



ТРАНСФОРМАТОРЫ

Э. П. МИХАЙЛЕНКО
А. И. ПЛЕТНЕВ

НАГРУЗОЧНАЯ
СПОСОБНОСТЬ
ШАХТНЫХ
ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ
ТРАНСФОРМАТОРОВ



С.1540469

ТРАНСФОРМАТОРЫ

601.4
м 69

Выпуск 23

Э. П. МИХАЙЛЕНКО
А. И. ПЛЕТНЕВ

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ШАХТНЫХ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ



«ЭНЕРГИЯ» ● МОСКВА 1973

6П2.1.081

М 69

УДК 621.314.2-213.34.001.5

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Г. В. Алексенко, В. В. Бритчук, Е. В. Веремей, Б. Б. Гельперин,
А. Н. Майорец, Г. Н. Петров, С. И. Рабинович, С. П. Розанов,
А. В. Сапожников, В. М. Суханов, Л. Н. Шифрин

Михайленко Э. П. и Плетнев А. И.

М 69 Нагрузочная способность шахтных взрыво-
безопасных трансформаторов. М., «Энергия», 1973.

56 с. с ил. (Серия «Трансформаторы». Вып. 23).

В книге изложены результаты исследований процесса нагрева шахтных кварценополненных и сухих трансформаторов при нестационарных режимах нагрузки и приведены величины и продолжительность допустимых и аварийных перегрузок. Приведены диаграммы нагрузочной способности шахтных взрывобезопасных трансформаторов с естественным воздушным охлаждением, полученные с учетом максимальной температур обмоток, свойств изоляции и экономически оправданного срока службы трансформаторов.

Книга предназначена для ИТР, занимающихся исследованием, проектированием и эксплуатацией шахтных трансформаторов и подстанций, а также сухих трансформаторов и подстанций в герметизированных оболочках с естественным воздушным охлаждением.

с. 1540469

М 3310-132
051(01)-73 159-72

6П2.1.081

Эдуард Петрович Михайленко
Анатолий Иванович Плетнев

Нагрузочная способность шахтных взрывобезопасных трансформаторов

Редактор И. Я. Бернштейн
Редактор издательства М. И. Николаева
Технический редактор О. Д. Кузнецова
Корректор Е. Х. Горбунова

Сдано в набор 4/VII 1972 г. Подписано к печати 23/I 1973 г. Т-00862

Формат 84×108¹/₃₂ Бумага типографская № 2

Усл. печ. л. 2,94 Уч.-изд. л. 3,08

Тираж 3000 экз. Заказ 1252 Цена 15 коп.

Издательство «Энергия». Москва, М-114, Шлюзовая наб., 10.

Московская типография № 10 Союзполиграфпрома
при Государственном комитете Совета Министров СССР по делам
издательств, полиграфии и книжной торговли.
Москва, М -114, Шлюзовая наб., 10.

Отпечатано в типографии изд-ва «Советское радио». Зак. 1107

Государственная
публичная библиотека
им. В.Г. Белинского
г. Свердловск

ПРЕДИСЛОВИЕ

В настоящее время для электроснабжения угольных шахт отечественной электротехнической промышленностью выпускаются два типа шахтных взрывобезопасных герметизированных трансформаторов — кварцena-полненные и сухие с естественным воздушным охлаждением на кремнийорганической изоляции. Тепловой режим шахтных трансформаторов весьма напряженный, а расчет теплового состояния таких трансформаторов в стационарных и переходных режимах нагрузки представляет значительные трудности.

Вопросы теоретического и экспериментального анализа теплового состояния и нагрузочной способности взрывобезопасных трансформаторов в отечественной и зарубежной практике изучены недостаточно, так как такие трансформаторы нашли применение сравнительно недавно и в ограниченных сферах производства.

В данной книге приведены лишь основные результаты теоретических и экспериментальных исследований по нагрузочной способности шахтных трансформаторов, проведенных авторами в институте ВНИИВЭ за период с 1965 по 1970 г. Нормы нагрузочной способности, полученные в результате указанных работ, внесены в соответствующие ТУ и инструкции по монтажу и эксплуатации шахтных трансформаторов и подстанций.

Ряд экспериментальных исследований и некоторые расчеты, приведенные в книге, выполнены авторами совместно с инженерами Е. В. Стельмах, А. Г. Мисюрой, Н. И. Каськовой, Л. И. Переверзевой, работавших в содружестве с авторами. Считаem своим долгом выразить признательность этим товарищам за помощь и полезное участие в работе.

Авторы

Глава первая

НАГРЕВ ШАХТНЫХ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ НАГРУЗКИ

1-1. Конструктивные особенности трансформаторов и способы теплопередачи

В СССР разработаны и освоены промышленностью два типа шахтных взрывобезопасных трансформаторов: кварценополненные типов ТКШВ, ТКШВС и сухие с ес-

Таблица 1-1

Технические характеристики шахтных сухих трансформаторов
типа ТСШВ

Параметр	Тип трансформатора					
	ТСШВ-63/6	ТСШВ-100/6	ТСШВ-160/6	ТСШВ-250/6	ТСШВ-400/6	ТСШВ-630/6
Номинальная мощность, кВ·А	63	100	160	250	400	630
Номинальное напряжение: обмотки ВН, В	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
обмотки НН, В	690/400	690/400	690/400	690/400	690	690
Потери х. х., Вт	630	870	915	1 260	2 250	2 340
Ток х. х., %	10,1	9,1	7,47	5,17	5,45	3,0
Потери к. з. при 75 °С, Вт	800	1 120	1 785	2 290	2 900	5 200
Напряжение к. з. при 75 °С, %	3,5	3,5	3,57	3,5	3,5	5,0

тественным воздушным охлаждением типа ТСШВ. Эти трансформаторы предназначены для электроснабжения угольных и сланцевых шахт, опасных по газу и пыли, и рассчитаны на работу в условиях относительной влажности до 98% при температуре окружающей среды до +35 °С.

Шахтные взрывобезопасные трансформаторы могут использоваться индивидуально для питания электроприемников угольных и сланцевых шахт, а также могут быть встроены в шахтные взрывобезопасные передвижные подстанции соответственно типов ТКШВПС и ТСШВП.

Технические характеристики трансформаторов ТСШВ и ТКШВС приведены соответственно в табл. 1-1 и 1-2.

Шахтный кварценополненный трансформатор типа ТКШВС (рис. 1-1) состоит из выемной части, кожуха с кабельными вводами и шасси с ходовой частью, которая обеспечивает передвижение по рельсовому пути с колеей шириной 600 или 900 мм.

Таблица 1-2

Технические характеристики шахтных кварценополненных трансформаторов типа ТКШВС

Параметры	Тип трансформатора				
	ТКШВС-40/6	ТКШВС-160/6	ТКШВС-200/6	ТКШВС-250/6	ТКШВС-320/6
Номинальная мощность, кВ·А	40	160	200	250	320
Номинальное напряжение:					
обмотки ВН, В	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000
обмотки НН, В	400	400/690	400/690	400/690	400/690
Потери х. х., Вт	275	730	875	814	1 000
Ток х. х., %	5,5	3,36	3,07	2,05	1,77
Потери к. з. при 75 °С, Вт	695	2 190	2 535	3 430	3 865
Напряжение к. з. при 75 °С, %	3,08	2,85	2,76	3,4	3,06
Масса, кг	760	1 700	1 800	1 900	2 500
Габаритные размеры:					
длина, мм	1 600	2 300	2 300	2 300	2 750
ширина, мм	600	870	870	870	900
высота, мм	900	1 300	1 300	1 300	1 475

Выемная часть трансформатора (рис. 1-2) содержит магнитопровод и установленные на нем обмотки высокого и низкого напряжений (ВН и НН). Между обмотками размещены алюминиевые теплоотводящие пластины.

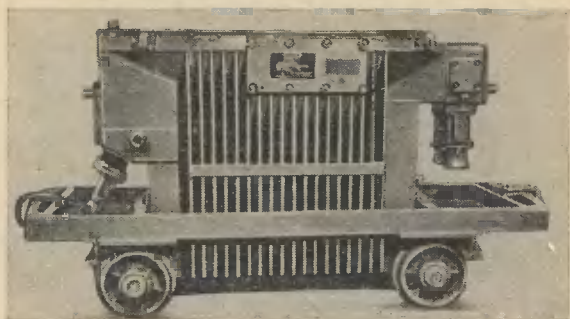


Рис. 1-1. Шахтный взрывобезопасный кварцено-полненный трансформатор типа ТКШВС-200/6.

Катушки ВН и НН изолированы одна от другой и от алюминиевых пластин шайбами из стекловолокнистых материалов типа АГ-4 (рис. 1-3).

Алюминиевые пластины между обмотками ВН и НН заземлены и одновременно выполняют роль электриче-

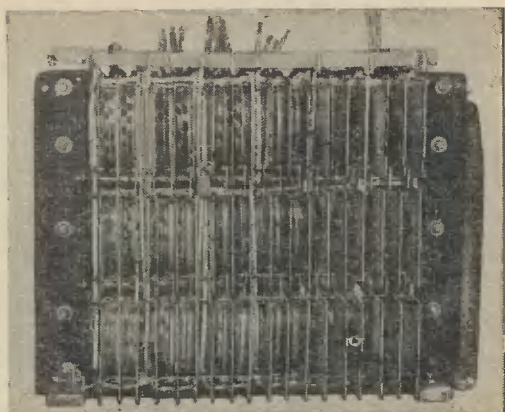


Рис. 1-2. Выемная часть трансформатора типа ТКШВС.



Рис. 1-3. Изоляционные шайбы из стеклопластика АГ-4В для изоляции катушек.

ского экрана, исключающего попадание в аварийных режимах высокого напряжения в низковольтную сеть.

Магнитопровод трансформатора трехфазный, стержневой, изготовлен из холоднокатаной трансформаторной стали и расположен так, что стержни с обмотками находятся в горизонтальном положении.

Обмотки трансформатора выполнены чередующимися в виде двойных дисковых катушек (рис. 1-4) из провода марки ПСД, что обеспечивает высокую динамиче-

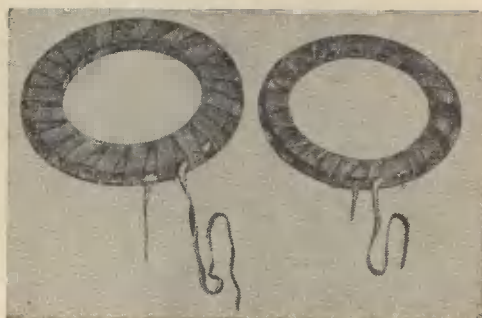


Рис. 1-4. Двойные дисковые катушки обмоток ВН и НН кварцenaполненных трансформаторов.

скую устойчивость при коротких замыканиях. В выводных коробках трансформатора предусмотрена возможность включения обмотки по схемам треугольника и звезды (400 и 690 В).

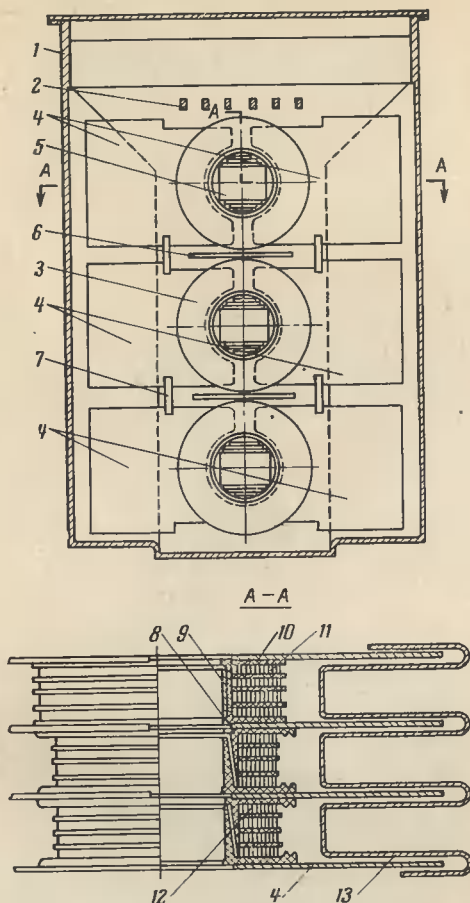


Рис. 1-5. Размещение теплоотводящих пластин, изоляции и обмоток на магнитопроводе и в кожухе трансформатора.

1 — кожух; 2 — сборные шины обмотки НН; 3 — обмотки; 4 — теплоотводящие пластины; 5 — магнитопровод; 6 — междуфазная изоляция; 7 — перемычки между охлаждающими пластинами; 8 — изолирующие шайбы ВН; 9 — изолирующие цилиндры НН; 10 — изолирующие шайбы НН; 11 — катушка обмотки НН; 12 — катушка обмотки ВН; 13 — гофры кожуха.

Для регулирования коэффициента трансформации в пределах $\pm 4\%$ катушки ВН выполнены с ответвлениями, которые присоединены к проходным изоляторам, установленным на боковой стенке кожуха трансформатора.

Кожух трансформатора сварной, прямоугольной формы, выполнен из листовой стали, боковая поверхность

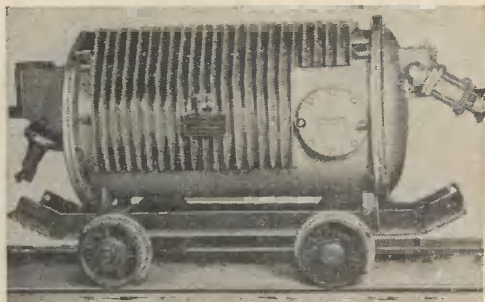


Рис. 1-6. Шахтный взрывобезопасный сухой трансформатор с естественным воздушным охлаждением типа ТСШВ.

гофрированная. В гофры с внутренней стороны входят алюминиевые пластины. По механической прочности кожух рассчитан на давление $5 \cdot 10^4$ Па.

Взрывозащита кварценополненных трансформаторов в аварийном режиме обеспечивается за счет гашения

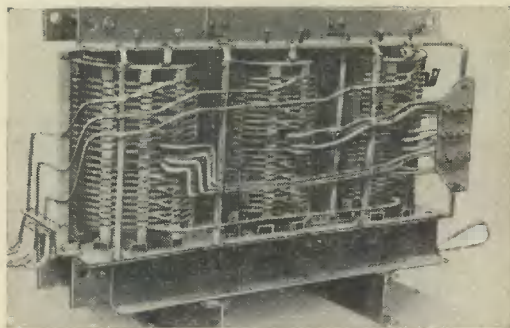


Рис. 1-7. Выемная часть трансформатора типа ТСШВ.



Рис. 1-8. Цилиндрическая слоевая обмотка НН трансформатора типа ТСШВ.

электрической дуги кварцевым песком. С этой целью пространство между активной частью, кожухом и крышкой трансформатора заполняется специально обработанным кварцевым песком определенного химического состава с размером зерен в пределах 0,5—1,6 мм. Теплопроводность песка составляет $\lambda = 0,00394 \text{ Вт/(см} \cdot ^\circ\text{С)}$, а электрическая прочность $E = 0,5 \div 1 \text{ кВ/мм}$. Потери в обмотках, выделяемые при работе трансформатора, отводятся к кожуху посредством теплопроводности главным образом через алюминиевые теплоотводящие пластины и в некоторой степени через кварцевый песок (рис. 1-5).

Охлаждение магнитопровода осуществляется также при помощи теплоотводящих металлических пластин, зашихтованных одной стороной в ядро магнитопровода, а другой — прилегающих к торцевым стенкам кожуха.

Охлаждение наружной поверхности кожуха трансформатора обеспечивается за счет естественной конвекции воздуха и излучения.

На рис. 1-6 показан шахтный сухой трансформатор типа ТСШВ с естественным воздушным охлаждением.

Выемная часть трансформатора (рис. 1-7) содержит трехстержневой магнитопровод из холоднокатаной трансформаторной стали с установленными на нем обмотками ВН и НН.

Для обмоток трансформатора применен провод марки ПСДК (с двойной оплеткой из стеклопряжи и пропиткой кремнийорганическим лаком).

Обмотка НН у трансформаторов всех мощностей — цилиндрическая слоевая (рис. 1-8). Обмотка ВН у трансформаторов мощностью 100—250 кВ·А — многослойная цилиндрическая, а у трансформаторов мощностью свыше 250 кВ·А — непрерывная катушечная (рис. 1-9).

Кожух трансформатора выполнен сварным, цилиндрической или овальной формы с приваренными вну-

тренными и наружными ребрами для увеличения охлаждающей поверхности.

Кожух трансформатора для прочности и герметичности после сварки проходит гидравлические испытания избыточным давлением 10^6 Па.

Взрывонепроницаемость конструкции сухих трансформаторов обеспечивается при помощи фланцевой защиты, заключающейся в том, что сочленение оболочки с крышками осуществляется фланцами необходимой ширины при соблюдении допустимой щели между ними. Параметры взрывозащиты определяются соответствующими правилами в зависимости от объема оболочки и исполнения оборудования.

Теплопередача от активной части к кожуху осуществляется за счет естественной конвекции внутреннего воздуха и излучения с поверхности обмоток и магнитопровода.

Охлаждение наружной поверхности кожуха, как и у кварцenaполненных трансформаторов, осуществляется за счет естественной конвекции воздуха и излучения с поверхности оболочки.

Краткое рассмотрение конструктивных особенностей двух типов шахтных взрывобезопасных трансформаторов позволяет сделать вывод, что принципиальным отличием сухих трансформаторов от кварцenaполненных является способ взрывозащиты и принцип системы охлаждения. Система охлаждения активной части шахтных трансформаторов типа ТСШВ в герметичном кожухе, исключающем доступ холодного наружного воздуха внутрь оболочки, недостаточно эффективна по сравнению с системой охлаждения кварцenaполненных трансформаторов и приводит к повышению рабочей температуры обмоток и магнитопровода.

Это повлекло за собой необходимость применения дорогостоящей кремнийорганической изоляции, нагревостойкость которой соответствует классу Н.

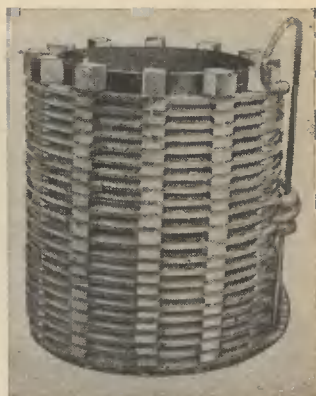


Рис. 1-9. Непрерывная катушечная обмотка ВН трансформатора типа ТСШВ.

1-2. Удельная тепловая нагрузка и превышение температуры

В соответствии с классической теорией нагрева потери, отводимые от трансформатора в единицу времени, пропорциональны достигнутому в данный момент превышению температуры [Л. 1]:

$$P_{\text{отв}} = \alpha S \Theta, \quad (1-1)$$

где $P_{\text{отв}}$ — отводимые потери, Вт; α — коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·°С); S — поверхность охлаждения теплоотводящей системы, м²; Θ — превышение температуры теплоотводящей системы над температурой охлаждающей среды, °С.

Соотношение (1-1) справедливо при постоянстве потерь и коэффициента теплоотдачи, однородности нагреваемых тел и постоянстве температуры охлаждающей среды.

Выражение (1-1) может быть записано в следующей форме:

$$q = \alpha \Theta, \quad (1-2)$$

где q — удельная тепловая нагрузка, Вт/м².

Однако известно, что коэффициент теплоотдачи изменяется в процессе нагрева. Более высокие превышения температуры и температурные уровни характеризуются лучшей теплоотдачей и, следовательно, более высокими значениями коэффициента α . При практических расчетах это обстоятельство учитывается тем, что отводимые потери и, следовательно, удельная тепловая нагрузка определяются пропорционально степени $n > 1$ превышения температуры Θ . Тогда

$$q = \alpha \Theta^n. \quad (1-3)$$

Из (1-3) следует, что превышение температуры пропорционально удельной тепловой нагрузке в степени $1/n$

$$\Theta = (1/\alpha)^{1/n} q^{1/n}. \quad (1-4)$$

Показатель степени n зависит от ряда факторов, таких как температура поверхности, физические свойства окружающей среды, характер охлаждающего потока (ламинарный или турбулентный), род охлаждения (естественное или принудительное), шероховатость поверхности охлаждения. Почти всегда показатель степени n определяется экспериментально.

Для наиболее распространенных конструкций значения показателя степени n приведены в табл. 1-3 [Л. 2].

Таблица 1-3

Тепловые характеристики трансформаторов

Показатель степени ($1/n$)	Способ охлаждения	Тип и конструкция охлаждаемой части трансформатора	Среды, над средней температурой которых определены превышения температуры
1	Естественное	Внешние или внутренние вертикальные цилиндрические обмотки	Газ внутри герметизированного бака
	Принудительное дутьевое	Внешние обмотки	Окружающий воздух
0,85	Естественное	Вертикальные или цилиндрические обмотки	Охлаждающая жидкость внутри бака
	Естественное	Охлаждающая жидкость в баке	Окружающий воздух
0,8	Естественное	Внешние дисковые обмотки	Окружающий воздух
	Естественное	То же	Газ внутри герметизированного бака
	Принудительное дутьевое	То же	Окружающий воздух
	Естественное	Дисковые обмотки	Жидкость внутри бака
0,7	Принудительное дутьевое	Внутренние вертикальные или цилиндрические обмотки	Окружающий воздух

На основании проведенных во ВНИИВЭ тепловых исследований натуральных образцов серии шахтных взрывобезопасных кварценонаполненных трансформаторов ти-

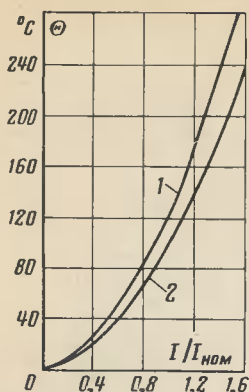


Рис. 1-10. Зависимость превышения температуры обмоток кварцenaполненных трансформаторов типа ТКШВС от нагрузки.

1 — наиболее нагретой точки; 2 — средней по сопротивлению температуры.

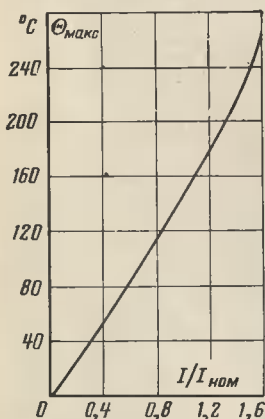


Рис. 1-11. Зависимость превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки сухих трансформаторов типа ТСШВ от нагрузки.

па ТКШВС мощностью 40, 160, 200, 250 и 320 кВ · А определены зависимости превышений средней по сопротивлению температуры и температуры наиболее нагретой точки обмоток от нагрузки (рис. 1-10). Зависимости получены при неизменных токах нагрузки в каждом режиме и при неизменной температуре охлаждающей среды $T_{\text{охл}} = 35^\circ\text{C}$.

По рис. 1-10 в соответствии с методикой [Л. 3] получены аналитические выражения типа (1-4) для средних по сопротивлению превышений температур обмоток НН и ВН и температуры наиболее нагретой точки обмоток

$$\Theta_{\text{ВН}} = 1,9 q^{0,5}; \quad (1-5)$$

$$\Theta_{\text{НН}} = 1,7 q^{0,5}; \quad (1-6)$$

$$\Theta_{\text{макс}} = 2,3 q^{0,5}. \quad (1-7)$$

Из выражений (1-5) — (1-7) следует, что превышение температуры обмоток кварцenaполненных трансформаторов пропорционально удельной тепловой нагрузке обмоток в степени $1/n = 0,5$. Таким образом, для дисковых чередующихся обмоток кварцenaполненных трансформаторов, теплопередача от которых осуществляется за счет теплопроводности через металлические теплоотводящие пластины и кварцевый песок в диапазоне температур, соответствующих изменению мощности согласно рис. 1-10, показатель степени $n = 2$.

В процессе исследований было также установлено, что при изменении превышения температуры обмоток кварцenaполненных трансформаторов в пределах $45\text{—}240^\circ\text{C}$, соответствующих изменению нагрузки

в пределах 60—160%, показатель степени $n=1,97 \div 2,05$ [Л. 4].

Аналогичным образом определяется зависимость между превышением температуры и удельной тепловой нагрузкой обмоток шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением типа ТСШВ.

На рис. 1-11 приведена зависимость превышения температуры обмоток сухих трансформаторов типа ТСШВ от нагрузки, определенная на основании тепловых исследований натурных образцов трансформаторов мощностью 63, 100, 400 и 500 кВ · А.

Аналитические выражения типа (1-4) для обмоток сухих трансформаторов типа ТСШВ, определенные в соответствии с методикой [Л. 5]:

$$\Theta_{ВН}=4,1 q^{0,67}; \quad (1-8)$$

$$\Theta_{НН}=3,05 q^{0,67}; \quad (1-9)$$

$$\Theta_{\max}=4,75 q^{0,67}. \quad (1-10)$$

Из выражений (1-8)—(1-10) следует, что превышение температуры обмоток сухих трансформаторов типа ТСШВ пропорционально удельной тепловой нагрузке в степени $1/n \approx 0,67$. Иными словами, для обмоток сухих герметизированных трансформаторов, теплопередача от которых осуществляется посредством естественной конвекции воздуха и теплового излучения, в диапазоне температур, соответствующих изменению мощностей согласно рис. 1-11, показатель степени $n \approx 1,5$.

Показатель степени n обмоток трансформаторов типа ТСШВ также изменяется при изменении температуры обмоток. Так, при изменении превышения температуры обмоток в пределах 50—270 °С, что соответствует изменению нагрузки в диапазоне 30—160%, показатель степени $n=1,46 \div 1,57$. При определении выражений (1-5)—(1-7) и (1-8)—(1-10) расчет величины удельной тепловой нагрузки q производился с учетом зависимости активного сопротивления обмоток от температуры.

1-3. Тепловая постоянная времени

Изменение температуры электрических машин и аппаратов во времени в процессе нагрева и охлаждения определяется постоянной времени τ .

Если рассматривать электрическую машину как однородное тело, то в соответствии с классической теорией

нагрева постоянная времени равна отрезку времени, за который машина, температура которой в начальный момент времени равнялась температуре охлаждающей среды, достигла бы установившегося превышения температуры при условии отсутствия теплоотдачи. Однако реальные электрические машины состоят из отдельных частей, теплофизические параметры и температуры которых весьма существенно различаются. Поэтому, строго говоря, не представляется возможным дать общее определение «постоянной времени электрической машины».

Теоретически расчет нестационарных тепловых процессов реальной электрической машины сводится к задаче расчета нагрева и охлаждения системы, состоящей из n тел, каждое из которых участвует в процессе теплообмена с каждым из остальных $(n-1)$ тел.

Здесь мы не освещаем исчерпывающе данного вопроса, поскольку подробный анализ применительно к трансформаторам дан в [Л. 1 и 6].

Отметим лишь некоторые основные положения. Установившееся превышение температуры различных частей электрической машины, несмотря на различие их теплофизических характеристик, достигается всеми частями одновременно, так как пока между любыми двумя непосредственно связанными в тепловом отношении частями не установится температурное равновесие, не может быть достигнуто и равновесие всей системы в целом.

Длительность процесса нагрева электрической машины характеризуется наибольшей из так называемых постоянных времени связи, которая характеризуется подкасательной к верхней части кривой нагрева части машины с наибольшей теплоемкостью.

Наибольшая постоянная времени связи представляет собой одну из важнейших характеристик системы, состоящей из n тел, так как она позволяет воспроизводить с удовлетворительной точностью верхние ветви кривых нагрева и с ее помощью может быть в общих чертах оценено протекание процесса нагрева во времени для частей машины, имеющих наибольшую теплоемкость (например, магнитопровода применительно к сухому трансформатору).

Точное определение постоянных времени связи расчетным путем весьма громоздко. Поэтому часто пользуются приближенными формулами, в которые входит

«постоянная времени машины», несмотря на то что данный параметр не может быть определен однозначно.

Если умножить теплосодержание отдельных частей машины на соответствующие средние превышения температур и просуммировать эти произведения, то получится общее теплосодержание машины или, что то же самое, количество тепла, накопленного в установившемся режиме. Если эту сумму поделить на величину потерь, то получается параметр, имеющий размерность времени, с помощью которого может быть описано в первом приближении протекание процесса нагрева части машины с наибольшей теплоемкостью.

Аналитически приведенные рассуждения выражаются известной формулой [Л. 1]

$$\tau = \frac{C\Theta_k}{P}, \quad (1-11)$$

где C — теплоемкость трансформатора, Вт·с/°С; Θ_k — конечное установившееся превышение температуры, усредненное для всего трансформатора, °С; P — потери трансформатора, Вт.

Параметр τ можно считать постоянным только в том случае, если конечное превышение температуры пропорционально потерям в первой степени, или, другими словами, если коэффициент теплоотдачи не зависит от температуры.

Исследования показывают, что в реальных тепловых процессах электрических машин, когда имеет место зависимость потерь и коэффициента теплоотдачи от температуры, τ не является постоянным параметром, характеризующим установку, а представляет собой величину, зависящую от нагрузки и температуры [Л. 1]. Параметр τ при этом зависит не только от конечного, но и от текущего значения превышения температуры, т. е. зависит от времени.

Значение параметра τ для трансформатора при различных режимах нагрузки может быть определено с помощью выражения, приведенного в [Л. 2]:

$$\tau = \tau_{\text{ном}} \left(\frac{\Theta_k - \Theta_{\text{нач}}}{\Theta_k^n - \Theta_{\text{нач}}^n} \right) \Theta_{\text{ном}}^{n-1}, \quad (1-12)$$

где $\tau_{\text{ном}}$ — постоянная времени для номинального режима нагрузки, определяемая по выражению (1-11) или

экспериментально; $\Theta_{\text{ном}}$ — среднее превышение температуры всего трансформатора после длительного номинального установившегося режима нагрузки, °C; $\Theta_{\text{нач}}$ — среднее начальное превышение температуры всего трансформатора, °C; $\Theta_{\text{к}}$ — среднее конечное установившееся превышение температуры всего трансформатора, соответствующее заданному режиму нагрузки, °C.

Определение средних превышений температуры трансформатора в целом представляет довольно сложную задачу. Практически достоверно может быть определено только среднее превышение температуры обмоток трансформатора. Однако исследования показывают, что из-за особенностей конструкции шахтных трансформаторов, обуславливающих весьма существенную неравномерность нагрева различных фаз и значительные превышения температур в магнитной системе, усредненное превышение температуры всего трансформатора близко к среднему превышению температуры обмоток.

Поэтому при расчетах параметра τ шахтных трансформаторов по (1-12) превышения температур $\Theta_{\text{к}}$ и $\Theta_{\text{нач}}$ с достаточной точностью могут быть определены по кривым на рис. 1-10 и 1-11.

Оценка погрешности, вызванной таким допущением, приведена ниже в § 1-4 и 1-5.

Таблица 1-4

Постоянные времени трансформаторов типа ТКШВС

Тип трансформатора	$\tau_{\text{ном}}$	
	Расчетное значение	Экспериментальное значение
ТКШВС-160/6	6 ч 00 мин	5 ч 36 мин
ТКШВС-200/6	6 ч 08 мин	6 ч 10 мин
ТКШВС-250/6	6 ч 18 мин	6 ч 21 мин
ТКШВС-320/6	6 ч 28 мин	6 ч 25 мин

В табл. 1-4 приведены значения постоянной времени $\tau_{\text{ном}}$ трансформаторов типа ТКШВС различных мощностей при номинальном режиме нагрузки. Из табл. 1-4 видно, что номинальные значения постоянных времени трансформаторов различаются незначительно.

Это удовлетворительно согласуется с теорией подобия.

Среднеарифметическое значение постоянной времени кварцenaполненных трансформаторов при номинальном режиме нагрузки составляет:

$$\tau_{\text{НОМ}} \approx 6 \text{ ч. } 18 \text{ мин.}$$

Среднеарифметическое значение постоянной времени сухих трансформаторов типа ТСШВ при номинальном режиме нагрузки, определенное при тепловых исследо-

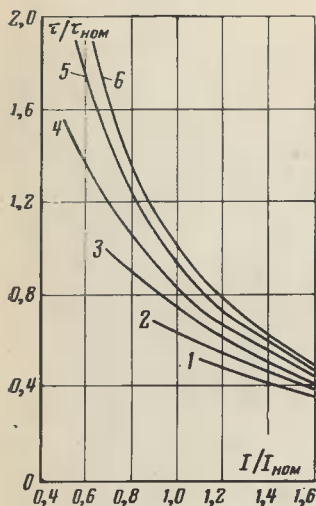


Рис. 1-12. Зависимость постоянной времени кварцenaполненных трансформаторов типа ТКШВС от нагрузки при различной предварительной загрузке.

1 — $I/I_{\text{НОМ}} = 1.0$; 2 — 0.8; 3 — 0.6; 4 — 0.4; 5 — 0.2; 6 — 0.

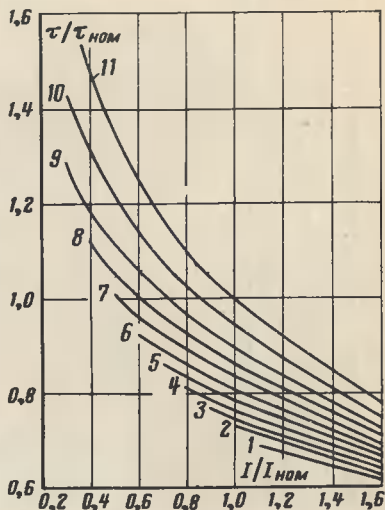


Рис. 1-13. Зависимость постоянной времени сухих трансформаторов типа ТСШВ от нагрузки при различной предварительной загрузке.

1 — $I/I_{\text{НОМ}} = 1$; 2 — 0.9; 3 — 0.8; 4 — 0.7; 5 — 0.6; 6 — 0.5; 7 — 0.4; 8 — 0.3; 9 — 0.2; 10 — 0.1; 11 — 0.

ваниях во ВНИИВЭ, составляет $\tau_{\text{НОМ}} \approx 5 \text{ ч.}$ Этот результат согласуется с данными [Л. 8].

Результаты расчетов постоянной времени шахтных трансформаторов типов ТКШВС и ТСШВ при различных режимах нагрузки в относительных единицах, вычисленных по формуле (1-12), приведены в табл. 1-5 и 1-6 и на рис. 1-12 и 1-13.

Зависимость $\tau/\tau_{\text{ном}}$ кварцонаполненных трансформаторов типа ТКШВС от нагрузки

Режим нагрузки $I/I_{\text{ном}}$	Начальный режим нагрузки $I/I_{\text{ном}}$										
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,1											
0,2	8,31	6,25									
0,3	5,03	3,54									
0,4	3,53	3,02	2,6	2,14							
0,5	2,53	2,34	2,03	1,78	1,55						
0,6	2,01	1,88	1,71	1,53	1,235						
0,7	1,64	1,56	1,48	1,36	1,19	1,14	0,990				
0,8	1,37	1,31	1,26	1,18	1,05	0,974	0,904	0,818			
0,9	1,16	1,12	1,07	0,995	0,929	0,858	0,807	0,746	0,681		
1,0	1,0	0,97	0,930	0,881	0,825	0,790	0,750	0,679	0,631	0,591	
1,1	0,890	0,864	0,826	0,807	0,747	0,720	0,678	0,639	0,603	0,572	0,526
1,2	0,790	0,764	0,740	0,704	0,647	0,644	0,625	0,578	0,545	0,524	0,490
1,3	0,695	0,683	0,667	0,663	0,618	0,589	0,560	0,534	0,513	0,482	0,459
1,4	0,630	0,616	0,605	0,591	0,565	0,545	0,520	0,499	0,478	0,455	0,437
1,5	0,544	0,535	0,524	0,508	0,492	0,475	0,457	0,440	0,421	0,404	0,383
1,6	0,502	0,495	0,484	0,472	0,460	0,445	0,424	0,415	0,399	0,384	0,396

Зависимость $\tau/\tau_{\text{ном}}$ шахтных сухих трансформаторов типа ТСШВ от нагрузки

Режим нагрузки $I/I_{\text{ном}}$	Начальный режим нагрузки $I/I_{\text{ном}}$										
	0	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,1	2,67										
0,2	1,85	1,595									
0,3	1,665	1,42	1,28								
0,4	1,475	1,31	1,2	1,12							
0,5	1,345	1,21	1,12	1,06	1,01						
0,6	1,25	1,14	1,065	1,01	0,965	0,925					
0,7	1,17	1,08	1,02	0,968	0,925	0,893	0,864				
0,8	1,1	1,03	0,97	0,93	0,895	0,864	0,835	0,812			
0,9	1,05	0,987	0,934	0,897	0,864	0,837	0,811	0,788	0,769		
1,0	1,0	0,947	0,9	0,868	0,838	0,812	0,79	0,771	0,753	0,738	
1,1	0,96	0,912	0,87	0,84	0,813	0,788	0,769	0,751	0,733	0,716	0,693
1,2	0,921	0,877	0,84	0,813	0,788	0,768	0,748	0,731	0,714	0,698	0,68
1,3	0,887	0,847	0,815	0,79	0,767	0,748	0,733	0,713	0,698	0,683	0,667
1,4	0,851	0,816	0,787	0,765	0,745	0,728	0,711	0,695	0,681	0,661	0,654
1,5	0,81	0,788	0,763	0,742	0,725	0,707	0,691	0,678	0,665	0,652	0,638
1,6	0,785	0,756	0,732	0,717	0,697	0,683	0,672	0,658	0,645	0,633	0,623

1-4. Уравнения нагрева кварцenaполненных трансформаторов при нестационарных тепловых режимах

В [Л. 9] показано, что известное классическое уравнение нагрева

$$\Theta = \Theta_k (1 - e^{t/\tau}) \quad (1-13)$$

не может быть применимо для строгого анализа нестационарных процессов нагрева и охлаждения электрических машин и аппаратов. В [Л. 9] также дан вывод уравнений, описывающих нестационарные процессы нагрева электрических устройств. Уравнения составлены с учетом реальных условий и позволяют достичь высокой точности при расчетах. Однако уравнения, приведенные в [Л. 9], громоздки и для получения практических результатов необходимы большие расчетные работы.

С целью упрощения расчетов рассмотрим дифференциальное уравнение нагрева трансформатора с учетом зависимости потерь короткого замыкания и коэффициента теплоотдачи от температуры.

Дифференциальное уравнение нагрева при этом имеет следующий вид [Л. 2]:

$$[P_{x.x} + P_{к.з} (1 + \alpha' \Theta_1)] dt = \alpha S \Theta_2^n dt + C d\Theta_3, \quad (1-14)$$

где $P_{x.x}$ — потери холостого хода трансформатора, Вт; $P_{к.з}$ — потери короткого замыкания трансформатора при данной температуре

охлаждающей среды $T_{охл}$, Вт; $\alpha' = \frac{1}{235 + T_{охл}}$ — температурный

коэффициент удельного сопротивления меди, $1/^\circ\text{C}$; $T_{охл} = 35^\circ\text{C}$ — температура охлаждающей среды согласно [Л. 10]; Θ_1 — среднее превышение температуры обмоток над температурой охлаждающей среды, $^\circ\text{C}$; Θ_2 — превышение температуры кожуха трансформатора над температурой охлаждающей среды, $^\circ\text{C}$; Θ_3 — среднее превышение температуры всего трансформатора над температурой охлаждающей среды, $^\circ\text{C}$; C — полная теплоемкость трансформатора, Вт $\cdot$ с/ $^\circ\text{C}$; α — коэффициент теплоотдачи кожуха трансформатора, Вт/(м 2 $\cdot$ $^\circ\text{C}$); S — поверхность охлаждения кожуха, м 2 ; n — показатель степени.

Для решения уравнения (1-14) принимаем допущение, что $\Theta_1 = \Theta_2 = \Theta_3 = \Theta$.

Определим ошибку, вызываемую этим допущением. Температура обмоток Θ_1 в кварцenaполненных трансформаторах типа ТКШВС по данным [Л. 7] примерно на 23% превышает температуру кварцевого наполнителя в кожухе. Принимая во внимание, что поправка, вносимая членом уравнения (1-14), содержащим Θ_1 и учитывающим увеличение сопротивления обмоток с повышением температуры, составляет около 35%, погрешность в вычислениях составит 35% от 23%, т. е. около 8%.

С учетом допущения уравнение (1-14) принимает вид:

$$[P_{x.x} + P_{к.з} (1 + \alpha' \Theta)] dt = \alpha S \Theta^n dt + C d\Theta. \quad (1-15)$$

При достижении установившейся температуры $\Theta = \Theta_k$, а следовательно, приращение температуры $d\Theta$ обращается в нуль. При

этом уравнение (1-15) принимает следующий вид:

$$P_{\Sigma \cdot \Sigma} + P_{\Sigma \cdot \Sigma} (1 + \alpha' \Theta_K) = \alpha S \Theta_K^n. \quad (1-16)$$

Тогда

$$\alpha S = \frac{P_{\Sigma \cdot \Sigma} + P_{\Sigma \cdot \Sigma} (1 + \alpha' \Theta_K)}{\Theta_K^n}. \quad (1-17)$$

Подставив (1-17) в (1-15) и сделав ряд преобразований, получим:

$$dt = \frac{C \Theta_K^n}{P} \frac{dt}{-\left(\frac{P_{\Sigma \cdot \Sigma} \alpha' \Theta_K}{P} + 1\right) \Theta_K^n + \frac{P_{\Sigma \cdot \Sigma} \alpha' \Theta_K^n}{P} \Theta + \Theta_K^n}, \quad (1-18)$$

где $P = P_{\Sigma \cdot \Sigma} + P_{\Sigma \cdot \Sigma}$

Для решения (1-18) необходимо определить значение показателя степени n .

Ранее установлено, что показатель степени n для кварцонаполненных трансформаторов зависит от температуры обмоток и изменяется в пределах 1,97—2,05.

Для диапазона температур, соответствующих номинальной нагрузке, показатель степени составляет $n \approx 2$. Принимаем значение показателя степени $n \approx 2$ для всего диапазона нагрузок. При этом, как показывают расчеты, погрешность в определении превышения температур составляет от -2 до $+3,5\%$.

Обозначив

$$a = -\left(\frac{P_{\Sigma \cdot \Sigma} \alpha' \Theta_K}{P} + 1\right);$$

$$b = \frac{P_{\Sigma \cdot \Sigma} \alpha' \Theta_K^n}{P};$$

$$k = \Theta_K^n,$$

преобразуем уравнение (1-18)

$$dt = \tau \Theta_K \frac{dt}{a \Theta^2 + b \Theta + k}, \quad (1-19)$$

где $\tau = C \Theta_K / P$ — постоянная времени трансформатора.

Проинтегрируем уравнение (1-19):

$$\int dt = \tau \Theta_K \int \frac{dt}{a \Theta^2 + b \Theta + k}. \quad (1-20)$$

Решение этого уравнения получим в виде

$$t = -\frac{\tau \Theta_K}{\sqrt{b^2 - 4ak}} \ln \frac{2a\Theta + b - \sqrt{b^2 - 4ak}}{2a\Theta + b + \sqrt{b^2 - 4ak}} + C. \quad (1-21)$$

Постоянную интегрирования определяем по одному из следующих начальных условий:

1. В момент времени $t=0$ превышение температуры обмоток $\Theta=0$, т. е. нагрев трансформатора происходит из холодного состояния.

Постоянная интегрирования в этом случае

$$C_1 = -\tau \Theta_k \frac{1}{\sqrt{b^2 - 4ak}} \ln \frac{b - \sqrt{b^2 - 4ak}}{b + \sqrt{b^2 - 4ak}}. \quad (1-22)$$

Подставляя значение постоянной интегрирования C_1 и учитывая принятые обозначения a , b , k , получаем:

$$t = \frac{\tau}{\frac{P_{к.з} \alpha' \Theta_k}{P} + 2} \ln \frac{\frac{P_{к.з} \alpha' \Theta_k}{P} + \Theta_k + \Theta}{\Theta_k - \Theta}. \quad (1-23)$$

Полученное уравнение (1-23) описывает во времени процесс нагрева кварценополненных трансформаторов при нестационарных тепловых режимах при начальном превышении температуры обмоток $\Theta=0$.

2. В момент времени $t=0$ превышение температуры $\Theta=\Theta_{нач}$, т. е. нагрев трансформатора происходит из предварительно нагретого состояния.

Постоянная интегрирования в этом случае

$$C_2 = -\frac{\tau \Theta_k}{\sqrt{b^2 - 4ak}} \ln \frac{2a\Theta_{нач} + b - \sqrt{b^2 - 4ak}}{2a\Theta_{нач} + b + \sqrt{b^2 - 4ak}}. \quad (1-24)$$

Учитывая C_2 , выражение (1-21) преобразуем к виду

$$t = \frac{\tau}{\frac{P_{к.з} \alpha' \Theta_k}{P} + 2} \ln \frac{(\Theta_k - \Theta_{нач}) \left[\frac{P_{к.з} \alpha' \Theta_k}{P} + \Theta_k + \Theta \right]}{(\Theta_k - \Theta) \left[\frac{P_{к.з} \alpha' \Theta_{нач}}{P} + \Theta_k + \Theta \right]}. \quad (1-25)$$

Полученное уравнение (1-25) описывает во времени процесс нагрева кварценополненных трансформаторов при нестационарных тепловых режимах при начальном превышении температуры обмоток $\Theta=\Theta_{нач}$.

Уравнения (1-23) и (1-25) могут быть использованы для анализа и расчета нестационарных процессов нагрева и охлаждения кварценополненных трансформаторов и особенно для расчета критических нагрева при определении допустимых эксплуатационных перегрузок трансформаторов.

Для оценки точности расчетов по полученным уравнениям (1-23) и (1-25) рассмотрим рис. 1-14, на котором показаны экспериментальные и расчетные кривые нагрева трансформатора типа ТКШВС-250/6 в режиме номинальной нагрузки $I_{ном}$ из холодного состояния при $\Theta_{нач}=0$ с переходом на перегрузочный режим $I=1,6 I_{ном}$ после номинального режима нагрузки при $\Theta_{нач}=100^\circ\text{C}$.

Экспериментальные кривые определялись по изменению активного сопротивления обмотки НН, которое измерялось под нагрузкой с помощью устройства типа УПН-2. Из рис. 1-14 видно, что экспериментальная кривая нагрева и кривые нагрева, определенные по (1-23) и (1-25), достаточно хорошо совпадают, тогда как расхождение между экспериментальными данными и данными, полученными по классической теории нагрева, весьма значительно.

Пример расчета

Определим время, в течение которого среднее превышение температуры обмоток трансформатора типа ТКШВС-250-6 в режиме

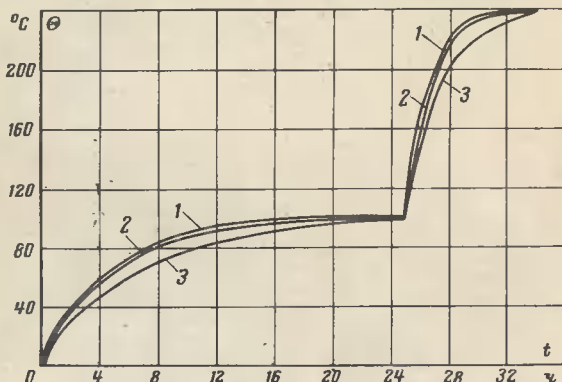


Рис. 1-14. Изменение во времени превышения температуры обмоток кварцenaполненного трансформатора ТКШВС-250/6 в режиме номинальной нагрузки с последующей перегрузкой $I=1,6 I_{\text{ном}}$.

1 — расчетные кривые по (1-23) и (1-25); 2 — экспериментальные кривые; 3 — кривые нагрева согласно классической теории нагрева.

перегрузки $I=1,6 I_{\text{ном}}$ после номинального установившегося режима нагрузки достигнет 130°C .

По рис. 1-10 определим начальное и конечное превышения температуры обмоток

$$\Theta_{\text{нач}} = 100^{\circ}\text{C} \quad (\text{режим } I = I_{\text{ном}});$$

$$\Theta_{\text{к}} = 240^{\circ}\text{C} \quad (\text{режим } I = 1,6 I_{\text{ном}}).$$

Постоянную времени трансформатора при режиме нагрузки $I=1,6 I_{\text{ном}}$ после режима $I=I_{\text{ном}}$ определим по зависимости (1-12) или табл. 1-5

$$\tau = 0,369 \tau_{\text{ном}} = 0,369 \cdot 378 = 140 \text{ мин.}$$

Трансформатор ТКШВС-250/6 имеет следующие номинальные данные $P_{\text{х.х}} = 1160 \text{ Вт}$, а $P_{\text{к.з}} = 2950 \text{ Вт}$ (при $T_{\text{охл}} = 35^{\circ}\text{C}$).

По (1-25) определяем искомое время: $t = 19 \text{ мин}$. Определенное экспериментально, это время составляет 22 мин, а согласно классической теории нагрева — 30 мин (рис. 1-14).

1-5. Уравнения нагрева шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением при нестационарных тепловых режимах

Полученные зависимости (1-23) и (1-25) не могут быть применены для расчета нестационарных тепловых режимов шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением типа ТСШВ, так как эти зависимости получены при условии, что показатель степени $n \approx 2$, в то время как у сухих трансформаторов типа ТСШВ данный коэффициент составляет в среднем $n \approx 1,5$. Запишем уравнение (1-15) в следующем виде [Л. 2]:

$$P_{x.x} + P_{к.з} (1 + \alpha' \Theta) = C \frac{d\Theta}{dt} + k \Theta^n, \quad (1-26)$$

где

$$k = \alpha S.$$

Отсюда

$$\begin{aligned} dt &= \frac{Cd\Theta}{P_{x.x} + P_{к.з} + P_{к.з}\alpha'\Theta - k\Theta^n} = \\ &= \frac{Cd\Theta}{P} \left[\frac{1}{1 - \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)} \right]. \end{aligned} \quad (1-27)$$

Дробь $\frac{1}{1 - \frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P}}$ может быть представлена в виде

$1/(1 - x)$ и разложена в степенной ряд

$$1 + x + x^2 + x^3 + \dots + x^m.$$

Уравнение (1-27) представим в виде

$$\begin{aligned} dt &= \frac{Cd\Theta}{P} \left[1 + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right) + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)^2 + \right. \\ &\quad + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)^3 + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)^4 + \\ &\quad \left. + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)^5 + \dots + \left(\frac{k\Theta^n - P_{к.з}\alpha'\Theta}{P} \right)^m \right]. \end{aligned} \quad (1-28)$$

Разложив каждый член уравнения (1-28) и последовательно проинтегрировав, определим t .

Так как температурный коэффициент удельного сопротивления меди при $T = 35^\circ \text{C}$ составляет $\alpha' = 0,00371$, то всеми слагаемыми, содержащими α' в степени выше первой, пренебрегаем ввиду их незначительной величины. Перегруппировав члены уравнения (1-28),

получим [Л. 11]:

$$t = \frac{C}{P} \left\{ \left[\Theta + \frac{k\Theta^{n+1}}{P(n+1)} + \frac{k^2\Theta^{2n+1}}{P^2(2n+1)} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{k^3\Theta^{3n+1}}{P^3(4n+1)} + \dots + \frac{k^m\Theta^{mn+1}}{P^m(mn+1)} \right] - \alpha' \left[\frac{P_{\kappa.3}}{2}\Theta^2 + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{2P_{\kappa.3}k\Theta^{n+2}}{P^2(n+2)} + \frac{3P_{\kappa.3}k^2\Theta^{2n+2}}{P^3(2n+2)} + \right. \right. \\ \left. \left. + \frac{4P_{\kappa.3}k^3\Theta^{3n+2}}{P^4(3n+2)} + \dots + \frac{(m+1)P_{\kappa.3}k^m\Theta^{mn+2}}{P^{m+1}(mn+2)} \right] \right\} + C_1 \quad (1-29)$$

или

$$t = \frac{C}{P} \left[\sum_{m=0}^{\infty} \frac{k^m\Theta^{mn+1}}{P^m(mn+1)} - \alpha' \sum_{m=0}^{\infty} \frac{(m+1)P_{\kappa.3}k^m\Theta^{mn+2}}{P^{m+1}(mn+2)} \right] + C_1. \quad (1-30)$$

Постоянную интегрирования C_1 определяем из начальных условий при $t=0$; $\Theta = \Theta_{\text{нач}}$:

$$C_1 = -\frac{C}{P} \left[\sum_{m=0}^{\infty} \frac{k^m\Theta_{\text{нач}}^{mn+1}}{P^m(mn+1)} - \alpha' \sum_{m=0}^{\infty} \frac{(m+1)P_{\kappa.3}k^m\Theta_{\text{нач}}^{mn+2}}{P^{m+1}(mn+2)} \right]. \quad (1-31)$$

Подставив (1-31) в (1-30) с учетом (1-11), получим [Л. 11]:

$$t = \frac{\tau}{\Theta_{\kappa}} \left[\sum_{m=0}^{\infty} \frac{k^m(\Theta^{mn+1} - \Theta_{\text{нач}}^{mn+1})}{P^m(mn+1)} - \right. \\ \left. - \alpha' \sum_{m=0}^{\infty} \frac{(m+1)P_{\kappa.3}k^m(\Theta^{mn+2} - \Theta_{\text{нач}}^{mn+2})}{P^{m+1}(mn+2)} \right]. \quad (1-32)$$

Полученное уравнение (1-32) при значении показателя степени $n \approx 1,5$ описывает процесс нагрева шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением при нестационарных тепловых режимах и начальном превышении температуры $\Theta = \Theta_{\text{нач}}$.

При начальном превышении температуры $\Theta=0$ уравнение (1-32) будет иметь вид:

$$t = \frac{\tau}{\Theta_{\kappa}} \left[\sum_{m=0}^{\infty} \frac{k^m\Theta^{mn+1}}{P^m(mn+1)} - \alpha' \sum_{m=0}^{\infty} \frac{(m+1)P_{\kappa.3}k^m\Theta^{mn+2}}{P^{m+1}(mn+2)} \right]. \quad (1-33)$$

Опыт показывает, что при практических расчетах по (1-32) и (1-33) достаточно учесть пять членов ряда.

Произведем оценку погрешности, вводимой в приведенный расчет для шахтных сухих трансформаторов типа ТСШВ, принятым допущением $\Theta_1 = \Theta_2 = \Theta_3 = \Theta$.

Исследования показывают, что в шахтных сухих трансформаторах типа ТСШВ превышение температуры обмоток Θ_1 выше превышения температуры внутреннего воздуха в кожухе примерно на 25%. Однако член уравнения (1-26), содержащий Θ_1 , дает поправку на 45% вследствие увеличения сопротивления меди с повышением температуры. Поэтому погрешность в расчетах при условии, что $\Theta_1 = \Theta_2$, будет составлять 45% от 25%, т. е. примерно 11%. Расчеты показывают также, что погрешность, вносимая за счет того, что значение показателя степени n принято неизменным и равным 1,5, составляет от -2,5 до +3,8%.

Глава вторая

ВЛИЯНИЕ НАГРЕВА НА СРОК СЛУЖБЫ ИЗОЛЯЦИИ ШАХТНЫХ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2-1. Старение изоляции

В процессе эксплуатации изоляция шахтных трансформаторов подвергается воздействию ряда факторов, таких как нагрев, электрическое поле, вибрация, увлажнение и т. п. Это приводит к значительным необратимым изменениям в изоляции, которые являются результатом физических и химических реакций, таких как процессы термоокислительной деструкции, усиленная полимеризация и деполимеризация, гидролиз и др. [Л. 12]. Этот комплекс физических и химических реакций ухудшает электрические и механические свойства изоляционных материалов и снижает срок их службы.

В [Л. 13] дано объяснение механизма деструкционных процессов высокомолекулярных соединений. Под деструкцией понимаются такие процессы, когда вследствие теплового или иных воздействий большие молекулы высокомолекулярных соединений распадаются. При этом происходит уменьшение размеров молекулы, которое всегда сопровождается уменьшением молекулярной массы и коэффициента полимеризации.

Деструктивные процессы могут быть разделены на две большие группы:

1. Деструкция высокомолекулярных соединений, обусловленная физическими воздействиями.

2. Деструкция высокомолекулярных соединений, обусловленная химическими воздействиями.

К первой группе относятся деструкционные процессы, происходящие под воздействием механических усилий, ультразвука, тепла, электрического поля и света.

Ко второй группе относятся деструкционные процессы, которые вызываются действием воды, кислот, щелочей и других химических реагентов, вызывающих распад цепей молекул.

Так как деструкционные процессы сопровождаются распадом цепи молекулы, то строение основной цепи молекулы полимера определяет устойчивость молекулы к тому или иному воздействию.

Кратко рассмотрим механизм термоокислительной деструкции [Л. 13].

Во время работы электрической изоляции при высоких рабочих температурах она подвергается термоокислительной деструкции, которая приводит к необратимым физико-химическим изменениям состава, структуры и свойств изоляции. Так, в результате термоокислительной деструкции молекул полиорганосилоксановых лаков происходит разрыв основных химических связей с отщеплением низкомолекулярных веществ, которые при повышенных температурах в газообразной форме удаляются из пленки. Механизм деструкций объясняет наличие зависимости нагревостойкости изоляционных материалов от химического состава и структуры полимера.

Например, более низкая нагревостойкость полиэтилсилоксановых соединений (в частности, лаков группы ЭФ) по сравнению с полиметилсилоксановыми (например, лаками группы К) объясняется тем, что группа CH_2 радикала этила у атома кремния окисляется легче, чем группа CH_3 .

Деструкция пленок полимеров с выделением продуктов распада в газообразной форме приводит к уменьшению их плотности. Наиболее быстро уменьшение массы пленок происходит в начале теплового старения в связи с удалением остатков летучих и низкомолекулярных примесей. В дальнейшем этот процесс значительно замедляется (рис. 2-1).

Замедление процесса деструкции объясняется также образованием на поверхности полимера защитного слоя, насыщенного силоксановыми связями (Si—O), отличающимися большой термической стойкостью. Этот слой не

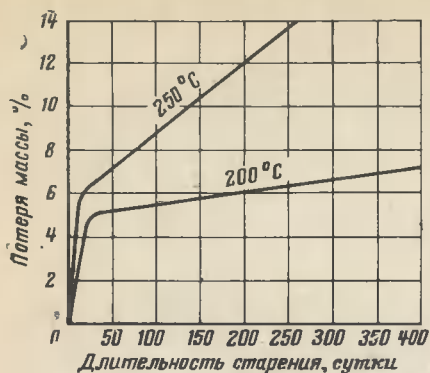


Рис. 2-1. Зависимость потери в массе пленок лака ЭФ-3 от длительности теплового старения при температурах 200 и 250 °С.

поддается быстрой де- струкции и одновременно замедляет доступ кислорода внутрь поли- мера.

На процесс старе- ния изоляции оказыва- ет существенную роль характер окружающей среды. В [Л. 14] описа- ны результаты иссле- дований по определе- нию влияния процессов окисления, рода газа и величины давления га- за на старение изоля- ции. Как следует из данных [Л. 14], наи-

большее влияние оказывает наличие кислорода (наи- лучшие характеристики обеспечиваются в бескислород- ной среде).

Исследования старения изоляции в атмосфере азота показывают, что для этой среды допустимые темпера- туры могут быть повышены для изоляции класса В на 25—30 °С, а для изоляции класса Н—примерно на 50 °С.

В шахтных взрывобезопасных кварцenaполненных и сухих трансформаторах типов ТКШВС и ТСШВ широко применяются нагревостойкие синтетические материалы, для которых еще нет достоверных данных по их старе- нию.

Зависимость срока службы изоляционных материа- лов трансформатора от температуры может быть выра- жена в соответствии с «правилом Монтзингера» [Л. 1]

$$D_T = D'_T 2^{\frac{T'-T}{\Delta T}} \quad (2-1)$$

или

$$D_T = D'_T e^{-\beta(T-T')}, \quad (2-2)$$

где T — температура изоляции наиболее нагретой точки обмотки трансформатора, °С; D_T — срок службы изоля- ции трансформатора при неизменной температуре T , ч; T' — известная заданная температура изоляции наибо-

лее нагретой точки обмотки, °С (например, температура, соответствующая классу нагревостойкости данного изоляционного материала, или температура изоляции наиболее нагретой точки обмотки при длительном номинальном режиме нагрузки трансформатора); D'_T — срок службы изоляции трансформатора при неизменной температуре T' , ч; e — основание натуральных логарифмов; $\beta = \ln 2 / \Delta T$ — коэффициент, постоянный для данного класса изоляции; ΔT — приращение температуры, при котором срок службы изоляции сокращается вдвое, °С.

Для изоляционных материалов класса нагревостойкости А ΔT лежит в пределах 5—10 °С. В соответствии с рекомендациями МЭК $\Delta T = 6$ °С.

Для изоляционных материалов классов нагревостойкости В и Н параметр ΔT точно не установлен и находится в пределах 10—12 °С, а параметр β — в пределах 0,0695—0,0579.

Приведенные соотношения позволяют установить среднее относительное изменение срока службы изоляции трансформатора при определенном увеличении температуры на протяжении определенного промежутка времени. Если известен рабочий цикл трансформатора на протяжении какого-либо промежутка времени, то можно определить часть срока службы трансформатора, которая использована во время цикла.

Если на протяжении промежутка времени t_1 нагрузка и окружающая температура постоянны, то неизменна также и температура изоляции наиболее нагретой точки обмотки. Считаем, что изоляция трансформатора имеет определенную температуру T' и этой температуре изоляции соответствует определенный срок службы D'_T . В таком случае относительная величина использованной на протяжении промежутка времени t_1 части общего ресурса времени Z_{t_1} выражается формулой [Л. 1]

$$Z_{t_1} = \frac{t_1}{D'_T} 100\% \quad (2-3)$$

Если нагрузка и, следовательно, температура наиболее нагретой точки обмотки на протяжении промежутка времени t_1 изменяются, то срок службы, соответствующий мгновенному значению переменной температуры T , равен D_T и часть общего ресурса времени, использованная на протяжении элементарного интервала времени

dt , равна:

$$Z_{t_1} = 100 \int_0^{t_1} \frac{dt}{D_T}. \quad (2-4)$$

Пусть в момент времени $t=0$ температура изоляции в наиболее нагретой точке обмотки равна $T_{\text{нач}}$, а в момент времени $t=t_1$ — соответственно T_1 .

Для простоты примем линейное изменение температуры во времени. Тогда в интервале времени $0-t_1$ изменение температуры описывается уравнением

$$T(t) = T_{\text{нач}} + \frac{T_1 - T_{\text{нач}}}{t_1} t. \quad (2-5)$$

Используя соотношения (2-2), (2-4) и (2-5), получаем:

$$\begin{aligned} Z_{t_1} &= 100 \int_0^{t_1} \frac{dt}{D_T' e^{\beta T_{\text{нач}}} + \frac{T_1 - T_{\text{нач}}}{t_1} t - T'} = \\ &= \frac{100}{D_T'} \int_0^{t_1} e^{\beta (T_{\text{нач}} - T')} e^{\beta \frac{T_1 - T_{\text{нач}}}{t_1} t} dt = \\ &= \frac{100 t_1}{\beta (T_1 - T_{\text{нач}})} \left(\frac{1}{D_{T_1}} - \frac{1}{D_{T_{\text{нач}}}} \right) \end{aligned} \quad (2-6)$$

или

$$Z_{t_1} = \frac{100 \Delta T}{\ln 2} \frac{t_1}{T_1 - T_{\text{нач}}} \left(\frac{1}{D_{T_1}} - \frac{1}{D_{T_{\text{нач}}}} \right). \quad (2-7)$$

Выражения (2-6) и (2-7) позволяют определить долю общего ресурса времени, израсходованного при кратковременных перегрузках, вызванных, например, короткими замыканиями, когда нагрев наиболее нагретой точки обмотки изменяется линейно.

Однако в общем виде кривые нагрева и охлаждения, как известно, описываются уравнением

$$T(t) = T_{\text{к}} + (T_{\text{нач}} - T_{\text{к}}) e^{-t/\tau}. \quad (2-8)$$

Подставив (2-8) в (2-2) и (2-4) и сделав преобразования, получим [Л. 15]:

$$Z_{t_1} = \frac{100}{D_{T_1}} \int_0^{t_1} e^{\beta (T_{\text{нач}} - T_1)} e^{-t/\tau} dt. \quad (2-9)$$

Подынтегральная функция может быть разложена в ряд

$$e^{\beta (T_{\text{нач}} - T_1)} e^{-t/\tau} = 1 + \beta (T_{\text{нач}} - T_1) e^{-t/\tau} + \\ + \frac{\beta^2 (T_{\text{нач}} - T_1)^2}{2!} e^{-2t/\tau} + \frac{\beta^3 (T_{\text{нач}} - T_1)^3}{3!} e^{-3t/\tau} + \dots \\ \dots + \frac{\beta^m (T_{\text{нач}} - T_1)^m}{m!} e^{-mt/\tau}. \quad (2-10)$$

Почленное интегрирование функций этого ряда даст:

$$Z_{t_1} = \frac{100}{D_{T_1}} t_1 + \frac{100}{D_{T_1}} \tau \left[\beta (T_{\text{нач}} - T_1) (1 - e^{-t_1/\tau}) + \right. \\ \left. + \frac{\beta^2 (T_{\text{нач}} - T_1)^2}{2 \cdot 2!} (1 - e^{-2t_1/\tau}) + \frac{\beta^3 (T_{\text{нач}} - T_1)^3}{3 \cdot 3!} \times \right. \\ \left. \times (1 - e^{-3t_1/\tau}) + \dots + \frac{\beta^m (T_{\text{нач}} - T_1)^m}{m m!} (1 - e^{-mt_1/\tau}) \right]. \quad (2-11)$$

Опыт показывает, что при практических расчетах износа изоляции шахтных трансформаторов можно ограничиться учетом первых трех членов ряда.

Введя обозначения

$$\Delta T' = T_{\text{нач}} - T_1, \quad (2-12)$$

представим выражение (2-11) в виде [Л. 15]:

$$Z_{t_1} = \frac{100}{D_{T_1}} t_1 + \frac{100}{D_{T_1}} \tau F \left(\Delta T'; \frac{t_1}{\tau} \right). \quad (2-13)$$

Для удобства расчетов значения функции F , входящей в (2-13), приведены в табл. 2-1 и 2-2 [Л. 15].

Выражение (2-13) позволяет определить долю израсходованного общего ресурса времени изоляции трансформатора при нагреве и охлаждении наиболее нагретой точки обмотки по экспоненциальному закону, например при определении допустимых систематических перегрузок.

2-2. Влияние нагрева на свойства главной изоляции кварцenaполненных трансформаторов

В качестве главной изоляции шахтных кварцenaполненных трансформаторов типа ТКШВС используется прессматериал типа АГ-4 (ГОСТ 10087-62) двух марок:

марка В: спутанное стекловолокно, покрытое связующей смолой Р-2, модифицированной поливинилбутиралем и анилином или полиамидной смолой и анилином;

$\Delta T', ^\circ\text{C}$ [illegible]

Значения функции $F(\Delta T', t_1/\tau)$ при $\Delta T' < 0$

$\Delta T', ^\circ\text{C}$	t_1/τ									
	0,1	0,25	0,5	0,75	1,0	1,5	2,0	2,5	3,5	5,0
-5	-0,0338	-0,0795	-0,1440	-0,1958	-0,2372	-0,2961	-0,3327	-0,3552	-0,3774	-0,3875
-10	-0,0562	-0,1337	-0,2460	-0,3389	-0,4148	-0,5255	-0,5951	-0,6391	-0,6830	-0,7032
-15	-0,0709	-0,1704	-0,3181	-0,4435	-0,5481	-0,7055	-0,8073	-0,8719	-0,9369	-0,9761
-20	-0,0809	-0,1959	-0,3699	-0,5210	-0,6484	-0,8448	-0,9756	-1,060	-1,145	-1,185
-25	-0,0871	-0,2126	-0,4061	-0,5776	-0,7278	-0,9596	-1,117	-1,220	-1,326	-1,376
-30	-0,0915	-0,2249	-0,4329	-0,6206	-0,7843	-1,047	-1,23	-1,350	-1,476	-1,536
-35	-0,0945	-0,2323	-0,4509	-0,6515	-0,8326	-1,123	-1,329	-1,466	-1,611	-1,68
-40	-0,0962	-0,2385	-0,4652	-0,6759	-0,8649	-1,180	-1,407	-1,560	-1,724	-1,803
-45	-0,0976	-0,2414	-0,4740	-0,6928	-0,8956	-1,232	-1,478	-1,648	-1,830	-1,918
-50	-0,0983	-0,2449	-0,4820	-0,7072	-0,9136	-1,269	-1,534	-1,718	-1,917	-2,015
-60	-0,0991	-0,2472	-0,4908	-0,7252	-0,9435	-1,330	-1,628	-1,839	-2,073	-2,19
-70	-0,0995	-0,2485	-0,4956	-0,7356	-0,9655	-1,373	-1,699	-1,935	-2,202	-2,337
-80	-0,0999	-0,2491	-0,4982	-0,7419	-0,9778	-1,404	-1,753	-2,013	-2,311	-2,464
-90	-0,1000	-0,2493	-0,4992	-0,7458	-0,9859	-1,426	-1,796	-2,077	-2,405	-2,576
-100	-0,1000	-0,2493	-0,4996	-0,7482	-0,9913	-1,448	-1,930	-2,129	-2,486	-2,674
-110	-0,1000	-0,2500	-0,4999	-0,7496	-0,9951	-1,461	-1,964	-2,174	-2,558	-2,763

марка С: стеклонити, собранные в ленту и покрытые таким же связующим материалом, как и материалы марки В.

Прессматериал термореактивен и предназначен для изготовления изделий конструктивного и электротехнического назначения, пригодных для работы при температуре от -60 до $+200^{\circ}\text{C}$. Характеристики материала АГ-4 приведены в [Л. 16].

Для оценки возможности применения стеклопластика АГ-4В в качестве главной изоляции кварцenaполненных трансформаторов были проведены исследования по определению его класса нагревостойкости, тангенса угла диэлектрических потерь, диэлектрической проницаемости и тока утечки [Л. 17].

Определение класса нагревостойкости стеклопластика АГ-4В производилось по методике, приведенной в ГОСТ 10518-63.

Изменение свойств стеклопластиков при исследованиях изучалось на стандартных образцах толщиной 4 мм и диаметром 100 мм, применяемых для определения электрической прочности пластмасс.

Для замедления термоокислительного разрушения материала АГ-4В в процессе старения стандартные образцы при исследованиях покрывались лаками К-47, К-57 и ГФ-95.

Исследования проводились при трех температурах старения: 180, 200 и 220°C при продолжительности нагрева образцов в каждом цикле соответственно 14, 4 и 1 сутки.

При каждой температуре старения исследовалось по 10 образцов, покрытых лаками и без покрытия. Исследования проводились повторяющимися циклами. Каждый цикл состоял из периода теплового старения при соответствующей температуре и испытания электрической прочности напряжением 16 кВ в течение 1 мин. Это напряжение соответствует испытательному напряжению главной изоляции кварцenaполненных трансформаторов.

Срок службы стеклопластика АГ-4В при данной испытательной температуре определялся в часах как суммарное время воздействия испытательной температуры во всех циклах испытаний за вычетом половины длительности периода нагрева в последнем цикле, после которого образец вышел из строя. После выхода из

строю всех образцов был определен средний срок службы стеклопластика АГ-4В при каждой испытательной температуре с учетом различных покрытий. Результаты испытаний были статистически обработаны по методике ГОСТ 10518-63. В результате были определены границы 95%-ной достоверности.

На рис. 2-2 приведена зависимость среднего срока службы образцов стеклопластика АГ-4В от температуры, полученная в результате исследований.

Из рис. 2-2 следует, что нагревостойкость стеклопластика АГ-4В, покрытого лаком К-57, при базовом сроке службы 20 000 ч равна 155 °С (класс F). Данные показывают также, что при температуре 130 °С срок службы стеклопластика АГ-4В без покрытия равен 57 000 ч, покрытого лаком К-47—72 000 ч, а покрытого лаком К-57—98 000 ч. При покрытии лаком ГФ-95 срок службы составляет 93% срока службы материала, покрытого лаком К-57.

В процессе исследований также определялись потери массы образцов стеклопластика АГ-4В без покрытия и покрытых лаками К-47, К-57 и ГФ-95.

На рис. 2-3 показана зависимость средних потерь массы стеклопластика АГ-4В от продолжительности старения при температуре 220 °С при различных покрытиях.

Тангенс угла диэлектрических потерь и диэлектрическая проницаемость стеклопластика АГ-4В определялись по методике ГОСТ 6433-52. Зависимости этих пара-

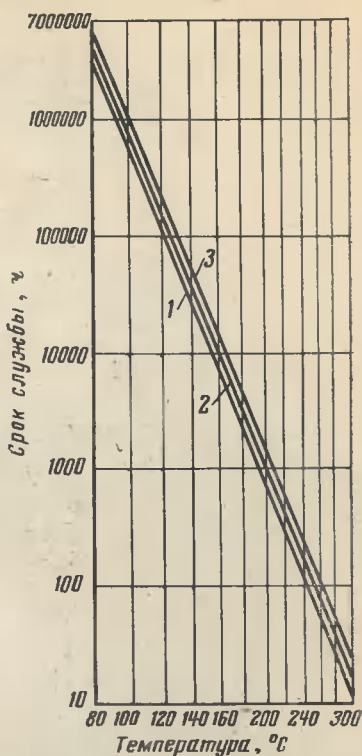


Рис. 2-2. Зависимость срока службы стеклопластика АГ-4В от температуры.

1 — стеклопластик без покрытия; 2 — стеклопластик, покрытый лаком К-47; 3 — стеклопластик, покрытый лаком К-57.

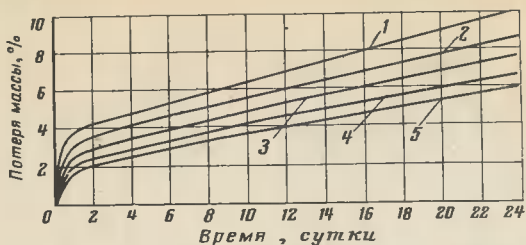


Рис. 2-3. Зависимость потери массы стеклопластика АГ-4В от продолжительности старения при температуре 220 °С.

1 — без покрытия; 2 — с покрытием лаком К-47; 3 — с покрытием лаком К-57; 4 — с двойным покрытием лаком К-47; 5 — с двойным покрытием лаком К-57.

метров от продолжительности воздействия температуры приведены на рис. 2-4 и 2-5. На рис. 2-4 показаны зависимости $\operatorname{tg} \delta$ и ϵ образцов после их термообработки при температуре 120 °С, а на рис. 2-5 — после старения при

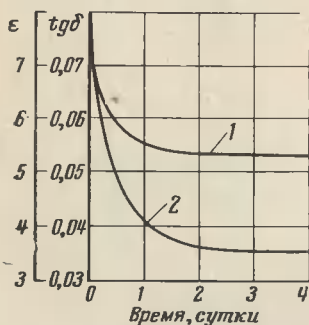


Рис. 2-4. Зависимости $\operatorname{tg} \delta$ (1) и ϵ (2) стеклопластика АГ-4В от продолжительности термообработки при температуре 120 °С.

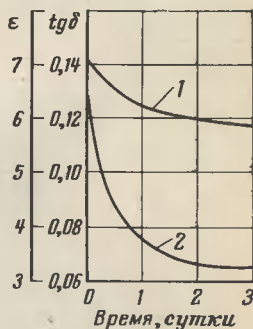


Рис. 2-5. Зависимости $\operatorname{tg} \delta$ (1) и ϵ (2) стеклопластика АГ-4В от продолжительности старения при температуре 220 °С.

температуре 220 °С предварительно термообработанных образцов.

Из рис. 2-4 и 2-5 видно, что в течение первых 48 ч $\operatorname{tg} \delta$ уменьшается почти в 2 раза, а ϵ — в 1,2—1,4 раза. При дальнейшем воздействии температуры оба параметра остаются практически без изменений.

В процессе исследований был изучен характер зависимости $\operatorname{tg} \delta$, ϵ и тока утечки $I_{\text{ут}}$ от температуры для стеклопластика АГ-4В, электрокартона и бумажно-бакелитового цилиндра.

Образцы электрокартона и бумажно-бакелитового цилиндра просушивались перед испытанием при температуре 100°C в течение 2 ч, а образцы стеклопластика АГ-4В без покрытия и покрытые лаком термообрабаты-

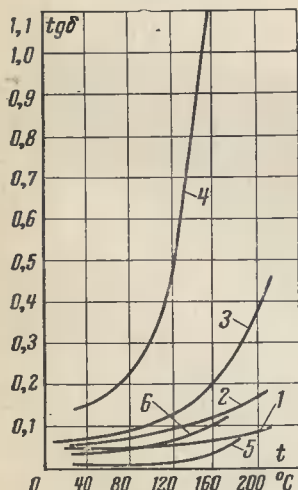


Рис. 2-6. Зависимость $\operatorname{tg} \delta$ различных изоляционных материалов от температуры.

1 — АГ-4В после старения при температуре 220°C ; 2 — АГ-4В, покрытый лаком К-47; 3 — АГ-4В после термообработки; 4 — АГ-4В без термообработки; 5 — электрокартон марки ЭВ; 6 — бумажно-бакелитовый цилиндр.

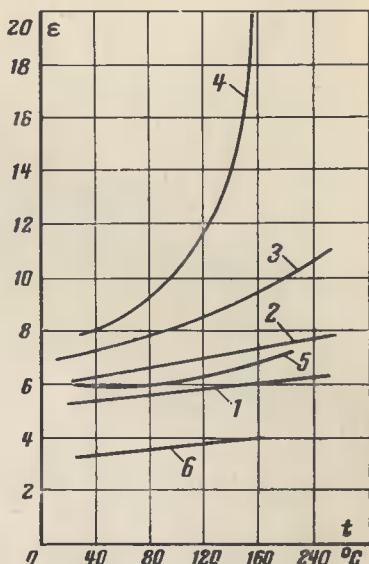


Рис. 2-7. Зависимость ϵ различных изоляционных материалов от температуры.

1, 2, 3, 4, 5 и 6 — то же, что и на рис. 2-6.

вались при температуре 120°C в течение 72 ч. Старение образцов стеклопластика АГ-4В производилось при температуре 220°C в течение 96 ч.

Результаты исследований показаны на рис. 2-6—2-8. Из приведенных зависимостей видно, что термообработка и покрытие лаком образцов стеклопластика АГ-4В

улучшают электрические характеристики, а характер изменения $\operatorname{tg} \delta$, ϵ и I_{yt} состаренных образцов стеклопластика АГ-4В от температуры имеет такой же вид, как и аналогичные зависимости для образцов электрокартона и бумажно-бакелитового цилиндра.

На рис. 2-9 приведена зависимость $\operatorname{tg} \delta$ от напряжения. Линейный характер зависимости указывает на от-

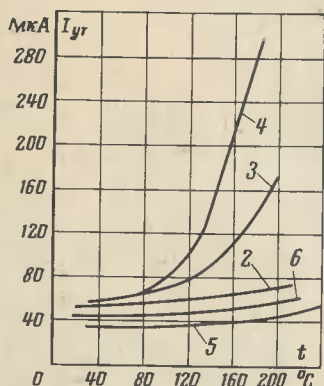


Рис. 2-8. Зависимость тока утечки различных изоляционных материалов от температуры.

2, 3, 4, 5 и 6 — то же, что и на рис. 2-6.

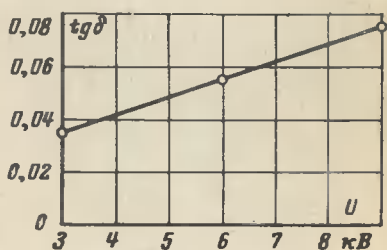


Рис. 2-9. Зависимость $\operatorname{tg} \delta$ стеклопластика АГ-4В от напряжения.

сутствие в стеклопластике АГ-4В газовых включений, в которых происходят ионизационные процессы, разрушающие изоляцию в процессе ее эксплуатации.

Кроме образцов материала были исследованы и детали из АГ-4В, которые прошли испытания на макетах и на опытных образцах.

2-3. Влияние нагрева на свойства изоляции шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением

Для шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением типа ТСШВ применена кремнийорганическая изоляция, соответствующая классу нагревостойкости Н.

Старение стеклотекстолитовых цилиндров

Условия испытания	Характеристика	
	ρ_V , Ом·см	$\text{tg}\delta$
Исходное состояние	$3,4 \cdot 10^{15}$	0,0139
До старения, после увлажнения при 20 °С в течение 21 ч при относительной влажности 96%	$1,8 \cdot 10^{14}$	0,0212
После теплового старения при 250 °С в течение 3 суток	—	0,0011
После теплового старения при 250 °С в течение 5 суток	—	0,0114
После увлажнения при 20 °С в течение 90 ч при относительной влажности 96%	$2,4 \cdot 10^{11}$	0,691
После теплового старения при 250 °С в течение 10 суток	—	0,153
После увлажнения при 20 °С в течение 90 ч при относительной влажности 96%	$7,2 \cdot 10^{10}$	0,41

Достоверных данных по влиянию нагрева на свойства изоляции данного класса применительно к условиям ее использования в шахтных сухих трансформаторах пока нет. Недостаточно известен также и коэффициент старения, соответствующий десяти-, а возможно, и двенадцатиградусному правилу.

В [Л. 18] приведены результаты исследования теплового старения стеклотекстолитовых цилиндров на лаке К-41, выполняющих роль главной изоляции между обмотками ВН и НН в шахтных трансформаторах типа ТСШВ. В табл. 2-3 приведены некоторые результаты этих исследований.

Тепловые испытания цилиндров были проведены по специальной программе, предусматривающей чередование выдержки при температуре 250 °С с выдержкой при 20 °С при относительной влажности $96 \pm 2\%$. Между этими этапами старения производились замеры диэлектрических характеристик.

Критерием прочности изоляционных цилиндров было принято испытание напряжением 16 кВ в течение 1 мин при частоте 50 Гц. Эта величина равна испытательному напряжению для главной изоляции обмоток ВН шахтных трансформаторов типа ТСШВ. Цилиндры подверга-

лись испытанию после каждого этапа теплового старения.

Электрическая прочность цилиндров в исходном состоянии составляла: $U_{\min}=44$ кВ; $U_{\max}=50$ кВ; $U_{\text{ср}}=46$ кВ. Измерение электрической прочности в нескольких точках одного из цилиндров, подвергнутых всем

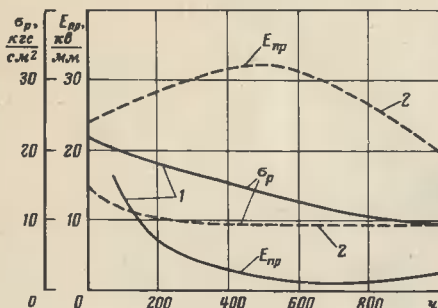


Рис. 2-10. Зависимость пробивной напряженности $E_{\text{пр}}$ и прочности на разрыв σ_r лакоткани ЛСК-7 и резиностеклоткани РСЛТ от времени теплового старения при температуре 250°C. 1 — ЛСК-7; 2 — РСЛТ.

этапам теплового старения, дало следующие результаты: $U_{\min}=31,5$ кВ; $U_{\max}=40$ кВ; $U_{\text{ср}}=36,3$ кВ.

Известны также данные по тепловому старению и некоторых других изоляционных материалов, применяемых в конструкции шахтных сухих трансформаторов.

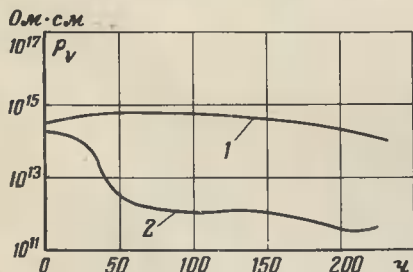


Рис. 2-11. Зависимость удельного объемного сопротивления гибкого теплоустойчивого миканита от времени старения при температуре 315°C.

1 — после старения; 2 — после старения и увлажнения.

На рис. 2-10 показано изменение электрической прочности и прочности на разрыв лакоткани ЛСК-7 и резиностеклоткани РСЛТ в процессе теплового старения. Из кривых следует, что резиностеклоткань обладает более высокой нагревостойкостью.

На рис. 2-11 приведены данные по тепловому старению миканита на полиалкилсилоксановой смоле.

Имеющиеся в литературе данные о сроке службы кремнийорганической изоляции шахтных сухих трансформаторов довольно противоречивы.

Так, в [Л. 19] указано, что срок службы кремнийорганической изоляции при температуре 180°C составляет 20 000 ч (рис. 2-12). По зарубежным данным в сухих герметизированных трансформаторах с естественным воздушным охлаждением срок службы этой изоляции при температуре наиболее нагретой точки обмоток 220°C составляет 4 года [Л. 20], а зависимость срока службы от температуры подчиняется десятиградусному правилу.

Достаточно полные функциональные исследования изоляционной системы шахтных сухих трансформаторов, проведенные на моделях, описаны в [Л. 21]. При функциональных исследованиях оценивают всю изоляционную систему трансформатора как единое це-

лое. Критерием срока службы является способность изоляционной системы трансформатора выполнять свою функцию при всех, имеющих место в эксплуатации условиях работы. Из этих условий вытекают требования к конструкции модели и методике исследований. Модели должны быть изготовлены в соответствии с нормальными технологическими процессами и должны отражать особенности реальной конструкции с точки зрения тепловых, электрических и механических нагрузок. Учитывая, что трансформатор представляет собой сложный комплекс изоляционных конструкций, для оценки срока его службы в целом следует при испытаниях как можно ближе воссоздать условия износа его изоляции в эксплуатации.

Исследования срока службы шахтных сухих трансформаторов были проведены на 30 моделях изоляционной конструкции трансформатора шахтной передвижной подстанции типа ТСШВП-180/6. Обмотки ВН и НН модели были намотаны проводом ПСДК. Обмотка НН вы-

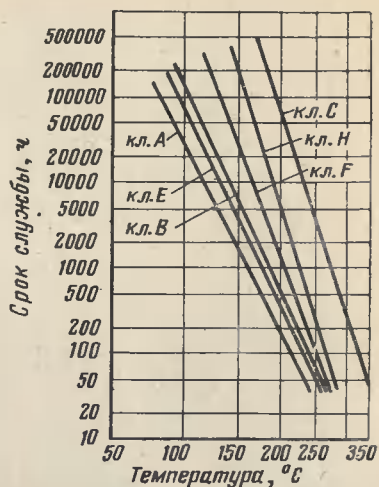


Рис. 2-12. Зависимость средней продолжительности срока службы изоляции различной нагревостойкости от температуры.

полнена слоевой с изоляцией между слоями из гибкого стеклослюдинита, а обмотка ВН — непрерывной из шести катушек двумя параллельными проводами. Между обмотками ВН и НН установлен стеклотекстолитовый цилиндр толщиной 5 мм, изготовленный на лаке К-41. Нагрев обмоток производился в специальной оболочке переменным током частотой 50 Гц.

Цикл испытания включал нагрев при температуре старения, механическую нагрузку (вибрацию), увлажнение и испытание напряжением частотой 50 Гц. Длительность периода нагрева в цикле для каждой температуры старения (230, 250 и 270°C) составляла соответственно 14, 7 и 1 сутки.

После теплового старения модели устанавливались на вибростенд и подвергались вибрации в течение 10—15 мин с амплитудой 0,3 мм и частотой 100 Гц. Относительная влажность воздуха составляла 98—100% при температуре $20 \pm 5^\circ\text{C}$.

После увлажнения модели измерялись следующие параметры: сопротивление изоляции, тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg } \delta$ и относительное изменение емкости $\Delta C/C$. Затем проводились испытания напряжением в течение 1 мин: обмотки ВН — 16 кВ, обмотки НН — 2 кВ, межвитковой изоляции — 300 В. Испытания электрической прочности являлись критерием выхода моделей из строя.

В результате исследований был определен непрерывный срок службы изоляции шахтных сухих трансформаторов, который при температуре 180°C составил 126 000 ч.

Целесообразно считать срок службы кремнийорганической изоляции в шахтных трансформаторах при температуре 180°C равным 20 000 ч [Л. 19]. В этом случае при расчетах износа изоляции и определении нагрузочной способности шахтных сухих трансформаторов будет обеспечиваться определенный запас, гарантирующий достаточную степень надежности конструкции.

До накопления достаточно полных данных по сроку службы шахтных сухих трансформаторов введение такого запаса при расчетах нагрузочной способности вполне оправдано. Это подтверждается еще и тем, что результаты исследований старения изоляции, проводимых различными авторами, обычно значительно различаются. Так, для достаточно хорошо исследованной изоляции

класса А сроки службы при одних и тех же температурах по данным различных авторов различаются во много раз [Л. 22].

Глава третья

НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ШАХТНЫХ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3-1. Режимы работы трансформаторов

Режимы работы и графики нагрузки шахтных участков трансформаторов и подстанций характеризуются большой неравномерностью нагрузки как в течение суток, так и в течение отдельных рабочих смен.

Под графиком нагрузки понимают изменение активной мощности $P=f(t)$ или тока $I=f(t)$ во времени.

К показателям, характеризующим режим работы и графики нагрузки шахтных трансформаторов, могут быть отнесены: коэффициенты использования по активной мощности и току, коэффициент максимума, коэффициент спроса, коэффициент заполнения суточного графика нагрузки, коэффициент формы графика, коэффициент загрузки.

Величина потребляемой мощности выемочного участка угольной шахты определяется установленной мощностью электроприемников и характером механизации. Последний в свою очередь определяется горно-геологическими условиями, к числу которых в первую очередь относятся: мощность пласта, его залегание, крепость угля и окружающих пород. Разнообразие этих условий привело к созданию для угольной промышленности значительного количества горных машин, различных по конструкции и мощности.

Большое количество типов горных машин и сочетание их в самых различных комбинациях обуславливает большой разброс коэффициента спроса выемочных участков.

Известно также, что природные условия угольных месторождений могут изменяться даже в пределах одного участка шахты. Главным образом, это относится к углу падения пласта, его мощности, крепости угля и т. п. Различия условий могут быть столь существенны

ми, что нагрузка одного и того же комплекса машин может значительно различаться.

Зависимость коэффициента спроса от природных условий, изменение которых не подчиняется какой-либо определенной закономерности, обуславливает крайне приближенный характер графика нагрузки шахтных участков трансформаторов.

Суммарный график нагрузки определяется наложением графиков нагрузки индивидуальных приемников, причем это наложение определяется характером связи между работой отдельных механизмов.

Следствием широкого внедрения комплексной механизации на угольных шахтах является все большая зависимость между работой отдельных механизмов и машин выемочного участка. В большинстве случаев остановка одного механизма приводит к нарушению работы всего технологического комплекса или конвейерной линии транспорта угля. Технологический процесс производства обуславливает в данном случае определенные взаимосвязи в работе электроприемников.

С точки зрения взаимосвязей все приемники могут быть разделены на четыре основные группы: синфазные, асинфазные, независимые и антифазные [Л. 23].

Кратко рассмотрим взаимосвязи между участковыми электроприемниками.

Синфазные приемники работают только одновременно, причем их нагрузки взаимозависимы. При увеличении нагрузки одного пропорционально увеличивается нагрузка других, например угольный комбайн и конвейерная линия в забое.

Асинфазные приемники работают как одновременно, так и частично разновременно, причем нагрузки приемников независимы. Асинфазность проявляется в том, что вся группа приемников должна работать в одну и ту же смену, так как остановка одного из них приводит спустя некоторое время к остановке всех остальных. Например: угольный комбайн и маневровая лебедка под лавой или опрокидыватель и ленточный конвейер.

Антифазные приемники работают только разновременно, например породопогрузочная машина и колонковое сверло или маневровая лебедка и опрокидыватель.

Часть приемников участка являются независимыми. У этих приемников отсутствует связь между периодами включения и загрузки. К таким приемникам относятся

различные вспомогательные механизмы, например насосы участкового водоотлива, вентиляторы местного проветривания.

Анализ характера взаимосвязей в работе электроприемников добычного участка имеет большое значение для определения максимальных электрических нагрузок. Так, наличие синфазных и асинфазных приемников ведет к увеличению максимума нагрузки при одной и той же установленной мощности по сравнению с группой независимых приемников [Л. 23].

Влияние взаимосвязей в работе приемников особенно велико для механизмов одной лавы при наличии угольного комбайна и конвейерной линии для доставки угля.

Таким образом, наличие технологических связей в работе шахтных участковых электроприемников обуславливает одновременность их работы и позволяет сделать вывод о корреляционной связи загрузки механизмов [Л. 23]. Отсюда вытекают особенности графиков нагрузок шахтных участковых трансформаторов: большая неравномерность и высокие значения коэффициента спроса K_c .

Анализ работ, в которых приведены результаты исследований режимов работы и графики нагрузки шахтных участковых трансформаторов, позволяет сделать некоторые выводы по количественной оценке отдельных показателей, характеризующих графики нагрузки шахтных трансформаторов.

Так, результаты исследований графиков нагрузки шахтных трансформаторов, приведенные [Л. 8], показывают, что 30-минутные максимумы активной мощности не превышают номинальной мощности трансформатора; коэффициент заполнения графика $K_{зап}$ колеблется в пределах 0,2—0,64; коэффициент загрузки трансформатора за сутки $K_{заг}$ составляет 0,2—0,4, а эффективное время работы $T_{эф}$ трансформаторов за сутки не превышает 9,5 ч.

Анализ суточных графиков нагрузки указывает на значительную неравномерность нагрузок трансформаторов по отдельным сменам, в результате чего $K_{зап}$ и $K_{заг}$ для максимально загруженных смен значительно больше соответствующих суточных значений. Так, значение сменного коэффициента заполнения $K_{зап.см}$ достигает 0,75, а $K_{заг.см}$ — 0,62.

На рис. 3-1 в качестве примера приведен график нагрузки трансформатора [Л. 8] при режиме работы участка в три рабочие смены длительностью по 6 ч с перерывом между ними 1 ч и с нагрузкой, равной 25% номинальной в оставшиеся 4 ч.

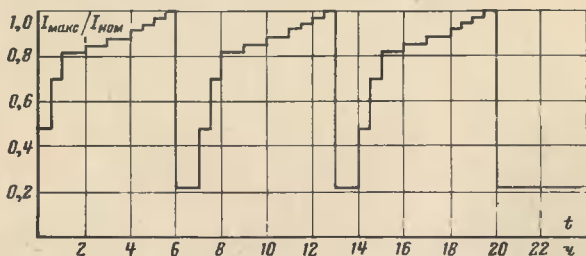


Рис. 3-1. Упорядоченный суточный график нагрузки шахтного участкового трансформатора.

Данный график нагрузки имеет $K_{\text{зап}} \approx 0,68$. Максимумы нагрузок длительностью по 30 мин внутри смен размещены в порядке их возрастания.

Приведенный на рис. 3-1 график является характерным только для одного участка, на котором проводились указанные исследования. Построение типового графика нагрузки шахтного участкового трансформатора не представляется возможным из-за разнообразия условий работы оборудования.

3-2. Допустимые систематические перегрузки

Допустимые систематические перегрузки трансформатора и их продолжительность зависят от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и допускаемого износа изоляции трансформатора. Температура охлаждающей среды в условиях угольных и сланцевых шахт не имеет столь резко выраженных сезонных колебаний, как это имеет место для общепромышленных трансформаторов, и в соответствии с [Л. 10] может быть принята равной 35 °С.

При определении допустимых систематических перегрузок за расчетную температуру изоляции трансформатора следовало бы принимать температуру «наиболее слабой точки», т. е. точки, в которой наиболее вероятно повреждение изоляции из-за совместного действия тепловых, электрических и механических нагрузок [Л. 20].

Однако на практике найти такую точку в трансформаторе не представляется возможным. Поэтому при рас-



Рис. 3-2. Преобразование реального графика нагрузки в эквивалентный.

четах приходится исходить из температуры «наиболее нагретой точки», полагая, что температура «наиболее слабой точки» отличается от нее незначительно.

Для определения нагрузочной способности трансформатора целесообразно заданный график нагрузки преобразовать в прямоугольный двухступенчатый график, эквивалентный в тепловом отношении исходному. Такой график обозначен пунктирной линией на рис. 3-2 [Л. 24]. При преобразовании графика нагрузки в эквивалентный прямоугольный следует исходить из того, что неизменная нагрузка эквивалентна переменной с точки зрения нагрева, если потери трансформатора в обоих случаях одинаковы.

Величина эквивалентной нагрузки $I_{\text{э}}$ определяется по формуле из [Л. 24]

$$I_{\text{э}} = I_{\text{ном}} \sqrt{\frac{L_1^2 t_1 + L_2^2 t_2 + \dots + L_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}, \quad (3-1)$$

где $L_1; L_2; \dots; L_n$ — ступени средних значений нагрузок в долях номинального тока; $t_1; t_2; \dots; t_n$ — длительности ступеней нагрузок, ч.

Эквивалентный максимум нагрузки $I_{\text{э.м}}$ — это значение нагрузки, полученное по формуле (3-1), за период максимума, т. е. за время, в течение которого нагрузка по заданному графику превышает номинальную.

Эквивалентная начальная нагрузка $I_{\text{э.н}}$ — это значение нагрузки, полученное по формуле (3-1), за время, равное трем постоянным времени 3τ , предшествующее началу максимума нагрузки. Как известно, за это время

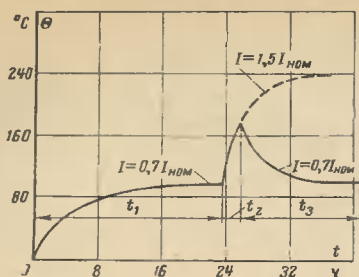


Рис. 3-3. Кривая нагрева и охлаждения наиболее нагретой точки изоляции шахтного трансформатора типа ТСШВ-100/6 при перегрузке $I = 1,5 I_{\text{НОМ}}$ после установившегося режима нагрузки $I = 0,7 I_{\text{НОМ}}$.

тепловой режим трансформатора практически достигает установившегося состояния.

Значение постоянной времени τ , соответствующее заданному режиму нагрузки, может быть определено при помощи зависимостей, приведенных в гл. 1.

Если заданный график нагрузки содержит два максимума, то расчет эквивалентного максимума нагрузки $I_{\text{э.м}}$ необходимо вести для того максимума, у которого $\sum L_i^2 t_i$ больше. При этом, если больший максимум является вторым по времени, первый максимум учиты-

вается в эквивалентной начальной нагрузке в той мере, в какой он входит в период времени, равный 3τ .

Если же больший максимум является первым, то эквивалентная начальная нагрузка условно определяется за время 3τ после конца первого максимума и при этом второй максимум учитывается в той мере, в какой он входит в указанное время.

При расчете допустимых систематических перегрузок шахтных трансформаторов эквивалентный прямоугольный график нагрузки принят таким, что после истечения интервала максимума нагрузки она уменьшается скачком до значения $I_{\text{э.н}}$ соответствующего предшествующей нагрузке.

При известном преобразованном эквивалентном двухступенчатом графике нагрузки по уравнениям (1-23) и (1-25) для кварценополненных трансформаторов и по уравнениям (1-32) и (1-33) для сухих трансформаторов могут быть построены кривые нагрева и охлаждения наиболее нагретой точки изоляции трансформатора, соответствующие данному графику (рис. 3-3). Используя кривые нагрева и охлаждения по зависимости (2-13), можно определить износ изоляции при перегрузках.

Величины допустимых систематических перегрузок шахтных трансформаторов определяются из условия, что износ изоляции за суточный цикл нагрева и охлаж-

дения получается таким же, как и при номинальной температуре наиболее нагретой точки изоляции трансформатора в течение 24 ч, т. е. равен нормальному суточному износу изоляции.

Номинальное превышение температуры наиболее нагретой точки изоляции для кварцenaполненных транс-

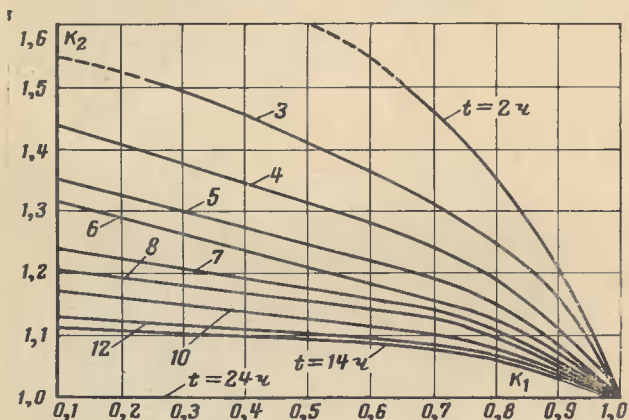


Рис. 3-4. Нагрузочная способность шахтных кварцenaполненных трансформаторов типа ТКШВС.

форматоров составляет 120°C (рис. 1-10), а для трансформаторов типа ТСШВ — 145°C (рис. 1-11). Поэтому при температуре охлаждающей среды $T_{\text{охл}} = 35^{\circ}\text{C}$ температура наиболее нагретой точки изоляции, при которой износ принято считать нормальным, составляет для кварцenaполненных трансформаторов 155°C , а для сухих типа ТСШВ — 180°C .

На рис. 3-4 и 3-5 приведены зависимости коэффициента превышения нагрузки K_2 от коэффициента начальной нагрузки K_1 и длительности максимума нагрузки t для шахтных взрывобезопасных трансформаторов.

Все расчетные значения перегрузок шахтных трансформаторов были проверены экспериментально на натурных образцах трансформаторов типов ТКШВС-250/6, ТСШВ-63/6 и ТСШВ-400/6.

При экспериментальных исследованиях нагрузочной способности критерием нагрева изоляции являлся нагрев в наиболее нагретых точках обмоток, который контролировался с помощью термопар. Примерный характер кривой нагрева приведен на рис. 3-5.

По экспериментальной кривой нагрева рассчитывался износ изоляции, причем длительность перегрузки выбиралась таким образом, чтобы суммарный износ изоляции за суточный цикл нагрева и охлаждения составлял одни сутки. При этом определялся и допустимый нагрев наиболее нагретой точки для каждого режима перегрузки.

Так, например, для кварцenaполненных трансформаторов допустимое превышение температуры наиболее

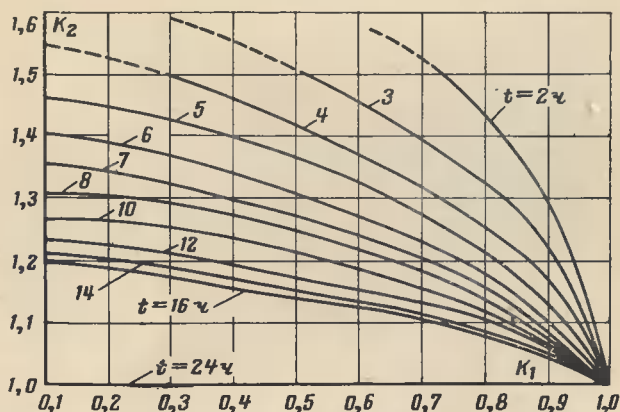


Рис. 3-5. Нагрузочная способность шахтных сухих трансформаторов типа ТСШВ.

нагретой точки при перегрузке $I = 1,6 I_{\text{ном}}$ после режима нагрузки $I = 0,4 I_{\text{ном}}$ составляет 157°C , а температура в той же точке 192°C ; для трансформаторов типа ТСШВ в том же режиме соответственно превышение температуры 180°C и температура 215°C . Очевидно, что допустимый нагрев наиболее нагретой точки изменяется в зависимости от режима перегрузки и предшествующей нагрузки. Так, при изменении режима перегрузки от $1,1 I_{\text{ном}}$ до $1,6 I_{\text{ном}}$ после установившегося режима нагрузки $I = 0,4 I_{\text{ном}}$ допустимое превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки кварцenaполненных трансформаторов изменяется от 147 до 157°C , а для трансформаторов типа ТСШВ — соответственно от 161 до 180°C .

3-3. Аварийные перегрузки

Допустимые аварийные перегрузки шахтных взрывобезопасных трансформаторов устанавливаются независимо от длительности предшествующей нагрузки. Нормы аварийных перегрузок шахтных взрывобезопасных трансформаторов были установлены по результатам тепловых исследований натурных образцов шахтных кварценополненных трансформаторов типа ТКШВС мощностью 160, 200, 250 и 320 кВ·А и сухих трансформаторов типа ТСШВ мощностью 63, 100, 180 и 400 кВ·А.

На рис. 3-6 приведены кривые нагрева и охлаждения наиболее нагретой точки обмотки трансформатора типа ТСШВ-100/6, определенные по показаниям термомпары при перегрузке $1,6 I_{ном}$ после установившейся номинальной нагрузки.

Критерием длительности аварийных перегрузок шахтных взрывобезопасных трансформаторов была принята наибольшая температура наиболее нагретой точки обмоток в течение времени перегрузки.

При этом для шахтных кварценополненных трансформаторов типа ТКШВС допустимая температура наиболее нагретой точки при аварийных перегрузках принята равной 200°C , а для сухих трансформаторов типа ТСШВ — 240°C .

В табл. 3-1 указаны допустимая величина и продолжительность аварийных перегрузок шахтных взрывобезопасных трансформаторов типов ТКШВС и ТСШВ.

Износ изоляции шахтных трансформаторов при аварийных перегрузках определяется по формуле (2-13), используемой и для определения износа при допустимых систематических перегрузках.

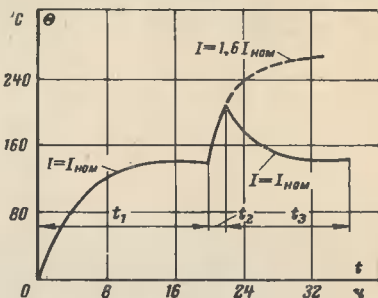


Рис. 3-6. Кривая нагрева и охлаждения наиболее нагретой точки обмотки шахтного трансформатора типа ТСШВ-100/6 при аварийной перегрузке $I = 1,6 I_{ном}$ после установившегося номинального режима нагрузки $I = I_{ном}$.

Таблица 3-1
Аварийные перегрузки шахтных трансформаторов

Величина аварийной перегрузки $I/I_{ном}$	Допустимая продолжительность перегрузки, мин	
	Трансформатор ТКШВС	Трансформатор ТСШВ
1,4	180	240
1,5	140	180
1,6	90	120
1,75	45	60
2,0	8	12

Таблица 3-2

**Старение изоляции шахтных трансформаторов
при перегрузках**

Величина аварийной перегрузки $I/I_{\text{ном}}$	Износ изоляции, сутки	
	Трансформатор ТКШВС	Трансформатор ТСШВ
1,4	9,0	11,63
1,5	8,5	10,21
1,6	8,0	9,83
1,75	7,4	9,0
2,0	6,9	8,0

В табл. 3-2 приведена примерная «стоимость» аварийных перегрузок шахтных взрывобезопасных трансформаторов, определенная из условия, что нагрузка трансформатора после окончания аварийной перегрузки скачком переходит до значения предшествующей номинальной нагрузки.

3-4. Износ изоляции трансформаторов при коротких замыканиях

Шахтные трансформаторы должны выдерживать без повреждения аварийные короткие замыкания.

Наибольший установившийся ток короткого замыкания трансформаторов с учетом реактивного сопротивления питающей сети может быть определен по формуле

$$I_{\text{к.з}} = \frac{100I_{\text{ном}}}{u_{\text{к.з}} \left(1 + \frac{100S_{\text{ном}}}{u_{\text{к.з}} S_{\text{к.з}}} \right)}, \quad (3-2)$$

где $I_{\text{ном}}$ — номинальный ток трансформатора, А; $S_{\text{ном}}$ — номинальная мощность трансформатора, МВ·А; $S_{\text{к.з}}$ — мощность короткого замыкания сети, МВ·А; $u_{\text{к.з}}$ — напряжение короткого замыкания трансформатора, %.

Согласно ГОСТ 11677-65 при установившихся токах короткого замыкания температура обмоток трансформатора, вычисленная исходя из начальной температуры, равной сумме максимальной температуры охлаждающей среды и превышения температуры наиболее нагретой точки обмотки при номинальном режиме нагрузки для изоляции классов В, F и H, не должна превышать 350 °С.

Превышение температуры обмотки трансформатора в режиме короткого замыкания с учетом зависимости активного сопротивления меди обмотки от температуры описывается следующим выражением [Л. 1]:

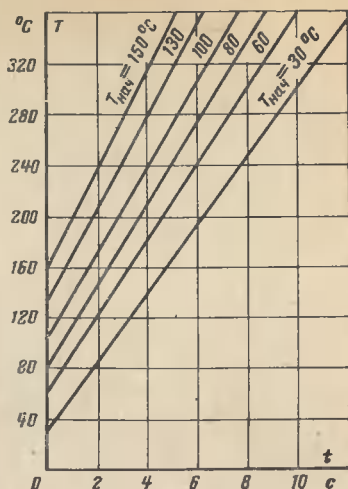
$$\Theta = (235 + T_{\text{нач}}) (e^{K_1 \delta t} - 1), \quad (3-3)$$

где

$$K_1 = \frac{10^3}{C\gamma\chi_{\text{н}}(135 + T_{\text{нач}})}$$

— постоянный множитель; $C=400$ Вт·с/(кг·°С) — удельная теплоемкость меди; $\gamma=8,9$ кг/дм³ — плотность меди; $\chi_{\text{н}}$ — электро-

Рис. 3-7. Зависимость температуры наиболее нагретой точки обмотки шахтных трансформаторов типа ТКШВС от времени короткого замыкания t и начальной температуры $T_{\text{нач}}$.



проводность меди, соответствующая начальной температуре $T_{\text{нач}}$, $\text{м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$; t — время короткого замыкания, с.

По зависимости (3-3) для шахтных трансформаторов типа ТКШВС определена конечная температура обмоток при коротком замыкании $T_{\text{к}}$ при различных значениях начальной температуры $T_{\text{нач}}$ и различном времени короткого замыкания. Результаты расчетов приведены в табл. 3-3 и на рис. 3-7. Износ изоляции трансформаторов за время короткого замыкания может быть определен по формуле (2-7).

Таблица 3-3

Нагрев обмоток трансформаторов при коротких замыканиях

Длительность короткого замыкания, с	Конечная температура при коротком замыкании $T_{\text{к}}$ °C при начальной температуре, °C					
	30	60	80	100	130	150
1	54	87	108	130	164	196
2	78	113	137	160	198	235
3	104	143	168	194	232	274
4	133	175	203	231	272	312
5	165	210	241	271	316	354

После отключения короткого замыкания температура изоляции обмотки начиная от температуры $T_{\text{к}}$ уменьшается по экспоненциальной зависимости и достигает установившегося значения за время, равное 3—4 постоянным времени обмотки. Пользуясь кривой охлаждения по зависимости (2-13), можно определить расход общего ресурса времени в процессе остывания.

Анализ расчетных данных позволяет сделать вывод о том, что использование ресурса времени трансформатора при коротких замыканиях происходит в основном в процессе охлаждения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Готтер Г. Нагревание и охлаждение электрических машин. М. — Л., Госэнергоиздат, 1961.
2. Whitman L. C., Holcoub I. R. Transient temperature rise of transformers. — «Power Apparatus and Systems», 1963, № 64.

3. Беккер Р. Г., Михайленко Э. П. К вопросу о тепловом расчете трансформаторов с кварцевым заполнением. — В кн.: Взрывобезопасное электрооборудование, вып. 1. М., «Недра», 1964.

4. Плетнев А. И., Михайленко Э. П., Стельмах Е. В., Каськова Н. И. Нагрев шахтных кварцenaполненных трансформаторов с главной изоляцией из стеклопластиков. «Электротехническая промышленность», 1970, № 1.

5. Шницер Л. М. Тепловой процесс в сухом трансформаторе. — «Электричество», 1948, № 4.

6. Bach. Über die Erwärmung des n-Körper-Systems. Archiv für Elektrotechnik, 1933, S. 749.

7. Михайленко Э. П., Стельмах Е. В., Мисюра А. Г. Исследование нагрева шахтных кварцenaполненных трансформаторов типа ТКШВС. — В кн.: Взрывобезопасное электрооборудование, вып. 5. М., «Энергия», 1967.

8. Селищев А. Н. Повышение надежности горного электрооборудования и улучшение информации о его работе. М., «Недра», 1967.

9. Аронов Р. Г. Методы расчетов тепловых процессов в активных материалах электрических конструкций. Киев, Гостехиздат УССР, 1938.

10. ГОСТ 15542-70. Трансформаторы шахтные силовые взрывобезопасные. Общие технические требования.

11. Рустамов Н. Ю. Зависимость от потерь температуры сухого трансформатора в неустановившемся режиме. — «Электротехника», 1967, № 10.

12. Андрианов К. А. Высокомолекулярные соединения для электрической изоляции. М. — Л., Госэнергоиздат, 1961.

13. Андрианов К. А. Теплостойкие кремнийорганические диэлектрики. М. — Л., Госэнергоиздат, 1957.

14. Whitman L. C. Insulation ageing in clean hydrogen and vacuum atmosphere. — «Electrical Engineering», 1958, № 9.

15. Borsani M. — «Elettrificazione», 1964, № 12.

16. Зайцев И. И., Кубрак А. И., Плетнев А. И., Шолов В. В. Кварцenaполненные взрывобезопасные шахтные трансформаторы и подстанции. М., «Энергия», 1970.

17. Плетчев А. И., Мисюра А. Г., Михайленко Э. П. Исследование некоторых характеристик главной изоляции шахтных трансформаторов. «Электротехническая промышленность», 1968, № 32.

18. Герасимов Ю. И., Фридман Г. Б. Шахтные взрывобезопасные трансформаторные подстанции. Госэнергоиздат, 1961.

19. Изоляция электрических машин. (Сб. докладов). М., ЦБТИ НИИ электропромышленности, 1958.

20. Бернштейн И. Я. Износ изоляции и нагрузочная способность. — В кн.: Трансформаторы. Серия «Энергетика за рубежом», вып. 5. М. — Л., Госэнергоиздат, 1960.

21. Фридман Г. Б. Старение изоляции и нагрузочная способность шахтного трансформатора. — «Электротехника», 1965, № 12.

22. Итоги науки и техники. Электрические машины и аппараты, ВИНТИ, 1966.

23. Денисов А. А. Определение расчетных электрических нагрузок участковых трансформаторных подстанций угольных шахт Донбасса. Автореферат диссертации. Новочеркасск, 1961.

24. Трансформаторы (и автотрансформаторы) силовые масляные. Нагрузочная способность ГОСТ 14209-69.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. Нагрев шахтных взрывобезопасных трансформаторов при нестационарных режимах нагрузки . . .	4
1-1. Конструктивные особенности трансформаторов и способы теплопередачи	4
1-2. Удельная тепловая нагрузка и превышение температуры	12
1-3. Тепловая постоянная времени	15
1-4. Уравнения нагрева кварценаполненных трансформаторов при нестационарных тепловых режимах	22
1-5. Уравнения нагрева шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением при нестационарных тепловых режимах	26
Глава вторая. Влияние нагрева на срок службы изоляции шахтных взрывобезопасных трансформаторов . . .	28
2-1. Старение изоляции	28
2-2. Влияние нагрева на свойства главной изоляции кварценаполненных трансформаторов	33
2-3. Влияние нагрева на свойства изоляции шахтных сухих трансформаторов с естественным воздушным охлаждением	40
Глава третья. Нагрузочная способность шахтных взрывобезопасных трансформаторов	45
3-1. Режимы работы трансформаторов	45
3-2. Допустимые систематические перегрузки	48
3-3. Аварийные перегрузки	53
3-4. Износ изоляции трансформаторов при коротких замыканиях	54
Литература	55

Цена 15 коп.