

Министерство образования и науки Российской Федерации
НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Н.В. ЩЕГЛОВ

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Утверждено
Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия

НОВОСИБИРСК
2017

УДК 621.3.027.3:62-83(075.8)
Щ 334

Рецензенты

Ключенович В.И., канд. техн. наук, доцент
Цуркан Н.В., канд. техн. наук, доцент

Щеглов Н.В.

Щ 334 Электрооборудование высокого напряжения и его эксплуатация: учебное пособие / Н.В. Щеглов. – Новосибирск: Изд-во НГТУ, 2017. – 139 с.

ISBN 978-5-7782-3461-1

Рассмотрены основные факторы, определяющие деградацию маслонаполненного оборудования в эксплуатации и способы выявления появляющихся при этом дефектов. Кроме того, предложены методы продления сроков службы.

УДК 621.3.027.3:62-83(075.8)

ISBN 978-5-7782-3461-1

© Щеглов Н.В., 2017
© Новосибирский государственный
технический университет, 2017

ВВЕДЕНИЕ

Контроль состояния оборудования высокого напряжения в эксплуатации особенно важен при переходе к конкурентному рынку электроэнергии, когда необходимо стремиться снизить затраты на обслуживание, сохраняя достаточную его надежность. Усугубляет эту проблему и требует быстрее ее разрешения опасный для надежности рост доли оборудования, отработавшего нормативный срок службы.

Решить эту проблему может переход от стратегии обслуживания оборудования по расписанию к обслуживанию в соответствии с реальным состоянием оборудования.

Надежная работа оборудования обеспечивается только при своевременном выявлении возникающих при его работе дефектов. Выявление дефектов на ранней стадии их развития позволяет своевременно выводить оборудование в ремонт при наличии дефектов, не давая им развиваться в повреждение. Соответственно снижаются расходы на ремонт и увеличивается срок службы оборудования. Решение этой задачи осуществляется при контроле оборудования во время работы.

При отключении оборудования от сети получают более подробную его оценку. Результаты такого обследования принципиально отличаются от полученных при контроле во время работы; как правило, выявляется целый ряд существующих одновременно дефектов и оценка носит интегральный характер. На отключенном же от сети оборудовании можно применять более сложные и чувствительные методы обнаружения дефектов, при этом появляется возможность оценить объем и опасность этих дефектов по отдельности.

Окончательно оценка работоспособности оборудования, необходимых ограничений режима при дальнейшей работе, принятие решения о выводе в ремонт или списании проводятся по результатам ревизии с полной или частичной разборкой или обследования при выводе в

ремонт. Определяются характер, количество и места дефектов, необходимый объем ремонта. Для наибольшей достоверности оценки следует проводить анализ режимов его работы в течение длительного периода времени с учетом предыстории состояния оборудования – результатов проведенных ранее профилактических мероприятий и ремонтов.

Существенным для системы профилактики является сравнение результатов измерений во время работы и при отключенном оборудовании с выявленными при разборке дефектами. Таким путем накапливается база данных о дефектах и эффективности их выявления разными методами. База данных может быть использована при количественной оценке риска выхода оборудования из строя (основе стратегии профилактики оборудования) по обоснованной его надежности.

Такая стратегия активно внедряется за рубежом, где на методики расчета рисков обращают особое внимание.

1. СОСТОЯНИЕ ИЗОЛЯЦИИ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

1.1. УХУДШЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ В ЭКСПЛУАТАЦИИ

При изготовлении трансформатора на заводе его изоляция подвергается сушке и дегазации и в таком состоянии она испытывается. В эксплуатации влага и газ (воздух) постепенно проникают в изоляцию из окружающего воздуха. Скорость проникновения зависит от способа защиты трансформатора от влияния окружающей атмосферы, превышения температуры трансформатора над температурой окружающей среды.

Кроме того, при эксплуатации трансформатора в изоляции образуются продукты старения. При этом в изоляции появляются вода, газ, в том числе кислород, продукты старения твердой изоляции и масла (в частности кислоты и другие соединения), твердые частицы различного происхождения, которые существенно ухудшают электрические и механические характеристики изоляции и сокращают срок службы трансформатора.

Ухудшение изоляции вследствие проникновения воды и газа может начаться уже во время транспортирования трансформатора к месту его установки. В случае перевозки без масла качество пропитки ухудшается и в изоляцию проникает газ (азот), а иногда, при недостаточной герметизации бака, еще и влага. При недостаточной герметизации увлажнение возможно и в случае транспортирования трансформатора с маслом. При изменении окружающей температуры возникает перепад давления, который может привести к всасыванию в бак влажного воздуха, а при дожде – и воды.

1.2. ВЛАГОСОДЕРЖАНИЕ

1.2.1. ИСТОЧНИКИ ВОДЫ В ТРАНСФОРМАТОРЕ

Главным источником воды в трансформаторе является атмосферная влага. Она проникает в трансформатор вместе с воздухом через несовершенные системы защиты от увлажнения. Второй путь – это проникновение воздуха через уплотнения (в случае их дефекта) под воздействием градиента давления.

Помимо попадания влаги в масло из окружающей атмосферы в самом трансформаторе существует источник воды. Эта вода выделяется в твердой изоляции и масле в результате процесса их старения. В

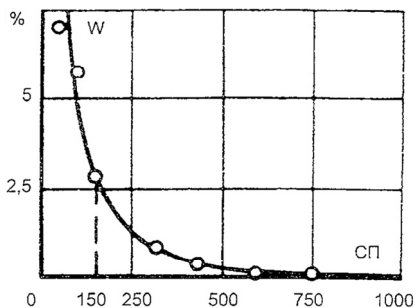


Рис. 1.1. Образование воды при термическом разложении бумаги:

СП – степень полимеризации бумаги;
W – количество влаги, % от веса бумаги

полностью нагруженном трансформаторе целлюлозная изоляция состарится в течение 20...30 лет и выделит за это время около 0,5...0,75 % воды (от массы изоляции).

Старение масла увеличивает влагосодержание бумаги примерно на 1 % до его замены. Если за время эксплуатации имела место одна смена масла, то общее количество влагосодержания твердой изоляции может возрасть за счет старения не более чем на 2...3 %.

Если целлюлозная изоляция сильно состарилась, то механиче-

ская прочность бумаги на разрыв уменьшается более чем вдвое, это обычно бывает за пределами нормального срока эксплуатации, при этом выделение воды в результате воздействия температуры значительно увеличивается (рис. 1.1).

После длительной эксплуатации в трансформаторах с первоначально хорошо обработанной изоляцией, снабженных расширителями с эффективно действующими силикагелевыми влагопоглотителями, содержание влаги в твердой изоляции не превысит 5 % по массе, а в масле 25 г/т (грамм на тонну), если эти трансформаторы находились под достаточной нагрузкой.

Бывают случаи и значительно более высокой влажности, это приводит к необходимости ремонта трансформатора. При этом следует

иметь в виду, что образцы изоляции, взятые из более нагретых мест, показывают меньшее влагосодержание.

В случае пленочной или азотной защиты влагосодержание остается ниже 1 %, так как в этом случае отсутствует контакт масла с окружающим воздухом.

1.2.2. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВОДЫ В ИЗОЛЯЦИИ

Вода растворяется в масле в очень небольших количествах. При этом растворимость увеличивается с повышением температуры (рис. 1.2) и изменяется в зависимости от химического состава масла. Увеличение содержания ароматических углеводородов значительно повышает растворимость воды (рис. 1.3).

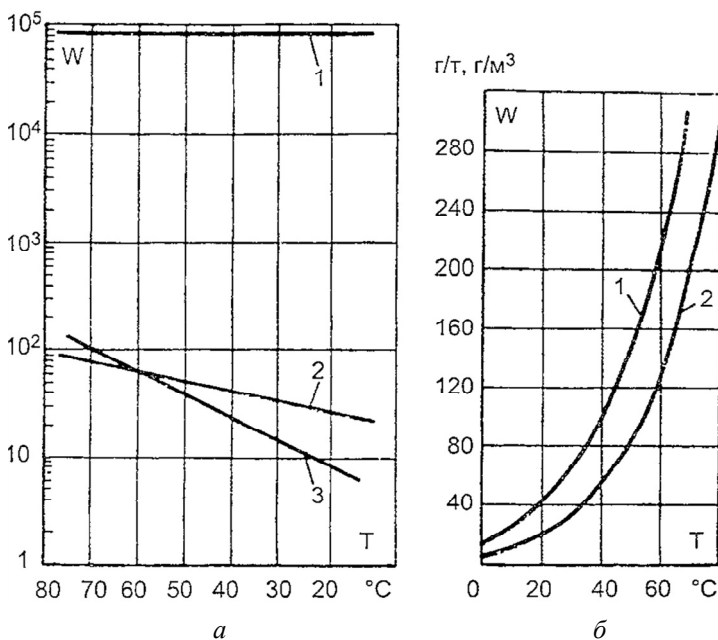


Рис. 1.2. Изменение влагосодержания с температурой:

a – содержание воды W в воздухе ($г/м^3$), в масле и бумаге ($г/г$) при 50 %-м насыщении и разной температуре T , 1 – бумага; 2 – масло, 3 – воздух; b – насыщающая влажность масла (1) и воздуха (2) в зависимости от температуры T

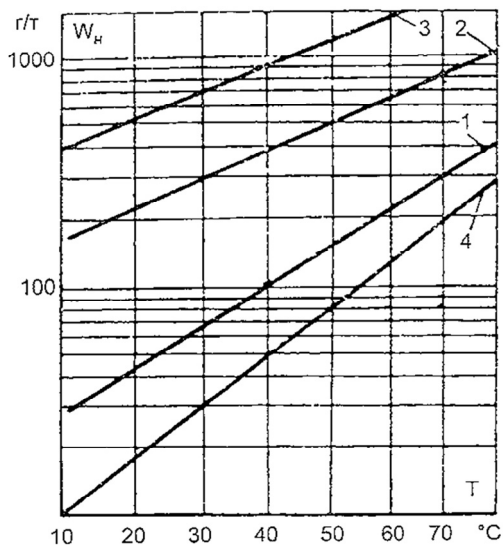


Рис. 1.3. Насыщающее влагосодержание масла W_n с различным содержанием ароматических углеводородов при атмосферном давлении и плотность насыщенных водяных паров в зависимости от температуры:

1 – трансформаторное масло, содержащее около 6 % ароматических углеводородов; 2 – масло, содержащее около 30 % ароматических углеводородов; 3 – бензол; 4 – плотность насыщенных водяных паров (1 г/м соответствует массе воды 1 г/м³)

В табл.1.1 и 1.2 приведены данные о растворимости воды в зависимости от содержания ароматических углеводородов и температуры.

Таблица 1.1

Растворимость воды при различной температуре

Масло	Содержание ароматических углеводородов, %	Растворимость воды, г/т		
		20 °С	40 °С	70 °С
1	5	42,8	97,5	279
2	8	46,8	108	316
3	16	56,2	128,3	369,2
4	21	75	162	436
5	Кремний-органическое масло	174	314,7	675,4

Растворимость воды от температуры и химического состава масла

Масло	Содержание ароматических углеводородов, %	Растворимость воды, г/т		
		20 °С	40 °С	70 °С
ГК ТУ-38101 1025–85	1,6	37	85	270
ТКП ТУ-38-198 08–81	12,3	54	125	335
Т-750 ГОСТ-982–80	17,0	64	140	390
Яросл. НПЗ ТУ-38.40 15849–92	18,8	68	150	400

При снижении температуры, при которой в масле находится предельное (насыщающее) значение влаги, часть влаги выделится в масле в виде эмульсии, т. е. в форме очень мелких капель. Эти капли имеют тенденцию осаждаться на твердых включениях, имеющихся в масле.

Увлажнение твердой изоляции при эксплуатации трансформатора происходит посредством миграции влаги из масла. Масло, в свою очередь, увлажняется при соприкосновении с воздухом, когда защита от увлажнения несовершенна.

Скорость миграции влаги из воздуха в масло и из масла в твердую изоляцию мала и зависит от многих условий.

Насыщающее значение влагосодержания целлюлозной изоляции, в отличие от масла, практически не зависит от температуры и составляет примерно 17 % по массе.

Распределение воды в изоляции подчиняется закону равновесия: при равенстве температур относительные влажности соприкасающихся сред: воздуха, масла и твердой изоляции равны.

Равновесие может быть достигнуто в течение относительно длительного времени, но тенденция к достижению равновесия постоянна. Кривые равновесного влагосодержания в системе «маслоцеллюлозная изоляция» показаны на рис. 1.4.

При равновесном состоянии парциальные давления водяных паров во всех трех средах равны.

При повышении температуры твердой изоляции давление водяных паров в ней повышается и под действием градиента парциального давления влага переходит из твердой изоляции в масло. Это объясняет тот факт, что витковая изоляция в работающем трансформаторе имеет меньшее влагосодержание, чем это следует из равновесных кривых, предполагающих равенство температур.

Такое же положение качественно имеет место, если температура масла превышает температуру соприкасающегося с ним воздуха.

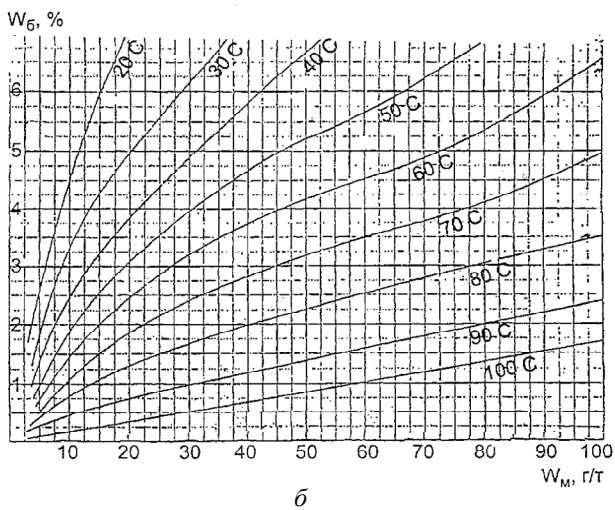
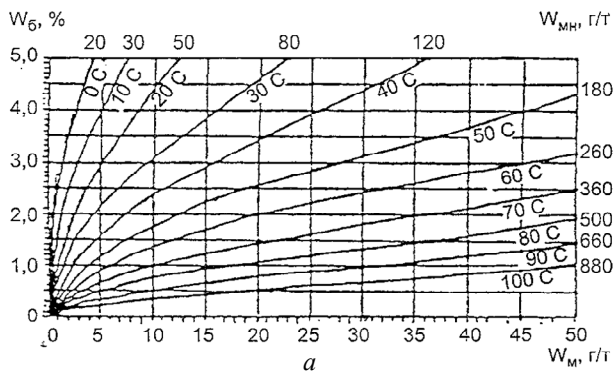


Рис. 1.4. Равновесное содержание влаги в системе масло–бумага (W_6 – влагосодержание бумаги, %; W_m – влагосодержание масла, г/т):

a – кривые Ооммена (на полях даны насыщающие значения масла при данной температуре), W_6 , н, г/т; b – кривые ЕНУ Видемана

Кривые равновесного содержания влаги в системе воздух–маслоцеллюлозная изоляция показаны на рис. 1.5. Из которых следует, что когда бумага находится в масле, соприкасающемся с воздухом, имеющим температуру $+20\text{ }^\circ\text{C}$ и относительную влажность 50 % (или

+10 °С и влажность 100 %), содержание влаги в бумаге составит примерно 2 % при температуре масла +60 °С и снизится до значения менее 1 % при температуре масла +80 °С. С другой стороны, когда масло находится при температуре +20 °С, содержание влаги в бумаге достигнет 9 %.

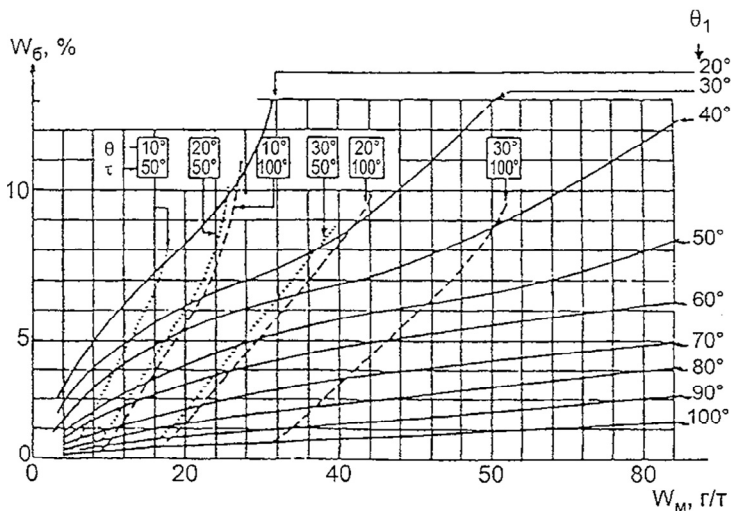


Рис. 1.5. Кривые Фабра и Пичона (Fabre–Pichon) для равновесного состояния влаги в системе воздух–масло–бумага:

W_6 – влагосодержание бумаги, %; W_m – влагосодержание масла, г/т; θ_1 – температура масла; θ – температура воздуха; τ – влажность воздуха

Если температура изоляции (масла и твердой изоляции) выше температуры окружающего воздуха, то влагосодержание изоляции будет низким. При равенстве температуры всех трех компонентов изоляция будет сильно увлажнена.

Так, при температуре окружающего воздуха +20 °С с влажностью 100 % и при температуре изоляции, равной +90 °С, влагосодержание составит примерно 19 г/т, твердой изоляции – около 1 %, тогда как при одинаковой температуре изоляции и воздуха (+20 °С), даже при его влажности, равной 50 %, влагосодержание масла будет примерно 26 г/т, а твердой изоляции – около 9 %.

Наличие масла не предохраняет твердую изоляцию от увлажнения, а просто замедляет достижение момента равновесия.

В равновесном состоянии основное количество воды содержится в твердой изоляции (свыше 90 %). Например, в автотрансформаторе мощностью 125 МВ · А напряжением 220/110/11 кВ количество масла 47 т, а масса целлюлозной изоляции – 5,9 т.

При температуре +70 °С и влагосодержании масла 20 г/т (см. рис. 1.4) влажность твердой изоляции составляет 2 %, т. е. в масле содержится 0,94 кг, а в твердой изоляции – 118 кг воды.

В работающем трансформаторе происходит постоянное перераспределение влагосодержания между твердой изоляцией и маслом вследствие изменения температуры при изменении нагрузки и атмосферных условий.

В работающем трансформаторе даже при постоянной нагрузке на различных участках изоляции влага распределяется неравномерно. Так, витковая изоляция имеет меньшее влагосодержание, чем барьеры главной изоляции, поскольку наблюдается выравнивание парциального давления водяных паров под воздействием градиента температуры.

При резких изменениях условий, например при сбросе нагрузки и быстром понижении температуры, масло может оказаться перенасыщенным и произойдет выделение свободной воды в виде эмульсии. Под воздействием электрического поля и движения масла пузырьки воды могут выстраиваться в цепочку, так как вода по своей природе полярна, и образовывать проводящие мостики или осаждаться на поверхности твердой изоляции.

В случае увеличения нагрузки под воздействием быстрого повышения температуры увлажненной витковой изоляции, прилегающей к меди провода, давление водяных паров в ней будет вытеснять пропитывающее изоляцию масло и микрокапилляры могут заполняться пузырьками водяных паров.

При окружающей температуре ниже нуля в случае отключения трансформатора от сети его температура через некоторое время сравняется с окружающей. Если при этом произошло выделение свободной воды из масла, она перейдет в лед. Ледяные кристаллы и более крупные образования, увлекаемые потоком масла, могут оказаться в электрически наиболее напряженных местах. Такой механизм переноса частиц льда даже более вероятен, чем в случае эмульсионной влаги, так как плотность льда меньше. Известны случаи, когда в зимнее время при включении трансформатора после длительного отключения происходило его повреждение.

1.2.3. СНИЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ

Трудно оценить, в какой мере качество масла влияет на электрическую прочность изоляции трансформатора в целом, — это зависит от конфигурации электродов и характера воздействий, определяющих прочность данной конструкции. Электрическая прочность масла, не содержащего твердых частиц, относительно слабо зависит от количества растворенной в нем воды (до точки насыщения). При содержании выше 5 г/т электрическая прочность уменьшается все больше, по мере загрязнения твердыми частицами. При этом предполагается, что масло свежее или очень мало работавшее. Поэтому не учитывается влияние кислотности масла на его способность растворять воду (кислотность существенно не влияет на диэлектрические свойства масла).

Современные установки для обработки масла позволяют уменьшить содержание влаги в масле значительно ниже насыщающего значения даже при низших температурах, которые могут быть в эксплуатации.

Снижение электрической прочности чистого трансформаторного масла в зависимости от его влагосодержания относительно невелико (около 20 % при влагосодержании 35 г/т). Загрязнение же масла механическими примесями (твердыми частицами) делает зависимость более резкой (рис. 1.6). В табл. 1.3 показано влияние механических примесей в зависимости от влагосодержания масла.

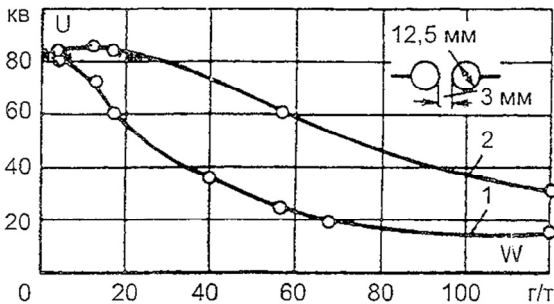


Рис. 1.6. Пробивное напряжение при частоте 50 Гц трансформаторного масла при температуре 25 °С в зависимости от влагосодержания W :

1 — технически чистое масло (содержит около 50 г/т твердых включений); 2 — технически чистое масло после двукратного прохождения через стеклянные фильтры (содержит менее 0,5 г/т твердых включений)

**Электрическая прочность масла в зависимости от влагосодержания
и механических примесей**

Содержание механических примесей, г/т	Электрическая прочность, кВ, при влагосодержании, г/т		
	20	40	60
0,5	80	75	60
50	60	40	20

Влияние влагосодержания на электрическую прочность целлюлозной изоляции показано на рис. 1.7 и 1.8. До влагосодержания около 1 % или даже несколько больше электрическая прочность практически не снижается. Но при этом напряжении начала частичных разрядов начинает снижаться значительно раньше (рис. 1.9).

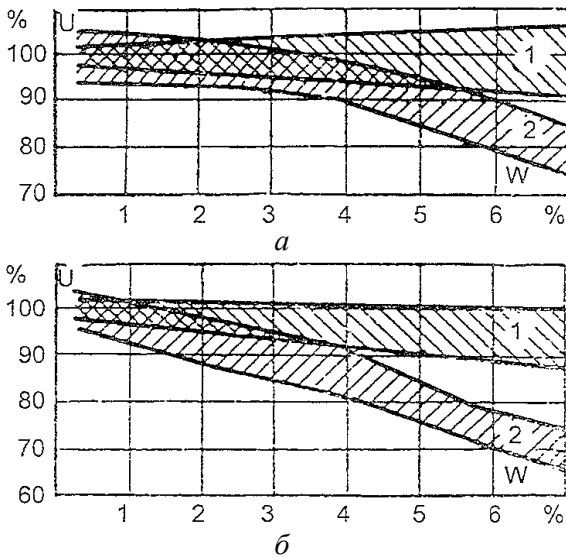


Рис. 1.7. Электрическая прочность пропитанного маслом трансформаторного картона в зависимости от влагосодержания:

a – при 50 Гц и 20 °С, 1 – перекрытие; 2 – пробой;
б – при грозовом импульсе 1/50 мкс и температуре 20 °С

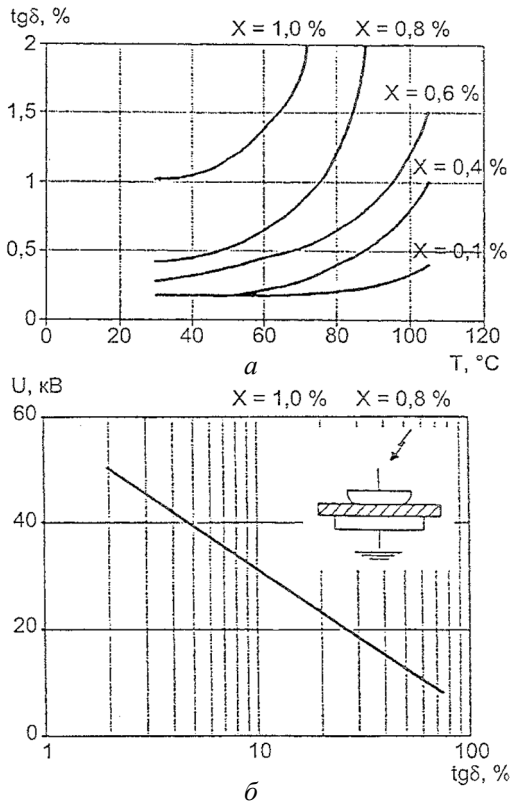


Рис. 1.8. Влияние влагосодержания на величину коэффициента диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ пропитанной маслом бумаги, x – влагосодержание бумаги в процентах по массе (а); пробивное напряжение пропитанного маслом электротехнического картона при частоте 60 Гц и выдержке в течение 7 ч в зависимости от коэффициента диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ (б)

В условиях эксплуатации влага и газы могут перемещаться, а их содержание может достигать критических значений в наиболее напряженных местах. Поочередное нагревание и охлаждение трансформатора при определенных условиях (состояние, близкое к насыщению) опасно для его изоляции.

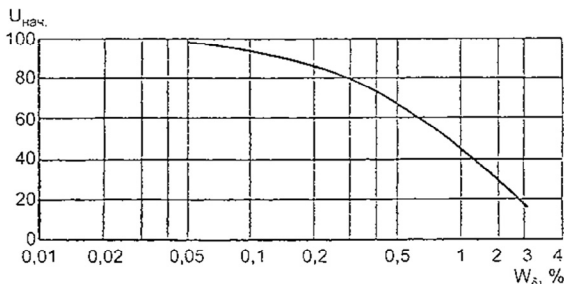


Рис. 1.9. Начальное напряжение частичных разрядов $U_{нач}$ пропитанной маслом бумаги с радиальной толщиной 30 мм в зависимости от влагосодержания W_{δ}

1.2.4. КЛАССЫ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ

В настоящее время предлагается классифицировать величины влагосодержания в изоляции по степени опасности повышения влагосодержания масла при нагреве трансформатора и последующем его охлаждении, когда относительная влажность масла значительно увеличивается или в предельном случае даже достигает 100 %, т. е. насыщения.

Класс I

Хорошее состояние – сухой трансформатор, влагосодержание целлюлозной изоляции составляет 0,5...10 % или меньше. Отсутствует возможность существенного изменения влагосодержания масла с изменением температуры, которое остается ниже 15 г/т. Относительное влагосодержание масла изменяется с температурой и составляет около 3 % или меньше при температуре 60...70 °С.

Класс II

Удовлетворительное состояние – нормальное состояние трансформатора, относительное влагосодержание масла остается относительно низким – 40...50 % при низких значениях рабочих температур.

При этом влагосодержание изоляции составляет 1...1,5 %. Небольшое (менее чем в два раза) увеличение влагосодержания масла при нагревании трансформатора и его работе при нормированном значении. Относительное влагосодержание масла при температуре 60...70 °С составляет около 5 %.

Класс III

Вероятно увлажненное состояние – относительное влагосодержание масла может составить более 50 % при изменении в пределах рабочих температур.

Класс IV

Увлажненное состояние – когда изменение рабочей температуры может привести к образованию водяной эмульсии в масле.

1.2.5. ВЛИЯНИЕ НА МЕХАНИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ И СКОРОСТЬ ТЕМПЕРАТУРНОГО СТАРЕНИЯ

Механическая прочность обмоток трансформатора зависит от стабильности их размеров и усилий запрессовки в течение эксплуатации. При изменении взаимного расположения центров обмоток в результате изменения изоляции (толщины прокладок и других участков изоляции) и, как следствие, искажения поля рассеяния могут существенно измениться электродинамические силы, воздействующие на обмотки.

Ослабление прессовки вследствие усадки картона прокладок, витковой и другой изоляции приводит к снижению механической прочности обмоток. Линейная усадка картона и бумаги при уменьшении влагосодержания на 1 % составляет примерно 0,5...0,8 % (рис. 1.10). Эта величина справедлива для области нормальных значений влажности этих материалов, возможных в эксплуатации.

При заводской технологической обработке обмотки достигают стабильных форм, и их изоляция имеет динамические модули эластичности, которые предварительно установлены до ее окончания. Обработка также является условием удовлетворительной прочности по отноше-

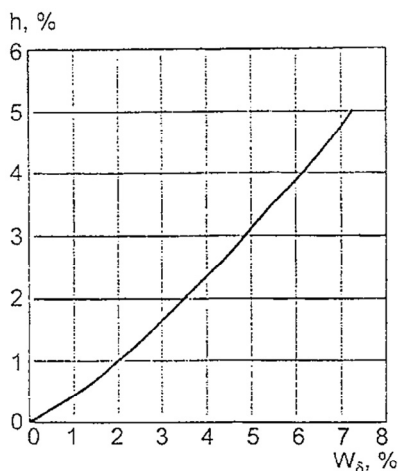


Рис. 1.10. Уменьшение толщины (усадка) электротехнического картона в процессе сушки:

W_{δ} – влагосодержание картона до сушки, %; h – значение усадки, %

нию к усилиям короткого замыкания в трансформаторе при эксплуатации.

Обработка обмотки состоит из ряда процессов, включая сушку под давлением. Эти операции завершаются перед окончательной сушкой, обычно перед насадкой обмоток на магнитопровод. Остаточная влажность, которая может быть после этой операции, не должна быть более 1 %.

Перед сборкой трансформатора изоляция обмотки должна быть высушена и высота обмотки должна быть стабилизирована сушкой и давлением, значение которого должно быть равно тому, которому обмотка будет подвергаться в эксплуатации, или быть несколько больше.

Во время сборки трудно избежать повышения влаги в изоляции к моменту начала окончательной сушки. Пред окончательной пропиткой маслом обмотку вновь сжимают. Для этого кроме высокой температуры и вакуума требуется время, особенно для деталей большой толщины.

Пропитка изоляции маслом значительно замедляет ее увлажнение (рис. 1.11).

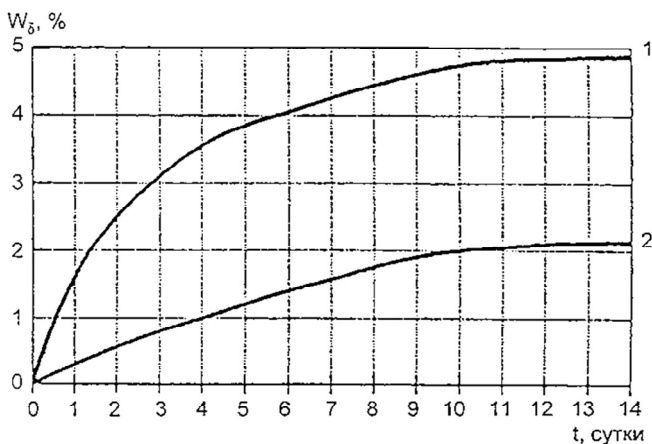


Рис. 1.11. Абсорбция влаги трансформаторным картоном толщиной 0,5 мм при температуре 17 °С и относительной влажности воздуха 65 %:

1 – непитанный картон; 2 – пропитанный маслом картон;
 W_{δ} – влагосодержание картона, %; t – время, сутки (Видеман)

Значение влагосодержания влияет на механическую прочность косвенным образом, значительно ускоряя температурное старение (рис. 1.12).

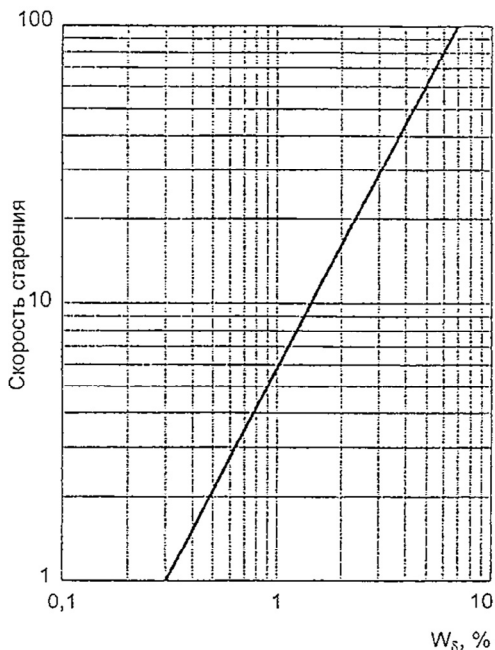


Рис. 1.12. Влияние влагосодержания бумаги W_{δ} на скорость теплового старения. За единицу принята скорость старения высушенной и пропитанной маслом бумаги с остаточным влагосодержанием 0,3 %

1.3. ГАЗСОДЕРЖАНИЕ

1.3.1. РАСТВОРИМОСТЬ ГАЗОВ В ТРАНСФОРМАТОРНОМ МАСЛЕ

Масло растворяет воздух и различные газы, соприкасающиеся с маслом, иногда в больших количествах. В трансформаторе, снабженном расширителем, скорость абсорбции газов маслом в большей степени зависит от конструкции. Эта скорость мала, но ею нельзя пренебрегать, учитывая срок службы трансформатора.

В трансформаторах, в которых масло соприкасается с газом (воздухом в трансформаторах с силикагелевым осушителем или азотом в трансформаторах с азотной подушкой), происходит постепенное насыщение масла газом. Различные газы имеют различную растворимость в масле. Растворимость газов в трансформаторном масле при температуре 25 °С и атмосферном давлении 736 мм рт. ст. приведена в табл. 1.4.

Таблица 1.4

Растворимость газов в трансформаторном масле при температуре 25 °С и атмосферном давлении 736 мм рт. ст.

Газы	Объем, %
Воздух	10,0
Азот чистый	8,56
Кислород чистый	15,92
Азот из воздуха	6,98
Кислород из воздуха	3,02
Окись углерода	9,0
Двуокись углерода	120,0

Существует прямая зависимость между количеством растворенного газа и его давлением над зеркалом масла в установившемся состоянии. С повышением температуры растворимость увеличивается (рис. 1.13 и 1.14). Эти данные нельзя распространять на все масла, так как они имеют неодинаковое поверхностное натяжение на границе с газом.

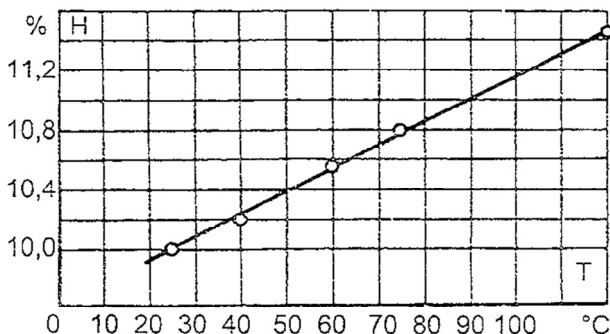


Рис. 1.13. Растворимость воздуха (H) в масле, процент объема в зависимости от температуры при давлении 735 мм рт. ст.

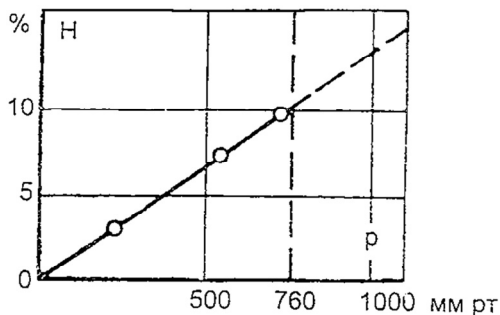


Рис. 1.14. Растворимость воздуха в трансформаторном масле в зависимости от атмосферного давления

Различная растворимость разных газов в масле приводит к тому, что состав газов в масле может оказаться совершенно иным, чем в газовом пространстве над маслом.

1.3.2. СНИЖЕНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ МАСЛА, СОДЕРЖАЩЕГО РАСТВОРЕННЫЙ ГАЗ

Считается, что влияние растворенного газа ниже насыщающего значения относительно невелико. Растворенные газы в масле снижают его электрическую прочность на 20...30 %, если они не образуют пузырьков.

Это явление происходит вблизи насыщенного состояния как следствие изменения температуры или по другим причинам, например, при воздействии сильного электрического поля или очень большой скорости масла в трубах охладителя.

Методы сушки трансформаторного масла обеспечивают дегазацию до такого состояния, при котором масло имеет только следы газа. Содержание его трудно измерить. Но это масло может абсорбировать газы во время эксплуатации трансформатора, если оно не изолировано от воздуха защитной мембраной в расширителе или имеет защитную подушку инертного газа, который растворим в масле.

Кроме того, в случае повышенного содержания растворенного в масле газа при циркуляции масла из зон с высоким статическим давлением, вызванным столбом масла, в зоны с низким статическим давлением, а также из зон с высокой температурой в зоны с более низкой температурой из масла может выделяться газ.

Быстрое перемещение масла насосами и возникновение кавитации могут также вызывать газовыделение.

Однозначно проявляются колебания нагрузки, а также давления и температуры окружающего воздуха, особенно если они происходят быстро. Газ сначала образует мельчайшие пузырьки, резко понижая электрическую прочность масла, затем образуются пузырьки, поднимающиеся вверх. Аналогичные явления происходят при отключениях крупных трансформаторов, сопровождающихся интенсивным охлаждением масла.

Таким образом, при рассмотрении содержания газов (как и влаги) только в изоляции недостаточно рассматривать средние величины.

1.4. СОДЕРЖАНИЕ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ В МАСЛЕ

В масле работающего трансформатора может содержаться некоторое количество твердых частиц. Наиболее опасны для изоляции проводящие частицы (металлы, углерод, влажные волокна и т. д.).

1.4.1. ИСТОЧНИКИ ОБРАЗОВАНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ И ИХ СОСТАВ

Степень опасности определяется количеством частиц, их размером и природой. Для трансформаторов высших классов напряжения должно быть более жесткое ограничение количества частиц. Главными источниками образования частиц являются системы охлаждения, особенно насосы, а также процессы старения твердой изоляции и масла.

Обычно после сборки трансформатора на заводе в масле содержится большое количество частиц, главным образом волокон целлюлозы. Поэтому масло трансформаторов напряжением 220 кВ и выше перед испытаниями подлежит фильтрации. После монтажа на месте установки фильтрация должна быть произведена повторно, так как в масле могут появиться частицы из системы охлаждения.

При эксплуатации с течением времени количество частиц в масле может возрасти. Характерный количественный состав частиц в зависимости от их размеров приведен в табл. 1.5.

В публикации МЭК 60970 рекомендована процедура отбора пробы масла для определения количества частиц. При этом важно обеспечить чистоту сосуда для масла и вентиля, через который берется проба.

Желателен отбор из движущегося потока масла, так как отбор из застойной зоны на дне бака может сильно исказить результат.

Таблица 1.5

**Типичный пример количества твердых частиц
в естественно загрязненном масле трансформатора**

Кумулятивное число		Дифференциальное число	
Размеры частиц, мкм	Количество частиц в 100 мл, больших указанного размера	Диапазоны размера частиц, мкм	Количество частиц указанных размеров в 100 мл
5	11 600	5...15	10 930
15	670	15...25	551
25	119	25...50	107
30	12	50...100	11
100	1	Более 100	1

Наибольшее число случаев повреждения трансформаторов имело место в масляных промежутках, например, с экрана высоковольтного ввода или отвода, где отсутствовали барьеры. При этом повреждения трансформаторов вследствие наличия большого количества твердых частиц наблюдались главным образом на трансформаторах сверхвысокого напряжения (СВН).

**1.4.2. ОЦЕНКА РЕЗУЛЬТАТОВ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
КОЛИЧЕСТВА ЧАСТИЦ**

Классификация определения количества частиц, рекомендованная СИГРЕ, приведена в табл. 1.5.

Результаты, оцененные в соответствии с табл. 1.6, можно уточнить после проведения испытаний электрической прочности масла. Эти испытания должны быть проведены согласно МЭК 60156. Если результаты испытаний не будут соответствовать измеренному количеству частиц, испытания следует повторить. При этом должна быть применена методика, которая способна выявить влияние частиц. В рекомендациях принято «граничное» значение электрической прочности, сниженное на 30 % или более по сравнению с новым маслом. Рекомендуются дальнейшие действия применительно к трансформаторам СВН, приведенные в табл. 1.7.

Таблица 1.6

Уровни содержания твердых частиц в масле трансформаторов

Максимальное количество в 100 мл		Обозначение содержания частиц	Оценка
5 мкм	15 мкм		
250	32	Нулевое	Уровень содержания частиц в растворителе в сосуде, предназначенном для отбора масла (согласно МЭК)
1000	150	Низкое	Масло высшей чистоты перед заводскими испытаниями и перед включением в эксплуатацию
32 000	4000	Нормальное	Уровень содержания частиц, типичный для трансформаторов в эксплуатации
130 000	16 000	Предельное	Уровень содержания частиц, имеющий место в значительном числе трансформаторов в эксплуатации
>130 000	>16 000	Высокое	Уровень, редко встречающийся и свидетельствующий о ненормальном состоянии

Таблица 1.7

Рекомендации при загрязненном масле

Уровень содержания частиц	Электрическая прочность	Рекомендации
Нормальный	Хорошая Сниженная Хорошая	Меры не требуются Определить типы частиц Вероятно наличие грязи или сухих волокон. Повторить электрические испытания прочности по методике, позволяющей выявить эффект частиц
Граничный	Граничная Хорошая	Определить тип частиц. Определить влагосодержание, принять решение о необходимости фильтрации Повторить определение количества частиц. Повторить испытания прочности по методике для определения эффекта частиц
Высокий	Граничная	Исследовать источник образования частиц. Рекомендуется обязательная фильтрация или замена масла

1.4.3. ВЛИЯНИЕ ЧАСТИЦ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ

Влияние влаги и твердых частиц на электрическую прочность показано на рис. 1.6. Метод определения пробивной прочности масла согласно МЭК-60156 непригоден для определения вредного влияния твердых частиц в масле.

Однако с той же испытательной камерой можно показать влияние частиц, заменив быстрый подъем выдержкой напряжения на каждой ступени. При таком методе 30%-е снижение среднего пробивного напряжения имеет место для нормального загрязненного в эксплуатации масла. Более четко эта зависимость проявляется при увеличении объема масла в испытательной камере.

а) Голые электроды

Присутствие частиц как проводящих, так и в виде целлюлозных волокон всегда уменьшает пробивное напряжение. Степень уменьшения зависит от объема масла, метода приложения напряжения, типа частиц.

В случае электродов, покрытых изоляцией, снижение пробивного напряжения меньше (рис. 1.15).

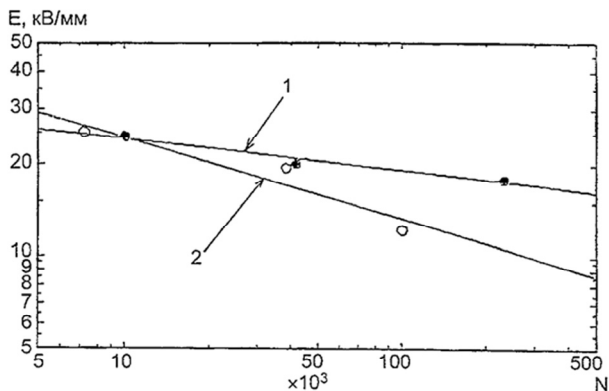


Рис. 1.15. Зависимость электрической прочности масляного канала от количества твердых частиц в 100 мл масла (N). По оси ординат — пробивная напряженность переменного напряжения E , кВ/мм:

1 — в промежутке между барьером из картона; 2 — голые электроды

В трансформаторах, имеющих большой объем масла, частицы могут перемещаться и концентрироваться в наиболее напряженных местах. Поэтому для оценки снижения пробивного напряжения из-за наличия твердых частиц предложены коаксиальные электроды, которые способствуют движению масла и концентрации частиц в наиболее напряженном месте.

Существенным является также метод приложения напряжения. Большая длительность приложения напряжения увеличивает вероятность концентрации частиц между электродами.

Необходимо учитывать и влагосодержание масла, которое может усилить отрицательный эффект частиц (см. рис. 1.6). Следует отметить, что частицы снижают минимальное пробивное напряжение в большей степени, чем среднее.

б) Изолированные электроды

В опыте, в котором масло, загрязненное алюминиевым порошком в системе электродов, имитировавших главную изоляцию между обмотками, снизило среднее пробивное напряжение на 7 %, а минимальное – на 32 %.

Возможно, что механизм пробоя при изолированных электродах иной, чем при неизолированных. Отложение проводящих частиц на поверхности изоляционных деталей приводит к значительному снижению их электрической прочности.

1.5. СТАРЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ

Под влиянием рабочей температуры в трансформаторе происходит старение, т. е. разложение как масла, так и твердой изоляции.

1.5.1. СТАРЕНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Основным продуктом старения масла являются кислоты. Удаление воздуха и содержащегося в нем кислорода, растворенного в масле, способствует замедлению этого процесса.

Почти полная дегазация масла происходит во время его сушки. Последующая абсорбция кислорода маслом во время эксплуатации зависит от системы защиты трансформатора от влияния атмосферы. Поэтому необходимы устройства, предотвращающие контакт масла с окружающим воздухом.

С точки зрения старения масла наличие нескольких граммов воды на тонну масла не имеет существенного значения. В большинстве случаев срок службы трансформаторного масла до его смены или очистки составляет более 10 лет.

Хорошо очищенные масла в сочетании с обычным расширителем и воздухоосушителем обеспечивают без специальной обработки срок службы до 30 лет.

1.5.2. СТАРЕНИЕ ЦЕЛЛЮЛОЗНОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Под влиянием вида воздействий (тепловых, химических и других) в изоляции идет процесс, ухудшающий ее характеристики, – старение. Существенно не влияя на электрические свойства, старение резко проявляется в изменении механических характеристик. Для оценки состояния изоляции определяют степень ее полимеризации. Целлюлоза – натуральный полимер, молекула которого образует цепь, состоящую примерно из 1200...1300 колец глюкозы, степень полимеризации 1200...1300.

Степень молекулярной полимеризации полимера есть среднее число одинаковых частей, образующих молекулу. При разложении молекулы распадаются на более мелкие части. Средняя длина этих частей определяется степенью разложения.

При старении целлюлозы степень молекулярной полимеризации снижается от 1200...1300 приблизительно до 100. Это снижение средней длины цепей сопровождается образованием альдегидов и кетонов в местах разрыва цепочек, которые в свою очередь имеют тенденцию к превращению в кислоты. Степень полимеризации (СП) удобно оценивать по вязкости разбавленного раствора полимера в подходящем растворителе.

Для целлюлозы таким растворителем может быть гидроксид купроэтилендиамина. Измерение СП, которое можно производить пробами массой в несколько граммов, при хорошей точности (2 %) дает оценку состояния бумаги, начиная от новой и кончая той, которая подверглась сильному разрушению.

По мере старения механические свойства целлюлозных материалов, и в частности бумаги, ухудшаются. По достижении СП значения 360...400 прочность бумаги на разрыв снижается приблизительно

вдвое, и дальнейшее ее использование считается нецелесообразным (рис. 1.16).

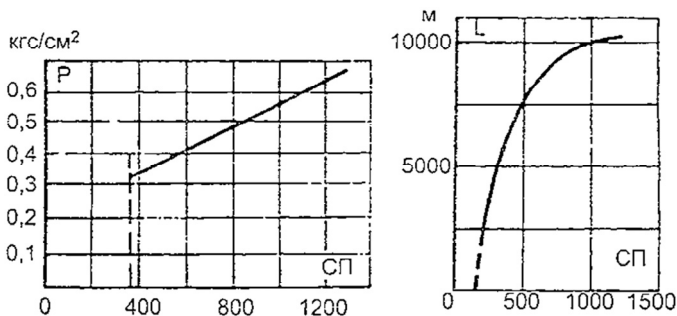


Рис. 1.16. Снижение механической прочности бумаги при ее старении:

a – зависимость прочности бумаги на разрыв P от степени ее полимеризации СП; пунктиром показано предельное значение СП (360), допустимое для изоляции трансформатора; *б* – зависимость между разрывной длиной L и степенью полимеризации бумаги

В случае развитого старения бумаги механические характеристики становятся ненадежными и имеют существенный разброс величин, тогда как химические критерии ее старения позволяют определить любую наиболее глубокую степень старения бумаги, которая только встречается на практике.

Экспериментальные зависимости скорости старения от температуры показаны на рис. 1.17. Кривые получены на образцах, предварительно высушенных и откавакумированных. На рис. 1.17, *в* различные прямые линии относятся к различным степеням старения бумаги, и они не являются параллельными. Это свидетельствует о том, что закономерность, найденная Монтзингером, справедлива только для определенной степени старения бумаги.

Другими словами, приращение температуры, при котором время, необходимое для достижения одной и той же степени полимеризации, снижается вдвое, зависит от относительной величины степени полимеризации (рис. 1.18).

В табл. 1.8 приведены данные о продолжительности термического старения в вакууме бумаги с начальным содержанием влаги 0,3 %, необходимой для достижения степени полимеризации, равной 150.

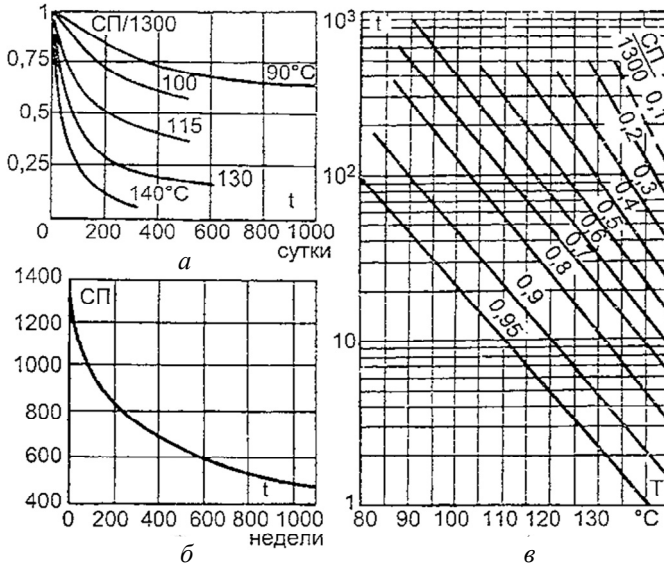
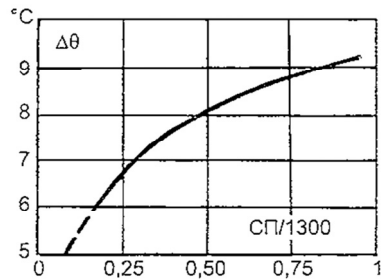


Рис. 1.17. Старение пропитанной маслом бумаги в зависимости от времени и температуры:

a – относительные значения степени полимеризации СП/1300 пропитанной маслом бумаги (опыты проводились в вакууме, содержание воды в бумаге в начале опыта составило 0,3 %);
б – степень полимеризации СП в моделях трансформаторов в масле при 85 °С, температура бумаги 100 °С; *в* – время и температура, необходимые для достижения указанного относительного значения степени полимеризации

Рис. 1.18. Изменение приращения температуры $\Delta\theta$, обуславливающей удвоение скорости старения бумаги, в зависимости от достигаемой при этом степени старения, оцениваемой по относительной степени полимеризации СП/1300



Продолжительность термического старения бумаги в вакууме

Температура, °С	115	110	105	100	95	90
Продолжительность, лет	14	26	50	95	180	350

Данные табл. 1.8 получены путем экстраполяции результатов экспериментов, показанных на рис. 1.17. Считается, что использовать бумагу с меньшей степенью полимеризации нецелесообразно, хотя в некоторых случаях отмечено, что трансформаторы эксплуатировались до степени полимеризации 200 и даже 100. Установлено, что при значении степени полимеризации ниже 150 механические свойства бумаги уже не могут быть определены.

а) Действие кислорода

Содержащийся в масле кислород, воздействуя непосредственно на бумагу, ускоряет старение.

Продукты старения масла также влияют на старение бумаги. Однако степень их воздействия представляет величину второго порядка по сравнению с прямым воздействием кислорода. Это подтверждается тем, что в открытых сосудах (со свободным доступом воздуха), содержащих масло и бумагу с влажностью 0,3...5 %, старение бумаги протекает примерно в 2,5 раза быстрее, чем в герметично закрытых сосудах в вакууме (или в атмосфере азота) при таком же содержании влаги и температуре 90, 100 и 115 °С.

б) Действие влаги

Влияние влаги на скорость старения подчиняется простому закону: скорость разложения бумаги приблизительно пропорциональна количеству содержания в ней влаги (см. рис. 1.12).

Этот приближенный закон справедлив при содержании влаги в бумаге от 0,3 до 7 % и при относительно небольшой степени разрушения бумаги. При более сильном конечном разрушении бумаги влияние влаги становится более заметным (рис. 1.19). При 2 % содержания влаги старение бумаги происходит быстрее (в 6...16 раз), а при 4 % – в 2...45 раз, чем при 0,3 %.

Влагосодержание твердой изоляции нового трансформатора при выпуске с завода составляет менее 0,5 %. По истечении нескольких лет

эксплуатации трансформатора с силикагелевым осушителем воздуха влагосодержание может увеличиться до 3...5 % в зависимости от режима работы. В таком состоянии трансформатор работает оставшееся время до установленного срока эксплуатации, равного 25 годам. При этом степень полимеризации твердой изоляции остается в пределах не менее 400...360.

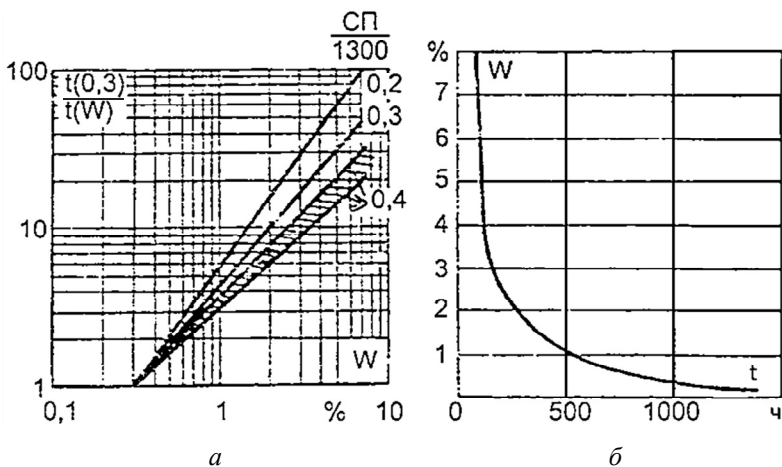


Рис. 1.19. Влияние влагосодержания бумаги W на ее старение:

a – скорость старения в зависимости от влажности. По оси ординат отношение времени, требующегося для достижения определенной степени старения бумаги, содержащей 0,3 % влаги, ко времени, необходимому для такого же разрушения бумаги при влагосодержании W ; b – время старения t , необходимое для уменьшения до нуля прочности бумаги на растяжение в зависимости от ее влагосодержания W (температура старения 120 °С)

Трансформаторы, снабженные защитой от окружающей атмосферы с помощью эластичной мембраны, не имеют непосредственного соприкосновения масла в расширителе с окружающей атмосферой. Поэтому влагосодержание и газосодержание изоляции в таких трансформаторах повышаются значительно медленней.

В отечественной практике такой защитой обычно снабжаются трансформаторы напряжением 220 кВ и выше. Поэтому можно считать, что при одинаковых нагрузочных условиях изоляция таких трансформаторов старится существенно медленнее.

Различные участки изоляции, подверженные описанным воздействиям, влияющим на электрические и механические характеристики изоляции, видны на рис. 1.20.

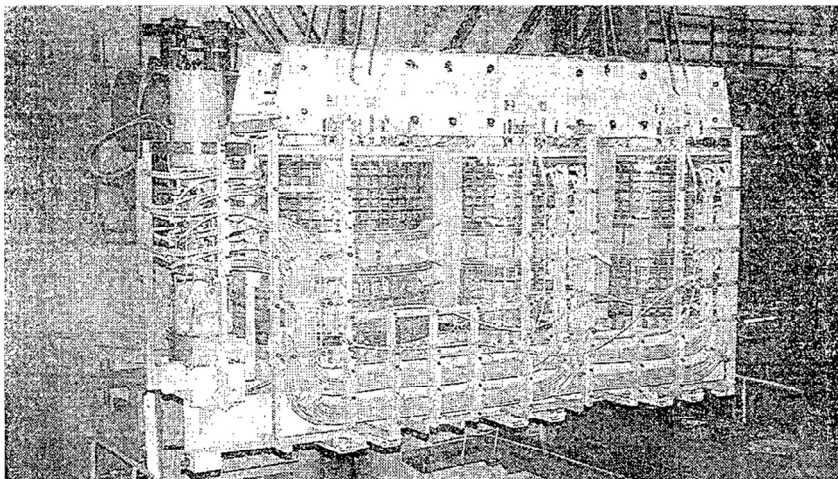


Рис. 1.20. Активная часть генераторного трансформатора мощностью 100 МВ·А, напряжением $220 \pm 12\% / 11/11$ кВ, с РПН в нейтрали ВН (ТРДЦН-100000/220)

Поддержание изоляции по содержанию влаги, газа и твердых частиц в хорошем состоянии позволяет повысить надежность изоляции и продлить срок ее службы.

1.6. СТАТИЧЕСКАЯ ЭЛЕКТРИЗАЦИЯ В СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ

Статическая электризация – граничное явление в трансформаторах, которое показывает состояние масла, бумаги и корпуса трансформатора. Ее физический механизм должен учитывать источник заряда и область накопления излишнего заряда. При протекании масла через резервуар и охладители оно приобретает электростатический заряд, т. е. содержит равное количество положительных и отрицательных ионов. При прохождении масла через бумагу и твердый изоляционный материал обмоток изоляционный материал заряжается отрица-

тельно, а масло заряжается положительно за счет разделения зарядов (рис. 1.21).

В 1970-х годах в Японии имели место случаи повреждения больших трансформаторов высокого напряжения, позже подобные явления наблюдались и в других странах, связанных со статической электризацией. Считается, что трансформаторы большой мощности ($S > 100 \text{ МВ} \cdot \text{А}$) подвергаются воздействию статического электричества, потому что содержат значительное количество изоляционных материалов и большой объем масла, чем трансформаторы меньшей мощности.

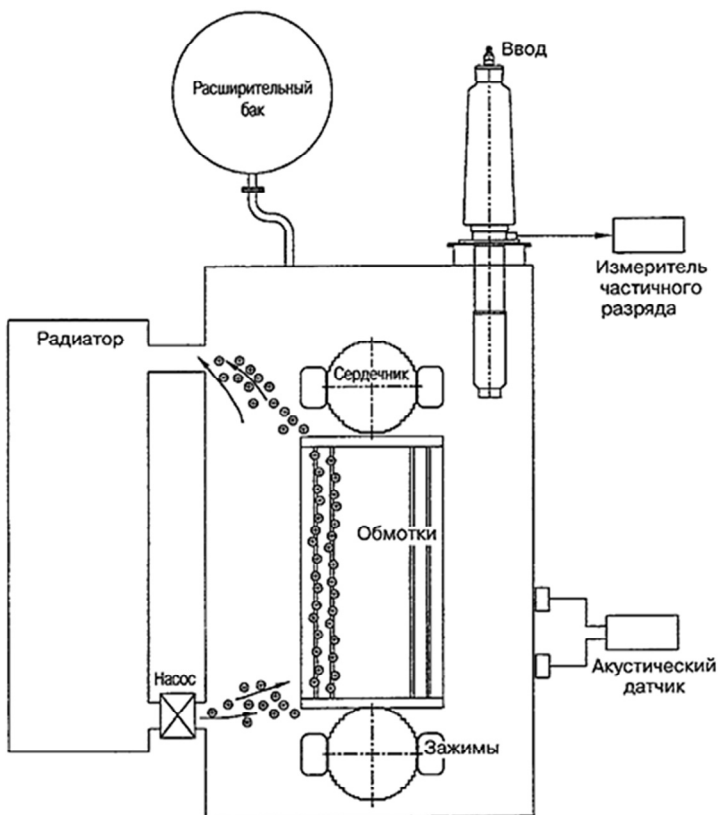


Рис. 1.21. Схема для объяснения электризации трансформаторного масла

Поскольку разные масла имеют разные электростатические свойства, добавки к маслу могут быть способом снижения его статической электризации. Альтернативой добавкам может быть регенерация использованного масла, потому что новое масло меньше электризуется, чем проработавшее. С другой стороны, масло имеет также очень большую влажность. Неприятности со статической электризацией могут быть вызваны неправильной эксплуатацией, при которой возрастает объем охлаждающего масла сверх рекомендаций изготовителя или происходит более сильное охлаждение при работе, чем требует нагрузка трансформатора.

2. ДИАГНОСТИКА В ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.1. ЗАДАЧИ ДИАГНОСТИКИ

Задачами диагностики маслonaполненного оборудования являются:

- выявление дефектов и повреждений;
- оценка функциональной исправности оборудования;
- определение возможности продолжения эксплуатации без ремонта;
- определение объема ремонта в случае его необходимости;
- оценка остаточного срока службы и мер по продлению срока службы.

2.2. ИЗМЕНЕНИЯ В ТРАНСФОРМАТОРЕ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

2.2.1. УХУДШЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

Одним из решающих факторов ухудшения изоляции является увлажнение изоляции. Существует три источника увлажнения:

- остаточная влага в твердой изоляции, не удаленная при заводской сушке;
- атмосферная влага;
- вода, образованная при старении изоляции и масла.

Главным источником увлажнения является атмосферная влага, проникающая под действием градиента давления, особенно через ослабленные уплотнения. При нарушении герметичности уплотнения значительное количество влаги может проникнуть в бак при понижении давления в нем ниже атмосферного при снижении температуры.

Это явление может быть особенно опасно, если трансформатор хранится не полностью залитым маслом.

В процессе монтажа также происходит определенное увлажнение и загрязнение изоляции. Примерная оценка возможного увлажнения приведена в табл. 2.1.

Т а б л и ц а 2.1

Верхняя оценка возможного увлажнения

Источник	Степень увлажнения
Прямой контакт пропитанной маслом изоляции с воздухом относительной влажности ϕ : а) $\phi = 75 \%$, $20 \text{ }^\circ\text{C}$ б) $\phi = 40 \%$, $20 \text{ }^\circ\text{C}$	Количество воды, адсорбированной поверхностью электрокартона 1000 м^2 на глубину $0,5 \text{ мм}$: 13,5 г в течение 16 ч 8,1 г в течение 16 ч
Молекулярное натекание влаги: • через поры в резиновом уплотнении • через ослабленное уплотнение	До 1–5 г в год До 30–40 г в год
Натекание влажного воздуха Хранение в транспортном состоянии с маслом выше уровня обмоток: • нормальное уплотнение • ослабленное уплотнение	15 г в год 600 г в год
Эксплуатация негерметичных конструкций	6000 г в год
Попадание дождя на ослабленное уплотнение	200 г в час в виде жидкой воды

Старение целлюлозной изоляции может образовывать значительное количество влаги, если изоляция работает при повышенной температуре и значительно изношена. Распределение влаги в изоляционной структуре неравномерно. Наибольшее количество влаги содержится в тонкой изоляционной структуре, работающей при температуре основной массы масла, особенно при сравнительно низкой температуре.

Содержание влаги в витковой изоляции существенно ниже, чем в электрокартонных барьерах. Вместе с тем влияние температуры проводников обмотки и перепад температуры в витковой изоляции обуславливают неравномерное распределение влаги по толщине с повышенной концентрацией влаги во внешних слоях.

В свежем масле вода присутствует главным образом в растворенном виде. Растворимость воды в различных маслах зависит от их

состава и растет по мере увеличения содержания ароматических углеводов.

Образование продуктов старения в окисленном масле обуславливает появление гидратной или «связанной» воды, которую практически невозможно измерить с помощью стандартных методов определения растворенной влаги.

При повышенной температуре часть «связанной» влаги может перейти в растворенную.

Определяющие факторы старения масла – это присутствие кислорода и достаточно высокая температура, а также присутствие катализаторов. Повышение температуры на 10 градусов уменьшает время критического окисления масла приблизительно в 2 раза. Процессы окисления масла значительно ускоряются при содержании кислорода больше 2000...3000 ppm (объемных).

Окисление масла начинается с образованием промежуточных продуктов, так называемых «свободных радикалов», количественная оценка которых может быть мерой степени начального старения. Конечными продуктами являются продукты конденсации и полимеризации, а также растворимый и нерастворимый шлам.

Кислоты, не кислые полярные соединения, металлосодержащие коллоиды и шламы могут быть отнесены к наиболее агрессивным продуктам старения масла. Шламы можно отнести к наиболее опасным продуктам: они могут снизить электрическую прочность масла и поверхностно – прочность изоляции, значительно ускорить процесс деградации изоляции, а также вызвать интенсивное старение нового масла, залитого в оборудование, в котором имеются остаточные продукты старения.

Часть продуктов старения масла адсорбируется целлюлозой, увеличивая ее проводимость и тангенс угла диэлектрических потерь и ускоряя ее деградацию.

Деградацию целлюлозной изоляции вызывают одновременно действующие механизмы гидролиза, пиролиза и окисления.

Гидролиз и пиролиз вызывают разрыв молекул целлюлозы – деполимеризацию, которой сопутствует образование фурановых производных, в частности наиболее устойчивого компонента – фурфурола. Интенсивное выделение фуранов происходит при температуре 120...130°C.

Окисление целлюлозы непосредственно не вызывает разрыва молекул, но образует воду, которая ускоряет процесс гидролитической

деструкции. Продуктами гидролиза являются фурановые производные и вода; продуктами пиролиза – фураны, окись и двуокись углерода, вода и кислоты.

Наиболее вероятной в условиях рабочих температур трансформатора представляется гидролитическая деструкция, энергия активации которой почти в 1,4...2,0 раза ниже, чем энергия активации пиролиза. Степень гидролитической деструкции практически пропорциональна содержанию воды и кислот, требующихся для активации и поддержания процесса. Поэтому для оценки степени износа изоляции необходимо, кроме температуры и времени, учитывать также содержание воды и кислот.

На ухудшение изоляции также сильно влияет загрязнение *механическими примесями*.

Кроме образования примесей в результате старения и деструкции изоляции, в масле могут быть примеси, оставшиеся после изготовления и монтажа трансформатора, а также появляющиеся в результате трения металлических деталей активной части, износа и повреждения встроенных маслonaсосов, проникновения загрязнений из контактора РПН, силикагелевого фильтра, маслоохладителей.

Проводящие и полярные частицы в масле перераспределяются под действием сил гравитации, потоков масла и особенно под воздействием электромагнитного поля, способствующего отложению их в местах концентрации напряженности поля (на поверхности обмоток, барьеров, крышках вводов).

Электрическая прочность изоляции существенно зависит также от содержания в ней газов.

Масло растворяет все газы в соответствии с законом Генри и коэффициентами растворимости (коэффициентами Оствальда). Температурная зависимость коэффициентов растворимости у некоторых газов положительная, у других – отрицательная.

Газы растворяются в целлюлозной изоляции подобно воде, но менее активно.

Обычно в трансформаторе имеются газовые компоненты воздуха (азот, кислород, двуокись углерода). Вследствие старения материалов, особенно в случае появления начального повреждения в масле, образуются окись и двуокись углерода, углерод и углеводороды. Наиболее опасно появление пузырьков газа в масле и в твердой изоляции.

2.2.2. ИЗМЕНЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ

Механическое состояние обмоток трансформаторов в эксплуатации определяется воздействием электродинамических сил – радиальных, осевых и тангенциальных.

Радиальные силы сжимают одни обмотки и растягивают другие.

В двухобмоточном трансформаторе сжимающим радиальным силам обычно подвергаются внутренние обмотки НН.

Остаточные деформации обмоток под действием сжимающих радиальных сил называются потерей радиальной устойчивости, они ослабляют изоляцию обмотки и снижают ее электрическую прочность.

Осевые силы, действующие в обмотках трансформаторов при КЗ, могут вызвать потерю осевой устойчивости, которая проявляется в значительном наклоне проводников относительно начального положения. Потеря осевой устойчивости может привести к разрушению изоляции, росту осевых сил, связанному с возникновением несимметрии обмоток из-за смещения проводников, внутреннему короткому замыканию.

Кроме того, могут возникать осевой изгиб проводников в пролетах между столбами прокладок, сползание проводов слоевых обмоток в осевом направлении, повреждение концевой изоляции и опорных (прессующих) конструкций обмоток.

Из-за схода винта в случае винтовых обмоток, из-за наличия переходов между катушками в случае непрерывных обмоток возникают тангенциальные силы, под действием которых обмотки стремятся скрутиться. Это может привести к смещению проводников и выводов обмотки, опорной и концевой изоляции, столбов прокладок и, как следствие, к внутреннему КЗ.

2.3. МЕТОДОЛОГИЯ ДИАГНОСТИКИ

2.3.1. КОНЦЕПЦИИ ОБСЛУЖИВАНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

1. Обслуживание оборудования по данным периодических испытаний в определенном объеме через определенные промежутки времени (традиционная методология).

2. Обслуживание оборудования по его состоянию с проведением, на базе опыта эксплуатации, наиболее эффективных испытаний, как правило, не требующих отключения оборудования.

3. Обслуживание оборудования по критерию надежности с учетом риска отказа и его последствий, что позволяет использовать имеющиеся затраты прочности.

4. Обслуживание по результатам функциональной диагностики, направленной на оценку работоспособности отдельных подсистем оборудования с учетом вероятных дефектов и механизмов их развития.

2.3.2. ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПЕРИОДИЧЕСКИХ ИСПЫТАНИЙ

Объем традиционных периодических испытаний приведен в табл. 2.2, в которой указаны обязательные испытания, обусловленные руководством «Объемы и нормы испытания электрооборудования», а также стандартом IEEE.

Таблица 2.2

Объем периодических испытаний

Компоненты трансформатора	Проверяемые характеристики и параметры	Нормативный документ	
		нормы России	стандарт IEEE
Обмотки, отводы и изоляция	Коэффициент трансформации	▲	▲
	Полярность и группа соединения	▲	▲
	Сопротивление постоянному току	▲	▲
	Ток холостого хода		▲ ▲
	Потери холостого хода	▲	
	Сопротивление короткому замыканию	▲	
	Сопротивление изоляции	▲	▲
	Тангенс угла потерь и емкость изоляции	▲	▲
	Электрическая прочность (испытание изоляции повышенным напряжением)	▲	▲
	Уровень частичных разрядов		▲
	Переходные и частотные характеристики		
	Вибрационные характеристики	▲	▲
	Влажность твердой изоляции	▲	▲
	Состояние бумажной изоляции обмоток		
Остов (магнитная система)	Сопротивление изоляции	▲	▲
	Ток и потери холостого хода	▲	▲
	Вибрационные характеристики		

Окончание табл. 2.2

Компоненты трансформатора	Проверяемые характеристики и параметры	Нормативный документ	
		нормы России	стандарт IEEE
Устройство РПН	Коэффициент трансформации		
	Контактное нажатие		
	Крутящий момент		
	Сопротивление элементов токоведущего контура, токоограничивающих резисторов и реакторов		
	Последовательность действия контактов		
	Время переключения устройств		
	Герметичность		
	Работа приводов и блокировок		
Температура (термограмма)			
Изоляционное масло	Вязкость кинематическая	▲	▲
	Плотность	▲	▲
	Внешний вид	▲	▲
	Цвет		▲
	Температура вспышки в закрытом тигле	▲	
	Температура застывания	▲	
	Зольность	▲	▲
	Нагровая проба, оптическая плотность, баллы	▲	
	Содержание серы; испытание коррозионного воздействия	▲	▲
	$\text{tg } \delta$, процент при 90 °С	▲	▲
	Кислотное число, мг КОН/г	▲	▲
	Стабильность против окисления	▲	
	Содержание водорастворимых кислот		▲
	Поверхностное натяжение	▲	
	Содержание антиокислительной присадки	▲	▲
	Определение растворимого и нерастворимого осадка	▲	▲
	Пробивное напряжение	▲	▲
	Влагосодержание	▲	▲
Содержание механических примесей			
Растворенные газы	▲	▲	
Высоковольтные вводы	Сопротивление изоляции	▲	
	$\text{tg } \delta$, процент и емкость изоляции	▲	▲
	Давление (уровень масла)	▲	▲
	Температура (термовизионный контроль)	▲	
	Электрическая прочность изоляции (под рабочим напряжением)	▲	
	Уровень частичных разрядов		▲

Техническое состояние оценивается в сравнении с исходными значениями, в качестве которых принимают:

- значение в паспортных данных или протоколе заводских испытаний;
- данные при вводе в эксплуатацию нового оборудования (эксплуатационные испытания);
- данные после ремонта на специализированном предприятии;
- данные предыдущих испытаний.

2.3.3. СИСТЕМА ДВУХСТУПЕНЧАТЫХ ИСПЫТАНИЙ (ОБСЛУЖИВАНИЕ ПО СОСТОЯНИЮ)

Данная концепция испытаний стала логическим развитием традиционной системы на базе применения наиболее эффективных методов, а также внедрения новых методов диагностики.

На первом этапе – «индикация состояния» главной задачей является выявление оборудования, которое работает нормально, с помощью методов, обоснованных опытом эксплуатации и не требующих отключения оборудования. Основу таких испытаний составляют анализы проб масла (измерение содержания продуктов деградации материалов, влаги, примесей продуктов старения масла). *Такие испытания выполняются периодически, обычно не реже одного раза в год.*

На втором этапе – «диагностика состояния» выполняются специальные испытания и проверки, позволяющие определить причину обнаруженной аномалии, локализовать ее и ответить на вопрос, можно ли продолжать и на каких условиях дальнейшую эксплуатацию. В табл. 2.3 приведена типичная система двухступенчатых испытаний.

2.3.4. КОНЦЕПЦИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ДИАГНОСТИКИ

Данная методология разработана для оценки состояния оборудования после длительной эксплуатации и основана на следующих положениях.

- Трансформатор представляется в виде ряда функциональных (под) систем, состояние которых обеспечивает выполнение главных функций: передачу электромагнитной энергии, сохранение электрической прочности изоляции, механической прочности обмоток и целостности токоведущих систем.

Таблица 2.3

Система двухступенчатой индикации и диагностики состояния трансформаторов, проводимая в энергосистеме

Цель испытаний	Определяемые характеристики	Выявляемые дефекты и состояние изоляции
Текущие периодические испытания с целью выявления начальных повреждений и оценки общего состояния: по меньшей мере, ежегодный анализ проб масла из нижней и верхней части бака и бака избирателя РПН	Растворенные газы Содержание влаги Кислотное число Фураны Фенолы Крезолы Радиопомехи Термовидение	Индикация развивающихся повреждений Индикация состояния масла Индикация деградации бумаги, барьерной и конструкционной изоляции
Специальные испытания с целью диагностики и детального обследования	Частотный анализ переходных функций	Определение деформации обмоток
• при неудовлетворительных результатах текущих испытаний	Тангенс угла потерь изоляции	Оценка общего состояния изоляции
• при срабатывании защиты от внутренних повреждений	Поляризационный спектр или измерение восстанавливающегося напряжения	Общая оценка увлажнения изоляции, а также возможная индикация старения бумаги и масла
• при опасном внешнем воздействии	Сопротивление обмоток постоянному току	Выявление повреждений (обрыва) проводников и проблем с контактами РПН
• при оценке остаточного ресурса	Акустическая локация	Выявление наличия разрядов в масле
• при перемещении трансформаторов;	Измерение напряжения радиопомех (RIV) с использованием высокочастотного трансформатора тока	Определение состояния заземления магнитопровода
• до и после обработки масла (для оценки эффективности процесса обработки масла)	Ток намагничивания; коэффициент трансформации	Определение необходимости ремонта или замены оборудования
	Сопротивление изоляции Визуальная инспекция (непосредственная или с помощью эндоскопа)	

- Основой системы контроля и диагностики служит функциональная модель дефектов, определяющая вероятные дефекты или чувствительные зоны в данной конструкции при данных условиях эксплуатации на базе анализа особенностей конструкции и причин отказов в эксплуатации и соответственно цели и задачи диагностики.
- Оценка состояния оборудования представляется в форме системы запросов о состоянии его функциональных подсистем с учетом возможного сценария развития дефектного состояния в отказ.
- Программа технического обследования концентрируется на выявлении вероятных дефектов путем использования групп методов, характеризующих конкретный дефект.
- По меньшей мере, требуются две диагностические процедуры для того, чтобы подтвердить наличие дефекта и оценить его количественно.

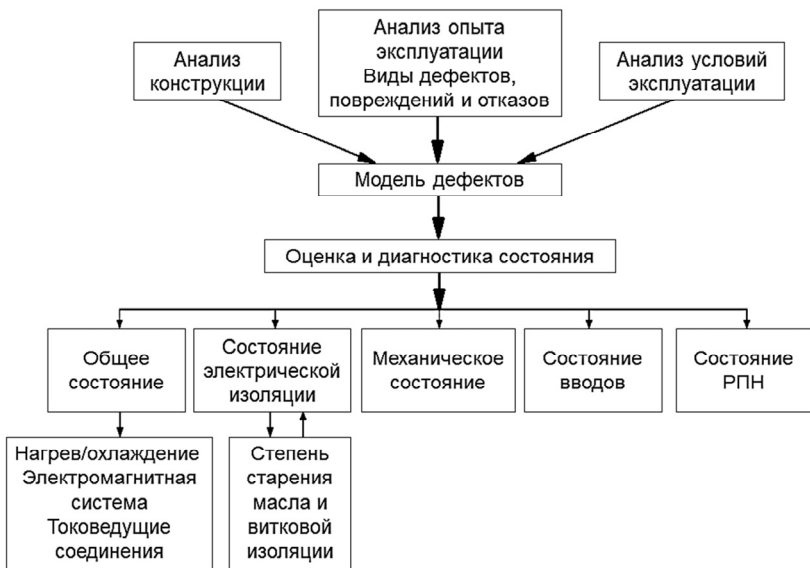


Рис. 2.1. Блочная схема комплексной функциональной диагностики

При этом оценка состояния оборудования проводится в основном в рабочих условиях, особенно в предельных условиях в отношении нагрузки, температуры, напряжения. Такая методология не требует обязательной информации о предшествующих характеристиках, но

непрерывно требует понимания конструкции оборудования и наличия информации о предшествующих критических режимах. *Анализ конструкции является первой процедурой диагностики.*

Комплексное диагностическое обследование выполняется с целью проверки функциональной работоспособности всех подсистем трансформатора и определения необходимости выполнения капитального ремонта трансформатора.

На рис. 2.1 и в табл. 2.4 приведены блочная схема и перечень проверок при комплексной функциональной диагностике.

Т а б л и ц а 2.4

Оценка состояния трансформаторов при функциональной диагностике

Общее состояние	Тепловое состояние: теплоотдача и исправность охладителей; перегрев масла и обмоток; внешний нагрев в зонах концентрации поля рассеяния Необычные шумы и вибрация Симптомы аномалий, вызывающие деструкцию изоляционных материалов Симптомы аномального внутреннего нагрева, искрения или разрядов
Электрическая изоляция – степень старения масла и изоляции	Оценка возможных источников прямого проникновения воды Оценка возможных источников аномального загрязнения (металлические частицы из системы охлаждения, контактора РПН и др.) Уровень загрязнения масла влагой и механическими примесями Степень увлажнения твердой изоляции (барьеров) Оценка возможности значительного снижения электрической прочности изоляции при понижении температуры Вероятность загрязнения изоляционных поверхностей проводящими примесями Появление ЧР при рабочем напряжении Степень увлажнения витковой изоляции (возможность выделения пузырьков пара при перегрузке) Симптомы аномального перегрева (пиролиза изоляции) Характер процесса старения (нормальный – аномальный) и степень старения масла

	Возможность выделения осадка в период между испытаниями Возможность ускоренной деструкции витковой изоляции
Механическое состояние	Симптомы локального ослабления прессовки магнитопровода Вероятность аномального снижения усилий прессовки обмоток Симптомы деформации обмоток, подвергающихся опасным воздействиям при КЗ
Состояние РПН	Исправность; правильность установки и последовательности работ Симптомы аномального механического износа компонентов Симптомы зашламления и перегрева контактов, включая контакты контактора Уровень загрязнения масла влагой и примесями
Состояние высоковольтных вводов	Наличие перегрева контактов, локальных перегревов и разрядов Наличие локальных дефектов в остове Наличие внутренних ЧР Возможность заметного старения бумажно-масляной изоляции Возможность прямого проникновения воды Степень старения масла, наличие проводящих компонентов и воды Симптомы образования полупроводящего налета на поверхностях покрышек

2.4. ПРИЕМЫ ДИАГНОСТИКИ

2.4.1. СРАВНЕНИЕ С ИСХОДНЫМИ ДАННЫМИ

Сравнение с исходными данными испытаний предпочтительно бездефектного оборудования – наиболее распространенный прием.

Некоторые характеристики могут быть свойственны только данному типу оборудования или данному изделию. К их числу относятся: показатели измерения по методу анализа частотных характеристик; переходные функции при подаче на вход обмотки импульсов ЧР,

импульсное напряжение или напряжение переменной частоты широкого спектра; спектр вибрационных характеристик и спектральный анализ трансформаторного масла.

2.4.2. АНАЛИЗ ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК

Для многих профилактических и диагностических испытаний тенденция изменения параметров служит ценной дополнительной информацией. Отдельной диагностической характеристикой является *скорость изменения параметров во времени*.

В то же время отсутствие явной тенденции изменения параметров – не всегда показатель нормального состояния.

2.4.3. СТАТИСТИЧЕСКИЙ МЕТОД

Выделяется оборудование, количественное значение характеристик которого попадает в 10- или 5-процентный статистический интервал нормального распределения. Соответственно 90 или 95 % выборки относится к нормальному состоянию.

2.4.4. КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОСТОЯНИЯ «МОДЕЛЬ ДЕФЕКТА»

Этот метод основной в методологии функциональной диагностики. Метод заключается в определении характеристик, свойственных только данному дефекту, и позволяет не только сделать надежный вывод о наличии дефектного состояния, но в ряде случаев и оценить дефектную область количественно. Далее, создаются «модели дефектов» в виде специфических областей изменения численных результатов тестов для типичных дефектов и, наконец, устанавливаются критерии для «границ моделей дефектов» по условию работоспособности трансформатора.

2.4.5. РАНЖИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ

Данный метод служит для оценки остаточного срока службы большого числа (группы) трансформаторов после длительной эксплуатации. Он включает количественную градацию признаков возможного состояния, определенных на основе экспертных оценок на базе анализа особенностей конструкции, условий и опыта эксплуатации, особенно видов и причин отказов, а также результатов испытаний. При этом выявляется оборудование, требующее особого внимания или замены.

2.4.6. СОСТАВЛЕНИЕ МОДЕЛИ ДЕФЕКТОВ

Вероятность возникновения и развития дефекта зависит от особенностей конструкции (исходные запасы прочности, чувствительность к ухудшению в эксплуатации), а также от конкретных условий работы оборудования.

Модель дефектов представляет перечень возможных дефектов и повреждений в данном функциональном узле трансформатора и вероятный сценарий развития дефекта вплоть до отказа оборудования.

Возможный алгоритм составления модели дефектов включает:

- составление функциональной схемы трансформатора с учетом его основных подсистем и компонентов;
- определение видов возможных дефектов и повреждений по данным анализа причин отказов и неисправностей в аналогичном оборудовании;
- определение наиболее чувствительных зон в конструкции на основе анализа ее особенностей;
- уточнение вероятных дефектов и повреждений по данным условиям эксплуатации;
- определение вероятного сценария развития повреждения до отказа оборудования, а также возможных последствий отказа.

2.4.7. АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ

Анализ конструкции – ключевая процедура для понимания структуры трансформатора и основных функций его компонентов, оценки чувствительности к возможному ухудшению состояния в процессе эксплуатации, а также определения модели вероятных дефектов, позволяющей оптимизировать программу диагностических испытаний и выбрать наиболее эффективные методы.

Предметом анализа являются:

- идентификация типа и типоразмера трансформатора, его назначения, технических требований к нему и основных технических данных;
- идентификация состава и структуры трансформатора, в том числе особенностей магнитной системы, схемы расположения и соединения обмоток, структуры главной изоляции, наличия и расположения магнитных шунтов; типов и расположения высоковольтных вводов, узла регулирования напряжения (тип и расположение регулировочной

обмотки, типа и расположения переключающих устройств), системы охлаждения, системы защиты масла от увлажнения и окисления; средств управления, защиты;

- основные параметры по результатам заводских испытаний, в том числе ток и потери холостого хода, потери и напряжение короткого замыкания на номинальном и крайних положениях переключающего устройства, сопротивление обмоток постоянному току; перегрев обмоток, масла и магнитопровода над окружающей средой (данные испытаний на нагрев);

- определение зон, имеющих минимальные запасы электрической прочности;

- оценка запасов прочности и устойчивости обмоток при воздействии тока КЗ в заданных условиях эксплуатации;

- оценка конструктивных особенностей и «чувствительных зон» установленных высоковольтных вводов и переключающих устройств;

- оценка контролепригодности конструкции (в том числе особенностей, влияющих на чувствительность диагностических характеристик);

- анализ эксплуатационной надежности конструкции, видов и причины отказов.

Систематизированный перечень отказов и дефектов, выявленных по результатам испытаний или осмотров при ремонтах, служит наиболее ценным источником информации и основным материалом для разработки модели дефектов. Первостепенной задачей системы диагностики является исключение повторяющихся отказов. Принимаются во внимание отказы однотипного и подобного оборудования (подобных узлов), в том числе однотипных вводов и устройств РПН.

2.4.8. ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ

Оцениваются особенности нормального режима, аномальных, в том числе аварийных режимов, а также необычные условия эксплуатации.

2.4.9. НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКЦИИ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Заземленный электростатический экран между обмотками снижает чувствительность диэлектрических характеристик к изменению состояния твердой изоляции.

Наличие гидрофобного материала (бакелитовый цилиндр, стеклопластик и т. п.) в маслобарьерном промежутке практически не позволяет оценить влагосодержание электрокартонных барьеров с помощью электрических характеристик изоляции.

Наличие в структуре изоляции диэлектрического материала с повышенными диэлектрическими потерями, например в опорной изоляции нейтрального края обмотки, может шунтировать и маскировать изменение состояния главной изоляции.

Резистор в цепи заземления магнитопровода может вызывать искажение электрических характеристик изоляции, например, увеличение тангенса угла потерь участка «обмотка НН–магнитопровод» и снижение тангенса угла потерь участка между обмотками.

Чувствительность сопротивления КЗ пары обмоток к обнаружению радиальной деформации обмотки снижается по мере увеличения расстояния между обмотками (с повышением класса напряжения).

Чувствительность электрических характеристик изоляции к влагосодержанию твердой изоляции снижается по мере увеличения изоляционного промежутка из-за увеличения влияния масла.

Увеличение открытой поверхности изоляционных деталей (барьеров) способствует более интенсивной адсорбции газов и продуктов старения масла. Это приводит к снижению концентрации газов в масле после отключения трансформатора.

2.5. ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

2.5.1. ДИАГНОСТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ, ОСНОВАННЫЕ НА ИЗМЕРЕНИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПАРАМЕТРОВ ТРАНСФОРМАТОРА

Возникновение дефектов и повреждений в ряде случаев обуславливает изменение активного и индуктивного сопротивлений обмоток, а также тока и потерь холостого хода, так что электромагнитные параметры трансформатора могут служить эффективными диагностическими характеристиками.

Характерные дефекты, выявляемые с помощью измерения тока и потерь холостого хода, тока, потерь и сопротивления короткого замыкания, а также измерения сопротивления обмоток постоянному току приведены в табл. 2.5.

Таблица 2.5

Виды повреждений и соответствующие диагностические характеристики

Механизм повреждения	Вид дефектов	Диагностический параметр
Электромагнитные силы, вызванные током КЗ, изменяют геометрию обмотки и соответственно величину реактанса рассеяния	Деформация обмотки	Реактанс рассеяния
Повреждение изоляции образует контур, сцепленный с основным магнитным потоком. Результирующий циркулирующий ток вызывает увеличение активного и индуктивного компонентов тока намагничивания и рост потерь х.х.	Межвитковое замыкание: а) полное замыкание двух или нескольких витков б) замыкание двух или нескольких параллельных проводников, принадлежащих разным виткам	Ток намагничивания и потери х.х.
Повреждение изоляции образует контур, сцепленный с потоком рассеяния. Результирующий циркулирующий ток вызывает увеличение дополнительных потерь в опыте КЗ	Замыкание параллельных проводников; витковые замыкания в обмотках трансформатора, встроенных в трансформатор реакторов и регулировочных трансформаторов; повреждение изоляции прессующих винтов	Дополнительные потери КЗ
Ухудшенный контакт и перегрев контактов отводов РПН или ПБВ вызывают образование пленки, эрозию поверхностей, увеличение переходного сопротивления	Перегрев и эрозия контактов	Сопротивление постоянному току
Механическое смещение или перегрев проводника вызывает его обрыв или перегорание и соответствующее изменение сопротивления токоведущей цепи	Обрыв цепи	Ток намагничивания и потери х.х.; сопротивление постоянному току
Механические воздействия или перевозбуждение могут вызвать повреждение изоляции элементов магнитопро-	Закорачивание листов электротехнической стали, нарушение изоляции стяжных шпилек, ярмовых балок	Ток намагничивания и потери х.х.

Механизм повреждения	Виды дефектов	Диагностический параметр
вода и образование контура, сцепленного с основным магнитным потоком. Результирующий циркулирующий ток вызывает увеличение активного и индуктивного компонентов тока намагничивания и рост потерь х.х.	и др., когда в результате этого образуются контуры короткозамкнутых витков, сцепленных с основным потоком; неправильное заземление магнитопровода; межвитковые замыкания и замыкания параллельных проводников, принадлежащих разным виткам; нарушение изоляции прессующих винтов, смещение обмоток, а также дефекты РПН, вызывающие изменение магнитного сопротивления на участке магнитной цепи	

а) Определение коэффициента трансформации

Результаты измерения сравниваются с расчетными или паспортными данными. Результаты измерений считаются удовлетворительными, если отклонение значений не превышает 2 %. В процессе эксплуатации коэффициент трансформации может измениться только вследствие повреждения, и допустимое отклонение определяется в основном погрешностью измерения. В случаях, если напряжение регулировочной ступени менее 2 %, а также для проверки качества ремонта с заменой обмоток такая точность может быть недостаточной. Стандарт IEEE определяет допустимое отклонение не более $\pm 0,5$ %. При определении числа витков в ступенях регулировочных обмоток и в обмотках ВН с большим числом витков такая точность также может быть недостаточной.

б) Измерение тока и потерь холостого хода

Потери и ток холостого хода при номинальном напряжении являются важнейшими характеристиками для контроля качества изготовления, а также ремонта трансформатора, требующего расшихтовки верхнего ярма магнитопровода.

Для трехфазных трансформаторов значение потерь не должно отличаться от паспортного (исходного) более чем на 5 %. Для однофазных трансформаторов отличие полученных значений от исходных не должно быть более 10 %.

Вместе с тем и равномерное увеличение потерь при измерениях на пониженном напряжении после ряда лет эксплуатации наблюдается часто в бездефектном оборудовании.

При оценке изменения токов холостого хода следует учитывать, что в большинстве случаев дефектное состояние характеризуется различием между значениями токов в крайних фазах или по сравнению с предыдущими измерениями более 10 %.

в) Измерение сопротивления короткого замыкания

Состояние обмоток трансформатора оценивают путем сравнения измеренных по фазам данных с данными предыдущих измерений. Значение относительного изменения сопротивления КЗ при возникновении деформации обмоток зависит от конструкции трансформатора. Обычно предельное отклонение нормируется на уровне 3 %.

г) Измерение потерь короткого замыкания

Потери от потока рассеяния могут служить эффективной диагностической характеристикой для определения замыкания параллельных проводников в обмотках. Деформация обмотки или ее частей также вызывает существенные изменения потерь.

Диагностические возможности измерений потерь от потока рассеяния наиболее эффективно реализованы в методе определения частотной зависимости потерь в диапазоне частот 20...600 Гц.

д) Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Измерение выявляет ухудшение контактов, особенно в местах присоединения отводов к вводам, а также размыкаемых контактов РПН.

Возможными дефектами в обмотке может быть обрыв или замыкание параллельных проводников, лопнувшая пайка (перемежающийся контакт или обрыв). Такие явления обычно приводят к изменению сопротивления на несколько процентов.

Перегрев и эрозия контактов вызывают увеличение исходного значения переходного сопротивления в несколько (и даже десятки) раз. Исходное значение сопротивления размыкаемых контактов РПН составляет обычно 40...200 мкОм. Увеличение переходного сопротивле-

ния контакта в 3...4 раза может быть признаком дефектного состояния, после чего можно ожидать лавинообразного нарастания сопротивления. На этой стадии состояние контактов может быть улучшено посредством многократного переключения. Увеличение переходного сопротивления в 5...10 раз может быть обусловлено уже необратимой эрозией поверхностей, для восстановления нормального состояния требуется специальная механическая обработка либо замена контактов.

Причинами, увеличивающими сопротивления элементов контура, могут быть:

- слабое контактное нажатие;
- подгорание контактов контактора;
- подгорание контактов избирателя вследствие «свисания» подвижных контактов или длительной работы на одном положении;
- некачественная затяжка болтовых соединений либо плохая пресовка пресованных контактов отводов.

Для оценки состояния контактов также используются:

- значения сопротивлений, измеренные на разных положениях реверсора;
- разница между сопротивлениями, измеренными на четных и нечетных ступенях РПН;
- характер изменения сопротивления при увеличении/уменьшении числа витков относительно основного положения.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2 %.

2.5.2. ХАРАКТЕРИСТИКИ ИЗОЛЯЦИИ

а) Возможность обнаружения дефектов по характеристикам изоляции

Возможности обнаружения дефектов различных изоляционных промежутков существенно различаются. Выявить изменения состояния продольной изоляции с помощью характеристик изоляции практически невозможно.

Чувствительность характеристик изоляции к изменению состояния твердых компонентов зависит от удельной доли изоляции и удельной емкости дефектного участка.

При оценке характеристик маслобарьерной изоляции учитываются следующие исходные характеристики основных компонентов (табл. 2.6). Диэлектрические потери при постоянном и переменном напряжении равны, так что выполняется условие пропорциональности электропроводности масла тангенсу угла потерь:

$$\gamma_{\mu} (\text{Ом}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}) = 0,611 \cdot 10^{-10} \text{tg} \delta_{\text{М}} (\%). \quad (2.1)$$

Т а б л и ц а 2.6

Характеристики основных компонентов маслобарьерной изоляции

Наименование компонента	Характеристика
<i>Электрокартон</i> (сухой, чистый, пропитанный маслом) Содержание воды, % Значение tg δ при 20...70 °С, % Электропроводность при постоянном напряжении (γ ₂₀), Ом ⁻¹ · м ⁻¹ Электропроводность при увеличении температуры (обычно α = 0,05) Диэлектрическая проницаемость ε _к	≤0,5 <0,5 ≤2,5 · 10 ⁻¹³ $\gamma_t = \gamma_{20} e^{\alpha(t-20)}$ 4,5
<i>Трансформаторное масло, залитое в трансформатор</i> Влагосодержание при температуре 60...70 °С, г/т tg δ при температуре 90 °С, % Зависимость tg δ от температуры в диапазоне 10...90 °С Коэффициент полярности масла (практически неполярного)	≤10...15 ≤0,5 $\text{tg} \delta_{\text{M}t} = \text{tg} \delta_{\text{M}}(10) e^{0,04(t-10)}$ $\epsilon_{20} - n_D^2 < 0,01,$ где n_D – коэффициент преломления, измеренный при желтом свете; ϵ_{20} – диэлектрическая проницаемость

В реальной конструкции трансформатора результат измерения характеристик изоляции зависит от состояния твердой изоляции, масла, поверхности изоляции, а также соотношения долей жидкого и твердого диэлектрика и их композиции в изоляционном промежутке.

В большинстве случаев влияние поверхностной составляющей на результат измерения оказывается существенным только при весьма сильном загрязнении. Характерные изменения диэлектрических характеристик в зависимости от вида дефектов приведены в табл. 2.7.

Изменения диэлектрических характеристик в зависимости от вида дефектов

Дефект	Изменение диэлектрических параметров
Повышенная влажность витковой изоляции	Практически не выявляется из-за значительной емкости по сравнению с емкостью соответствующего промежутка главной изоляции
Повышенная (>1...1,5 %) влажность барьерной изоляции	Экспоненциальное возрастание $\operatorname{tg} \delta$ и экспоненциальное снижение $R_{\text{из}}$ с увеличением влажности и повышением температуры
Поверхностное загрязнение барьеров	Понижение $\operatorname{tg} \delta$ при измерении по прямой схеме в промежутке между обмотками
Загрязнение масла в изоляционных промежутках	Рост $\operatorname{tg} \delta$ и снижение $R_{\text{из}}$ промежутка «обмотка ВН–бак»; рост $\operatorname{tg} \delta$ и сравнительно высокое $R_{\text{из}}$ промежутка между обмотками при повышении температуры
Загрязнение изоляции в промежутке «обмотка ВН–бак»	$\operatorname{tg} \delta$ промежутка «обмотка ВН–бак» заметно выше, чем промежутка между обмотками
Высокое содержание влаги в масле	Резкое снижение $R_{\text{из}}$ промежутка «обмотка ВН–бак» при понижении температуры ниже 20 °С

б) Тангенс угла диэлектрических потерь и емкость изоляционного промежутка

Для маслбарьерной изоляции тангенс угла диэлектрических потерь при промышленной частоте может быть представлен в виде суммы двух составляющих, одна из которых зависит от тангенса угла потерь картона, а другая – от тангенса угла потерь масла:

$$\operatorname{tg} \delta = K_{\text{к}} \operatorname{tg} \delta_{\text{к}} + K_{\text{м}} \operatorname{tg} \delta_{\text{м}}. \quad (2.2)$$

Коэффициенты $K_{\text{к}}$ и $K_{\text{м}}$ учитывают соответственно долю картона и масла в промежутке. Коэффициент $K_{\text{к}}$ в зоне межобмоточной изоляции мощных трансформаторов обычно составляет 0,4...0,6.

При измерении $\operatorname{tg} \delta$ без масла чувствительность измеряемой характеристики к изменению состояния барьеров повышается на 20...30 %.

Зависимость тангенса угла диэлектрических потерь сухой или маловлажной изоляции от температуры имеет U-образный характер вследствие экранирующего влияния влаги на ионы примесей, ответ-

ственных за изменение проводимости и $\operatorname{tg} \delta$ целлюлозы. В диапазоне температур 20...70 °С значение $\operatorname{tg} \delta$ не превышает 0,5 %. Поэтому значение $\operatorname{tg} \delta_{\text{к}} \leq 0,5 \%$ может быть принято в качестве нормы для малоувлажненной изоляции.

Нормируемые значения $\operatorname{tg} \delta$ изоляции трансформаторов приведены в табл. 2.8.

Таблица 2.8

Допустимые значения $\operatorname{tg} \delta$ изоляции трансформатора

Нормативный документ	Испытания	Схемы измерения и допустимые значения
Нормы РФ	Новое оборудование и после капремонта, при неудовлетворительных результатах испытаний масла и (или) ХАРГ, а также в объеме комплексных испытаний	По схемам на заводе, а также по зонам изоляции с подсоединением вывода «экран» к свободной обмотке или баку Удовлетворительно, если $\operatorname{tg} \delta \leq 1 \%$ при $t \geq 20 \text{ }^\circ\text{C}$. Для вновь вводимых трансформаторов и после капремонта ухудшение не более чем на 50 % от исходных значений
IEEE	Новое оборудование: периодические испытания диагностические испытания испытания после ремонта	Измерение каждого доступного участка изоляции с применением прямых измерений и расчетов. Для нового оборудования $\leq 0,5 \%$ при 20 °С В эксплуатации $< 1,0 \%$
EPRI, экспертная система	Диагностические испытания	$< 0,4 \%$ – хорошее состояние $> 0,9 \%$ – недопустимо

Бездефектное состояние изоляции различных изоляционных промежутков должно удовлетворять следующим критериям:

- *емкость участка* (особенно в промежутке «ВН–бак») остается практически неизменной, несколько снижаясь после нагрева вследствие некоторого снижения диэлектрической проницаемости масла;
- *$\operatorname{tg} \delta$ участка («обмотка ВН–бак»)* в температурном диапазоне 20...70 °С, скорректированный на величину $\operatorname{tg} \delta$ вводов, не должен превышать значения

$$0,2 + 0,6 \operatorname{tg} \delta_m, \% \quad (2.3)$$

где $\operatorname{tg} \delta_m$ – значение тангенса угла потерь масла при температуре измерения.

- $\operatorname{tg} \delta$ участка («ВН–НН») в температурном диапазоне 20...70 °С не должен превышать значения

$$0,3 + 0,5 \operatorname{tg} \delta_m, \% \quad (2.4)$$

дефектное состояние может характеризоваться также понижением $\operatorname{tg} \delta_{\text{ВН–НН}}$ в случае сильного загрязнения барьеров.

Участок «обмотка НН–бак» часто включает изоляционные детали, выполненные из бакелита, дерева, ламинированной древесины, исходные значения $\operatorname{tg} \delta$ которых могут существенно отличаться от значений для целлюлозы и составлять более 1 % в зависимости от материала и остаточной влажности, которая в толстых ламинированных и бакелитовых изделиях обычно превышает 1 %. Поэтому следует учитывать исходное значение, полученное при заводских испытаниях.

в) *Сопротивление изоляции*

Наиболее частой причиной изменения $R_{\text{из}}$ становится загрязнение поверхности покрышек вводов, поэтому требуется тщательная предварительная очистка доступных поверхностей, а также применение экранных колец для отвода поверхностных токов из измерительной системы.

Сопротивление маслобарьерной изоляции зависит от проводимости барьеров, а также от электропроводности масла и поверхностной проводимости. При данной влажности барьеров сопротивление изоляции варьируется между максимальным значением (трансформатор без масла) и минимальным (масло полностью проводящее). Предельные значения сопротивления изоляции обычно не нормируются. Измеренные данные сравнивают с исходными и учитывают при рассмотрении общего состояния изоляции. Предполагается, что ухудшение состояния изоляции по сравнению с состоянием на заводе должно вызывать снижение сопротивления; в некоторых случаях снижение сопротивления более чем в 2 раза считается неудовлетворительным.

Из-за определяющего влияния проводимости масла оценка результатов измерения часто вызывает затруднение, поскольку во многих случаях наблюдается значительное увеличение $R_{\text{из}}$ в эксплуатации.

г) Абсорбционные характеристики

К абсорбционным характеристикам изоляции относятся изменения проводимости от времени, емкости от времени и частоты, а также тангенса угла потерь от частоты.

Измерение частотной зависимости $\operatorname{tg} \delta$, особенно при очень низкой частоте ($< 0,1$ Гц), дает высокую чувствительность к увлажнению.

Все электрические характеристики, основанные на параметрах тока абсорбции, взаимосвязаны, и изменение одной из них означает, что соответственно должны измениться и другие. Отличие может быть преимущественно в диапазоне изменения.

- Коэффициент абсорбции $K_a = R_{60} / R_{15}$.

Для залитого маслом трансформатора значение коэффициента абсорбции зависит от значений сопротивления изоляции, температуры, проводимости масла, а также от конструкции участка (степени заполнения твердой изоляцией). Считается, что хорошая изоляция характеризуется значением $K_a > 1,3$.

Однако при высоком сопротивлении масла постоянная времени поляризационных процессов может быть соизмерима со временем измерения сопротивления изоляции, и коэффициент абсорбции может быть близок к единице.

- Зависимость емкости от времени

Показателем состояния (увлажненности) изоляции является отношение $\Delta C/C$. Метод хорошо зарекомендовал себя при контроле степени увлажнения изоляции трансформаторов без масла в процессе ревизии (ремонта) активной части, а также в процессе сушки.

- Метод восстанавливающегося напряжения (RVM)

Метод предусматривает анализ спектра поляризации при измерении напряжения, восстанавливающегося после кратковременного замыкания предварительно заряженного объекта.

Основная (доминирующая) постоянная времени, приближенно соответствующая максимуму восстанавливающегося напряжения, зависит от изменения состояния изоляции, например, из-за увлажнения или образования продуктов старения.

Для сухой несостаренной изоляции основная постоянная времени RVM составляет более 1000 с. Значительное ухудшение изоляции характеризуется ее снижением до значения менее 10 с.

В трансформаторах, залитых маслом, на результат измерения влияют параметры масла и относительное заполнение промежутка твер-

дой изоляцией. Поскольку влияние указанных факторов метод не учитывает, СИГРЭ не рекомендует использовать его для прямой интерпретации степени увлажнения.

Опыт показывает, что RVM, так же как и другие абсорбционные методы, может более успешно применяться для оценки состояния сравнительно однородной изоляции (бумажно-масляная изоляция трансформаторов, вводов и др.).

- *Метод измерения тока поляризации и деполяризации (PDC)*

Метод разработан с учетом влияния особенностей конструкции трансформаторов на протекание абсорбционных процессов. Метод предполагает выявление следующих дефектов:

- повышенной влажности целлюлозной изоляции;
- повышенной проводимости масла за счет продуктов старения или пиролиза;
- химического загрязнения целлюлозной изоляции;
- обуглероженных следов разрядов.

- *Частотная зависимость тангенса угла потерь*

Метод представляет собой дальнейшее развитие абсорбционных методов с использованием измерения тангенса угла диэлектрических потерь в широком частотном спектре. Метод также рассчитан на контроль маслосодержащей изоляции с учетом реальных соотношений жидкого и твердого компонентов. Основной задачей метода является измерение влажности целлюлозы и проводимости масла.

2.5.3. ЧАСТИЧНЫЕ РАЗРЯДЫ

Все виды развивающихся повреждений изоляции начинаются с частичных разрядов (ЧР).

Цели измерения ЧР в эксплуатации:

- выявление разрядов и искрения в масле, определенных по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов;
- уточнение состояния оборудования, имеющего симптомы снижения электрической прочности изоляции (увлажнение, загрязнение и пр.);
- оценка качества изоляции после ремонта, реконструкции, модернизации;
- определение необходимости проведения ремонта после длительной эксплуатации;
- оценка состояния особо ответственного оборудования.

Характеристиками ЧР являются: значение кажущегося заряда, частота следования ЧР, средний ток ЧР, средняя мощность ЧР, квадратичный параметр.

Диагностические подходы в эксплуатации могут существенно отличаться от подходов при оценке состояния изоляции на заводе-изготовителе, где максимальное значение кажущегося заряда является основной контрольной характеристикой. В эксплуатации необходимо также определить место и оценить опасность ЧР. Частичные разряды могут возникать в изоляции активной части, вводов и переключающих устройств.

В изоляции активной части следует различать разряды, возникающие или развивающиеся под рабочим напряжением непосредственно в главной и продольной изоляции, и разряды под действием напряжения, индуктированного основным магнитным потоком или потоком рассеяния в замкнутых контурах, а также искрение, вызванное плавающим потенциалом.

Опыт эксплуатации показывает, что большая часть отказов трансформаторов из-за ЧР связана с нарушениями в изоляции обмоток, и во многих случаях эксплуатация трансформатора может быть продолжена, если идентифицирован источник ЧР.

Критерием нормальной изоляции при испытании на заводе является отсутствие ЧР интенсивностью 300...500 пКл.

Для разрушения материала требуется достаточная энергия. Если энергия разрядов составляет микроджоули, можно ожидать образования X-воска и газов (водород, метан, ацетилен). Энергия разрядов порядка миллиджоулей может разрушать бумагу с выделением ненасыщенных углеводородов.

Опыт обследования трансформаторов показывает возможность распознавать *степень загрязнения* изоляционных промежутков по параметрам ЧР (табл. 2.9).

При нормальном уровне интенсивности ЧР загрязнение изоляционных промежутков характеризуется *увеличением частоты повторения импульсов и мощности ЧР*.

Для обнаружения ЧР и измерения их характеристик используется *электрический метод*. При эффективном устранении внешних помех метод позволяет измерять непосредственно параметры внутренних ЧР с высокой чувствительностью, определять зону возникновения ЧР, а также природу ЧР. Измерения могут проводиться одновременно по нескольким схемам (в разных точках трансформатора), что облегчает определение места ЧР.

**Классификация состояния изоляции по параметрам ЧР
(опыт эксплуатации)**

Состояние изоляции	Максимальная амплитуда кажущегося заряда, пКл	Частота повторения, число импульсов/с	Мощность ЧР, мВт
Сухая, чистая – концентрация примесей < 50 частиц/мл	< 30	25...30	< 0,2
Сравнительно чистая – после ремонта с промывкой изоляции	250...380	120...150	0,5...0,9
Загрязненная твердыми примесями	300...400	120...150	50...90
Влажная, сильно загрязненная примесями	220...400	1000...1800	470...800

а) Универсальный анализатор частичных разрядов UPDA

Измеряет и одновременно анализирует спектры сигналов от восьми датчиков. Измеряются амплитуда разрядов, частота повторения и мощность. Анализатор обеспечивает возможность выявления полезных сигналов на уровне до 50 пКл на новых подстанциях и до 100...150 пКл на старых подстанциях (с высоких уровнем помех).

б) Измерительная система ВА РТРТ АВВ

Выполняет амплитудно-фазовый анализ, спектральный анализ (в полосе от 1 кГц до 20 МГц) и регистрацию на многоканальном цифровом осциллографе. При этом во всех случаях достигнута чувствительность лучше, чем 50 пКл.

Акустический метод

Этот метод дает возможность геометрической локации источников сигналов. Акустическая детекция проводится обычно после обнаружения симптомов ЧР по результатам анализа растворенных газов. Метод менее чувствителен к источникам, расположенным внутри изоляционной структуры. На распространение сигналов существенно влияет расположение барьеров главной изоляции.

Эффективность метода значительно повышается при его комбинации с электрическим методом и синхронизацией сигналов ЧР.

Для регистрации ЧР применяются широкополосные акустические датчики от 30 до 150 или даже 500 кГц, а также резонансные датчики 125...150 кГц. До 8...24 датчиков устанавливаются вокруг бака на разной высоте. В некоторых случаях датчики устанавливаются внутри бака трансформатора, что может обеспечить чувствительность 100 пКл на уровне помех до 10,0 пКл.

В России нашли применение индикаторные акустические приборы типа АИР, которые обеспечивают чувствительность не менее 10 дел/мВ в полосе частот 40...500 кГц.

Электромагнитный метод

Основан на дистанционной регистрации электромагнитного излучения ЧР в СВЧ-диапазоне с помощью антенны. Метод позволяет выявить только разряды очень высокого уровня и подвержен сильному влиянию со стороны соседнего оборудования. Эффективность метода может быть значительно повышена при установке антенны СВЧ внутри бака.

2.5.4. ПЕРЕХОДНЫЕ И ЧАСТОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Для непрерывного или периодического контроля механического состояния обмоток трансформаторов в процессе эксплуатации с целью определения начального смещения обмоток, пока их деформации не привели к диэлектрическим или термическим проблемам, требуются специальные методы.

Наиболее чувствительными методами диагностики механического состояния обмоток являются рекомендуемые СИГРЭ методы *низковольтных импульсов (НВИ) и частотного анализа (МЧА)*.

а) Метод низковольтных импульсов (НВИ)

Даже при очень небольших механических перемещениях в обмотках могут существенно меняться емкости отдельных элементов (межвитковые и межкатушечные емкости, емкости на соседний концентр или магнитопровод), а при существенных деформациях – и индуктивности деформированных элементов. Это приводит к изменению собственных частот колебаний, что проявляется в осциллограммах импульсных токов и напряжений.

Метод контроля с помощью НВИ обладает более высокой чувствительностью, чем измерение сопротивления КЗ.

К недостаткам метода НВИ можно отнести то, что высокая воспроизводимость результатов измерений возможна только при обеспечении полной идентичности измерений, интервал времени между которыми может составлять годы: схема и процедура измерений, используемые кабели и соединители, их взаимное расположение при испытаниях.

Интерпретация результатов измерений требует высокой квалификации обслуживающего персонала.

б) *Метод частотного анализа (МЧА)*

Проблемы воспроизводимости метода НВИ решены в методе частотного анализа (МЧА). Если приложенный импульс и соответствующий отклик записываются с использованием высокоточных аналогоцифровых преобразователей, а результаты преобразуются в частотную область с использованием высокоточного алгоритма быстрого преобразования Фурье, то рассчитанная передаточная функция зависит только от параметров испытываемого объекта и не зависит от приложенного сигнала и схемы измерений. Изменения в объекте могут быть отчетливо идентифицированы и отделены от внешних факторов, что существенно облегчает интерпретацию результатов.

Параллельно такому подходу получил развитие другой: *вместо импульсного воздействия на ввод обмотки подается синусоидальное напряжение, изменяющееся по частоте в широком диапазоне, а с других вводов снимается амплитудно-частотная характеристика* – реакция обмоток на приложенное воздействие. Оба способа получили достаточно широкое распространение.

При анализе результатов измерений принимаются во внимание изменения в спектрах испытываемого трансформатора через определенный интервал времени, различие в спектрах однотипных трансформаторов и в спектрах трех фаз испытываемого трансформатора.

2.5.5. ВИБРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Целью вибрационного обследования трансформаторного оборудования являются оценка состояния механической системы, выявление и последующее устранение дефектов внешних устройств (например, резонансных вибраций трубопроводов, износа подшипников маслонасосов и вентиляторов и др.) и внутренних систем (распрессовки обмоток, магнитопровода, вибрационных перемещений магнитных шунтов и др.).

Вибрации трансформаторов имеют вид полигармонических колебаний с частотами, кратными 100 Гц. Источником вибрации служат магнитопроводы, что обусловлено явлением магнитострикции.

Кроме того, электродвигатели маслонасосов и вентиляторов являются самостоятельными источниками вибраций, но их энергия гораздо меньше.

Частоты воздействий со стороны навесного оборудования связаны с частотами вращения электродвигателей (720...1440 об/мин).

Вибрации от источников передаются на другие узлы и элементы трансформатора. При обследовании прежде всего измеряются вибрации бака.

Ниже приведены наиболее важные характеристики вибрации.

Виброскорость. Характеризует *энергию вибрации*. Значение виброскорости используют для оценки состояния бака и воздействия трансформатора на фундамент, навесное оборудование.

Виброускорение. Характеризует *инерционные силы*, действующие на бак в результате перемещения внутренних элементов трансформатора.

Виброперемещение. Характеризует вибрационные нагрузки, от которых зависит состояние бака, сварных швов и других элементов.

Частотный спектр виброскорости. Позволяет идентифицировать источники вибрации.

Измерения проводятся обычно в диапазоне частот до 1000 Гц, в котором сосредоточено более 90 % всей энергии колебаний трансформатора.

При общей оценке состояния трансформатора необходимость дополнительного анализа возникает при следующих значениях параметров:

- виброускорение – более 10 м/с^2 ;
- виброскорость – более 20 мм/с ;
- виброперемещение – более 100 мкм .

Оценка состояния вентиляторов и маслонасосов зависит от конструкции системы охлаждения, но в среднем может основываться на следующих критериях:

- симптомом дефектного состояния вентилятора обдува является виброскорость на подшипниках выше $7,1 \text{ мм/с}$;
- дефектному состоянию маслонасоса соответствует виброскорость выше $4,5 \text{ мм/с}$.

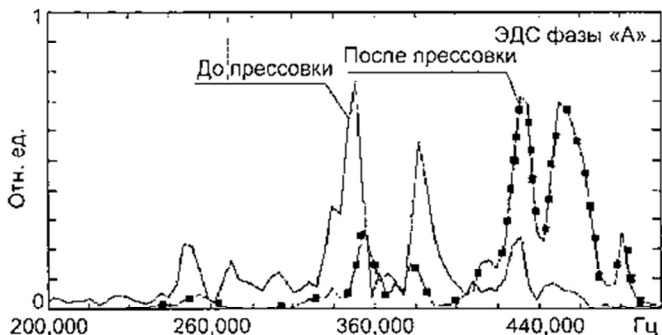


Рис. 2.2. Спектр напряжения, наведенного в обмотке трансформатора ТЦ-630000/500, при различных усилиях прессовки (по данным «Снежинсктехсервис»)

Определить качество прессовки обмоток и магнитопровода можно с помощью анализа спектрального состава вибрации на поверхности бака трансформатора. Измерения проводятся в двух режимах – холостого хода и нагрузки. Предполагается, что в режиме холостого хода вибрации вызываются магнитострикцией в магнитопроводе, а в режиме нагрузки добавляется влияние электромагнитных сил обмоток.

При ослаблении прессовки магнитопровода возникают частоты 300...500...700 Гц. Уменьшение силы прессовки обмотки приводит к уменьшению составляющей 200 Гц.

Уровень прессовки обмоток может быть оценен также путем измерения собственных частот колебаний обмоток при ударном механическом воздействии. В основу метода положен эффект индуцирования на обмотках отключенного трансформатора при импульсном механическом воздействии ЭДС, которую можно зарегистрировать на вводах расширенного трансформатора. Процесс имеет вид затухающих колебаний. Спектр этих колебаний при различных усилиях прессовки обмоток различен (рис. 2.2).

2.6. ДИАГНОСТИКА ТРАНСФОРМАТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ РАБОЧЕМ НАПРЯЖЕНИИ

Контроль трансформатора непосредственно в рабочем режиме (мониторинг) является быстро прогрессирующим направлением в обслуживании оборудования, позволяющим выполнить традиционные нор-

мированные испытания без отключения от сети, перейти на систему обслуживания по техническому состоянию, повысить эффективность контроля и диагностики и надежность эксплуатации.

Основные направления мониторинга:

- контроль и управление нормальными режимами и подсистемами трансформатора и реактора (температурно-нагрузочный режим; напряжения обмоток и возбуждение магнитной системы; уровни масла; функциональная исправность и управление системой охлаждения; функциональная исправность и управление РПН);

- контроль и ограничение аномальных режимов, вызывающих повышенные либо недопустимые воздействия на оборудование;

- контроль и диагностика технического состояния оборудования.

К параметрам непрерывного контроля трансформаторов под напряжением с целью диагностики состояния относятся растворенные в масле газы, влагосодержание, вибрации, уровни ЧР.

Основными параметрами, используемыми для *непрерывного контроля вводов*, являются ток утечки, емкость основной изоляции остова, тангенс угла диэлектрических потерь, ток небаланса, тепловизионный контроль.

Для контроля устройств РПН измеряются также мощность двигателя и момент сопротивления на валу привода.

2.6.1. ТЕПЛОВИЗИОННОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ

Целью тепловизионного обследования является оценка теплового состояния трансформаторного оборудования в рабочем режиме.

Основные задачи обследования:

- проверка функционирования элементов системы охлаждения, адсорбционных и термосифонных фильтров, запорной арматуры по разности температур на входе и выходе из элемента;

- выявление дефектов, связанных с возникновением «застойных» зон масла или «тепловых мешков», вызванных, например, неправильным расположением патрубков системы охлаждения;

- выявление воздушных «подушек» в верхней части бака, в маслоподпорных вводах, охладителях (радиаторах);

- температурная диагностика состояния охладителей, а также маслонасосов и вентиляторов;

- выявление аномальных нагревов циркулирующими токами разъемов бака и болтовых соединений коробок установки высокоамперных вводов;

- выявление местных нагревов бака;
- выявление дефектных соединений в местах присоединения к внешней электрической цепи;
- оценка температурного режима высоковольтных вводов;
- выявление аномальных нагревов кожухов токопроводов;
- выявление дефектных контактов низковольтной аппаратуры;
- определение уровня масла и работоспособности маслоуказателей.

Параметрами контроля являются:

- *превышение температуры* – разность температур объекта и окружающего воздуха;
- *разность температур между заданными точками (зонами)*;
- *градиент температуры в заданной области*;
- *избыточная температура* – превышение температуры объекта над температурой аналогичных объектов, находящихся в одинаковых условиях;
- *коэффициент дефектности* (для контактного соединения) – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры целого участка шины на расстоянии не менее 1 м от контакта.

2.6.2. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ИЗМЕРЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК МАСЛА

Измерение характеристик масла позволяет контролировать режим работы трансформатора и его состояние. Кроме того, само масло является важным элементом трансформатора, требующим контроля его свойств.

Характеристики масла удобнее представлять и оценивать в виде отдельных групп, отражающих функциональные особенности масла (табл. 2.10).

Идентификация масла представляет практический интерес, поскольку масла разных типов различаются стабильностью к окислению, безопасностью, растворяющей способностью и совместимостью с другими материалами, коррозионными свойствами серы, тенденцией к газовыделению, в том числе при воздействии рабочей температуры трансформатора, растворимостью воды и газов.

При анализе состава масла ограничиваются определением нефтяных, парафиновых и ароматических углеводородов, а также суммой полиароматических углеводородов.

Классификация диагностических характеристик масла

Цель измерения	Измеряемые характеристики
Идентификация масла	Структурно-групповой состав; количество и состав полиароматики; плотность и ее температурный коэффициент; вязкость и ее температурный коэффициент; температура вспышки; коэффициент преломления света; диэлектрическая проницаемость; анилиновая точка; коррозионная сера; содержание серы; содержание ингибитора; стабильность к окислению; газостойкость; содержание полихлордифенилов
Оценка старения	Свободные радикалы; видимая область спектра; кислотное число; число омыления; содержание ингибитора; поверхностное натяжение; продукты старения по ИК-спектру; $\text{tg } \delta$; удельное объемное сопротивление; коэффициент полярности; мутность; растворимый осадок; нерастворимый осадок; окись и двуокись углерода; скорость поглощения кислорода; индукционный период старения; скорость выделения летучих кислот после достижения индукционного периода
Определение электрической прочности	Растворенная влага; относительная влажность; связанная вода; содержание частиц; идентификация частиц; пробивное напряжение и коэффициент вариации; импульсная прочность; напряжение начала ЧР
Оценка деградации	ХАРГ; фурановые компоненты; фенолы; растворенные металлы; металлические частицы

В России используются масла с широким диапазоном содержания ароматики – от 1...5 % (ГК) до 20 % (ТКп). В эксплуатации находятся также масла с содержанием ароматики до 40 % (ТАп абсорбционной очистки).

Высокое содержание ароматики означает высокую растворимость воды в масле, низкую анилиновую точку и, возможно, плохую совместимость, например с резиновыми уплотнениями, а также пониженную стабильность.

В то же время масла с высоким содержанием ароматики при воздействии электрического поля и ионизации поглощают газы (отрицательная тенденция газовыделения) и показывают высокое напряжение возникновения частичных разрядов.

Низкое содержание ароматики предполагает низкую газостойкость масла, а именно выделение газа (водорода) при воздействии электрического поля.

По стабильности к окислению масла подразделяются на *высоко-стабильные*, индукционный период старения которых превышает нормированный МЭК (120 ч), и на масла *средней* и *низкой стабильности*. Вместе с тем длительность индукционного периода в условиях искусственного окисления зависит от содержания ионола.

Идентификация коррозионной серы имеет особое значение, поскольку бóльшая часть масел производится из *сернистой нефти*. Кроме того, при некоторых условиях в эксплуатации возможна трансформация некоррозионной серы в коррозионную.

Общепринятым критерием наличия *активной серы* является *потемнение медной пластинки* после выдержки в горячем масле.

Присутствие коррозионной серы представляет серьезную опасность для работоспособности трансформатора. Активная сера может быть катализатором старения масла с образованием коллоидов; может ускорять образование пленок и перегрев контактов переключающих устройств; способствовать деградации резиновых уплотнений; образовывать медно-сернистые проводящие соединения на обмотках и, как следствие, вызывать повреждение изоляции.

Методы определения степени старения масла

В процессе окислительного старения масел образуются различные кислородосодержащие соединения, из которых только часть может быть обнаружена нормированными методами испытаний масла.

Образование продуктов окисления увеличивает значение диэлектрической проницаемости масла, которая становится заметно больше квадрата коэффициента преломления и оказывается надежной характеристикой старения.

Появление проводящих продуктов старения увеличивает проводимость и тангенс угла потерь масла, особенно при появлении металлосодержащих коллоидов.

Образовавшиеся кислоты, особенно низкомолекулярные, могут адсорбироваться целлюлозой, что маскирует реальное состояние масла в трансформаторе.

На практике традиционно нормируются значения кислотного числа и тангенса угла потерь. В международных нормативах уделяется также особое внимание изменению *поверхностного натяжения* и *появлению осадка*.

Наибольшую чувствительность к стабильным продуктам окисления масла показывают *спектральные методы*. В частности, анализ спектра в области нормальной прозрачности углеводов в диапазоне 350...700 нм показывает наличие продуктов старения задолго до изменения нормированных показателей (кислотного числа и тангенса угла потерь). Эффективным средством обнаружения продуктов старения является *инфракрасное сканирование пробы* масла.

Для *косвенной оценки* срока службы масла используются результаты испытания на стабильность.

В качестве критерия эффективного срока службы используют *индукционный период* окисления (ИПО), определенный, например, при температуре 120 °С по времени до образования летучих водорастворимых кислот в количестве, соответствующем 0,05 мг КОН/г.

Остаточный ресурс масла ($t_{o,p}$) при предположении, что условия эксплуатации не более жесткие, чем при испытании на стабильность, составляет

$$t_{o,p} = \frac{t \text{ ИПО}_{\text{изм}}}{\text{ИПО}_{\text{исх}}}, \quad (2.5)$$

где t – время эксплуатации масла; ИПО_{изм} – индукционный период окисления эксплуатационного масла; ИПО_{исх} – исходный индукционный период масла.

а) *Характеристики электрической прочности масла*

Пробивное напряжение рассматривается как интегральная характеристика степени загрязнения масла влагой и проводящими твердыми частицами.

Низкое значение пробивного напряжения требует по рекомендации МЭК 60422 последующего отдельного анализа влаги и частиц в масле. В то же время *высокое значение пробивного напряжения* не всегда указывает на отсутствие опасных загрязнений. Нормы на допустимые значения пробивного напряжения приведены в табл. 2.11.

Вода присутствует в масле в растворенном состоянии, а также в «связанной» форме, будучи адсорбированной полярными продуктами старения. Вода также содержится во взвешенных примесях, особенно в волокнах целлюлозы. Применяемые методы измерения воды в масле определяют в основном растворенную воду. Общее содержание воды в состаренном масле обычно превышает содержание растворенной воды

в два или более раза. Рекомендуемые предельные значения влагосодержания масла в эксплуатации составляют 15...25 г/т для трансформаторов 220...750 кВ и 30 г/т – для низких классов напряжения по отечественным нормам.

Таблица 2.11

Предельные значения пробивного напряжения масла

МЭК 60422		ГОСТ 6581–75	
Класс напряжения, кВ	$U_{\text{проб}}$, кВ	Класс напряжения, кВ	$U_{\text{проб}}$, кВ*
72,5...170	40	60...150	40/35
170...400	50	220...500	50/45
≥ 400	50	750	60/55

* В числителе – значения, ограничивающие область нормального состояния, в знаменателе – предельно допустимые значения.

Классификация состояния силовых трансформаторов по уровню загрязнения масла нормирована ГОСТ 17216–71 и ISO 4406–87. Нормальному состоянию соответствуют классы чистоты 8...10 (по ГОСТ 17216–71).

б) Рекомендации по оценке состояния трансформаторов по данным измерения параметров масла согласно методам функциональной диагностики

Состояние следует считать опасным при наличии следующих признаков:

- повышение относительной влажности масла выше 40 % при рабочей температуре в присутствии механических примесей (содержание влаги в волокнах целлюлозы более 6...7 %);
- наличие свободной воды в масле;
- содержание воды в барьерах главной изоляции (ориентировочно 3,0...4,0), при котором возможно повышение относительной влажности масла при нормальной рабочей температуре;
- загрязнение масла примесями (класс чистоты более 12). Присутствие металлических и визуально различимых примесей;
- увеличение общего числа частиц размером 3...150 микрон свыше 5000 в пробе 10 мл;
- содержание воды в витковой изоляции (ориентировочно 1,5...2 %), при котором возможно выделение пузырьков пара в масло при перегрузке.

2.6.3. ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

а) Классификация дефектов

По классификации стандарта МЭК 60599 аномальные процессы, вызывающие деградацию материалов и соответствующие виды дефектов, подразделяются и кодируются следующим образом:

- T_1 – термический, $T < 300$ °С;
- T_2 – термический, 300 °С $< T < 700$ °С;
- T_3 – термический, $T > 700$ °С;
- D_1 – разряды малой энергии;
- D_2 – разряды большой энергии;
- PD – частичные разряды.

По нормам РФ [РД 153-34.0-46.302–00] определяются несколько иные виды дефектов:

- частичные разряды с низкой плотностью энергии;
- частичные разряды с высокой плотностью энергии;
- разряды малой мощности;
- разряды большой мощности;
- термический дефект низкой температуры (< 150 °С);
- термический дефект в диапазоне низких температур ($150 \dots 300$ °С);
- термический дефект в диапазоне средних температур ($300 \dots 700$ °С);
- термический дефект в диапазоне высоких температур (> 700 °С).

б) Диагностические характеристики растворенных в масле газов

Для оценки состояния маслонеполненного оборудования и идентификации аномального состояния используются следующие газы:

- стандартные – H_2 (водород), CH_4 (метан), C_2H_6 (этан), C_2H_4 (этилен), C_2H_2 (ацетилен), CO (окись углерода), CO_2 (двуокись углерода), O_2 (кислород), N_2 (азот);
- дополнительные – C_3H_6 (бутилен), C_3H_8 (бутан), C_4H_8 (изомер бутен-1: $CH_3-CH_2-CH=CH_2$).

Ключевые газы, характерные для различных дефектов, представлены в табл. 2.12.

Ключевые газы, характерные для различных дефектов

Газы	Характеристика состояния
H ₂	Частичные разряды малой энергии Специфический газ при воздействии температуры (особенно на масло, приготовленное методом гидроочистки)
C ₄ H ₈	Ключевой газ при температуре 200...300°C; может составлять свыше 90 % от общего количества газов
C ₃ H ₆ C ₂ H ₆ CH ₄	Ключевые газы при пиролизе масла при 300...500 °C
C ₂ H ₄	Симптом перегрева выше 500 °C; возможно образование углерода
C ₂ H ₂	Возникновение перегрева с температурой 800...1200 °C (сопровождается выделением этилена и других углеводородов) Образование пузырьков газа Сильные разряды или дуга в масле (сопровождается выделением водорода)
CO	Пиролиз целлюлозной изоляции
CO ₂	Окисление масла (сопровождается поглощением кислорода)

Обычно измеряются концентрации и скорости образования газов (роста концентраций). Для ориентировочной оценки могут быть использованы следующие зависимости образования газов K , мл/ч, от абсолютной температуры T :

- при локальном перегреве до 300 °C

$$\log K = 1,2 - \frac{2460}{T}; \quad (2.6)$$

- при перегреве от 300 до 500 °C

$$\log K = 5,5 - \frac{4930}{T}; \quad (2.7)$$

- при перегреве от 500 до 700 °C

$$\log K = 14,4 - \frac{11800}{T}. \quad (2.8)$$

Дефекты в трансформаторах имеют локальный характер, и количество образованного газа, например при пиролизе масла, зависит не только от температуры, но и от размера нагретой поверхности. В ряде случаев определение общего количества газа в полном объеме масла может быть более информативно, чем измеренное относительное в мкл/л или ppm.

в) *Диагностические схемы определения типа дефекта*

Метод МЭК 60599 основан на отношениях C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 и C_2H_4/C_2H_6 .

Диагностика вида дефекта по МЭК приведена в табл. 2.13.

Таблица 2.13

Диагностика вида дефекта по МЭК

Код	Тип дефекта	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
<i>PD</i>	Частичные разряды	< 0,01	< 0,1	< 0,2
<i>D₁</i>	Разряды малой энергии	> 1	0,1–0,5	> 1
<i>D₂</i>	Разряды большой энергии	0,6–2,5	0,1–1	> 2
<i>T₁</i>	Термический $T < 300$ °С	< 0,01	> 1	< 1
<i>T₂</i>	Термический $300 < T < 700$ °С	< 0,1	> 1	1–4
<i>T₃</i>	Термический $T > 700$ °С	< 0,2	> 1	> 4

Метод РД 153–34.0–46.302–00 основан на тех же отношениях, что и метод МЭК, но отличается от метода МЭК в интерпретации разрядных явлений (табл. 2.14).

Таблица 2.14

Интерпретация вида дефекта по РД РФ

Тип дефекта	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Частичные разряды с низкой плотностью энергии	< 0,01	< 0,1	≤ 1
Частичные разряды с высокой плотностью энергии	0,1...3,0	< 0,1	≤ 1
Разряды малой мощности	> 0,1	0,1...1	1...3
Разряды большой мощности	0,1–3	0,1...1	> 3

Тип дефекта	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$
Термический дефект низкой температуры ($< 150\text{ }^\circ\text{C}$)	$< 0,1$	$0,1\dots 1$	$1-3$
Термический дефект в диапазоне низких температур ($150\dots 300\text{ }^\circ\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	< 1
Термический дефект в диапазоне средних температур ($300\dots 700\text{ }^\circ\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	$1-3$
Термический дефект в диапазоне высоких температур ($> 700\text{ }^\circ\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	> 3

Применяются также методы Роджерса и Дорненбурга, использованные в стандарте IEEE, и диагностика с помощью номограмм (треугольник Дюваля, рис. 2.3).

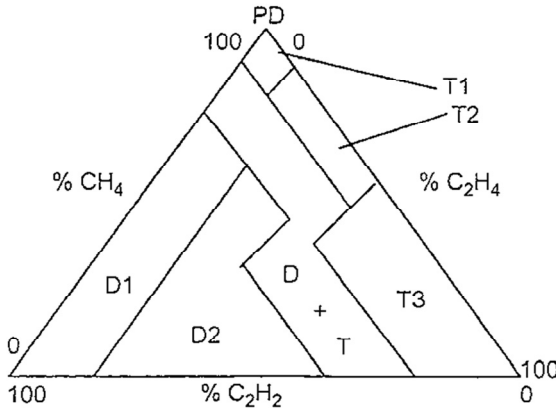


Рис. 2.3. Треугольник Дюваля

Номограмма построена с использованием относительных концентраций трех ключевых газов: CH_4 , C_2H_4 и C_2H_2 , выраженных в процентах от их суммарного содержания. Обозначения видов дефектов – по МЭК 60599.

На основе исследований ВЭИ и НИЦ ЗТЗ-Сервис предложена диагностика с использованием «моделей дефектов» – графического представления распределений пяти основных газов, выраженных в относи-

тельных единицах по отношению к газу, имеющему наибольшую концентрацию (рис. 2.4).

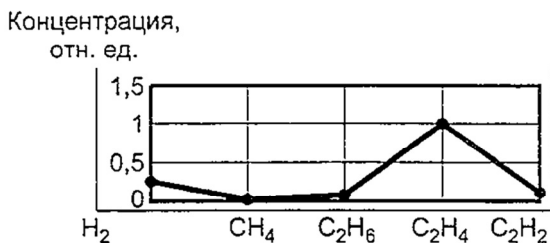


Рис. 2.4. Ползущий разряд главной изоляции

В соответствии с требованиями стандартов в трансформаторе нормально не должно быть мест, имеющих температуру свыше 130 °С, а уровень частичных разрядов не должен превышать 300 пКл. В новом трансформаторе должно быть небольшое количество «дефектных» газов.

Предельные концентрации газовых компонентов, допустимые в эксплуатации, приведены в табл. 2.15.

Таблица 2.15

Граничные концентрации растворенных газов в масле по РД РФ

Оборудование	Концентрация газов, ppm						
	H ₂	CO	CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Трансформаторы 110...500 кВ	100	500...600	6000...8000	100	50	100	10
Трансформаторы 750 кВ	30	500	4000	20	10	20	10
Реакторы 750 кВ	100	500	4000	30	20	10	10

Существенные различия в граничных концентрациях газов обусловлены различным опытом эксплуатации. Очевидно, что в ряде случаев трансформаторы могут нормально работать, имея содержание «дефектных» газов, значительно превышающее уровень, свойственный бездефектным трансформаторам. Особое внимание при определении состояния придают значениям концентрации ацетилена и этилена, а также сумме горючих газов.

2.7. ДИАГНОСТИКА УВЛАЖНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

2.7.1. РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАГИ В ТРАНСФОРМАТОРЕ

Вследствие медленности процесса диффузии влаги в изоляции основная масса влаги по мере проникновения из окружающего воздуха сосредоточивается преимущественно в тонкой изоляционной структуре.

Существенно неравномерное распределение влаги в изоляционных деталях сохраняется в течение всего периода эксплуатации трансформатора.

В плохо герметизированном оборудовании возможно проникновение жидкой воды и концентрация ее на дне бака.

В работающем трансформаторе различие температур отдельных зон обуславливает разницу в относительной влажности масла вблизи поверхности изоляции.

Влага, выделяющаяся в процессе старения, также распределяется неравномерно, мигрируя из зоны наибольшего износа в зоны низших температур.

Эти обстоятельства обуславливают сложность диагностики степени увлажнения и соответственно необходимость применения разнообразных методов.

2.7.2. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ УВЛАЖНЕНИЯ ПО ТЕМПЕРАТУРНОЙ МИГРАЦИИ ВЛАГИ В МАСЛО

Метод, разработанный НИЦ ЗТЗ-Сервис [Water Heat RunTest (WHRT)], предполагает оценку вероятности снижения запасов электрической прочности из-за загрязнения масла влагой и примесями, а также оценку степени увлажнения трансформатора на основе измерений принудительной температурной миграции влаги и примесей после нагрева трансформатора внутренними потерями до максимальной рабочей температуры.

Задачами метода являются:

- оценка состояния изоляции при наибольшей рабочей температуре по изменению параметров масла;
- оценка уровня увлажнения изоляции путем измерения влаги, выделяющейся в масло при повышении температуры и выдержке в течение определенного времени;

- оценка вероятности снижения электрической прочности масла вследствие увлажнения механических примесей (целлюлозных волокон) влагой, выделившейся из изоляции в масло;
- оценка распределения влаги в твердой изоляции посредством измерения скорости выделения влаги в масло.

Трансформатор под нагрузкой нагревают посредством уменьшения интенсивности охлаждения с целью снижения относительной влажности масла и создания «потенциала влажности» в поверхностных слоях изоляции, стимулируя выделение влаги в масло, и выдерживается в течение некоторого времени при периодическом контроле влагосодержания масла или относительной влажности масла, а также пробивного напряжения масла.

Температура должна быть достаточно высокой для того, чтобы получить заметное увеличение влажности масла за счет десорбции влаги из влажных зон. Значение относительной влажности масла должно быть ниже равновесного значения согласно изотерме сорбции влаги.

Количество выделенной воды должно быть достаточно велико, чтобы иметь возможность его измерить. Полагая желаемую скорость выделения влаги > 10 ppm/сутки, можно показать, что влажность масла должна соответствовать равновесному влагосодержанию поверхностных слоев не более 1,5 %, а соответствующая температура опыта – не ниже 60...65 °С.

Длительность выдержки трансформатора при заданной температуре должна быть достаточно большой, чтобы обеспечить диффузию заметного количества влаги из поверхностных слоев изоляции в масло. Опыт показывает, что если влагосодержание изоляции более 2...2,5 %, достаточно выдержать ее при расчетной температуре 24 ч. Для оценки уровня увлажнения ниже указанного и особенно при отсутствии принудительного перемешивания время испытания должно быть не менее трех суток.

Основой для оценки степени увлажнения служит изотерма сорбции целлюлозного материала. Изотермы сорбции не одинаковы для электрокартона различной плотности, кабельной бумаги, а также для различных температур. Кроме того, изотерма сорбции отличается от изотермы десорбции. Поэтому оценка параметров увлажнения в определенной степени условна. Для практических целей оценки равновесной влажности, особенно в опыте WHRT, может быть использована кривая (рис. 2.5), построенная для температуры 70 °С, позволяющая оценить малые значения равновесной влажности.

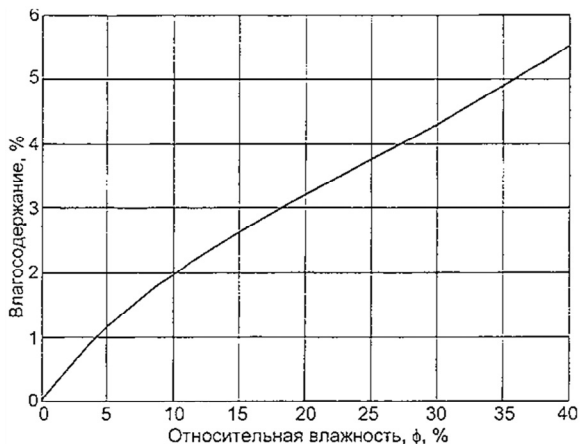


Рис. 2.5. Изотерма сорбции влаги при температуре 70 °С

Полагая, что основным источником влаги является тонкая изоляционная структура, преимущественно барьерная изоляция, влагосодержание ее оценивается из уравнения

$$W_k \approx W_c + (5...10)\Delta W_m, \%, \quad (2.9)$$

где W_k – влагосодержание электрокартона, %; W_c – равновесное влагосодержание; ΔW_m – количество воды, выделившейся за 24 ч, отнесенное к массе барьеров.

Коэффициент при ΔW_m принимается равным 10, если толщина барьеров 2 мм и менее, и 5, если толщина барьеров 3 мм и больше.

Процедура испытания

Перед началом прогрева во время испытаний на каждом адсорбционном фильтре перекрывают один кран для исключения протока масла и адсорбции влаги из масла силикагелем либо десорбции влаги из силикагеля, если последний увлажнен.

Процесс нагрева трансформатора регулируют отключением части вентиляторов системы охлаждения. Скорость повышения температуры поддерживается на уровне не более 5 °С /ч. Стабильность температуры при выдержке обеспечивают путем изменения числа работающих вентиляторов.

В процессе прогрева каждые 1...2 ч регистрируют следующие параметры:

- температуру верхних слоев масла в баке трансформатора и окружающего воздуха;
- уровень масла в расширителе;
- давление масла во вводах;
- состояние системы охлаждения (количество включенных вентиляторов).

Отбор проб масла из бака трансформатора на влагосодержание и пробивное напряжение производят перед прогревом, при достижении расчетной температуры 65...70 °С (0 ч) и через 12, 24, 48 и 72 ч после достижения температуры выдержки.

Интенсивное выделение воды в масло при прогреве до сравнительно низкой температуры обычно свидетельствует о наличии свободной воды в масле.

Использование датчиков непрерывного измерения влажности позволяет существенно упростить процедуру метода. Датчик удобнее подсоединить к нижней части бака в зону наибольшей относительной влажности масла, например к сливной задвижке.

Классификация состояний трансформатора

Наиболее важным преимуществом метода WHRT является возможность оценки *состояния электроизоляционной системы с точки зрения возможного снижения запасов электрической прочности*. Ориентировочные критерии состояния трансформатора по результатам опыта WHRT показаны на рис. 2.6.

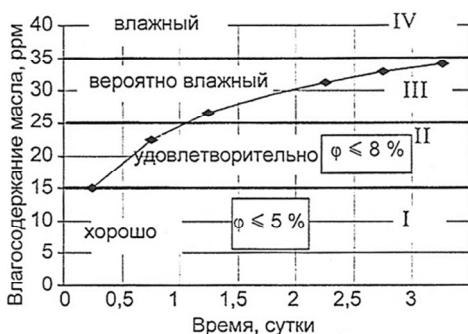


Рис. 2.6. Классификация степени увлажнения трансформатора

2.7.3. ОЦЕНКА ВЛАЖНОСТИ БАРЬЕРОВ ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЯ СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ (МЕТОДА НИЦ ЗТЗ-СЕРВИС)

Для оценки среднего влагосодержания изоляции используются результаты измерения R_{60} промежутка между обмотками, желательного при температуре 50...70 °С.

Измеренное значение $R_{ВН-НН}$ приводится к температуре 20 °С:

$$R_{60}(20) = R_{60}(t)e^{0,05(t-20)}. \quad (2.10)$$

Определяется удельная электропроводность картона

$$\gamma_k = \frac{1}{R_{60}(20)\Lambda_{МБИ}}, \quad (2.11)$$

где $\Lambda_{МБИ} = A\left(B + \frac{1}{1+\alpha}\right)$.

Коэффициенты A и B зависят от конструкции трансформатора. Если конструкции неизвестны, для ориентировочной оценки можно принять $A = 1000$ – для трехфазного трансформатора и $A = 500$ – для однофазного; $B = 0,07$ и $\alpha = \frac{0,25}{\text{tg } \delta_{m70^\circ\text{C}}}$.

Среднее значение влагосодержания картона рассчитывается по формуле (%)

$$W_k = \frac{\ln\left(\frac{\gamma_k}{\gamma_0}\right)}{1,4} + 1,0, \quad (2.12)$$

где $\gamma_0 = 2,5 \cdot 10^{-13} \text{ Ом}^{-1} \cdot \text{м}^{-1}$.

В связи с рядом допущений результаты оценки влагосодержания по R_{60} имеют большую погрешность.

2.8. ДИАГНОСТИКА ИЗОЛЯЦИИ ВВОДОВ

Вводы 110...750 кВ с изоляцией конденсаторного типа обычно выполняются с измерительным выводом, присоединенным к последней обкладке, или (и) со специальным выводом (ПИН), подсоединенным к

измерительной обкладке. Эти выводы позволяют контролировать характеристики вводов под напряжением.

Для диагностики используют характеристики изоляции ($\text{tg } \delta$, емкость, сопротивление, коэффициент абсорбции), уровень частичных разрядов, характеристики масла.

В случае увлажнения изоляции наблюдается экспоненциальный рост $\text{tg } \delta C_1$ при повышении температуры, при увеличении влажности выше 1 %, снижение сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции R_{60} / R_{15} , появление ЧР при рабочем напряжении. При влагосодержании слоев изоляции выше 4 % интенсивность ЧР составляет 1000...10 000 пКл.

При повышении температуры влагосодержание масла растет.

Результаты измерений на вводах 110 кВ, которые выявили увлажнение изоляции (влагосодержание масла во вводах после их нагрева достигло 45...50 г/т), показаны на рис. 2.7.

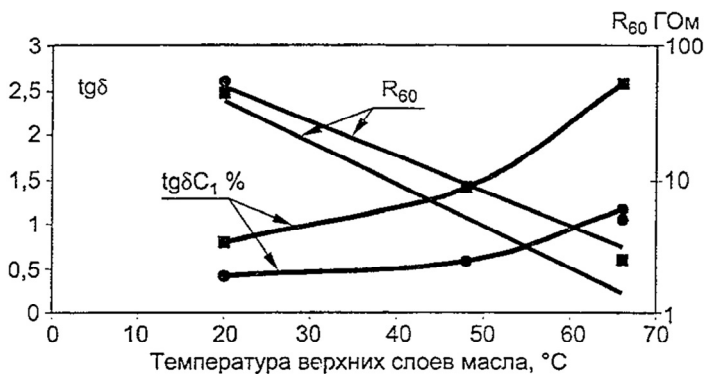


Рис. 2.7. Характеристики изоляции вводов с увлажненной изоляцией

Для диагностики состояния изоляции необходимо измерять диэлектрические потери при повышенной температуре.

При старении масла во вводе имеет место экспоненциальное увеличение $\text{tg } \delta C_2$ с повышением температуры при неизменном или понижающемся значении $\text{tg } \delta C_1$, а также повышение значения $\text{tg } \delta$ масла (рис. 2.8).

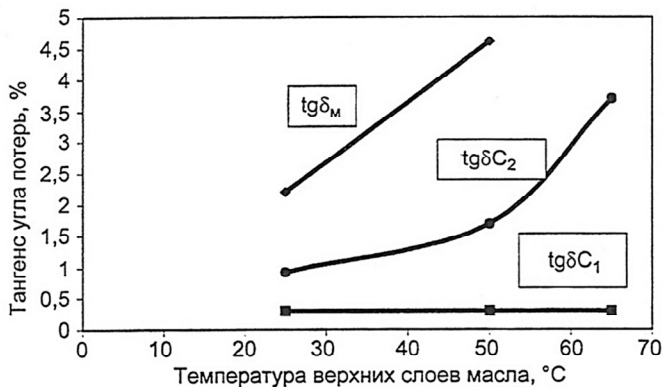


Рис. 2.8. Изменение тангенса угла потерь остова ($\text{tg } \delta_{C_1}$) и измерительного конденсатора ($\text{tg } \delta_{C_2}$) при увеличении тангенса угла потерь масла во вводе со специальным выводом ПИН

При старении бумажно-масляной изоляции также отмечается экспоненциальное увеличение $\text{tg } \delta_{C_1}$ при повышении температуры, напряжения и токовой нагрузки, повышение тангенса угла потерь масла и других показателей старения масла.

3. МЕТОДЫ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ

3.1. СРОК СЛУЖБЫ ТРАНСФОРМАТОРА ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО РЕСУРСА ИЗОЛЯЦИИ

3.1.1. КАТЕГОРИИ ОКОНЧАНИЯ ЭФФЕКТИВНОГО СРОКА СЛУЖБЫ

Различают три категории окончания службы маслонаполненного оборудования.

Технический – отказ или риск неизбежного отказа.

Стратегический – различия между специфицированными и фактическими условиями эксплуатации, например из-за роста потребительских нагрузок.

Экономический – неадекватно высокие расходы на обслуживание и высокая стоимость потерь.

По оценке СИГРЭ, продолжение эксплуатации парка трансформаторов при их удельной повреждаемости более 3 % экономически нецелесообразно. На основании ориентировочных статистических данных критическое увеличение числа отказов генераторных трансформаторов имеет место после 35 лет эксплуатации, а сетевых трансформаторов – после 40...45 лет.

3.1.2. ТЕХНИЧЕСКИЙ СРОК СЛУЖБЫ

Техническая «жизнь» трансформатора определяется степенью риска внезапного отказа, особенно с катастрофическими последствиями. Имеется несколько аспектов риска продолжения эксплуатации. При этом различают следующие процессы в трансформаторе.

Тепловое старение – срок службы до критической деструкции целлюлозной изоляции и деградации механических свойств бумаги. Эти процессы старения имеют необратимый характер.

Электроизоляционный износ – срок службы до критического снижения электрической прочности изоляции. Процессы старения имеют в основном обратимый характер, и состояние изоляции может быть восстановлено.

Механический износ – нарушение механического состояния обмоток под воздействием кумулятивного эффекта токов КЗ, сверхтоков, вибрации и пр. Изменения имеют как обратимый характер (снижение усилий запрессовки обмоток), так и необратимый (деформации обмоток).

а) *Снижение электрической и механической прочности изоляции*

Наиболее опасные факторы риска:

- образование пузырьков газа (пара) в масле в зоне повышенной напряженности;
- образование (наличие) свободной и эмульгированной воды;
- накопление проводящих примесей в масле;
- повышение влажности масла в присутствии примесей (волокон целлюлозы);
- снижение механической прочности витковой изоляции в результате старения.

Существенное изменение температуры трансформатора (нагрев и резкое охлаждение), включение из холодного состояния повышают риск отказа. Риск значительно возрастает при появлении частичных разрядов при рабочем напряжении.

Степень риска зависит от конструктивных особенностей изоляции (наличия зон повышенной чувствительности к снижению электрической прочности), а также от условий эксплуатации и характера повышенных воздействий на изоляцию.

Одним из факторов риска продолжения эксплуатации является снижение импульсной прочности изоляции при отложении на поверхности проводящих примесей (рис. 3.1).

Дефекты, вызывающие снижение электрической прочности, имеют в большинстве случаев обратимый характер и могут быть устранены, в том числе методами, не требующими отключения оборудования от сети.



Рис. 3.1. Модель ухудшения изоляционных свойств главной и продольной изоляции обмоток

б) Механическое ослабление креплений

Механический износ, в частности ослабление прессовки обмоток, обуславливает снижение механической прочности и устойчивости обмоток к воздействию токов КЗ. Возникновение частичных деформаций обмоток (необратимых повреждений) создает риск внезапного отказа.

в) Изменение состояния остова

Старение межлистовой изоляции магнитопровода, развитие местных дефектов, например из-за образования короткозамкнутых контуров в остова, может вызывать повышенный местный нагрев и пиролиз масла.

г) Ухудшение состояния комплектующих узлов

В некоторых случаях срок службы вводов, переключающих устройств, элементов системы охлаждения, магнитной системы оказы-

вается ниже, чем основных узлов трансформатора. Необходимо отметить также значительное моральное старение контрольно-измерительной и защитной аппаратуры, систем управления системой охлаждения и РПН.

3.1.3. ТЕПЛОВОЕ СТАРЕНИЕ

а) Механизм и продукты старения

Тепловое старение представляет собой комплексный процесс, включающий окисление масла и деструкцию целлюлозы в результате гидролиза и пиролиза, а также окисления, продукты которого, так же как и продукты окисления масла, ускоряют гидролитическую деструкцию (рис. 3.2).

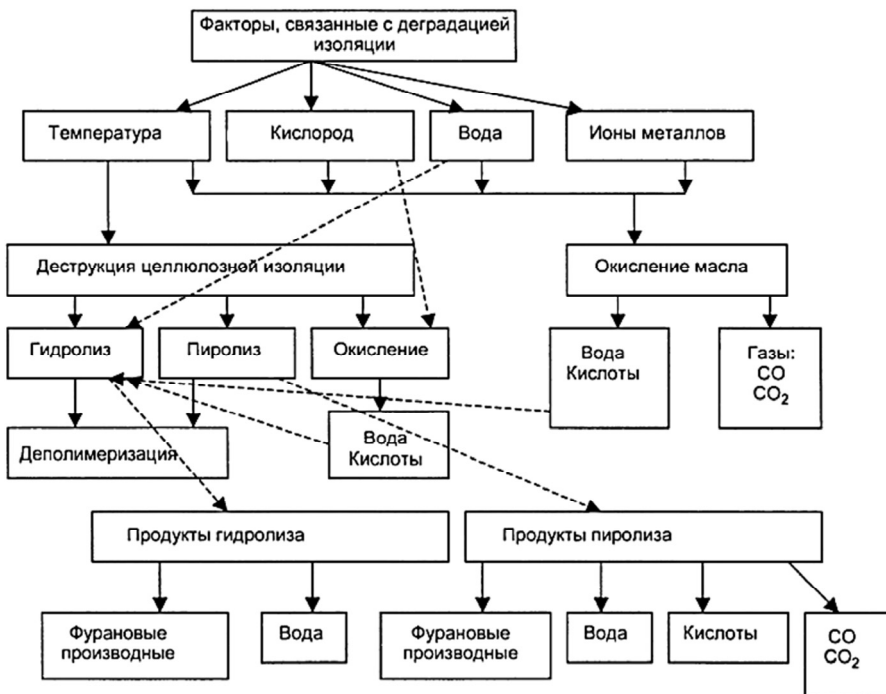


Рис. 3.2. Модель теплового старения изоляции

Гидролиз и пиролиз (термическая деструкция) целлюлозы приводят к ее деполимеризации, а именно к разрыву молекул и соответствующему снижению степени полимеризации (СП), что используется для оценки меры старения. Оба механизма образуют фурановые производные, которые растворяются в масле и используются для оценки возможного снижения СП. Оба механизма (особенно гидролиз) образуют воду. Пиролиз целлюлозы вызывает также выделение кислот и характерных газов CO и CO₂. Последние используются для выявления перегрева изоляции.

Основными факторами ускоренного старения изоляции являются повышенная температура, повышенная влажность витковой изоляции, кислород и продукты старения масла. Существенным фактором окисления масла даже при небольшом содержании кислорода является повышенное содержание в масле металлов, особенно меди.

Обычно трансформатор проектируется из расчета превышения средней температуры обмоток над окружающей средой 65 °С и превышения температуры наиболее нагретой зоны над окружающей средой 78...80 °С. При среднегодовой температуре 20 °С температура нагретой точки (катушки) не должна превышать 98...100 °С. При перегрузках температура изоляции не должна превышать 140 °С.

В некоторых случаях возможен повышенный нагрев части изоляции вследствие различных дефектов: замыкания между проводами обмотки, больших циркулирующих токов, плохого (ухудшенного) охлаждения обмоток или отводов, недостаточного учета потерь в катушках, отказа системы охлаждения, большой перегрузки и др. В этих случаях ускоряются процессы деструкции и появляются в относительно большом количестве продукты пиролиза, включающие окись и двуокись углерода.

б) Основные задачи диагностики старения

- Выявление состояния трансформатора, при котором возможно существенное сокращение срока службы при заданной температуре наиболее нагретой зоны (оценка степени увлажнения, степени старения масла и накопления активных кислот в изоляции).
- Оценка остаточного ресурса. Выявление степени старения изоляции, приближающейся к предельно допустимой.
- Выявление аномального нагрева изоляции.

3.1.4. ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО РЕСУРСА ИЗОЛЯЦИИ

а) Нормирование ресурса по условию снижения степени полимеризации (СП)

Степень деструкции изоляции обычно характеризуется числом разрывов молекулы целлюлозы или фактором старения η , который может быть представлен через начальное и текущее (конечное) значения степени полимеризации. При этом изоляция считается полностью изношенной, если число разрывов достигло пяти.

$$\eta = \frac{СП_0}{СП_k} - 1 < 5. \quad (3.1)$$

При измерении средней вискозиметрической степени полимеризации по МЭК 60450 с использованием медно-этилендиаминового растворного комплекса начальное значение СП новой кабельной бумаги равно примерно 1200 и соответственно пять разрывов молекулы целлюлозы соответствуют СП = 200 (рис. 3.3).

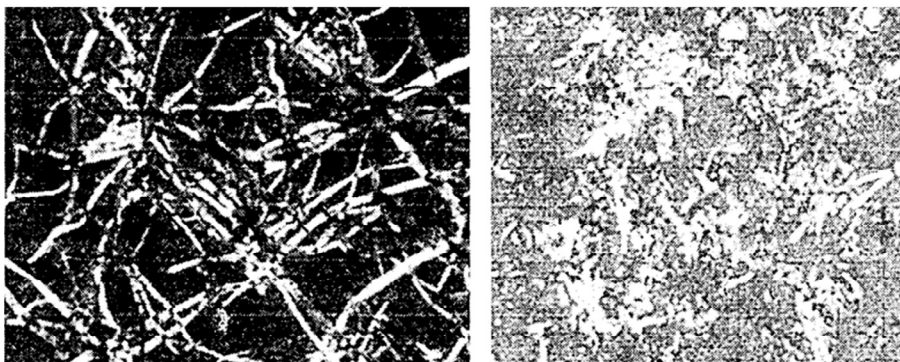


Рис. 3.3. Вид новой (СП = 1100) и состаренной (СП < 200) целлюлозы

В таком состоянии остаточная прочность бумаги на разрыв составляет примерно 20 % от исходной (рис. 3.4).

Изоляция, имеющая СП = 200, становится очень хрупкой, так что продолжение эксплуатации связано с риском повреждения. Окончание срока службы изоляции по МЭК 60076-7 наступает при снижении степени полимеризации в наиболее нагретой зоне до 200 единиц.

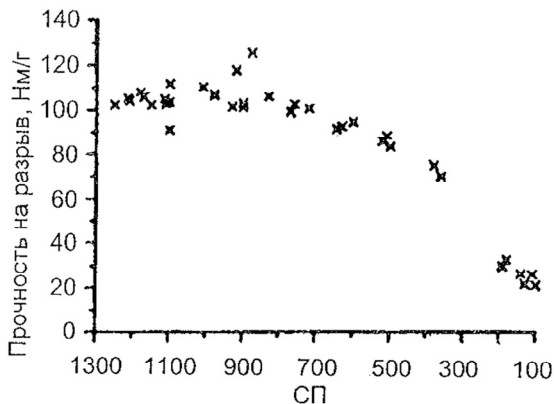


Рис. 3.4. Зависимость прочности крафт-бумаги на разрыв от СП

Уменьшение прочности бумаги на разрыв вдвое против исходного ее состояния считают симптомом дефектного состояния изоляции. При этом степень полимеризации (СП) снижается до 400...450.

б) Оценка ресурса изоляции по изменению СП

Ресурс изоляции по условию снижения СП до некоторого критического значения, например СП = 200, может быть оценен из предложенного выражения (СИГРЭ):

$$Ресурс = \frac{(1/200) - (1/СП_0)}{A \cdot 24 \cdot 365} e^{\frac{13350}{\theta + 273}}, \text{ лет}, \quad (3.2)$$

где A – показатель скорости старения, обусловленного влиянием влаги, кислот и кислорода.

Основным фактором старения изоляции является температура. Увеличение температуры приблизительно на 7°C при прочих одинаковых условиях снижает ресурс в два раза (МЭК предполагает шестиградусное правило). Соответственно для оценки СП участков изоляции, имеющих отличие температуры на 7°C , можно ориентировочно применить выражение

$$\frac{(1/СП_{\theta+7}) - (1/СП_0)}{(1/СП_\theta) - (1/СП_0)} = 2. \quad (3.3)$$

Влага и продукты старения масла, особенно активные кислоты, могут ускорить процесс декомпозиции изоляции в два и более раза. Во многих случаях внутренние слои изоляции, прилегающей к проводнику, оказываются менее состаренными, чем внешние слои изоляции, обращенные к маслу.

Показатель скорости старения A (характеризующий увеличение скорости старения благодаря влиянию влаги, кислорода и кислот) варьируется в довольно широких пределах. Данные табл. 3.1 позволяют оценить раздельное влияние основных факторов старения.

Таблица 3.1

Значения показателя скорости старения A , рассчитанные по данным опытов

Состояние изоляции	Показатель скорости старения A	
	по данным Emsley	по данным Lundgaard (СИГРЭ)
Сухая и чистая	$1,07 \cdot 10^8$	$2,0 \pm 0,5 \cdot 10^8$
Сухая		$2,4 \pm 0,5 \cdot 10^8$
Окисленное масло		
Повышенное содержание кислорода	$2,0 \cdot 10^8$	$8,3 \pm 2,8 \cdot 10^8$
Влажность 1 %	$3,5 \cdot 10^8$	$6,2 \pm 2,9 \cdot 10^8$
Влажность 3...4 %	$35 \cdot 10^8$	$21 \pm 7,8 \cdot 10^8$

Для ориентировочной оценки ресурса может быть использовано упрощенное выражение

$$L = \frac{(1/200) - (1/СП_{\text{изм}})}{k \cdot 24 \cdot 365}, \text{ лет}, \quad (3.4)$$

где k – коэффициент старения, оценивается по данным табл. 3.2.

Данные, приведенные в табл. 3.2, рассчитаны для энергии активации процесса старения 111 кДж/моль и принятых показателей старения A .

Для измеренного значения СП изоляции, равного 600, коэффициент старения изоляции, содержащей продукты окисления, при условии дальнейшей работы при температуре 90 °С равен $k = 2,6 \cdot 10^{-8}$. В этом случае остаточный ресурс ($L_{\text{ост}}$) до достижения СП = 200 составит

$$L_{\text{ост}} = \frac{(1/200) - (1/600)}{2,6 \cdot 10^{-8} \cdot 24 \cdot 365} \cong 15 \text{ лет}. \quad (3.5)$$

Коэффициент старения kraft-бумаги ($\text{СП}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1}$)

Температура	Состояние изоляции и масла в начале старения			
	Сухая; неокисленное масло, $A = 1,5 \cdot 10^8$	Сухая; окисленное масло, $A = 2,4 \cdot 10^8$	Сухая; высокая концентрация кислорода, $A = 5,5 \cdot 10^8$	Содержание влаги 1...1,5 %, $A = 6,5 \cdot 10^8$
70 (343 К)	$0,2 \cdot 10^{-8}$	$0,3 \cdot 10^{-8}$	$0,7 \cdot 10^{-8}$	$0,8 \cdot 10^{-8}$
80 (353 К)	$0,56 \cdot 10^{-8}$	$0,9 \cdot 10^{-8}$	$2,1 \cdot 10^{-8}$	$2,45 \cdot 10^{-8}$
90 (363 К)	$1,6 \cdot 10^{-8}$	$2,6 \cdot 10^{-8}$	$5,9 \cdot 10^{-8}$	$6,9 \cdot 10^{-8}$
100 (373 К)	$4,3 \cdot 10^{-8}$	$6,9 \cdot 10^{-8}$	$15,7 \cdot 10^{-8}$	$18,6 \cdot 10^{-8}$
110 (383 К)	$10,9 \cdot 10^{-8}$	$17,5 \cdot 10^{-8}$	$40 \cdot 10^{-8}$	$47 \cdot 10^{-8}$

Старение целлюлозной изоляции имеет необратимый характер, однако процесс старения может быть существенно замедлен как технологическими мерами (удаление продуктов старения, кислорода, растворенных металлов и пр.), так и конструктивными (улучшение охлаждения и снижение температуры, улучшение защиты от проникновения воздуха и воды, применение материалов повышенной стабильности против окисления и пр.).

в) Измерение степени полимеризации

На практике СП измеряют на образцах изоляции, отобранных из доступных мест, где надежность не может быть существенно нарушена. Обычно это образцы электрокартона или бумаги из перегородок, угловых шайб, отводов. Важным условием является определение температуры в зоне отбора пробы. Желательно, чтобы место отбора было расположено вблизи выхода нагретого масла из обмотки. Для ориентировочной оценки могут быть использованы также образцы целлюлозной изоляции (обычно картон различной толщины), которые, как правило, закладываются при изготовлении крупных трансформаторов. Образцы крепятся к активной части и доступны для изъятия с целью определения их влагосодержания или СП.

Полученное значение должно быть скорректировано с учетом разницы температуры наиболее нагретой зоны и температуры в месте отбора пробы.

Температура наиболее нагретой зоны определяется расчетом на основе анализа конструкции и условий эксплуатации. Для оценки

влияния на степень старения изоляции продуктов старения масла и влаги может быть измерена раздельно средняя СП образцов и поверхностных слоев изоляции.

г) *Учет температурного профиля обмоток*

Температура различных зон изоляции существенно различается, что соответственно обуславливает ее неравномерный износ.

Температурный профиль разных обмоток также отличается друг от друга. Часто температура внутренних обмоток выше, чем температура внешних обмоток такой же мощности. Соответственно степень полимеризации изоляции внешних обмоток может не отражать наибольший износ изоляции в наиболее нагретой зоне.

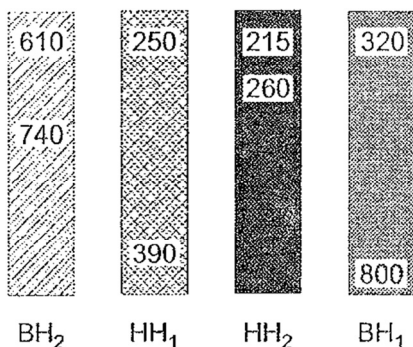


Рис. 3.5. Степень полимеризации витковой изоляции блочного трансформатора 730 МВ·А, 420 кВ

Профиль износа витковой изоляции блочного трансформатора, у которого температура верхних катушек обмоток НН почти на 20 °С превышает температуру верхних катушек ВН, показан на рис. 3.5.

Для достоверной оценки степени старения изоляции необходимо знать температурный профиль обмоток трансформатора и учитывать фактический *нагрузочный и тепловой режим трансформатора*.

Обычно из результатов испытаний на заводе известно среднее превышение температуры обмоток над маслом при номинальной нагрузке.

Температура наиболее нагретых катушек обмотки превышает ее среднюю температуру, как правило, не более чем на 13 °С.

При возможности следует определить реальную степень деструкции и профиль износа изоляции хотя бы одного из однотипных трансформаторов для выбора зон последующего отбора проб при определении СП и коррекции полученных результатов на возможную степень износа изоляции в наиболее нагретой зоне.

3.1.5. ВЛИЯНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ФАКТОРОВ НА СКОРОСТЬ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

а) Режимы работы и скорость старения

Скорость старения определяется в первую очередь температурным (нагрузочным) режимом трансформатора. Повышение температуры на 6...7 °С даже при отсутствии других факторов, ускоряющих старение, сокращает срок службы примерно в два раза. Постоянная нагрузка, близкая к номинальной в течение всего срока службы, вызывает интенсивное старение. В таком режиме работает большинство шунтирующих реакторов и генераторных (блочных) трансформаторов.

Практика выбора блочных трансформаторов, принятая в России, по условию коэффициента мощности $\cos \varphi = 0,8$ и без учета отбора мощности на собственные нужды обуславливает их фактическую нагрузку примерно на уровне 80 % от номинальной, что создает значительный резерв ресурса изоляции.

Режим работы со сравнительно постоянной температурой масла существенно замедляет процессы проникновения кислорода и влаги в трансформаторы со свободным дыханием.

Температура является *основным фактором окисления масла*. Однако в некоторых случаях процессы старения масла и целлюлозы могут заметно продолжаться и при низких температурах под влиянием образовавшихся продуктов старения масла. Пример ухудшения показателей масла в автотрансформаторе АТД-ЦТН-200000/220, который был выведен из эксплуатации в резерв и хранился в течение 3 лет в отключенном состоянии, приведен в табл. 3.3.

Таблица 3.3

Ухудшение показателей старения масла и изоляции в процессе хранения трансформатора в отключенном состоянии

Показатели	После вывода в резерв	После трех лет хранения в отключенном состоянии
Цвет, баллы	4,5	5,0
Кислотное число, мг КОН/г	0,088	0,109
Продукты старения по ИК-спектру, %	3,5	8
Коэффициент полярности	0,065	0,08
Содержание фурфурола, ppm	< 0,5	0,8

б) Защита от окружающего воздуха и состояния изоляции

Повышенное содержание кислорода обуславливает значительное ускорение старения за счет интенсивного окисления масла, а также окисления целлюлозы. Существенно бóльший срок службы у трансформаторов с пленочной и азотной защитами масла и предварительно дегазированной изоляцией за счет низкого содержания кислорода и влаги. Модернизация трансформаторов с установкой, например, пленочной защиты может быть эффективным средством продления срока службы.

Повышенная влажность изоляции обуславливает наиболее интенсивное старение. В процессе работы трансформатора влажность витковой изоляции обычно существенно ниже, чем барьеров главной изоляции. Изоляция обмоток может быть опасно увлажнена в процессе проведения ремонтов, что без достаточной последующей сушки может увеличить скорость старения более чем на порядок.

3.1.6. ОЦЕНКА СТЕПЕНИ СТАРЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ С ПОМОЩЬЮ ИЗМЕРЕНИЯ ФУРАНОВЫХ ПРОИЗВОДНЫХ

а) Фурановые производные как показатели старения изоляции

Фурановые производные – это продукты деградации целлюлозы, и, будучи растворимыми в масле, они могут быть измерены и служить мерой деградации изоляции. Обычно измеряют следующие фурановые производные:

- фурфуральдегид или фурфурол (2FAL);
- гидроксиметилфуран (5MEF);
- фуриловый спирт (2FAL);
- ацетилфуран (2FAL);
- метилэтилфуран (5MEF).

Измерения обычно выполняются с точностью 10 мкг/кг. Фураны неустойчивы и быстро разлагаются под действием температуры. Наиболее устойчивым производным является фурфуральдегид (2FAL), значения которого в основном используются для оценки состояния изоляции.

Количество продуктов деградации функционально связано с числом разрывов молекулы целлюлозы. Для ориентировочной оценки скорости образования фурфуральдегида используется следующее выражение:

$$2\text{FAL} = \frac{10^6}{162 \text{СП}_0} \eta 96 \beta \text{ (мкг/г бум.)}, \quad (3.6)$$

где 162 – молекулярная масса целлюлозы; 96 – молекулярная масса (2FAL); η – число разрывов молекулы; β – удельное количество (2FAL) на один разрыв.

При старении сухой изоляции в дегазированном масле можно принять значение $\beta = 0,3$ и соответственно, приняв $\text{СП}_0 = 1100$, получим

$$2\text{FAL} \cong 161,6\eta \text{ (мкг/г)}. \quad (3.7)$$

Значительная часть 2FAL мигрирует и растворяется в масле. Практически измеряется концентрация пяти фурановых производных в миллиграммах на 1 кг масла (в некоторых случаях на 1 л масла). При этом количество продуктов деградации зависит от массы состаренной изоляции. Масса изоляции, подвергающаяся наибольшему нагреву, составляет 2...5 % от общей массы изоляции. Простые расчеты показывают, что 200 кг целлюлозы при предельном износе ($\eta = 5$) может образовать 161 600 мг 2FAL. Полагая, что 70 % растворится в масле, и приняв массу масла 60 т, получим, что концентрация 2FAL составит около 1,9 мг/кг (1,9 ppm).

Количество образующегося 2FAL увеличивается в несколько раз при увлажнении изоляции, а также при ускоренном окислении масла.

Скорость образования фурановых производных очень мала на начальных стадиях старения ($\text{СП} > 600$, рис. 3.6) и значительно увеличивается при достижении предельного износа (рис. 3.7).

б) Определение значений СП через концентрацию фурановых производных

Степень полимеризации изоляции и количество продуктов деградации функционально связаны с числом разрывов молекулы целлюлозы; для изоляции, изготовленной по крафт-процессу без присадок, повышающих ее термостойкость, отмечается корреляционная зависимость между значениями СП и 2FAL.

Количественные соотношения 2FAL и СП в трансформаторах зависят от массы нагретой изоляции и массы масла, но для усредненной оценки применяют корреляционные зависимости, из которых нашла наибольшее распространение аппроксимация Чендонга:

$$\log[2\text{FAL}] = 1,5 - 0,0035 \text{СП}. \quad (3.8)$$

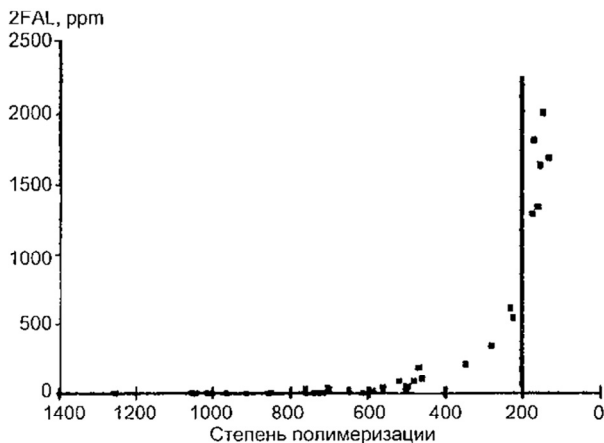


Рис. 3.6. Зависимость образования 2FAL от степени старения изоляции

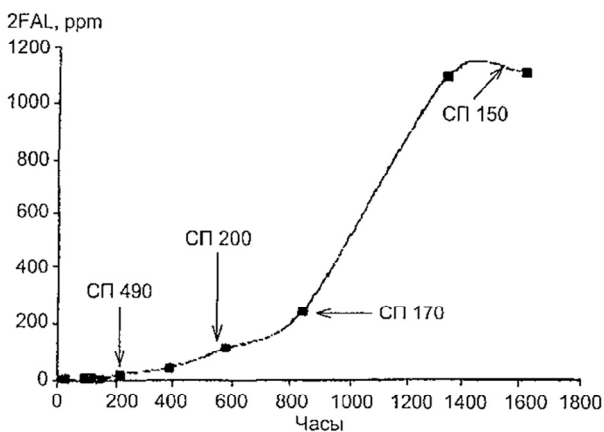


Рис. 3.7. Скорость образования 2FAL на стадии сильного износа изоляции

При этом предельный износ (СП = 200) по формуле (3.8) соответствует значению 2FAL = 6,3 мг/кг.

Комитет клиентов фирмы Doble, объединяющий значительное число энергосистем мира, предлагает следующую методику оценки состо-

яния трансформаторов, имеющих изоляцию обмоток без термостабилизирующих присадок:

нормальное старение – скорость выделения фурфуральдегида (2FAL) меньше 50 мкг/л в год. Большая скорость может быть вызвана плохим охлаждением, перегрузками, развивающимся дефектом;

уравнение Чендонга может быть использовано для оценки среднего значения СП на основе концентрации фурфуральдегида. При этом желательно иметь данные о фактических значениях СП изоляции трансформаторов данного типа, работающих в одинаковых условиях, для подтверждения результатов, полученных оценкой по 2FAL.

Для оценки состояния оборудования посредством СП согласно аппроксимации Чендонга предлагается следующая интерпретация:

- рассчитанное значение СП > 800 – хорошее;
- 800 > СП > 400 – проработана половина срока службы;
- СП < 400 – последняя треть жизни (возможно окончание срока службы);
- значения 2FAL > 1000 мкг/л указывают на необходимость дополнительного обследования оборудования.

Согласно данным СИГРЭ предельному износу (СП = 200) соответствует примерно 3,3 мкг/кг 2FAL (рис. 3.8). *Общая рекомендация – уделять специальное внимание оборудованию, в котором обнаружено свыше 1 мкг/кг фурфуральдегида.*

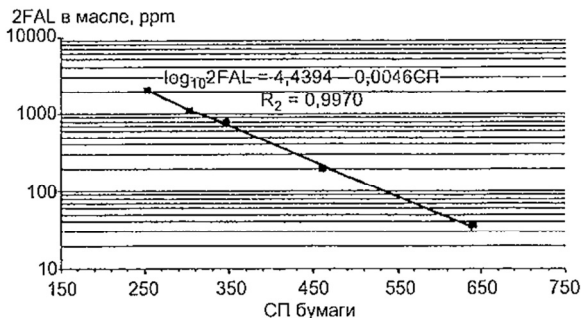


Рис. 3.8. Зависимость содержания 2FAL в масле от СП целлюлозы

В руководстве по эксплуатации трансформаторов японских энергосистем используется корреляционная зависимость содержания 2FAL и СП (рис. 3.9). При этом концентрация фурфуральдегида на уровне

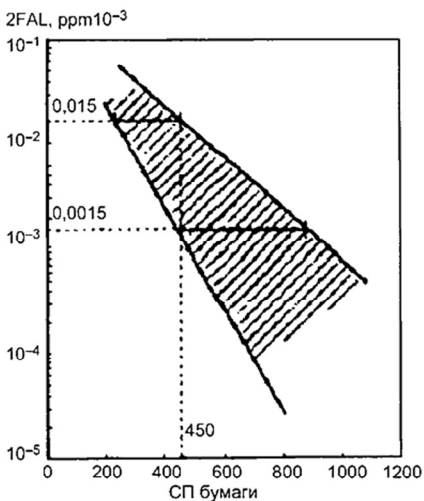


Рис. 3.9. Зависимость содержания 2FAL в масле от СП целлюлозы

1,5 мг/кг рассматривается как сигнал о возможной деструкции изоляции до СП = 450. Концентрация 2FAL = 15 мг/кг считается критической, и трансформатор должен быть выведен из работы. Предполагается, что наибольшему нагреву подвергается примерно 2 % изоляции.

Подавляющее большинство трансформаторного оборудования в России снабжено силикагелевыми фильтрами, которые поглощают фураны. Поэтому для оценки старения по данным 2FAL фильтры должны быть перекрыты на несколько недель. Пробу масла для измерения фурановых производных желательно отбирать при наибольшей температуре и наибольшей нагрузке.

в) Выявление повышенного нагрева и старения изоляции

Повышенная температура при воздействии на изоляцию вызывает интенсивное образование фурановых производных (рис. 3.10), а также окиси и двуокиси углерода (рис. 3.11).

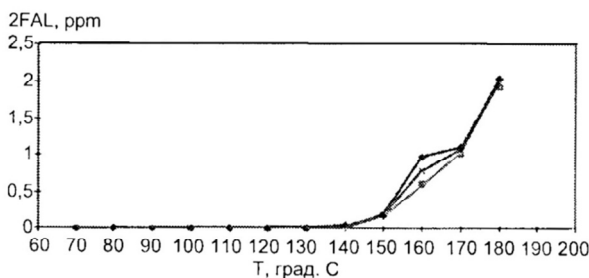


Рис. 3.10. Выделение 2FAL в зависимости от температуры старения маслопропитанной изоляции (результаты измерения на двух образцах и среднее значение)

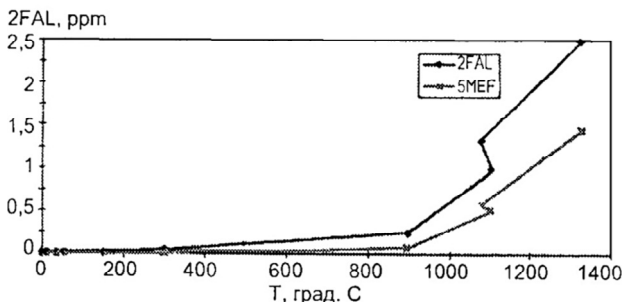


Рис. 3.11. Соотношение концентрации в масле фурановых компонентов при старении бумажно-масляной изоляции при повышенной температуре

Поэтому повышенные значения 2FAL, CO и CO₂ могут служить критериями сильного перегрева изоляции.

Количество продуктов деградации следует соизмерять с массой нагретой изоляции.

Руководство по эксплуатации трансформаторов энергосистем Японии рекомендует:

- контролировать сумму окиси и двуокиси углерода как критерий старения;
- выделение (CO + CO₂) более 0,2 мл/г изоляции рассматривается как сигнал о возможном дефектном состоянии;
- выделение (CO + CO₂) более 2 мл/г считается сигналом критического состояния.

Необходимо отметить, что источником образования CO и CO₂ является также масло, поскольку в нем присутствуют целлюлозные волокна.

Согласно данным СИГРЭ количество газов и их отношение при повышенном нагреве масла могут создавать впечатление перегрева изоляции.

В опытах с длительным нагревом модели обмоточного провода (масло + бумага) и параллельных проб масла выделение газов при участии изоляции происходит более интенсивно, однако количество CO при старении масла может превышать 1000 мл/г, а отношение CO/CO₂ составлять при этом менее 3 (рис. 3.12 и 3.13). Подтверждением перегрева изоляции должно быть заметное образование фурановых производных.

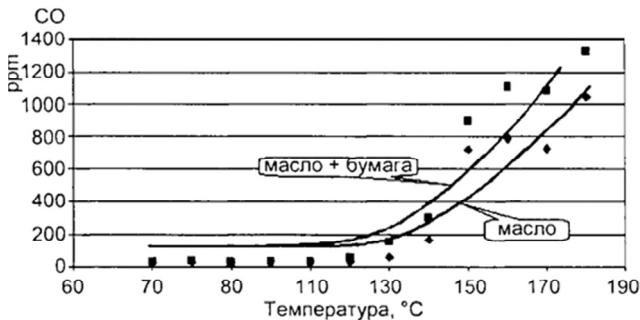


Рис. 3.12. Зависимость окиси углерода при длительном нагреве проб масла и бумажно-масляной изоляции от температуры

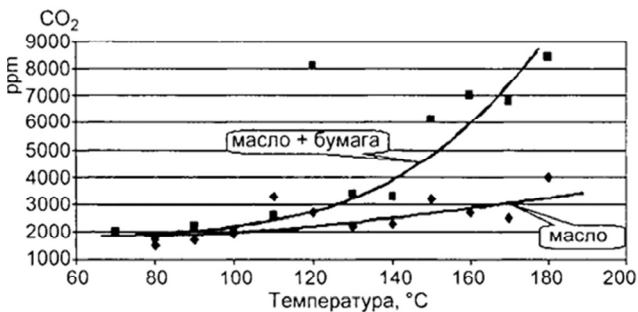


Рис. 3.13. Зависимость образования двуокиси углерода при длительном нагреве проб масла и бумажно-масляной изоляции

3.2. МЕТОДЫ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3.2.1. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ПРОДЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПАРКА ТРАНСФОРМАТОРОВ

Продление срока службы – это экономическая категория, в основу которой положена оценка степени риска. СИГРЭ предлагает два метода:

- увеличивать срок службы без инвестиций по условию приемлемого риска отказов – так называемый «Метод продленной жизни»;
- для оборудования, требующего увеличенного обслуживания либо других действий для сохранения приемлемого уровня риска, применять так называемый «Метод ранжирования».

а) *Метод продленной жизни*

Метод заключается в продлении срока службы оборудования по условию приемлемости существующих условий в отношении числа отказов и затрат на обслуживание. При этом полагается, что удельное число отказов может увеличиться от существующего уровня λ_0 до некоторого нового уровня $\lambda_{\text{бал}}$. Решение считается приемлемым, если возможные инвестиционные затраты превышают затраты на ликвидацию последствий отказа, что выражается уравнением:

$$Z_{\text{инв}} > N_{\text{тр}} \lambda_{\text{бал}} Z_{\text{абс. ср}}, \quad (3.9)$$

где $Z_{\text{инв}}$ – затраты на инвестиции; $N_{\text{тр}}$ – число трансформаторов; $\lambda_{\text{бал}}$ – удельное число отказов, соответствующее балансу затрат; $Z_{\text{абс. ср}}$ – средние затраты на ремонт, убытки от потери продукции, штрафы и др.

б) *Метод ранжирования*

Данный метод основывается на двух факторах:

- GSI (Global Strategic Impact) – число, характеризующее общие стратегические последствия возможного отказа трансформатора;
- GTC (General Technical Condition) – число, характеризующее общее техническое состояние трансформатора, определяющее вероятность отказа. Степень критичности трансформатора (Global criticality) C определяется как

$$C = \text{GSI} \times \text{GTC}. \quad (3.10)$$

1. При оценке GSI принимаются во внимание:

- *безопасность* людей и их собственности, особенно в случае взрыва и пожара;
- *надежность сети* – нарушение или ухудшение энергоснабжения потребителей;
- *экологические* последствия;

- *экономические* последствия, включая расходы на расследование, ремонт, замену;

- *убытки* от недоотпуска или недовыработки энергии;
- *штрафы*.

2. При оценке ГТС учитываются:

- *техническое состояние* оборудования;
- *технологический риск* – ремонтпригодность, возможная длительность ремонта. Для оценки можно использовать имеющуюся информацию об отказах подобного оборудования;

- *время эксплуатации* оборудования;
- *оперативные условия* эксплуатации.

Удельный вес каждого из факторов определяется индивидуально.

3.2.2. МЕТОДЫ ПРОДЛЕНИЯ СРОКА СЛУЖБЫ КРУПНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

а) *Учет индивидуальных отличий*

- Практически все крупные трансформаторы имеют некоторые индивидуальные отличия, что требует индивидуального подхода при решении вопроса о продлении их срока службы.

- Исторически сложились основные факторы, определяющие эти различия:

- развитие техники проектирования трансформаторов, в частности совершенствование теории расчета добавочных потерь в обмотках, электрической прочности главной изоляции, динамической устойчивости обмоток, расчета добавочных потерь в металлоконструкциях и др.;

- развитие технологии производства, в частности применение бесшпилечных конструкций магнитопроводов, транспонированного и затем склеенного провода, применение формованных и уплотненных деталей из электрокартона и др.;

- внедрение мер по повышению надежности на основе систематического анализа причин отказов привело к различиям формально однотипных трансформаторов.

- Многие трансформаторы были спроектированы в соответствии с индивидуальными техническими требованиями и имеют разные запасы прочности по отношению к нормированным воздействиям.

- На состояние оборудования влияют различия в условиях эксплуатации: нагрузочный режим, уровень напряжения и возбуждения, перенапряжения, токи КЗ и аварийные режимы в сети.

- Уровень загрязнения изоляции механическими примесями и влагой, степень и последствия старения масла определяют различия в степени снижения электрической прочности и степени деструкции изоляции.

- Уровень обслуживания, ремонты, различные и изменяющиеся со временем технология и практика выполнения обслуживания обуславливают существенные различия в состоянии оборудования.

Указанные обстоятельства приводят к необходимости выполнять в качестве первого и иногда определяющего этапа продления срока службы анализ особенностей конструкции и ее надежности с учетом реальных условий и опыта эксплуатации.

б) Методы продления срока службы

Различаются две группы методов продления срока службы:

- обновление трансформатора посредством восстановления электрической и механической прочности, замены изношенных узлов, реконструкции и модернизации;

- снижение степени риска внезапного отказа посредством мониторинга и улучшения защит от повреждения.

Чтобы эксплуатировать трансформаторы после расчетного срока службы, следует проводить комплекс специальных работ, первым этапом которых должен быть анализ конструкции и затем оценка фактического состояния оборудования.

Необходимым условием является отсутствие необратимых повреждений, в частности степень старения изоляции не должна достигнуть критического уровня, соответствующего значениям степени полимеризации 400...450.

Экономическая мотивация работ по продлению срока службы базируется на следующих технических предпосылках:

а) большая часть дефектов имеет обратимый характер и может быть устранена в полевых условиях;

б) конструкция трансформатора может быть улучшена с использованием современных знаний;

в) возможно восстановление электрической прочности изоляционной системы практически до исходного уровня при неизменных размерах изоляционных промежутков;

г) можно снизить скорость старения изоляции посредством удаления влаги и продуктов старения, поддержания низкой концентрации кислорода, снижения температуры;

д) можно существенно снизить эксплуатационные расходы путем установки системы мониторинга.

Типовая программа работ по продлению срока службы включает:

а) устранение выявленных и потенциальных дефектов, снижающих надежность и влияющих на ускорение процессов старения;

б) очистку, регенерацию либо замену масла;

в) удаление влаги, газов, примесей и продуктов старения, в том числе адсорбированных целлюлозой, посредством сушки, очистки и регенерации изоляции;

г) восстановление механических креплений, подпрессовку обмоток и магнитопровода;

д) замену или восстановление ненадежных комплектующих узлов (вводов, запорной арматуры и др.), а также резиновых уплотнений;

е) модернизацию потенциально ненадежных узлов, а также замену узлов с целью снижения скорости старения (пленочная защита масла, улучшение охлаждения);

ж) совершенствование систем контроля оборудования (установку систем мониторинга, внедрение экспертных диагностических программ).

3.3. МОДЕРНИЗАЦИЯ И РЕКОНСТРУКЦИЯ

Объем работ по модернизации и реконструкции виден из анализа конструкции, опыта эксплуатации и определяется специальным проектом, включающим при необходимости следующие работы:

- устранение конструктивных дефектов, известных из опыта эксплуатации однотипного или подобного оборудования;
- реконструкцию системы дыхания, улучшение герметизации;
- модернизацию или замену вводов;
- реконструкцию контактов в отводах и узле РПН;
- модернизацию системы охлаждения;
- улучшение систем контроля и защит.

3.3.1. УСТРАНЕНИЕ ХАРАКТЕРНЫХ ДЕФЕКТОВ

Дефекты, характерные для отдельных типов трансформаторов, описаны в эксплуатационных и аварийных циркулярах. Учет этих рекомендаций весьма важен при определении объема работ по реконструкции.

а) *Устранение короткозамкнутых контуров в остовах и других потенциальных источников образования горючих газов в масле*

В некоторых конструкциях элементы остова и сочленения его с баком образуют короткозамкнутые контуры, по которым протекают циркулирующие токи (рис. 3.14).

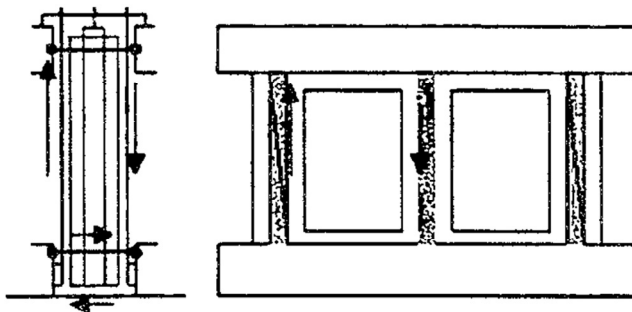


Рис. 3.14. Возможные контуры циркулирующих токов в остовах

Остов может быть не изолирован от дна бака или иметь посторонний контакт через распорные винты и центрирующие шипы. Типичным решением в этих случаях может быть изменение схемы заземления активной части с устранением контуров и выводом заземления наружу бака для возможности последующего контроля.

б) *Устранение перегрева электромагнитных шунтов*

Магнитные и электромагнитные шунты, предназначенные для защиты от перегрева металлических деталей в потоке рассеяния обмоток, подвергаются существенным механическим, а иногда и электрическим воздействиям, и могут быть источником выделения газов (как термического, так и разрядного характера), а также источником образования проводящих примесей. При реконструкции усиливается крепление, изолируются и надежно заземляются шунты.

3.3.2. РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ ДЫХАНИЯ, УЛУЧШЕНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ

В трансформаторах, имеющих защиту масла с помощью расширителя и воздухоосушителя, можно предотвратить доступ в бак атмосферного кислорода посредством установки пленочной защиты. Для этого необходимо выхлопную трубу заменить на клапаны давления. Последнее желательно для всех ответственных трансформаторов и реакторов, поскольку выхлопная труба зачастую служит источником проникновения в бак воды.

а) Предотвращение прямого проникновения влаги

Герметизация трансформатора включает устранение других источников прямого проникновения влаги. Наиболее вероятным из них является уплотнение наконечника отвода во вводе протяжного типа. Этот узел подвергается значительным механическим ветровым нагрузкам, что приводит к остаточным деформациям резиновых уплотнений. Реконструкция узла включает разделение нагрузок на наконечник отвода и уплотнение.

б) Предотвращение перелива масла из расширителя через воздухоосушитель

В некоторых конструкциях с азотной защитой масла и со «свободным дыханием» возможен перелив масла через дыхательный патрубок в выхлопной трубе с последующим образованием масляной пробки, а в дальнейшем, при резком изменении температуры, – создание в надмасляном пространстве недопустимого давления или разрежения, повреждение диафрагмы выхлопной трубы и срабатывание газовой защиты. В трансформаторах с пленочной защитой масла может образоваться повышенное давление в расширителе и последующее срабатывание клапанов давления из-за перелива масла в расширитель. При реконструкции необходимо изменить схему соединения надмасляного пространства расширителя и выхлопной трубы, а в конструкциях с пленочной защитой масла – установить маслоуказатель с сигналом о максимальном уровне масла.

в) Реконструкция расширителя бака контактора РПН

Во многих конструкциях расширитель бака контактора РПН объединен с расширителем основного бака, что приводит к проникновению газов из контактора в основной бак.

Типичным решением для предупреждения этого явления считается организация раздельного «дыхания» контактора с установкой отдельного воздухоосушителя.

3.3.3. ЗАМЕНА ВЫСОКОВОЛЬТНЫХ ВВОДОВ

При необходимости замены вводов может потребоваться разработка специального проекта реконструкции, в котором учитываются следующие факторы (рис. 3.15):

- выбор ввода по исходным параметрам (номинальное напряжение и ток, длина пути утечки внешней изоляции);
- определение необходимости переходных фланцев;
- размер ввода под установку встроенных трансформаторов тока, учет расположения заземляемой обкладки ввода;

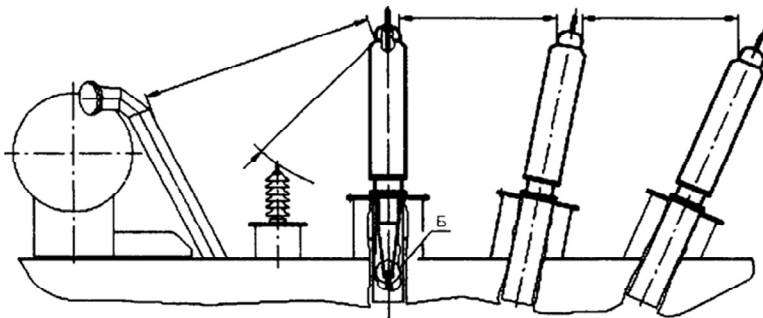


Рис. 3.15. Контролируемые внешние изоляционные промежутки при замене вводов

- перепайка контактных шпилек из-за изменения длины отводов;
- наличие газоотводного патрубка;
- изоляционные расстояния по воздуху;
- размер экрана нижней части ввода (учет необходимости снижения напряженности поля внутри и снаружи ввода);
 - длина нижней части ввода (при необходимости реконструкция изоляции с изменением размеров барьера либо его крепления);
 - ограничения по плотности тока (при необходимости увеличение сечения отвода);
 - конструкция токоведущей трубы (стержня);

- уровень изоляции измерительного вывода;
- учет емкости измерительной обкладки при установке системы контроля изоляции;
- уплотнение наконечника отвода на головке ввода.

3.3.4. МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

При модернизации системы охлаждения выполняются следующие работы:

- замена системы охлаждения типа ДЦ и МД на тип М, что в ряде случаев возможно с использованием современных радиаторов повышенной теплоотдачи;
- установка маслонасосов с повышенным ресурсом подшипников;
- установка малошумных и долговечных вентиляторов;
- замена запорной арматуры;

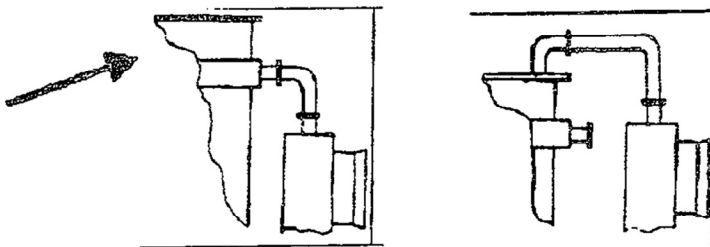


Рис. 3.16. Устранение «теплового мешка» в шунтирующем реакторе 400 кВ (по данным НИЦ ЗТЗ-Сервис)

- реконструкция маслопроводов с целью устранения «тепловых мешков» (рис. 3.16);
- замена устаревших шкафов управления на современные конструкции.

3.3.5. СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И ЗАЩИТ

При совершенствовании системы контроля и защит выполняются следующие мероприятия:

- разделение и раздельное заземление электростатических экранов с выводом заземляющих отводов наружу бака для возможности контроля главной изоляции, в том числе измерения ЧР;

- разделение нейтрали параллельных частей обмотки и установка высокочувствительной («поперечной») дифференциальной защиты;
- установка системы защиты от взрыва и пожара;
- установка системы мониторинга.

3.4. ОБНОВЛЕНИЕ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

3.4.1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ ОБНОВЛЕНИЯ

Главные задачи обновления изоляционной системы – это поддержание, повышение или восстановление запасов электрической прочности, а также снижение скорости старения изоляционных материалов. Выбору программы обновления предшествует определение фактического состояния изоляции. Следует различать естественное старение изоляции и ухудшение, связанное с возникновением дефектов. В последнем случае должны быть приняты меры по выявлению и устранению дефектов. Из сказанного вытекают следующие цели и задачи восстановления свойств изоляции.

1. Естественное старение изоляционной системы – устранение:

- старения масла;
- загрязнения поверхности изоляции продуктами старения масла;
- насыщения масла и изоляции воздухом;
- увлажнения;
- загрязнения механическими примесями.

2. Восстановление или улучшение изоляции трансформатора:

- имеющего источник выделения горючих газов (например, сильный местный нагрев масла);
- имеющего источник сильного загрязнения металлическими частицами или углеродом (продукты трения подшипников маслонасосов, алюминиевых экранов, выделение углерода из места перегрева металлов, из бака контактора и пр.);
- имеющего источник сильного увлажнения (проникновение жидкой воды);
- имеющего загрязнение изоляции масляным шламом.

3. Обновление изоляции с целью значительного продления срока службы:

- дегазация и осушка масла;
- фильтрация;

- сушка твердой изоляции;
- дегазация и перепропитка изоляции маслом;
- регенерация масла;
- регенерация изоляции и активной части;
- удаление полихлордифенилов (PCB).

3.4.2. УЛУЧШЕНИЕ СОСТОЯНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПОСРЕДСТВОМ СУШКИ, ДЕГАЗАЦИИ И ФИЛЬТРАЦИИ МАСЛА

а) *Дегазация и осушка масла с помощью вакуумно-дегазационной установки*

Задачами дегазации является удаление из масла воздуха, растворенных газов и водяных паров. Поскольку количество растворенных горючих газов сравнительно мало, для выбора дегазационной установки учитывается в основном объемное содержание воздуха и воды.

Объемная концентрация воды в масле может быть определена из уравнения

$$V_w \cong 0,1244\rho \frac{273 + t}{273} W, \quad (3.11)$$

где V_w – содержание воды, в % по объему; ρ – плотность масла, г/см³; t – температура масла, °С; W – весовая концентрация воды, г/т.

Принимая $\rho = 0,9$ г/см³, получим, что весовая концентрация воды 10 г/т при 60 °С составляет примерно 1,36 % об. Параметры процесса (расход масла, остаточное давление и температура) должны быть скорректированы с характеристиками вакуумного насоса. Быстрота откачки вакуумного насоса S должна быть достаточной, чтобы удалить при данном избыточном давлении p необходимую сумму паров воды и газов (воздуха):

$$S = \frac{p_0}{p} D \frac{T}{273} (V_{\text{воз}} + 0,112W), \quad (3.12)$$

где S – быстрота откачки, м³/ч; D – расход масла, м³/ч; p_0 – атмосферное давление, мм рт. ст.; T – абсолютная температура масла, К; $V_{\text{воз}}$ – содержание воздуха, %; W – содержание влаги, г/т.

Полагая, например, содержание воздуха в масле 10 %, а подлежащий удалению объем паров 5 % об., получим, что для возможности

удаления смеси за один цикл при давлении 1 мм рт. ст. и расходе масла 5 м³/ч быстрота откачки однокамерного вакуумного насоса должна быть примерно 700 м³/ч. Предельная концентрация газа зависит от остаточного давления и коэффициента растворимости газа в масле k (коэффициента Оствальда). Для воздуха, принимая $k = 0,11$ (11 %) и остаточное давление в дегазаторе 1 мм рт. ст., получим предельное достижимое значение газосодержания

$$A_{\text{пр}} = \frac{p \cdot 11}{760} = \frac{1 \cdot 11}{760} = 0,014 \%. \quad (3.13)$$

При извлечении ацетилен ($k = 120$ %) предельное значение составит при тех же условиях примерно 0,16 %. Некоторое количество газа практически всегда остается недоизвлеченным, особенно при однократной обработке. Остаточное давление в дегазаторе для достижения заданного значения газосодержания с учетом заданного значения недоизвлечения m можно определить из выражения

$$p_{\text{ост}} \cong \frac{p_0 A_k m}{k 1 + m} = \frac{760 \cdot 0,1 \cdot 0,05}{11 \cdot 1 + 0,05} \cong 0,33 \text{ мм рт. ст.} \quad (3.14)$$

Для достижения заданного содержания газа $A_k = 0,1$ % за один проход значение остаточного давления при заданной степени недоизвлечения воздуха $m = 0,05$ должен быть примерно 0,33 мм рт. ст.

б) Осушка масла с помощью бумажных фильтров

Метод осушки масла с помощью бумажных фильтров (например, через фильтрпресс) – наиболее старый и наименее эффективный. По мере увлажнения бумаги возможен эффект увеличения влаги в масле. Влажная бумага может быть источником загрязнения масла частицами целлюлозы.

в) Осушка масла с помощью фильтров из адсорбирующей пластмассы

Технология осушки с помощью фильтров из адсорбирующей пластмассы значительно повысила эффективность обработки. Фильтрующие элементы адсорбируют и связывают воду, фильтруют механические примеси и не могут быть источником повторного загрязнения масла.

г) Сушка масла с помощью цеолитов

Сушка масла с помощью цеолитов позволяет достигать очень низких значений влажности за один проход масла через установку. Например, 200 кг цеолита могут эффективно высушить масло, удерживая до 40 кг воды. Влагоемкость цеолитов уменьшается при повышении температуры (от 18...20 % при 20 °С до 3...4 % при 100 °С).

Недостатком является необходимость регенерации цеолитов при высокой температуре с последующим удалением масла и продуктов его старения. При этом возможны ослабление прочности и разрушение гранул.

Процесс осушки должен сопровождаться тщательной фильтрацией.

д) Фильтрация масла

Целью фильтрации является удаление примесей.

Точность фильтрации в мкм не является достаточной характеристикой фильтра, поскольку она базируется на гравиметрических испытаниях, не учитывающих вариацию размеров частиц. Более точная характеристика – это *бэта-параметр*, который определяется при многократном пропускании масла через фильтр и показывает эффективность очистки примесей данного размера. Фильтр «Бэта 3-500» способен при многократной фильтрации удалять частицы размером 3 мкм с эффективностью 99,5 %.

Другой характеристикой будет сопротивление фильтра. Расчетный расход масла при фильтрации должен соответствовать определенному сопротивлению фильтра. Обычно фильтрация производится при постоянном расходе масла, так что увеличение сопротивления и соответствующее повышение давления характеризуют ресурс фильтра.

Следует учитывать следующие возможные проблемы при фильтрации масла.

- Правильный выбор фильтрующих элементов, что особенно важно при очистке масла от мелких частиц, например, углерода. Измерение дисперсии частиц и микроскопический анализ инфильтрата позволят оценить эффективность очистки. Очистка масла от углерода требует применения фильтров тонкостью фильтрации 0,5...0,3 мкм.

- Фильтрация малых и легких частиц, например частиц сорбента (глины), при очистке посредством циркуляции масла в баке может быть малоэффективной, поскольку частицы могут увлекаться конвективными потоками и не попадать в фильтр.

- Фильтр (особенно бумажный) может быть источником примесей; следует учитывать полезный ресурс фильтра до его замены.
- Важно проверить правильность направления потока, а также соответствие расхода масла сопротивлению фильтра.

Результаты очистки масла, сильно загрязненного углеродом и микроскопическими металлическими частицами, приведены в табл. 3.4.

Т а б л и ц а 3.4

**Результаты очистки масла от углерода фильтрами
из адсорбирующей пластмассы**

Фильтрующий элемент	Число частиц в 10 мл размером 2...5 мкм			Число частиц в 10 мл размером 5...15 мкм		
	до филь-трации	после фильтрации	<i>K</i>	до филь-трации	после фильтрации	<i>K</i>
0,5 мкм	950 235	325 000	2,9	320 000	150 000	2,1
0,3 мкм	1050 000	200 000	5,25	400 000	60 000	6,7

Микроскопический анализ показал, что фильтрация значительно снизила уровень загрязнения. Удалены металлы, сажа, углерод и другие частицы размером более 1 мкм. Мелкие частицы не сохраняются в дисперсном состоянии и могут достаточно быстро укрупняться.

3.4.3. СУШКА ИЗОЛЯЦИИ

а) Особенности сушки изоляции в эксплуатации

Следует подчеркнуть существенное различие сушки в эксплуатации и на заводе. При изготовлении обычно проводится сушка непитанной изоляции, имеющей сравнительно равномерное распределение влаги по толщине. В такой изоляции механизм выделения влаги представляет собой интенсивное вязкое течение через макрокапилляры и в некоторой степени – диффузию через микрокапилляры целлюлозы. В пропитанной маслом изоляции влага выделяется только медленным диффузионным механизмом. Распределение влаги по толщине изоляции резко неравномерное с концентрацией основной части влаги в поверхностных слоях.

Изоляция трансформатора обычно загрязнена частицами и продуктами старения. Влажная и содержащая кислоты изоляция подвержена ускоренному старению в процессе сушки. Поэтому процесс обновления включает, кроме сушки, также регенерацию и очистку изоляции.

б) Фазы сушки

Различаются три фазы сушки: нагрев, сушка при постоянной скорости (постоянной температуре) и период падающей скорости (повышающейся температуре материалов).

Нагрев является наиболее ответственной стадией, при которой выделяется значительное количество влаги. При этом могут быть опасные последствия неправильного нагрева:

- неравномерный прогрев изоляции и возможная недосушка;
- конденсация воды на холодных металлических деталях;
- механическое повреждение изоляции при быстром нагреве вследствие образования механических напряжений и резкого увеличения давления паров во внутренних слоях.

в) Параметры сушки

Основными параметрами термовакуумной сушки являются минимальное равновесное содержание влаги, температура сушки, остаточное давление, минимальное время сушки.

Минимальное равновесное влагосодержание W_c должно быть меньше теоретического равновесного влагосодержания за счет неполного удаления влаги и может быть определено из выражения

$$W_c = \frac{W_k - kW_0}{1 - k}, \quad (3.15)$$

где W_k – конечное влагосодержание; W_0 – исходное влагосодержание; k – относительное количество недоизвлеченной воды до равновесия.

Например, для того чтобы достичь конечного влагосодержания $W_k = 0,5 \%$, полагая исходное влагосодержание $W_0 = 5 \%$ и относительное количество недоизвлеченной воды до равновесия 5% ($k = 0,05$), значение равновесного влагосодержания должно быть $W_c \approx 0,26 \%$.

Равновесное содержание воды в вакууме заметно больше, чем в воздухе (табл. 3.5), так что для достижения расчетного минимального влагосодержания $0,26 \%$ при температуре сушки $80 \dots 90 \text{ }^\circ\text{C}$ остаточное давление в баке должно быть ниже $0,5 \text{ мм рт. ст.}$

Температура сушки должна быть достаточно высокой, чтобы достичь заданного конечного влагосодержания, и достаточно низкой, чтобы не привести к существенному сокращению «жизни» целлюлозы за время сушки. Указанному ограничению соответствует температура

в пределах 80...90°C. Относительное снижение степени полимеризации за время сушки может быть оценено из выражения

$$\frac{\Delta \text{СП}}{\text{СП}} = 100tk\text{СП}_0, \% \quad (3.16)$$

где t – время сушки, ч; СП_0 – степень полимеризации изоляции перед сушкой; $\Delta \text{СП}$ – снижение степени полимеризации за время сушки; k – скорость старения, $\text{СП}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1}$.

Т а б л и ц а 3.5

Равновесное влагосодержание электрокартона, %

Температура, °С	Равновесная среда	Остаточное давление, мм рт. ст.			
		0,5	1,0	2,0	4,0
70	Воздух	0,16	0,27	0,45	0,70
	Вакуум	0,34	0,47	0,66	0,88
90	Вакуум	0,16	0,22	0,30	0,36

Согласно РГ 15.01 СИГРЭ скорость старения изоляции, содержащей 3 % влаги, составляет $1,47 \cdot 10^{-6} \text{ СП}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1}$ при 110 °С и $1,42 \cdot 10^{-7} \text{ СП}^{-1} \cdot \text{ч}^{-1}$ при 90 °С. Принимая начальное значение СП = 1000, получим, что за 100 ч сушки при температуре 110 °С возможно снижение «жизни» изоляции на 14,7 %, а при температуре 90 °С – на 1,42 %.

Скорость старения изоляции, содержащей, кроме влаги, кислоты, будет существенно выше.

Время сушки может быть ориентировочно оценено из расчета диффузионной стадии сушки. Полагая степень недоизвлечения влаги 5 %, приблизительное время сушки можно оценить из условия

$$t \cong 0,28 \frac{d^2}{D}, \text{ ч} \quad (3.17)$$

где d – толщина изоляции, м; D – коэффициент диффузии, $\text{м}^2/\text{ч}$, который при температуре сушки 80...90 °С может быть приблизительно принят $(0,2...1,0) \cdot 10^{-7} \text{ м}^2/\text{ч}$.

г) *Критерии окончания сушки*

Об окончании сушки можно судить по следующим показателям:

- достижение расчетной температуры наиболее увлажненной изоляции наибольшей толщины;

- достижение расчетного остаточного давления при расчетной температуре;
- скорость выделения конденсата при расчетных температуре и давлении;
- скорость увеличения давления в баке после отключения вакуумного насоса при расчетных условиях;
- влагосодержание модели (образцов) изоляции;
- установившиеся расчетные электрические характеристики изоляции;
- соответствие условиям равновесия;
- относительная влажность масла (при использовании масла в качестве теплоносителя);
- относительная влажность (точка росы) воздуха (при использовании воздуха в качестве теплоносителя).

Количественные критерии окончания сушки трансформатора большой мощности:

- выделение водяного конденсата в сутки 0,5 л и менее;
- после отключения вакуумного насоса при температуре 80...85 °С и остаточном давлении 0,5 мм рт. ст. скорость увеличения давления в баке составляет 0,5 мм рт. ст./ч, что соответствует испарению воды менее 15 г в ч;
- влагосодержание технологического масла – менее 10 г/т;
- содержание влаги в образце электрокартона – 0,5 %.

д) *Методы нагрева*

Наиболее распространенные методы нагрева приведены в табл. 3.6. При выборе метода следует учитывать рассеяние тепла снаружи бака. Наложение термоизоляции позволяет значительно уменьшить потери и снизить мощность нагревателя. Эффективность термоизоляции может быть проверена посредством измерения перепада температур на поверхности бака и поверхности термоизоляции. Равномерное распределение температуры позволит избежать локального образования конденсата при нагреве.

Выравнивание температуры масла (снижение постоянной времени нагрева) достигается посредством принудительной циркуляции масла. Постоянная времени τ_0 зависит от массы масла m и расхода q и может быть определена по формуле

$$\tau_0 = \frac{m}{4q}. \quad (3.18)$$

Методы нагрева трансформатора

Теплоноситель	Метод/применение
Горячий воздух	<p>1. <i>Продувка сухим горячим воздухом (основной этап сушки)</i> Температура на входе около 100 °С. Бак должен быть укреплен. Минимальный расход воздуха 10 м³ в минуту на 1 м² поверхности бака Принимаются специальные меры для предупреждения образования взрывной смеси воздуха и паров масла Метод рекомендован для сушки трансформаторов средней мощности</p> <p>2. <i>Циркуляция сухого горячего воздуха (комбинированный процесс сушки с помощью горячего воздуха и вакуума)</i></p>
Горячее масло	<p>1. <i>Непрерывная циркуляция горячего масла (основной этап сушки или этап комбинированного процесса)</i> Бак утепляется. Масло подается из нижней части бака через нагреватель в верхнюю часть бака. Температура масла на выходе нагревателя 80...90 °С. Учитывается возможность перегрева масла в нагревателе и выделения газа</p> <p>2. <i>Метод горячей ванны (нагрев нижней части магнитопровода)</i> Применяется для нагрева трансформатора в зимнее время с целью обеспечения условий для проведения внутренней инспекции</p>
Разбрызгивание горячего масла	<p><i>Непрерывное разбрызгивание горячего масла под вакуумом (основной процесс сушки)</i> Циклический нагрев методом разбрызгивания под низким вакуумом для сохранения конвективного теплообмена Учитывается возможность перегрева масла и выделения газа</p>
Внутренние потери в обмотках, масло	<p>1. <i>Нагрев постоянным током (максимальная температура обмотки 95°С)</i> Принимаются меры по обеспечению уровня масла выше прессующих колец.</p> <p>2. <i>Нагрев токами низкой частоты от преобразователя частоты</i> Ток подается в обмотки ВН при закороченных НН</p>

При нагреве разбрызгиванием масла устройства для разбрызгивания следует располагать с учетом обеспечения равномерного нагрева изоляции.

При нагреве посредством циркуляции горячего масла надо учитывать его возможный перегрев в зоне нагревательных элементов. Анализ растворенных газов служит средством контроля состояния нагревательных элементов.

Особого внимания требуют меры по предупреждению перегрева обмотки при применении метода нагрева внутренними потерями (например, прогрев постоянным током). Следует учитывать погрешность измерения температуры обмотки, а также превышение температуры наиболее нагретой точки над контролируемой средней температурой обмотки. Уровень масла должен быть выше уровня прессующих колец обмотки.

е) Методы сушки

Циркуляция горячего масла. Сушка выполняется путем циркуляции сухого горячего масла; выделяющаяся в масло влага удаляется, например, вакуумно-дегазационным устройством. Для эффективной сушки рекомендуется температура масла 85...100 °С и расход при циркуляции примерно 70 м³/ч. Должна учитываться возможность окисления масла в процессе обработки.

Метод может быть эффективен при сравнительно небольшом увлажнении изоляции.

Вакуумная сушка (сушка вымораживанием). Технология эффективна для удаления поверхностного увлажнения изоляции после прямого контакта с окружающим воздухом. Для достижения влажности в поверхностных слоях, например, 0,5 % остаточное давление в баке при температуре 30 °С должно быть 0,05 мм рт. ст. или ниже. Вымораживание используется для обеспечения устойчивой работы вакуумного насоса и контроля выделяемой влаги.

Сушка методом термодиффузии. Эта технология включает следующие процедуры:

- нагрев активной части посредством циркуляции горячего масла (80...90 °С) с выдержкой при достижении расчетной температуры для нагрева массивных деталей (магнитопровода);
- слив масла;
- вакуумную обработку при остаточном давлении 1...5 мм рт. ст. с контролем конденсата.

Сушка методом разбрызгивания горячего масла. Такая технология включает следующие процедуры:

- слив масла до уровня нижнего ярма магнитопровода;
- разбрызгивание масла при температуре 90...120 °С непосредственно на обмотки и изоляцию при остаточном давлении 5...10 мм рт. ст. с расходом масла 30...50 м³/ч;
- отключение циркуляции и продолжение вакуумной обработки при остаточном давлении 1 мм рт. ст. или ниже. В этом случае следует учитывать возможность окисления масла и загрязнения изоляции продуктами старения.

Комбинированная сушка периодическими циклами с применением разбрызгивания масла, сухого воздуха и вакуума (технология НИЦ ЗТЗ-Сервис). Процедуры процесса:

- слив масла;
- установка разбрызгивателей;
- предварительная вакуумная подсушка бака и активной части;
- заливка чистым сухим стабильным маслом, преимущественно с высокой растворимостью воды и продуктов старения масла (либо регенерационным маслом) до уровня выше верхнего ярма магнитопровода;
- нагрев методом разбрызгивания масла, нагретого до 90...95 °С с расходом 50...60 м³/ч при остаточном давлении 150...200 мм рт. ст.;
- прекращение циркуляции; обработка при остаточном давлении 0,5...1,0 мм рт. ст. с нагревом и очисткой при необходимости донного масла; снижение температуры на 10...15 °С с обеспечением средней температуры изоляции 80...85 °С (в зависимости от начального состояния);
- обработка циклами: нагрев (промывка, регенерация) – вакуумная сушка до необходимого результата.

Комбинированная сушка с помощью нагрева обмотки токами низкой частоты, циркуляции масла и вакуумной обработки (технология фирмы Micafil). Процедуры процесса:

- подача трехфазного тока от низкочастотного конвертора в обмотку ВН при закороченной обмотке НН;
- подогрев обмотки током низкой частоты и параллельно циркулирующей горячего масла через вакуум-дегазационную установку;
- слив масла;
- увеличение температуры обмоток до 110...120 °С;
- вакуумная сушка при одновременном подогреве обмоток током;
- заливка маслом после окончания процесса сушки.

В течение процесса контролируются следующие параметры: ток нагрева, температура обмоток ВН и НН, мощность нагрева, максимальное напряжение, длительность фаз процесса, вакуум, скорость выделения воды, температура изоляции.

3.4.4. РЕГЕНЕРАЦИЯ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ

а) Состояние изоляции и масла, требующее проведения регенерации

Проведение регенерации требуется при старении масла, когда возможно образование нерастворимого осадка, при существенном увеличении содержания кислот, проводящих и полярных продуктов, а также поверхностно-активных веществ, при изменении цвета (потемнении) электрокартона и бумаги, местном отложении осадка в зонах повышенной напряженности электрического поля, симптомах существенного увеличения поверхностной проводимости.

Замена состаренного масла оказывается недостаточной, поскольку она не позволяет удалить продукты старения из изоляции и активной части, вследствие чего интенсифицируется процесс окисления нового масла. Сушка изоляции только частично удаляет кислоты вместе с влагой, но не позволяет эффективно удалить продукты старения. Более того, сушка состаренной изоляции ускоряет ее деструкцию.

Применяются два способа регенерации:

- специальные регенерационные жидкости;
- улучшение растворяющей способности масла посредством регенерации самого масла в баке трансформатора либо посредством специальных добавок.

б) Регенерационные жидкости

Фирма Технол (Австрия) разработала и совместно с ЗТЗ-Сервис начала применять специальные жидкости, имеющие свойства высокостабильного трансформаторного масла, но обладающие высокой способностью растворять масляные шламы. Наибольшее распространение получил «Regenol». Повышенная растворимость воды в жидкости (80 г/т при 20 °С и 900 г/т при 90 °С) позволяет лучше удалять влагу из изоляции.

Некоторые показатели жидкостей для регенерации приведены в табл. 3.7.

Таблица 3.7

**Сравнительные показатели трансформаторного масла
и моющих средств**

Показатели	Масло US 4000	Regenol	Victosol
Содержание ароматических углеводородов	6	25	35
Температура вспышки, °С	> 140	> 140	> 140
Кинематическая вязкость, сСт при 40 °С	10	8,4	4,5
Плотность, кг/м ³	875	880	870
tg δ при 90 °С	< 0,1	< 0,3	< 1,0
Поверхностное натяжение, мН/м	> 42	> 42	41,7
Содержание ингибитора, %	0,33	0,4	0

Эффективная регенерационная жидкость ЖЭР была разработана в ВИТ. Исследования показали высокую эффективность ЖЭР при восстановлении электрических свойств изоляции: снижение тангенса угла потерь, восстановление электрической прочности и стойкости картона к воздействию ЧР (табл. 3.8). Эффективного улучшения растворяющихся масел добиваются посредством специальных добавок, например жидкости Midel 7131.

Таблица 3.8

**Улучшение электрических характеристик электрокартона
посредством регенерации с применением регенерационной
жидкости ЖЭР**

Режим регенерации	tg δ картона после регенерации		Электрическая прочность, кВ/мм			Стойкость к воздействию поверхностных разрядов, мин – сек		
	20 °С	70 °С	до старения	с осадком	после регенерации	до старения	с осадком	после регенерации
Температура 70 °С. Расход жидкости 120 л/ч	0,48	0,68	42,2	5,6	43,2	11'43"	6'01"	11'37"
Температура 55 °С. Расход жидкости 600 л/ч	1,36		42,2	5,5	36,4	12'00"	6'21"	9'18"

в) *Технология регенерации с применением регенерационного масла*

Регенерация изоляции обычно выполняется как часть комплексного процесса сушки, очистки и регенерации с применением регенерационного масла в качестве теплоносителя и растворителя. Контроль процесса регенерации ведется по изменению показателей промывочной жидкости вследствие выделения из изоляции продуктов старения. Контролируются $\text{tg } \delta$, удельное объемное сопротивление, кислотное число, число омыления, поверхностное натяжение. Контролируется также изменение характеристик изоляции.

Дополнительными показателями состояния изоляции перед регенерацией могут служить характеристики масляного конденсата (кислотное число, содержание фурфуrolа и др.).

Применение регенерационных масел позволяет предохранить изоляцию от существенного старения в процессе термовакуумной обработки, снизить скорость последующего старения изоляции и масла, улучшить изоляционные свойства изоляции.

В табл. 3.9 показано изменение показателей масла и изоляции вследствие регенерации с применением регенерационного масла.

Таблица 3.9

Изменение показателей масла и изоляции в автотрансформаторе АОДЦН-133000/400/220 после регенерации с применением Regenol

Показатели		Перед ремонтом	После ремонта	
Масло	$\text{tg } \delta$ при 90 °С, %	7,2	0,06	
	Цвет	3–4	0,5	
	Кислотное число, мг КОН/г	0,04	0,01	
	Число омыления, мг КОН/г	0,24	0,07	
	Влагосодержание, г/т	21	9	
Маслобарьерная изоляция	R_{60} , МОм 56 °С	ВН–К	190	1870
		ВН–НН	220	2880
		НН–К	150	800
	$\text{tg } \delta$, % 56 °С	ВН–К	2,5	0,4
		ВН–НН	2,12	0,48
		НН–К	1,8	0,8
	Интенсивность ЧР, пКл	1100...5000	20	

Вследствие выделения в масле Regenol продуктов старения его показатели изменились: $\text{tg } \delta$ от 0,2 до 2 %, поверхностное натяжение от 45 до 35 мН/м, число омыления от 0,03 до 0,23 мг КОН/г.

3.4.5. МЕТОДЫ ПОДДЕРЖАНИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ТРАНСФОРМАТОРА БЕЗ ОТКЛЮЧЕНИЯ ОТ СЕТИ

а) Методы обработки под напряжением

Имеется положительный опыт применения следующих методов:

- сушка масла и сушка изоляции посредством сушки масла;
- дегазация масла;
- очистка масла и поверхности изоляции посредством фильтрации масла;

- регенерация масла и изоляции.

Различаются активные и пассивные методы обработки.

Активные методы предусматривают принудительную циркуляцию масла через отдельную фильтрующую или вакуум-дегазационную установку.

Пассивные методы предусматривают систему фильтров, подключаемых непосредственно к баку или охладителям трансформатора. Циркуляция масла происходит под действием внутренних источников энергии (термодиффузия, поток масла при форсированном охлаждении).

Эффективность температурного режима обработки зависит от выбранного физического принципа обработки. Методы, основанные на диффузионных процессах (регенерация изоляции, регенерация масла посредством контакта с сорбентом, сушка целлюлозы, дегазация и осушка масла в дегазационной установке) более эффективны при повышенной температуре. Методы, основанные на процессах абсорбции, например сушка масла через бумажные фильтры или сорбент, более эффективны при низкой температуре.

б) Параметры процесса обработки

Для контроля процесса улучшения состояния трансформатора при циркуляции масла через установку необходимо учитывать следующие параметры: отношение конечной и начальной концентрации примесей, постоянную времени обработки, коэффициент эффективности очистки, равный отношению концентраций удаляемых примесей на выходе и входе установки (является наиболее важной характеристикой процесса).

Например, если установка с расходом масла $2 \text{ м}^3/\text{ч}$ позволяет уменьшить концентрацию влаги в масле от 50 до 10 г/т (коэффициент

очистки 0,2), то для осушки масла в баке с объемом масла 20 м³ требуется 20 ч. Если же за один проход удаляется только 50 % воды (коэффициент очистки 0,5), для обработки потребуется 32 ч.

в) *Требования безопасности при обработке масла под напряжением*

При обработке масла под напряжением необходимо:

- исключить риск проникновения в бак воздуха, воды и примесей;
- не допустить образования статических разрядов при циркуляции масла;
- исключить или свести к минимуму риск снижения уровня масла;
- предусмотреть вероятность перегрева масла и трансформатора в процессе обработки;
- принять специальные меры при обработке трансформатора, имеющего симптомы дефектного состояния.

3.4.6. УСТАНОВКИ И УСТРОЙСТВА ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ

а) *Абсорбционные и термосифонные фильтры*

Сорбционные фильтры, заполненные силикагелем и подключенные к баку или охладителям трансформатора таким образом, чтобы была обеспечена циркуляция масла, являются традиционным пассивным устройством для удаления продуктов старения масла. В качестве сорбента обычно применяется крупнопористый силикагель марки КСК с размерами гранул 3...5 мм. Силикагель предварительно сушится до получения остаточной влажности 0,5 % при температуре 150...200 °С. Сушка при температуре свыше 200 °С может приводить к снижению абсорбционной способности сорбента. Фильтр заполняется маслом под вакуумом для удаления остаточного воздуха из сорбента, который может приводить при температурном расширении к разрушению зерен. Силикагель резко снижает способность абсорбировать воду при повышении температуры и не предназначен для осушки масла. При недоосушке силикагеля он может отдавать влагу в масло.

Процесс регенерации происходит примерно в течение 2...3 месяцев.

б) *Установка для регенерации изоляции и масла Fluidex*

Эта установка предназначена для термовакуумной обработки и регенерации масла с использованием сорбентов многофазовой регенера-

ции, осуществляемой непосредственно в установке, что по сути представляет собой практически безотходную технологию.

Установка используется для регенерации масла, а также для регенерации изоляции посредством десорбции продуктов старения в масло.

в) *Установка для очистки и сушки трансформатора TDS 5 AB (фирма Velcon, США)*

Эта установка специально создана для работы под напряжением. Позволяет восстанавливать и поддерживать электрическую прочность масла посредством эффективного удаления механических примесей и влаги.

В корпусе фильтра установлены четыре фильтрующих элемента SD-1107 Superdr, через которые масло прокачивается со скоростью 19 л в минуту. Фильтрующая система удаляет растворенную воду из масла до уровня менее 10 ppm и частицы механических примесей номинальных размеров 1 мкм.

Технологический процесс сушки работающего трансформатора системой TDS 5 AB разработан для обеспечения безопасной работы в течение 24 ч в сутки, что исключает необходимость в непрерывном контроле за работой установки. Всасывающая линия подсоединена к донному заливочному крану трансформатора. Масло возвращается из установки в трансформатор через вентиль в верхней части бака. При помощи одного комплекта фильтрующих элементов можно удалить из масла минимум 5 л растворенной воды. Периодический контроль влажности масла на входе и на выходе из системы дает возможность определять количество удаленной воды и момент, когда фильтрующие элементы должны быть заменены.

г) *Установка для сушки масла и изоляции типа Dry-Keep (ЮАР)*

Установка предназначена для сушки масла и изоляции под напряжением. Масло прокачивается через фильтры, заполненные цеолитом. Сушка продолжается 2...3 месяца.

3.5. ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОГО РЕСУРСА ИЗОЛЯЦИИ

Старение изоляции. Уменьшение прочности бумаги на разрыв вдвое против ее исходного состояния следует считать опасным для изоляции трансформатора. При этом степень полимеризации бумаги снижается до значения, приблизительно равного 400.

При значении СП около 200...250 бумага становится хрупкой и непригодной для испытания на разрыв.

Использование витковой изоляции, состоящей из бумаги со СП, меньшей 400, может привести к снижению надежности. При токах КЗ и даже при токах включения могут возникать небольшие смещения витков относительно друг друга и, как следствие этого, могут появляться трещины в слоях витковой изоляции. Это становится все более вероятным по мере снижения СП и приближения ее значения к 200...250. Поэтому не следует оставлять в работе (либо поставить на особый контроль) трансформаторы, имеющие СП изоляции менее 400.

Влияние защиты от окружающего воздуха и режимов работы. Опыт эксплуатации трансформаторов со свободным дыханием через силикагелевый воздухоосушитель свидетельствует о том, что в этом случае, как правило, обеспечивается удовлетворительная защита от увлажнения для трансформаторов класса напряжения до 110 кВ. Если трансформатор с такой защитой работает при постоянной нагрузке, доступ воздуха и влаги в масло и к твердой изоляции уменьшается и можно ожидать более длительного срока службы изоляции (даже при нагрузке, близкой к номинальной).

Генераторные трансформаторы напряжением 110 кВ (с дыханием через силикагелевый воздухоосушитель) и трансформаторы более высоких классов напряжения (с пленочной защитой) имеют годовую повреждаемость вследствие внутренних КЗ менее 0,5 % в течение 25 лет. После 25 лет она возрастает до 0,75 % и после 35 лет – до 2,5 %.

Возможность оценки степени старения твердой изоляции в эксплуатации. При наличии результатов заводских испытаний на нагрев, а тем более, данных превышения температуры наиболее нагретой точки определение СП образцов изоляции, находящихся в верхнем масле, и пересчет на температуру наиболее нагретой точки могут дать более достоверное значение СП изоляции в районе наиболее нагретой точки.

Следует отметить, что, несмотря на наличие определенных соотношений между СП и фурановыми составляющими, полученными на образцах изоляции, не представляется возможным точно оценить СП на основе измерения фурановых компонентов на реальном трансформаторе, поскольку образование и разложение фуранов зависят от многих факторов, таких как конструкция трансформатора, тип твердой изоляции, тип и состояние масла, условия работы, а также взаимодействие фурановых компонент с маслом и др.

Наряду с наиболее распространенными методами оценки состояния старения, такими как измерение степени полимеризации и фурановых

производных, стали применяться другие методы: измерение распределения молекулярного веса с помощью тонкослойной (проникающей) хроматографии, методы спектроскопии (рентгеноскопия, ультрафиолетовая, инфракрасная и вблизи инфракрасного спектра) и поляризационные методы (метод восстанавливающегося напряжения и метод измерения $\tan \delta$ изоляции при различных частотах: параметрах, зависящих от состояния изоляции и не зависящих от ее геометрии).

В настоящее время ни один из существующих методов оценки состояния старения трансформатора не может дать абсолютных достоверных (точных) сведений. Оценка остаточного ресурса трансформатора возможна лишь на базе анализа результатов ряда диагностических методов, учета характеристик масла и особенностей конструкции трансформатора.

Экономическая оценка проведения обновления (ремонта) может быть произведена сопоставлением стоимости обновления и стоимости нового трансформатора с учетом таких основных факторов, как капитализация потерь за время, на которое может быть продлена эксплуатация трансформатора. Необходимо также учесть остаточную стоимость нового трансформатора после предполагаемого срока продления службы.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Fabre J., Pichon A.* Deteriorating processes and products of paper in oil. Application to transformers, CIGRE, 1960, 137.
2. *Лузунов С.Д.* Сушка и дегазация изоляции трансформаторов высокого напряжения. – М.: Энергия, 1971.
3. *Griffin P., Socolov V.* Moisture equilibrium and moisture migration within transformer insulation. CIGRE WG 12.18, Site management of transformers.
4. *Лоханин А.К., Соколов В.В.* Обеспечение работоспособности маслонаполненного высоковольтного оборудования после расчетного срока службы // Электро. – 2002. – № 1.
5. *Sokolov V.V.* Consideration on power transformer condition based maintenance. – EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VIII, 2000, February 20–23, New Orleans, LA.
6. *Дробышевский А.А., Левицкая Е.И.* Диагностика механических деформаций обмоток трансформаторов в эксплуатации // Сб. докл. семинара «Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования». – Екатеринбург – С.-Петербург, 2000. – Вып. 11. – С. 61–68.
7. *Сенкевич Е.Д., Штерн Е.Н.* Диагностика частичных разрядов в моделях трансформаторной изоляции // Электротехника, 1974. – № 5.
8. *РД153-34.0-46.302-00.* Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле. – М., 2001.
9. *Sokolov V.V., Vanin B.* Experience with In-Field Assessment of Water Contamination of Large Power Transformers. Proceedings of the EPRI Substation Equipment Diagnostic Conference VII, February 20-24, 1999, New Orleans, LA.
10. *Sokolov V., Bassetto A., Mak J., Hanson D.* Transformer Risk Assessment Considerations. Proceedings of EuroTech Con Conference 2002, Birmingham, UK.
11. *Sokolov V.* How to extend the life of power transformers. Proceedings of the Tech ConNA, San Antonio, USA, January 2004.
12. *Lizunov S.D. et al.* Experience of fault Detecting, Repairing and Testing of EHV Transformers and Shunt Reactors. CIGRE, 12-201, PARIS, 1991.

13. *Sokolov V.* Experience with the Refurbishment and Life Extension of Large Power Transformers, Minutes of the Sixty-First Annual International Conference of Doble Clients, 1994, Sec. 6–4.
14. *Sokolov V., Shkrum V.* Experience with Life Assessment and Refurbishment of 400 kV Shunt reactors. Proceedings of the Sixty-Fourth Annual International Conference of Doble Clients, 1997, Sec. 8–7.
15. *Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем.* – М.: Союзтехэнерго, 1978.
16. *Сборник директивных материалов по эксплуатации энергосистем (электротехническая часть).* М.: Энергоатомиздат, 1985.
17. *Mendes J.C., Marcondes R.A., Westberg J.* On site repair of HV power transformers, CIGRE 12-114, 2002.
18. *Lundgaard L.E., Hansen W., Linhjell D., Painter T.J.* Ageing of Oil-Impregnated Paper in Power Transformers. IEEE transaction PowerDelivery, Sec. 230–239, № 1, 2004.
19. *Силовые трансформаторы: справочная книга / под ред. С.Д. Лизунова, А.К. Лоханина.* – М.: Энергоиздат, 2004. – 616 с.
20. *Куффель Е., Цаенгль В., Куффель Дж.* Техника и электрофизика высоких напряжений. Пер. с англ.: учебно-справочное руководство / Е. Куффель, В. Цаенгль, Дж. Куффель. – М.: Долгопрудный издательский дом «Интеллект», 2011. – 520 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Абсорбция (лат. *absorption*, от *absorbeo* – поглощаю) – поглощение (сорбция) веществ из смеси газов жидкостью. Абсорбция происходит во всем объеме поглотителя (абсорбента).

Адсорбция (от лат. *ad* – на, при и *sorbeo* – поглощаю (сорбция) веществ из растворов или газов на поверхности твердого тела или жидкости. Адсорбентами служат синтетические и природные тела с высококоразвитой поверхностью. Твердые адсорбенты – активный уголь, силикагель, алюмогель, природные активные глины.

Альдегиды (лат. *c.r. aldehyd<alcohol dehydrogenatum* – спирт, лишенный водорода) – органические соединения, содержащие альдегидную группу ($\text{H}-\text{C}=\text{O}$), в которой углерод соединен двойной связью с кислородом и одинарной с водородом (акролены, ацетальдегид, бензальдегид, ванилин, формальдегид и др.).

Гидролиз (от «гидро» и греч *lysis* – растворение, разложение) – обменная реакция между водой и веществом. Гидролиз древесины – для получения глюкозы, ксилозы, фурфурола, этилового спирта, многоатомных спиртов.

Деструкция (от лат. *distructio*) – разрушение структуры чего-либо. Деструкция полимеров – разрушение макромолекул под действием теплоты, кислорода, света, механических напряжений и других факторов.

Десорбция (от «де» и лат. *sorbeo* – поглощаю) – удаление поглощенного вещества с поверхности адсорбента, ионита или из объема адсорбента.

Поляризация диэлектриков – процесс образования электрического дипольного момента в диэлектрике. Различают поляризацию диэлектрика во внешнем электрическом поле и самопроизвольную (спонтанную) поляризацию сегнетоэлектриков.

Эмульгирование – приготовление устойчивых и высокодисперсных эмульсий. Эмульгирование может быть выполнено двумя методами: диспергированием или конденсацией. Механическое диспергирование одной жидкости в другой достигается перемешиванием мешалками, пропусканием их смеси через узкие зазоры между твердыми поверхностями в так называемых коллоидных мельницах. При конденсации эмульгированные эмульсии образуются из молекул жидкости, постепенно укрупняющихся сначала в частицы коллоидного размера и затем в более крупные капли.

Коллоиды (от греч. *kolla* – клей и *eidōs* – вид) – дисперсные системы, промежуточные между истинными растворами и грубодисперсными системами, суспензиями и эмульсиями; жидкие коллоидные системы – аэрозоли, твердые студенистые коллоидные системы – гели.

Суспензия (позднелат. *suspension*, буквально – подвешивание, от лат. *suspendo* – подвешиваю) – взвесь; дисперсная система, состоящая из взвешенных в жидкости мелких твердых частиц.

Эмульсия (новолат. *emulsio*, от лат. *emulgeo* – дою, выдаиваю) – дисперсная система, состоящая из двух не растворяющихся друг в друге жидкостей, одна из которых (дисперсная фаза) распределена в другой (дисперсной среде). Эмульсии с водной дисперсной средой называются прямыми, с водной дисперсной фазой – обратными.

Полимеризация – синтез полимеров, основанный на последовательном присоединении молекулы мономера к активному центру на конце растущей цепи; в отличие от поликонденсации не сопровождается выделением низкомолекулярного вещества. По числу мономеров, участвующих в полимеризации, различают гомополимеризацию (один мономер) и сополимеризацию (обычно два, реже – три мономера).

Поликонденсация – синтез полимеров, при котором взаимодействие мономеров сопровождается обычно выделением побочного низкомолекулярного вещества (воды, спирта и др.).

Пиролиз (от греч. *pyr* – огонь и *lysis* – разложение, распад) – высокотемпературное превращение органических соединений, сопровождающееся их деструкцией и вторичными процессами.

Конденсация (позднелат. *condensatio* – уплотнение, сгущение, от лат. *condenso* – уплотняю, сгущаю) – переход вещества из газообразного состояния в жидкое или кристаллическое. Конденсация возможна только при температурах, меньших критической температуры. При конденсации в интервале температур от критической до температуры тройной точки вещество переходит в жидкое состояние (обратный процесс – испарение или кипение), а при более низких температурах – в кристаллическое (обратный процесс – возгонка). Конденсация сопровождается выделением теплоты фазового перехода – испарения или возгонки.

Кетоны (нем. *Keton*, от *Aketon* – ацетон) – органические соединения общей формулы $RC(O)R'$, содержащие карбонильную группу, связанную с одинаковыми или различными углеводородными радикалами ($R, R' = CH_3 - C_2H_5$ – и другие). По химическим свойствам аналогичны альдегидам, но менее реакционноспособные.

Целлюлоза (франц. *cellulose*, от лат. *cellula*, буквально – комнатка, клетушка, здесь – клетка), клетчатка $[C_6H_7O_2(OH)_3]_n$ – высокомолекулярный углевод (полисахарид), образованный остатками глюкозы; главная составная часть клеточных стенок высших растений, обуславливающая механическую прочность и эластичность растительных тканей. Техническую целлюлозу (волокнистый полуфабрикат, получаемый очисткой волокон растительных тканей от целлюлозных компонентов) применяют в производстве бумаги и картона.

Шлам (нем. *Schlamm*, буквально – грязь) – осадок в виде мелких частиц, выделяющихся при отстаивании или фильтрации жидкости.

Сорбция (от лат. *sorbeo* – поглощаю) – поглощение газов, паров и растворенных веществ твердыми телами и жидкостями. Различают следующие виды сорбции: адсорбцию, абсорбцию, хемосорбцию, капиллярную конденсацию.

Изотерма (от «изо» и греч. *therme* – тепло) – линия, изображающая на диаграмме состояния равновесный изотермический процесс.

Изотермический процесс, изотермный процесс – термодинамический процесс, протекающий при постоянной температуре.

Поверхностное натяжение жидкости – характеристика сил межмолекулярного взаимодействия в жидкости, равная отношению силы, действующей в плоскости, касательной к поверхности жидкости (в сторону ее сокращения), на элемент контура, ограничивающего эту поверхность, к длине этого элемента. Поверхностное натяжение зависит от химической природы жидкости и температуры, уменьшаясь при увеличении температуры (до 0 при критической температуре).

Магнитострикция (от «магнит» и лат. *strictio* – сжатие, натягивание) – изменение размеров и формы тела при его намагничивании. Магнитострикция поликристаллического образца количественно характеризуется его относительным удлинением $\Delta l/l$ в направлении магнитного поля (продольная магнитострикция) и в направлении, перпендикулярном направлению поля (поперечная магнитострикция). Магнитострикция значительна только у ферромагнитных материалов. Явление, обратное магнитострикции (изменение намагниченности ферромагнитного тела при его деформации) называют магнитоупругим эффектом или эффектом Виллари.

Регенерация (от позднелат. *regeneration* – возрождение, возобновление) масел – восстановление эксплуатационных свойств отработавших масел с целью повторного их использования. В зависимости от глубины изменения первоначальных свойств масла применяют следу-

ющие способы регенерации: физические (сепарация, фильтрование, отстой); физико-химические (адсорбция, коагуляция, очистка с помощью селективных растворителей); химические (сернокислотная и щелочная очистка и гидроочистка).

Фурфурол (2-формифуран), $t_{пл} - 36,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, $t_{кип} - 161,7\text{ }^{\circ}\text{C}$; растворяется в ацетоне, бензоле, эфирном спирте, плохо – в воде (8,3 % при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$).

Генри закон: растворимость газа прямо пропорциональна его парциальному давлению над раствором, т. е. $p_2 = KN_2$, где p_2 – парциальное давление газа; N_2 – его мольная доля в растворе; K – константа Генри. Это уравнение справедливо только в том случае, если паровую фазу над раствором можно считать смесью идеальных газов.

Оствальда абсорбционный коэффициент растворимости, т. е. отношение объема газа, абсорбированного при каком-либо определенном давлении и температуре, к объему абсорбируемой жидкости.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
1. Состояние изоляции в эксплуатации	5
1.1. Ухудшение состояния изоляции в эксплуатации	5
1.2. Влагосодержание	6
1.2.1. Источники воды в трансформаторе	6
1.2.2. Распределение воды в изоляции	7
1.2.3. Снижение электрической прочности	13
1.2.4. Классы влагосодержания	16
1.2.5. Влияние на механическую прочность и скорость температурного старения	17
1.3. Газосодержание	19
1.3.1. Растворимость газов в трансформаторном масле	19
1.3.2. Снижение электрической прочности масла, содержащего растворенный газ	21
1.4. Содержание твердых частиц в масле	22
1.4.1. Источники образования твердых частиц и их состав	22
1.4.2. Оценка результатов определения количества частиц	23
1.4.3. Влияние частиц на электрическую прочность	25
1.5. Старение изоляции	26
1.5.1. Старение трансформаторного масла	26
1.5.2. Старение целлюлозной изоляции	27
1.6. Статическая электризация в силовых трансформаторах	32
2. Диагностика в эксплуатации	35
2.1. Задачи диагностики	35
2.2. Изменения в трансформаторе в процессе эксплуатации	35
2.2.1. Ухудшение состояния изоляции	35
2.2.2. Изменение механического состояния	39
2.3. Методология диагностики	39

2.3.1.	Концепции обслуживания оборудования	39
2.3.2.	Оценка состояния трансформаторов по результатам периодических испытаний	40
2.3.3.	Система двухступенчатых испытаний (обслуживание по состоянию)	42
2.3.4.	Концепция функциональной диагностики	42
2.4.	Приемы диагностики	46
2.4.1.	Сравнение с исходными данными	46
2.4.2.	Анализ тенденции изменения характеристик	47
2.4.3.	Статистический метод	47
2.4.4.	Количественное определение состояния «модель дефекта»	47
2.4.5.	Ранжирование оборудования по состоянию	47
2.4.6.	Составление модели дефектов	48
2.4.7.	Анализ конструкции	48
2.4.8.	Оценка условий эксплуатации оборудования	49
2.4.9.	Некоторые особенности конструкции, влияющие на диагностические характеристики	49
2.5.	Диагностические характеристики	50
2.5.1.	Диагностические характеристики, основанные на измерении электромагнитных параметров трансформатора	50
2.5.2.	Характеристики изоляции	54
2.5.3.	Частичные разряды	60
2.5.4.	Переходные и частотные характеристики	63
2.5.5.	Вибрационные характеристики	64
2.6.	Диагностика трансформаторного оборудования при рабочем напряжении	66
2.6.1.	Тепловизионное обследование	67
2.6.2.	Диагностика состояния посредством измерения характеристик масла	68
2.6.3.	Диагностика состояния трансформаторов по результатам анализа растворенных в масле газов	73
2.7.	Диагностика увлажнения изоляции	78
2.7.1.	Распределение влаги в трансформаторе	78
2.7.2.	Оценка степени увлажнения по температурной миграции влаги в масло	78
2.7.3.	Оценка влажности барьеров по данным измерения сопротивления изоляции (метода НИЦ ЗТЗ–Сервис)	82
2.8.	Диагностика изоляции вводов	82

3. Методы продления срока службы	85
3.1. Срок службы трансформатора. Оценка фактического ресурса изоляции	85
3.1.1. Категории окончания эффективного срока службы	85
3.1.2. Технический срок службы	85
3.1.3. Тепловое старение	88
3.1.4. Оценка фактического ресурса изоляции	90
3.1.5. Влияние эксплуатационных факторов на скорость старения изоляции	95
3.1.6. Оценка степени старения изоляции с помощью измерения фурановых производных	96
3.2. Методы продления срока службы трансформаторов	102
3.2.1. Экономические методы продления эксплуатации парка трансформаторов	102
3.2.2. Методы продления срока службы крупных трансформаторов	104
3.3. Модернизация и реконструкция	106
3.3.1. Устранение характерных дефектов	107
3.3.2. Реконструкция системы дыхания, улучшение герметичности	108
3.3.3. Замена высоковольтных вводов	109
3.3.4. Модернизация системы охлаждения	110
3.3.5. Совершенствование системы контроля и защит	110
3.4. Обновление изоляционной системы	111
3.4.1. Цели и задачи обновления	111
3.4.2. Улучшение состояния трансформатора посредством сушки, дегазации и фильтрации масла	112
3.4.3. Сушка изоляции	115
3.4.4. Регенерация изоляционной системы	122
3.4.5. Методы поддержания и восстановления состояния изоляционной системы трансформатора без отключения от сети	125
3.4.6. Установки и устройства для восстановления состояния изоляционной системы под напряжением	126
3.5. Оценка фактического ресурса изоляции	127
Библиографический список	130
Приложение	132

Щеглов Николай Владимирович

**ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ
И ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИЯ**

Учебное пособие

Редактор *И.Л. Кескевич*
Выпускающий редактор *И.П. Брованова*
Корректор *И.Е. Семенова*
Дизайн обложки *А.В. Ладыжская*
Компьютерная верстка *Н.В. Гаврилова*

Налоговая льгота – Общероссийский классификатор продукции
Издание соответствует коду 95 3000 ОК 005-93 (ОКП)

Подписано в печать 25.12.2017. Формат 60 × 84 1/16. Бумага офсетная
Тираж 200 экз. Уч.-изд. л. 8,13. Печ. л. 8,75. Изд. 336/2017. Заказ № 288
Цена договорная

Отпечатано в типографии
Новосибирского государственного технического университета
630073, г. Новосибирск, пр. К. Маркса, 20