



ТРАНСФОРМАТОРЫ

И.И. ЗАЙЦЕВ, А.И. КУБРАК,
А.И. ПЛЕТНЕВ, В.В. ШИЛОВ

КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫЕ
ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫЕ
ШАХТНЫЕ
ТРАНСФОРМАТОРЫ
И ПОДСТАНЦИИ



с. 1424 755 ✓

48

ЛИСТОК СРОКА ВОЗВРАТА

КНИГА ДОЛЖНА БЫТЬ
ВОЗВРАЩЕНА НЕ ПОЗЖЕ
УКАЗАННОГО ЗДЕСЬ СРОКА

Колич. пред. выдач

02 МАР 2011

Л

11611—1967. ППФ Гознака.

Т Р А Н С Ф О Р М А Т О Р Ы

Выпуск 21

И. И. ЗАПЦЕВ, А. И. КУБРАК,
А. И. ПЛЕТНЕВ, В. В. ШИЛОВ

КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫЕ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫЕ ШАХТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И ПОДСТАНЦИИ



«ЭНЕРГИЯ»

МОСКВА 1970

6П2.1.081+6П2.11

К 32

УДК 621.314-213.34+621.311.42

РЕДАКЦИОННАЯ КОЛЛЕГИЯ:

Г. В. Алексенко, В. В. Бритчук, Е. В. Веремей, И. Д. Воеводин,
Б. Б. Гельперин, М. Г. Рукасян, Ф. А. Дорожко, А. И. Майорец,
Н. И. Назаревский, Г. Н. Петров, С. И. Рабинович,
С. П. Розанов, А. В. Сапожников

К 32 Кварцenaполненные взрывобезопасные шахтные трансформаторы и подстанции. М., «Энергия», 1970.

176 с. с илл. (серия «Трансформаторы», вып. 21).

Перед загл. авт.: И. И. Зайцев, А. И. Кубрак,
А. И. Плетнев, В. В. Шилов.

В книге даны методы электромагнитного, теплового и механического расчетов кварцenaполненных взрывобезопасных трансформаторов, рассмотрены вопросы взрывозащиты кварцenaполненных трансформаторов, описаны условия работы шахтных трансформаторов и подстанций, приведены их эксплуатационные и энергетические характеристики.

Довольно подробно описана конструкция, технология изготовления и испытания кварцenaполненных трансформаторов и подстанций, рассмотрены свойства применяемых изоляционных и активных материалов.

Книга предназначена для работников, занимающихся эксплуатацией и ремонтом кварцenaполненных трансформаторов и подстанций, а также для инженерно-технических работников, занятых разработкой взрывобезопасного электрооборудования.

3-3-10

150-69

6П2.1.081+6П2.11

Зайцев Игорь Иванович, Кубрак Анатолий Иванович,
Плетнев Анатолий Иванович, Шилов Виктор Васильевич

Кварцenaполненные взрывобезопасные шахтные трансформаторы и подстанции

Редактор С. И. Рабинович

Обложка художника Л. А. Иванова

Технический редактор Г. Г. Абрамова

Корректор Г. Г. Желтова

дано в набор 11/VIII 1969 г.

Подписано к печати 17/II 1970 г.

T-04047

Формат 84×108^{1/32}

Бумага типографская № 1

Усл. печ. л. 9,24

Уч.-изд. л. 10,15

Тираж 4 500 экз.

Цена 54 коп.

Зак. 2306

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

Московская типография № 10 Главполиграфпрома
Комитета по печати при Совете Министров СССР.
Шлюзовая наб., 10.

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

ПРЕДИСЛОВИЕ

Увеличение добычи угля путем повышения производительности труда и ввода новых шахт как в истекающем, так и в предстоящем пятилетии 1971—1975 гг. возможно лишь при достаточно высокой энерговооруженности и механизации очистных и подготовительных работ.

В настоящее время питание шахтных сетей осуществляется взрывобезопасными трансформаторами и подстанциями типа ТКШВП и ТКШВПС Донецкого энергозавода и типа ТСШВП Хмельницкого завода трансформаторных подстанций.

В 1958—1960 гг. МакНИИ были проведены исследования по определению взрывозащитных свойств кварцевого песка, а институтом Гипронисэлектрошахт в 1959—1964 гг. разработана серия шахтных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций мощностью 75, 100, 135, 180, 240 и 320 *квa*. В 1965—1967 гг. эта серия была полностью модернизирована по новой шкале мощностей 160, 200, 250 и 320 *квa*.

В настоящей книге, написанной сотрудниками института Гипронисэлектрошахт, рассмотрены вопросы проектирования, изготовления, испытания, а также особенности эксплуатации шахтных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций с кварцевым заполнением и обобщен многолетний опыт работы авторов в области взрывозащищенного электрооборудования.

Авторы глубоко признательны С. И. Рабиновичу за ценные замечания и советы, которые он дал при рецензировании и редактировании книги.

Авторы

ГЛАВА ПЕРВАЯ

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ ПЕРЕДВИЖНОЙ ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАЦИИ И ТРАНСФОРМАТОРА В УСЛОВИЯХ ШАХТЫ

1-1. НАПРАВЛЕНИЯ В РАЗВИТИИ СХЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ШАХТНЫХ ДОБЫЧНЫХ МЕХАНИЗМОВ

Большинство шахтных механизмов, которыми осуществляется угледобыча (врубковые машины и комбайны, погрузочные машины, конвейерные транспортеры и т. п.) в связи со спецификой горных разработок периодически перемещаются вслед за продвижением забоев. Для обеспечения нормальной бесперебойной работы этих механизмов необходимо осуществить электроснабжение, которое обеспечило бы: а) необходимое количество электроэнергии; б) поддержание нормального напряжения на зажимах приемников электроэнергии; в) безопасность и экономичность всех элементов системы электроснабжения; г) быстроту и легкость присоединения к сети и отсоединения электрооборудования от сети и удобство его перемещения.

Классическая схема электроснабжения добычных участков, состоящая из центральной подземной подстанции (ЦПП), передвижной трансформаторной подстанции (ПТП), распределительного пункта участка (РП), электродвигателя исполнительного механизма, предусматривает сравнительно небольшие длины кабелей низкого напряжения, обусловленные частыми передвижками ПТП с шагом передвижки 100—150 м и средней длиной лавы 100—150 м.

Современные направления в совершенствовании технологии добычи угля [Л. 27] потребовали: отработки пластов обратным ходом от границ угольных полей; широкого внедрения конвейерной откатки за счет сужения

области применения электровозной, повышения нагрузки на лаву путем увеличения длины очистных забоев до 150—300 м; применения новых комплексов и агрегатов с повышенной установленной мощностью электродвигателей.

Развитие новых направлений в совершенствовании технологии добычи угля вызвали новые требования к схемам электроснабжения добычных участков угольных шахт, а именно:

а) увеличение установленной мощности трансформаторов до 500 *кВА* (ранее предел по мощности 320 *кВА*);
б) увеличение до 200—350 м длины гибкого кабеля ограниченного сечения от добычного механизма до РП лавы;
в) увеличение до 200—400 м длины бронированного или гибкого низковольтного кабеля от РП лавы до передвижной трансформаторной подстанции, определяемое оптимальным технико-экономическим решением или горно-геологическими условиями.

До недавнего времени электроснабжение врубовых машин и комбайнов осуществлялось от участковых трансформаторных подстанций, оборудованных силовыми масляными трансформаторами типа ТМШ, помещенными в специально оборудованные камеры. Выбор местоположения трансформаторных подстанций определялся в первую очередь максимальным сроком службы камеры и обеспечением приемного уровня напряжения на зажимах токоприемников в лаве.

Для осуществления скоростей продвижения лав до 7—9 м в сутки, например, при применении трансформаторов типа ТМШ необходимо было бы для одного участка за год последовательно соорудить и демонтировать 12 камер (при нормальном шаге переноски 150—200 м), что сопряжено с общими капитальными затратами 35—40 тыс. руб.

Применение шахтных передвижных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций произвело технический переворот в электроснабжении участков угольных шахт, позволило применить новые современные комплексы и осуществить совершенную технологию добычи угля. Условия эксплуатации шахтного электрооборудования, в том числе шахтных подстанций и трансформаторов, крайне тяжелые, причем намечается тенденция к их дальнейшему ужесточению. Нормальными «внешними» условиями эксплуатации передвижных шахтных

подстанций и трансформаторов следует считать следующие:

1. Возможность механических ударов при нарушении защитной кровли или транспортировке по штреку необходимых по технологическому циклу машин, приспособлений и пр.

2. Высокая влажность окружающей среды (средняя 95%, максимальная 98% при $t=35^{\circ}\text{C}$).

3. Высокая среднегодовая плюсовая температура, в среднем для различных шахт в пределах $15\text{--}30^{\circ}\text{C}$.

4. Повышенная запыленность, достигающая в последних схемах добычи и уборки угля в среднем 200 мг/м^3 , в отдельных случаях до $1\,000\text{ мг/м}^3$.

5. Опасность взрыва окружающей взрывоопасной среды в аварийном режиме короткого замыкания или чрезмерной перегрузки электрооборудования.

1-2. РЕЖИМЫ РАБОТЫ ШАХТНЫХ ПЕРЕДВИЖНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

Режимы работы шахтных передвижных подстанций и трансформаторов определяются шахтными электросетями, для которых характерным является следующее:

1. Дробление трансформаторной мощности, связанное с технологией добычи угля и применением глубокого ввода высокого напряжения к потребителю (лаве). Применение для питания электрооборудования каждого участка отдельного передвижного (ранее стационарного) трансформатора или подстанции. Случаи питания одним трансформатором или подстанцией двух участков необходимо рассматривать как исключение.

2. Соизмеримость установленной мощности трансформатора и главного электродвигателя добычного механизма и относительно большой удельный вес мощности главного электродвигателя (до 40%) в общей присоединенной мощности потребителей.

3. Длина кабельных линий от участков трансформатора до электродвигателя комбайна в пределах $150\text{--}500\text{ м}$, что вызывает большие потери напряжения, резкое снижение фактических максимальных и пусковых моментов электродвигателей, и, как следствие, большое количество операций «включение — отключение» (В—О) заторможенного ротора электродвигателя при преодолении момента сопротивления.

Анализ режима работы трансформатора показывает, что определяющим является повторно-кратковременный режим работы главного электродвигателя угольного комбайна, а другие потребители (колонковые сверла, освещение и пр.) оказывают незначительное влияние на общую нагрузку. Машинное время работы угольных комбайнов за сутки составляет в среднем около 8 ч, а предельное время 4—12 ч [Л. 32]. Количество операций В—О главного электродвигателя за цикл колеблется от 400 (комбайны типа К—52М, ЛГД) до 1600 (комбайны типа Донбасс-1, Донбасс-2), в среднем около 1000 В—О. Средняя частота включений в 1 мин составляет 32—40, продолжительность групп В—О 15—30 сек, максимальная частота 90, продолжительность 2—3 сек.

Такая нагрузка шахтного трансформатора вызывает противоречие, состоящее в том, что в связи с указанным режимом работы и соизмеримостью установленных мощностей трансформатора и главного электродвигателя шахтные трансформаторы в длительном режиме загружены в среднем на 40% [Л. 8]; в то же время при тяжелом типичном режиме — пуске электродвигателя под нагрузкой или его опрокидывании — ток нагрузки трансформатора достигает четырех-, шестикратной величины номинального тока главного электродвигателя, а пусковая мощность превосходит установленную мощность трансформатора в 2—3 раза. При сравнении условий работы и требований, предъявляемых к трансформаторам шахтным и общепромышленного назначения, следует отметить, что оптимальный коэффициент использования трансформаторов по мощности в подавляющем большинстве производств обычно равен 0,8—0,85, причем пусковой ток при прямом включении наиболее мощного асинхронного двигателя, как правило, не превосходит номинальный ток трансформатора. Как исключение, допускается по динамическому воздействию на трансформатор шесть пусков в сутки при четырехкратном токе, а при большей величине кратности тока число допускаемых пусков обратно пропорционально квадрату пускового тока.

Таким образом, необходимо считать, что особо тяжелые условия электроснабжения в шахтах требуют создания динамически устойчивого трансформатора, для которого режим двух-, трехкратного тока с общим количеством толчков 1000 и более в сутки является нормальным.

1-3. ТРЕБОВАНИЯ, ПРЕДЪЯВЛЯЕМЫЕ К ШАХТНЫМ ПЕРЕДВИЖНЫМ ПОДСТАНЦИЯМ И ТРАНСФОРМАТОРАМ

Особые условия ведения горных работ предъявляют к передвижным шахтным трансформаторам и подстанциям ряд требований, характерных для горного электрооборудования, предназначенного к эксплуатации в горных выработках, опасных по газу или пыли.

Основные из них сводятся к следующему.

1. Наличие взрывоопасной атмосферы в подземных выработках (смеси метана с воздухом, а также угольной пыли) требует обеспечения взрывобезопасности конструкции, исключающей передачу внутреннего воспламенения в конструкции в окружающую взрывоопасную среду.

2. Наличие в непосредственной близости от электрооборудования горючих материалов создает повышенную опасность воспламенения, что требует обеспечения конструкцией пожаробезопасности, заключающейся прежде всего в отказе от применения горючего трансформаторного масла.

3. Необходимость периодических передвижек вслед за продвижением забоев и возможность обрушения породы и угля определяет выполнение конструкции трансформаторной в горных выработках, удобной в монтаже и достаточно прочной механически.

4. Обеспечение необходимого уровня напряжения на зажимах токоприемников при описанном выше режиме нагрузки требует снижения потерь напряжения в трансформаторе до минимума при сохранении достаточной динамической устойчивости его, что определяет оптимальное значение напряжения короткого замыкания трансформатора.

ГЛАВА ВТОРАЯ

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ШАХТНЫХ ПОДСТАНЦИЙ И ТРАНСФОРМАТОРОВ

2-1. ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Шахтные взрывобезопасные трансформаторы выпускаются многими зарубежными фирмами. В большинстве стран за рубежом выпускаются сухие трансформаторы с кремнийорганической изоляцией. Это вызвано тем, что затрудненный отвод тепла от активной части трансформатора, находящейся во взрывоопасной оболочке, приводит к резкому росту ее температуры.

Требования правил и норм для взрывобезопасного электрооборудования в различных странах имеют значительные расхождения и во многом отличаются от отечественных. Поэтому часто зарубежные трансформаторы не отвечают требованиям норм, принятых в СССР.

Все разновидности выпускаемых шахтных силовых трансформаторов можно разделить на три основных типа.

1. Сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением активной части на кремнийорганической изоляции.

2. Сухие трансформаторы с кварцевым заполнением.

3. Трансформаторы с жидкостным заполнением.

2-2. СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ С ЕСТЕСТВЕННЫМ ВОЗДУШНЫМ ОХЛАЖДЕНИЕМ НА КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОЙ ИЗОЛЯЦИИ

Сухой шахтный трансформатор с естественным воздушным охлаждением представляет собой обычный трехстержневой трансформатор с концентрическими обмотками, помещенный в прочную замкнутую оболочку. Для лучшего охлаждения у шахтных сухих трансформаторов поверхность оболочек искусственно увеличивается путем приварки охлаждающих ребер как снаружи, так и внутри их или труб, по которым циркулирует воздух и пр.

Взрывонепроницаемость этого типа оболочек трансформаторов обеспечивается посредством щелевой (фланцевой) взрывозащиты, т. е. сочленения 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. Конструкции этого типа трансформаторов заметно отличаются из-за различных требований эксплуатации и норм, а также по патентным соображениям.

На рис. 2-1 показана подстанция фирмы АСЕС (Бельгия). Трансформатор обычный трехстержневой сухого типа с кремнийорганической изоляцией обмоток помещен в оболочку, снабженную трубами и ребрами для охлаждения. Обмотки позволяют производить регулирование коэффициента трансформации в пределах $\pm 5\%$ после отключения трансформатора от сети путем

переключения отпаяк (через люк на оболочке). В нижней части оболочки имеются специальные клапаны для выпуска конденсата.

Подстанция состоит из сухого трансформатора и распределительных устройств высокого и низкого напряжений, расположенных на торцевых стенках оболочки трансформатора. Распределительное устройство высокого напряжения (РУВН) представляет собой разъединитель тока холостого хода, смонтированный непосредственно в оболочке. В РУВН имеется блокировка,

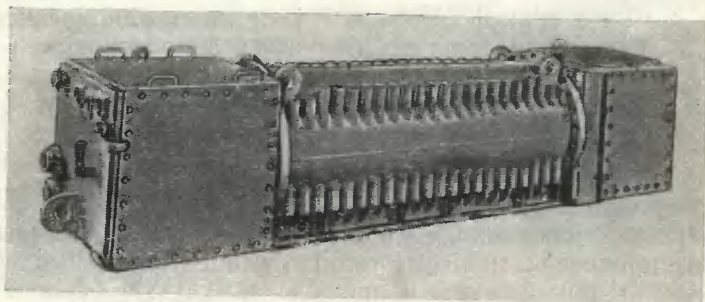


Рис. 2-1. Подстанция фирмы ACEC (Бельгия).

исключающая отключение разъединителя тока холостого хода при включенной нагрузке. Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) представляет собой комплект аппаратуры, в который входят: автоматический выключатель выдвижного типа с электрической блокировкой цепи высокого напряжения и измерительные приборы. Механическая блокировка исключает открывание крышки при включенном автомате, при открытой крышке автомат отсоединяется от трансформатора. Распределительные устройства снабжены кабельными муфтами. Подстанция и трансформатор помещены на раму с ходовой частью для передвижения по железнодорожному пути.

Технические характеристики трансформаторов серии TBGS фирмы ACEC приведены в табл. 2-1. В табл. 2-2 даны габариты и вес трансформаторов и подстанций.

Все трансформаторы имеют ВН 6 000 или 3 000 в; НН 230, 400 или 525 в. Трансформаторы имеют шифр TBGS-3, подстанции — TBGS-12.

Таблица 2-1

Тип ТВГС	Мощность, кВа	Потери, вт		Напряжение короткого замыкания, %
		холостого хода	короткого замыкания	
500-С	315	1 500	2 400	4,2
		1 600	2 300	4,0
475-С	280 250	1 225	2 400	4,6
		1 350	1 900	4,2
450-С	250 200	1 100	2 150	5,0
		1 200	1 600	4,1
425-С	200 160	1 000	1 900	5,0
		1 000	1 425	4,2
375-С	160 125	950	1 500	4,7
		950	1 050	3,9
325	125	900	1 050	4,6

Фирма Siemens-Schuckert (ФРГ) выпускает шахтные передвижные трансформаторы на кремнийорганической изоляции мощностью 20, 100, 200, 315, 400 и 500 кВа с напряжением на стороне ВН до 6000 в и на стороне НН до 550 в (рис. 2-2). Обмотка ВН допускает регули-

Таблица 2-2

Тип ТВГС	Мощность, кВа	Длина, мм	Высота, мм	Ширина, мм	Вес, кг
3-325	125	1 740	1 200	790	1 540
3-375	125—160	1 40	1 200	790	1 610
3-425	160—200	1 760	1 220	790	1 690
3-450	200—250	1 790	1 240	790	1 910
3-475	250—280	1 820	1 290	790	2 110
3-500	315	1 850	1 340	790	2 340
12-2955	75	3 000	1 220	800	1 505
12-3055	100	3 030	1 220	800	1 650
12-3155	125	3 100	1 220	800	1 850
12-3255	160	3 120	1 240	800	2 055
12-3355	200	3 150	1 260	800	2 250
12-3455	250	3 190	1 315	800	2 520
12-3555	315	3 230	1 340	800	2 865
12-3655	400	3 330	1 405	800	3 245
12-3755	500	3 390	1 460	850	3 660

Таблица 2-3

Мощность, кВа	Потери, в в		Габариты, мм			Вес, кг
	холостого хода	короткого замыка- ния	Длина	Ширина	Высота	
200	1 300	1 700	1 642	900	800	1 620
315	2 000	2 150	1 855	900	800	2 150
400	2 500	2 700	1 960	935	830	2 420
500	2 800	2 950	2 188	1 045	830	3 550

Примечание. Схема соединения обмоток „звезда—звезда“.

рование коэффициента трансформации в пределах $\pm 4\%$. Трансформатор помещен в оболочку, испытанную избыточным давлением 10 ат и установлен на салазках. Для подключения трансформатора имеются одна муфта ВН и три кабельные муфты НН. Технические характеристики трансформаторов приведены в табл. 2-3.

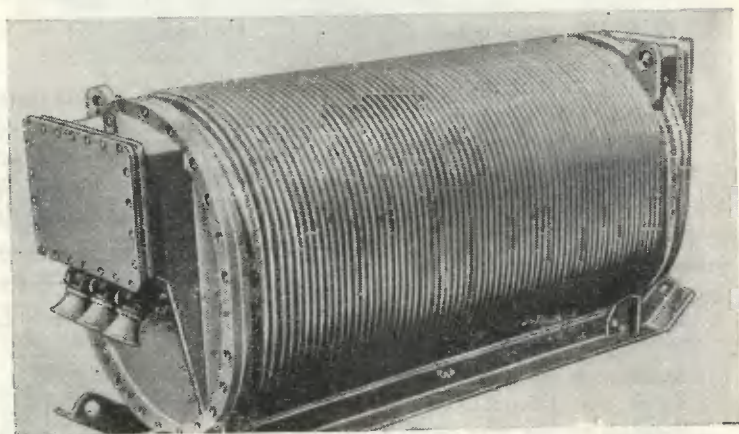


Рис. 2-2. Трансформатор фирмы Siemens-Schuckert (ФРГ).

Фирма Siemens-Schuckert (Англия) выпускает шахтные сухие трансформаторы и подстанции мощностью 200 и 300 кВа (рис. 2-3) с напряжением на стороне ВН 6 600 и 3 300 в и на стороне НН 570 в. Подстанция состоит из сухого трансформатора, заключенного в оболочку, и РУВН и РУНН, расположенных со стороны торцевых стенок оболочки.

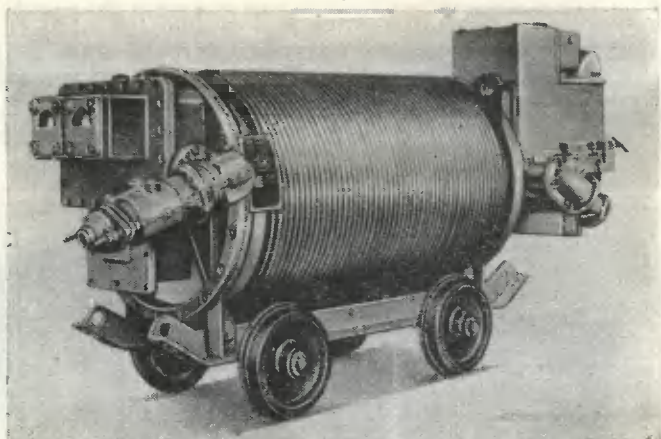


Рис. 2-3. Подстанция фирмы Siemens-Schuckert (Англия).

В РУВН имеется разъединитель тока холостого хода, заблокированный с РУНН. Отключение его возможно только при отключенной нагрузке. В РУНН расположен разъединитель НН, автоматический выключатель с максимальными и тепловыми расцепителями, аппаратура контроля и измерительные приборы. Автомат снабжен реле времени, которое исключает срабатывание его от пусковых токов. Блокировка исключает доступ к аппаратуре РУНН, а также делает невозможным отключение разъединителя при включенном автомате. Кабельные муфты штепсельного типа устанавливаются на обоих РУ.

Фирма Brush в Англии выпускает шахтные трансформаторы типа GET (рис. 2-4) также комплектно с РУ. Кожух такого трансформатора прямоугольный с волнистой боковой поверхностью. Данные этих трансформаторов приведены в табл. 2-4.

Таблица 2-4

Тип GET	Мощность, <i>кв</i>	Напряжение, <i>в</i>		$\eta_{\text{к}}$, %	Габариты, <i>мм</i>		
		ВН	НН		Длина	Высота	Ширина
100/150	150	2 200/6 600	565/1 130	—	3 400	1 070	762
200/300	250	2 200/6 600	565/1 130	—	3 530	1 170	813
300/400	400	2 200/6 600	565/1 130	3,5	3 700	1 245	813

Фирма Associated Electrical Industries (AEI) (Англия) выпускает сухие трансформаторы для шахт на кремнийорганической изоляции (рис. 2-5) мощностью 150, 200, 250, 300 кВа напряжением на стороне ВН до 15 кВ и НН—570 В. Эти же трансформаторы приме-

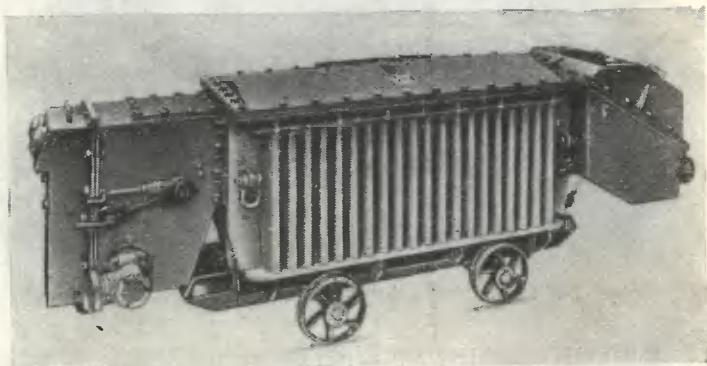


Рис. 2-4. Подстанция фирмы Brush (Англия).

няются и в других отраслях промышленности, где требуется электрооборудование для взрывоопасных или пожароопасных объектов. Характерной особенностью их конструкции является прямоугольная оребренная обо-

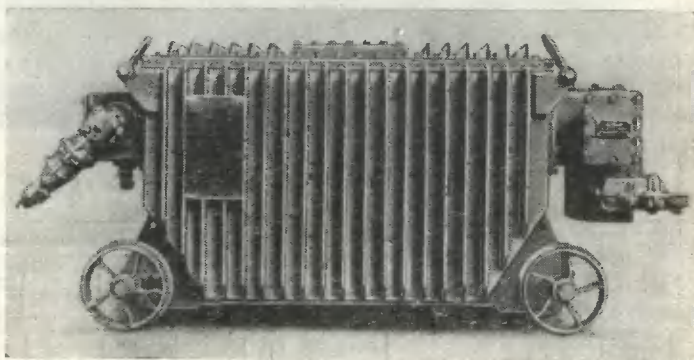


Рис. 2-5. Трансформатор фирмы AEI (Англия).

лочка. Ввод осуществляется посредством кабельных муфт штепсельного типа.

Фирма Elin (Австрия) выпускает сухие трансформаторы типа dQD на кремнийорганической изоляции, по своей конструкции мало отличающиеся от трансформаторов фирмы Siemens-Schuckert. Технические характеристики их приведены в табл. 2-5.

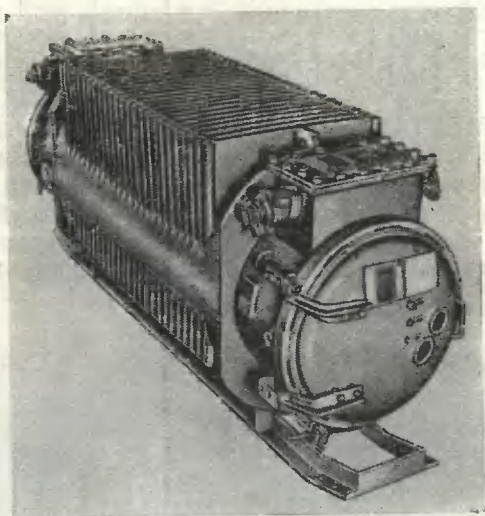


Рис. 2-6. Подстанция завода MEFTA (Польша).

Таблица 2-5

Тип dQD	Мощность, кВА	Напряжение, в		Потери, Вт		Габариты, мм			Вес, кг
		сторона ВН	сторона НН	холостого хода	короткого замыкания	Длина	Ширина	Высота	
100/6	100	6 000	550	890	1 100	1 930	730	855	1 125
200/6	200	6 000	550	1 350	2 100	2 000	820	1 040	1 780
315/6	315	6 000	550	1 640	2 700	2 080	800	1 145	2 370
400/6	400	6 000	550	2 000	3 400	2 170	820	1 220	2 850
500/6	500	6 000	550	1 900	4 400	2 200	820	1 420	3 325

Таблица 2-6

Тип	Мощность, <i>кв</i>	Потери, <i>вт</i>		η , %	Габариты, <i>мм</i>			Вес, <i>кг</i>
		холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота	
IT3Sa-100/6	100	1 000	1 300	3,5	2 350	980	1 290	2 500
IT3Sγ-200/6	200	1 300	1 900	3,8	2 590	980	1 290	3 000
IT3Sβ-315/6	315	1 600	2 900	3,7	2 900	800	1 390	3 140

Завод МЕФТА (ПНР) выпускает шахтные трансформаторы и подстанции на изоляции из кремнийорганических материалов (рис. 2-6). Трансформатор помещен в цилиндрическую оболочку с ребрами и трубами для улучшения охлаждения. Напряжение ВН до 6 000 в, а НН — 400 или 525 в. Технические данные подстанций приведены в табл. 2-6.

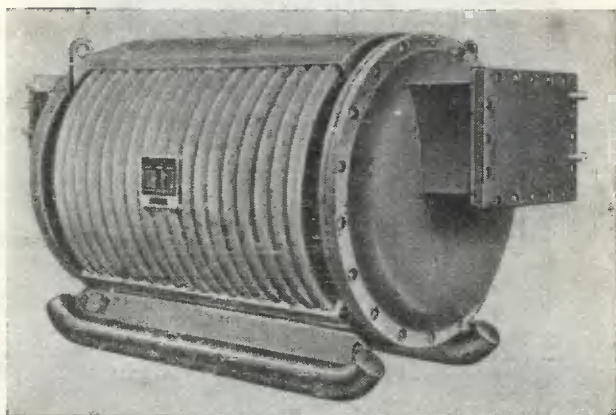


Рис. 2-7. Трансформатор завода Rade Kopčar (Югославия).

В Югославии на заводе Rade Kopčar (в Загребе) выпускаются трансформаторы на кремнийорганической изоляции (рис. 2-7) и подстанции. Напряжение ВН до 6 000 в, НН до 525 в. Характеристики этих трансформаторов приведены в табл. 2-7.

Тип	Мощность, kBt	$\eta_{\text{к}}$, %	Потери, вт		Габариты, мм			Вес, кг
			холостого хода	короткого замыкания	Длина	Ширина	Высота	
Подстанция КТст-200/6	200	3,4	1 180	1 684	2 020	955	840	1 550
Трансформатор КТт-200/6	200	3,4	1 180	1 684	1 780	1 084	840	1 380
КТт-315/7,2	315	4,34	1 480	2 300	2 000	1 084	840	1 680

В ГДР на трансформаторном заводе в Рейхенбахе освоен выпуск сухих трансформаторов с кремнийорганической изоляцией (рис. 2-8). Трансформаторы имеют слоевые цилиндрические обмотки как НН, так и ВН.

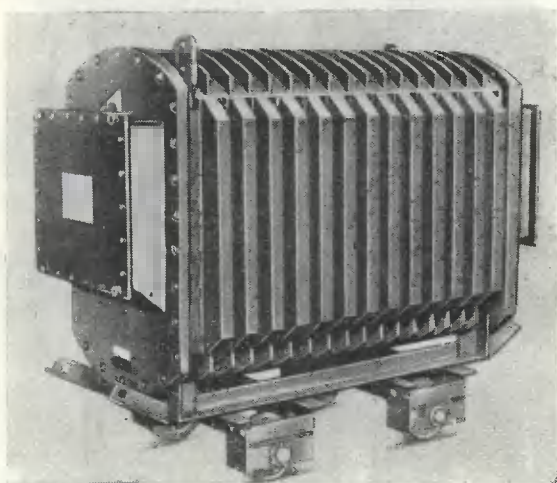


Рис. 2-8. Трансформатор завода в Рейхенбахе (ГДР).

Оболочка трансформатора сварная из листовой стали. Боковые стенки оболочек имеют U-образные гофры. Напряжение ВН 6 000 в; НН — 400 и 525 в. Характеристики трансформаторов типа ДТК приведены в табл. 2-8.

Таблица 2-8

Тип	Мощность, квз	Потери, вт		η , %	Габариты, мм			Вес, кг
		холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота	
DTK-25	25	320	550	4,0	1 490	655	630	425
DTK-200	200	1 400	1 600	4,0	1 890	1 200	800	1 900
DTK-315	315	1 400	2 850	5,4	1 850	1 500	800	2 400

Отечественной промышленностью освоен выпуск шахтных взрывобезопасных подстанций (рис. 2-9) с трансформаторами на кремнийорганической изоляции мощностью 180 и 250 квз (Хмельницкий завод трансфор-

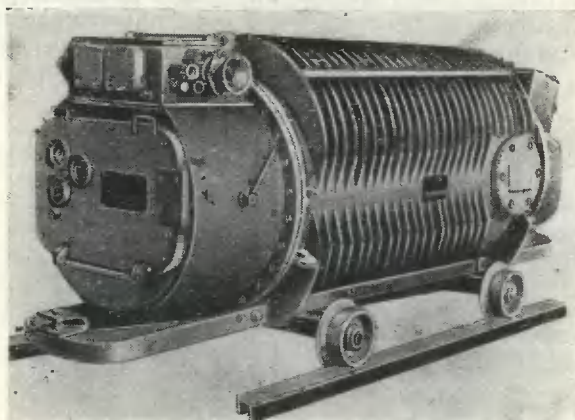


Рис. 2-9. Подстанция завода в г. Хмельницкий (СССР).

маторных подстанций). Трансформатор помещен в цилиндрическую оболочку с охлаждающими ребрами (внутренними и наружными). Подстанция оборудована РУ ВН и НН. Первое представляет собой разъединитель тока холостого хода, заблокированный с автоматическим выключателем в РУНН. Отключение разъединителя ВН возможно только при отключенном автомате. В РУНН имеется автоматический выключатель типа АВ-4У, устройство автоматического контроля изоляции типа

УАКН, измерительные приборы (амперметр, вольтметр) и осветительный трансформатор для местного освещения типа ОСО-0,25. Ввод осуществляется через кабельные муфты под гибкий или бронированный кабель. Передвижение осуществляется по рельсам с шириной колеи 600 или 900 мм. Напряжение ВН 6000 в, НН — 400 и 690 в. Характеристики подстанции приведены в табл. 2-9.

Таблица 2-9

Тип подстанции	Потери, вт		Габариты, мм			Вес, кг
	холостого хода	короткого замыкания	Длина	Ширина	Высота	
ТСШВП-180/6	1 255	2 137	2 915	1 130	1 230	2 510
ТСШВП-250/6	1 390	2 150	3 300	1 130	1 370	3 100

Примечание. В оболочке имеются специальные взрывобезопасные клапаны для выпуска конденсата.

2-3. СУХИЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ С КВАРЦЕВЫМ ЗАПОЛНЕНИЕМ

Французская фирма Merlin-Gerip выпускает шахтные трансформаторы и подстанции с заполнением бака трансформатора кварцевым песком (рис. 2-10). Напря-

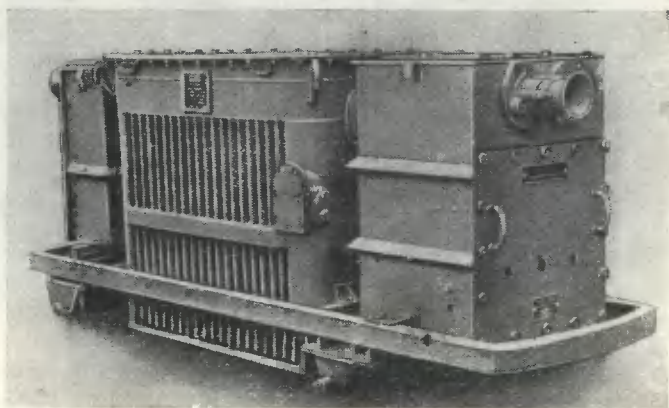


Рис. 2-10. Подстанция фирмы Merlin-Gerip (Франция).

жение ВН 6000 в; НН — 400 в. Технические характеристики их приведены в табл. 2-10.

Таблица 2-10

Тип подстанций	Мощность, <i>квв</i>	Потери, <i>вт</i>		$\eta_{\text{к}}$, %	Габариты, <i>мм</i>			Вс., <i>кг</i>
		холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота	
ES-200	200	756	1 950	3,98	2 800	1 060	1 285	2 700
ES-250	250	—	—	3,75	—	—	—	2 300
ES-400	400	1 584	3 600	3,78	2 900	1 060	1 420	4 200

Отечественной промышленностью также освоен выпуск кварцenaполненных трансформаторных подстанций (Донецкий энергозавод совместно с институтом Гипро-нисэлектрoшахт). В настоящее время Донецкий энерго-

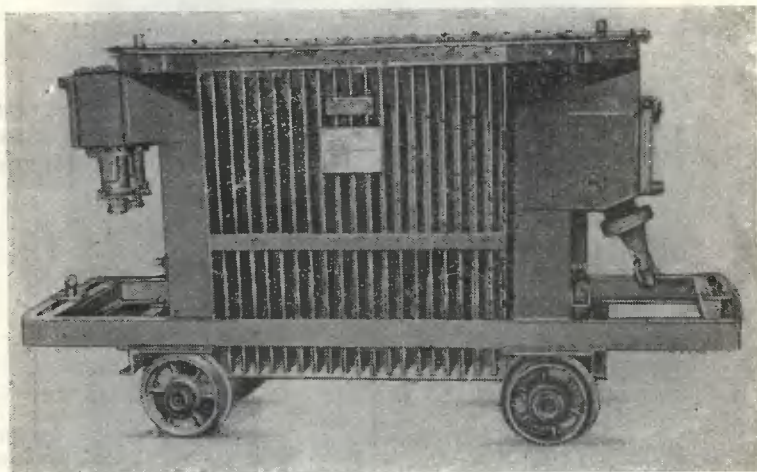


Рис. 2-11. Трансформатор завода в г. Дзенеке (СССР).

завод освоил новую модернизированную серию кварцenaполненных трансформаторов и подстанций на изоляции из стеклопластиков (нагревостойкость изоляции класса В 130°С) типа ТКШВПС (рис. 2-11 и 2-12).

Таблица 2-11

Класс изоляции	Тип подстанции	Мощность, кВа	Потери, вт		$\eta_k, \%$	Габариты, мм			Вес, кг	
			холостого хода	короткого замыкания		Длина	Ширина	Высота	общий	в том числе песка
А	ТКШВП-135/6	135	795	1 405	3,0	1 700	1 130	1 400	3 100	760
А	ТКШВП-180/6	180	913	1 995	3,3	2 900	1 130	1 400	3 270	960
А	ТКШВП-240/6	240	1 240	2 120	2,5	2 980	1 130	1 480	3 500	1 000
А	ТКШВП-320/6	320	1 675	2 380	2,5	3 250	1 130	1 535	4 230	1 150
А	ТКШВ-75/6	75	607	850	2,5	2 400	1 080	1 210	2 400	450
А	ТКШВ-100/6	100	620	1 386	3,0	2 400	1 080	1 210	2 400	600
В	ТКШВПС-160/6	160	730	2 190	2,9	3 260	1 130	1 420	3 400	800
В	ТКШВПС-200/6	200	875	2 530	2,7	3 320	1 130	1 420	3 750	950
В	ТКШВПС-250/6	250	815	3 430	3,0	3 320	1 130	1 420	3 800	1 000
В	ТКШВПС-320/6	320	1 100	3 865	2,7	3 360	1 130	1 485	4 600	1 100

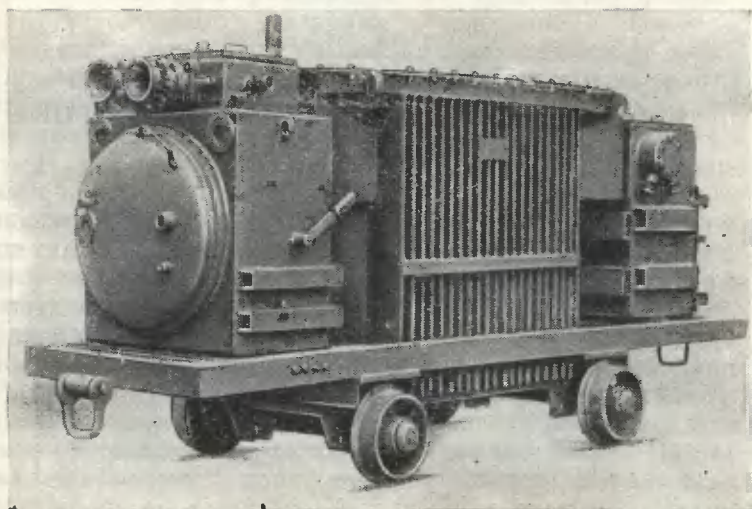


Рис. 2-12. Подстанция типа ТКШВПС завода в г. Донецке (СССР).

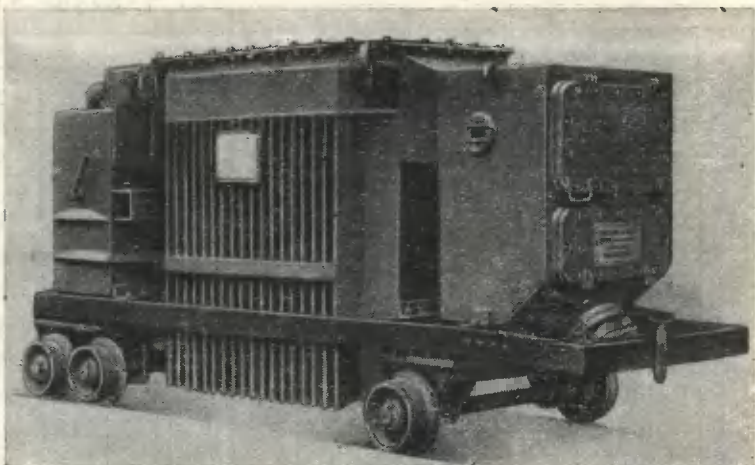


Рис. 2-13. Подстанция типа ТКШВП в г. Донецке.

Технические характеристики подстанций с трансформаторами на изоляции класса А (ТКШВП см. рис. 2-13) и класса В (ТКШВПС) приведены в табл. 2-11.

ГЛАВА ТРЕТЬЯ

КВАРЦЕВЫЙ ПЕСОК КАК НАПОЛНИТЕЛЬ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

3-1. ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

До последнего времени трансформаторы для производств со взрывоопасной средой имели обычное масляное или воздушное охлаждение. Несмотря на то, что масло в изоляционном и тепловом отношении является хорошим заполнителем, применение его для шахтных трансформаторов нежелательно, так как: а) легко воспламеняется, горит, выделяя большие количества дыма; б) поглощая атмосферную влагу, значительно снижает электрическую прочность; в) при соприкосновении с воздухом окисляется, разлагая при этом изоляцию; г) требует постоянного контроля за уровнем его в баке. Заполнение взрывобезопасных трансформаторов негорючими жидкостями вместо масла, такими как совтол, совол, фторорганические жидкости и т. п., пока не нашло широкого применения. Совол и совтол — токсичны, сравни-

тельно дороги, под действием электрической дуги выделяют сажу и вредные газы. Фторорганические жидкости очень дороги, являются энергичными растворителями изоляции и лаков, обычно применяемых в производстве трансформаторов.

Взрывобезопасные трансформаторы с воздушным охлаждением, выпускаемые промышленностью, также не лишены существенных недостатков.

Активная часть такого трансформатора для обеспечения требований взрывобезопасности должна находиться в прочной оболочке, заполненной воздухом, имеющим низкую теплопроводность. Вследствие этого приходится ограничивать электромагнитные нагрузки активных материалов и применять дорогостоящую кремнийорганическую изоляцию.

В результате постоянного воздухообмена изоляция подвергается увлажнению, особенно в нерабочие периоды, что вынуждает иметь большие изоляционные расстояния как по воздуху, так и по поверхности изоляционных конструкций.

Способы обеспечения взрывозащиты для различных исполнений трансформаторов различны. В воздушных трансформаторах применяется так называемая фланцевая взрывозащита, которая обеспечивается шириной фланцев и величиной безопасного зазора между ними. Суть этой взрывозащиты состоит в том, что при взрыве внутри оболочки раскаленные частицы, а также пламя не могут выбрасываться в окружающую взрывоопасную среду, т. е. не могут передавать взрыв благодаря большой ширине фланцев оболочки и малому зазору между ними, при условии что механическая прочность оболочки достаточна. Величина критического зазора $b_{кр}$ между фланцами для метано-воздушной смеси зависит от ширины фланцев A , если она менее 50 мм. При ширине фланцев более 50 мм критический зазор практически постоянен и равен 1,2 мм (рис. 3-1) [Л. 16].

В 1928 г. в СССР впервые был предложен способ достижения взрывозащиты с помощью кварцевого заполнения, предусматривающий погружение электрических частей оборудования в кварцевый песок [Л. 12].

Кварцевый песок обладает следующими свойствами:

- а) имеет достаточно высокую электрическую прочность;
- б) негорюч, химически инертен и нетоксичен;
- в) имеет

сравнительно высокую теплопроводность; г) имеет коэффициент объемного расширения, близкий к коэффициенту расширения стали.

3-2. ВЗРЫВОЗАЩИТНЫЕ СВОЙСТВА КВАРЦЕВОГО ЗАПОЛНЕНИЯ

С точки зрения взрывозащиты в среде кварцевого песка возможны следующие явления: искровое поджигание взрывчатой метано-воздушной смеси между зернами кварца и поджигание взрывчатой смеси, сопровождаемое дуговым коротким замыканием в среде кварца с последующим уменьшением взрывозащитного слоя кварца из-за плавления его дугой короткого замыкания.

Исследования взрывозащиты посредством кварцевого заполнения были проведены Хюльсбергом [Л. 35].

Немного позже в институте МакНИИ¹ [Л. 16] были проведены исследования этой защиты, в которых на основе выведенных акад. Н. Н. Семеновым и Я. Б. Зельдовичем положений тепловой теории рассмотрены вопросы воспламенения при искровом поджигании газовой смеси в кварцевой среде. В результате были определены следующие критерии воспламенения газовой смеси в зернистой среде кварца: а) минимальный объем (элементарный объем пор между зернами кварца), в котором возможно воспламенение взрывчатой метановоздушной смеси без распространения взрыва на весь объем смеси; б) условия распространения горения за пределы критического объема, вызывающие общее воспламенение; в) пределы распространения пламени в пористой среде (узких трубках) кварцевого заполнения.

В [Л. 16] определены условия искрового поджигания путем сравнения зоны R_{Π} прогрева газовой смеси до температуры воспламенения от точечного источника тепла с зоной пламени δ , в которой газовая смесь подогревается от начальной температуры T_0 до температуры воспламенения $T_{\text{в}}$. Горючая смесь полностью воспламеняется от электрической искры, если ширина зоны R_{Π} прогрева смеси до температуры воспламенения будет равна или больше двойной ширины зоны пламени 2δ ,

$$R_{\Pi} \geq 2\delta, \quad (3-1)$$

¹ МакНИИ — Макеевский научно-исследовательский институт по безопасности работ в горной промышленности.

а условие невоспламенения, т. е. взрывобезопасности

$$R_{\text{н}} \leq \delta. \quad (3-2)$$

Критическое значение объема газовой смеси, в котором искра, выделяющая не менее $0,9 \cdot 10^{-3}$ кал тепла, требующегося для воспламенения взрывчатой метано-воздушной смеси, вызывает горение на границе распространения взрыва на всю горючую смесь, равно:

$$V_{\text{кр}} = \frac{\pi}{6} (d_{\text{н}} + 2R_{\text{н}})^3, \quad (3-3)$$

где $d_{\text{н}}$ — диаметр искры.

В [Л. 11] определен предел распространения пламени по круглой трубке диаметром d , имеющей неограниченную длину

$$d_{\text{кр}} = \frac{9,33a}{\omega_0} \sqrt{\frac{E}{RT_{\text{г}}}}, \quad (3-4)$$

где a — коэффициент температуропроводности; ω_0 — скорость горения смеси; E — энергия активизации химической реакции; R — газовая постоянная; $T_{\text{г}}$ — теоретическая температура горения.

В кварцевой среде имеют место короткие трубки-поры, диаметр которых и необходимо определить. Так как для коротких трубок нет зависимостей, определяющих $d_{\text{кр}}$, в МакНИИ [Л. 16]

был рассмотрен этот вопрос с точки зрения аналогии его с механизмом действия хорошо изученной фланцевой защиты. По аналогии с фланцевой защитой, где критический зазор определяется при любой ширине фланцев A

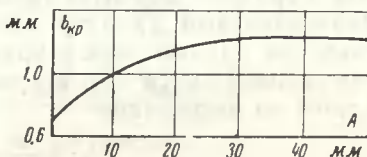


Рис. 3-1. Зависимость критического зазора $b_{\text{кр}}$ между фланцами от их ширины A .

$$b_{\text{кр}} = b_{\text{кр.м}} \left(1 - e^{-\frac{A+10}{13,3}} \right), \quad (3-5)$$

определен критический диаметр $d_{\text{кр}}$ коротких трубок-пор:

$$d_{\text{кр}} = d_{\text{кр.м}} \left(1 - e^{-\frac{A+10}{13,3}} \right).$$

Подставив (3-4) в (3-5), находим:

$$d_{кр} = \frac{9,33a}{\omega_0} \sqrt{\frac{E}{RT_{г}}} \left(1 - e^{-\frac{l+10}{13,3}}\right), \quad (3-6)$$

где l — длина трубки.

Как видно из рис. 3-1, критическое значение зазора $b_{кр}$ для метано-воздушной смеси зависит от ширины фланцев, если она составляет менее 50 мм, а критический диаметр трубки, при котором прекращается распространение пламени горения метано-воздушной смеси, как видно из (3-6), зависит главным образом от концентрации метана в этой смеси и от длины трубки.

В [Л. 16] приведены численные значения $V_{кр}$ и $d_{кр}$ для наиболее взрывчатой метано-воздушной смеси, содержащей 9,0—9,5% метана:

$$V_{кр} = 0,9 \text{ мм}^3; \quad d_{кр} \approx 0,26 \left(1 - e^{-\frac{l+10}{13,3}}\right) \text{ см.}$$

Частицы морского и речного песка с округлой формой зерен, применяемые для заполнения трансформаторов, образуют поровую трубку весьма сложной формы. Эквивалентный диаметр поровой трубки, оказывающей такое же влияние как и круглая трубка на воспламенение газовой смеси при искровом поджигании ее, определяется из выражения

$$d_3 = \frac{2}{3} \frac{m_0 D}{1 - m_0}, \quad (3-7)$$

где D — диаметр сферической частицы;

$$m_0 = \left(1 - \frac{\delta}{\Delta}\right) 100\% \quad (3-8)$$

— пористость кварцевого песка; δ — объемный вес сухого материала; Δ — удельный вес твердого вещества материала (зерен кварца).

Принято, что длина поровой трубки равна диаметру сферической частицы, т. е. $l_{т} = D$. Объем поровой трубки или объем газа, в котором предусматривается появление источника поджигания,

$$V_{т} = \frac{\pi d_3^2}{4} D. \quad (3-9)$$

Сопоставлением критериев пористости монодисперсных материалов с критериями $V_{кр}$, $b_{кр}$, $d_{кр}$ в [Л. 16] были

установлены условия взрывозащиты кварцевым заполнением, которые можно записать в следующем виде:

$$V_T \leq V_{кр}; \quad (3-10)$$

$$d_3 \leq b_{кр}; \quad (3-11)$$

$$d_3 \leq d_{кр} \text{ при } l_T = l. \quad (3-12)$$

На рис. 3-2 представлены зависимости $d_{кр} = f_1(l)$ и $d_3 = f_2(D)$ при гексагональной укладке частиц кварца ($\varphi = 60^\circ$) и теоретической пористости $m_0 = 0,259$. Из кривых на рис. 3-2 вытекает следующее: 1) зона I — $b_{кр} > d_3 < d_{кр}$, размер зерен кварца в диаметре не превышает 5 мм, воспламенение метано-воздушной смеси, вы-

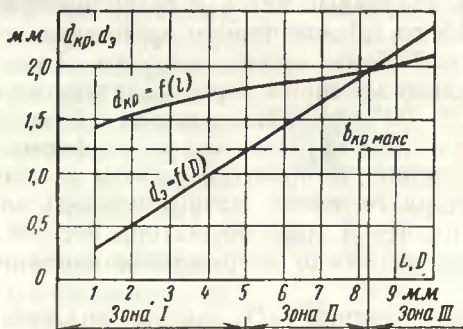


Рис. 3-2. Зависимость критического диаметра круглой трубки $d_{кр}$ от ее длины l и зависимость эквивалентного диаметра поровой трубки d_3 от диаметра D сферической частицы материала.

званное электрической искрой, не может распространиться за пределы искрового промежутка; 2) зона II — $b_{кр} < d_3 < d_{кр}$, диаметр зерен кварца более 5 мм, но не выше 8,2 мм, воспламенение метано-воздушной смеси выходит за пределы искрового промежутка, но распространение пламени может быть приостановлено слоями кварца; 3) зона III — $b_{кр} < d_3 > d_{кр}$, диаметр зерен кварца превышает 8,2 мм, распространение пламени взрыва метано-воздушной смеси в материале уже не имеет предела.

Таким образом, до определенных размеров зерен кварца, как доказано Хьюльсбергом [Л. 35], сечение пор

между ними слишком мало, чтобы пропустить пламя, а отношение элементарного объема газа к сумме поверхностей зерен кварца, ограничивающих этот объем, слишком мало, чтобы произошло возбуждение цепной реакции взрыва. Пределы возможности гашения пламени взрыва слоями кварца не зависят практически от толщины слоя, а определяются критическими размерами зерен кварцевого песка.

3-3. ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА КВАРЦЕВОГО ПЕСКА, ПРИМЕНЯЕМОГО ДЛЯ ЗАПОЛНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Для заполнения взрывобезопасных трансформаторов применяется кварцевый песок с гранулометрическим составом от 0,5 до 1,6 мм, причем процентное содержание кварца должно быть весьма высоким. Так, например, песок Вольского месторождения (Саратовская обл.) содержит до 98—99% фракций зерен от 0,5 до 1,6 мм, причем зерна этих песков имеют округлую форму, что имеет большое значение. В процессе работы активные части трансформатора (обмотки, магнитопровод) вибрируют и в случае заполнения трансформатора песком с острыми краями зерен возможно повреждение изоляции обмоток и отводов.

Содержание кварца SiO_2 в песке должно составлять 97—98,5%; Fe_2O_3 не более 0,08—0,12%; Al_2O_3 не более 0,5—1,75%; CaO не более 0,25—0,4%; MgO не более 0,1—0,2%; прочих элементов 0,5—0,7%. Глинистые примеси и другие загрязнения удаляются из песка путем промывки.

Теплопроводность песка приведенного выше химического состава составляет 0,00394 *вт/см·град*, тогда как картона — 0,0016 *вт/см·град*; пропитывающих лаков — 0,002 *вт/см·град*. Высокая теплопроводность кварцевого песка дает возможность эффективно отводить тепло от активных частей трансформатора к кожуху.

Сухой кварцевый песок (влажность 0,05—0,1%) имеет достаточно высокую электрическую прочность. Напряжение пробоя кварцевого песка для различных толщин слоя приведено на рис. 3-3. Но в условиях шахты, где наблюдаются высокий процент относительной влажности (до 98% и температура до 35°С) и где, кроме того, возможен «капез» непосредственно на трансформатор, песок и изоляция трансформатора сильно увлажняются,

электрическая прочность песка снижается в 2—2,5 раза, что может привести к выходу из строя трансформатора.

Для уменьшения влагопоглощаемости и увеличения удельного объемного сопротивления песка осуществляется его гидрофобизация — обработка его полиорганосилоксановой жидкостью

ГКЖ-94 или жидкостью

АМСР-3, ГОСТ 10834-64.

Песок, обработанный 1-процентным раствором ГКЖ-94 в уайт-спирите, имеет удельное объемное сопротивление в несколько раз выше, чем необработанный песок (рис. 3-4).

Контрольные значения электрических характеристик гидрофобизированного песка при выпуске трансформатора с завода должны быть не меньше величин, приведенных в табл. 3-1.

Сопротивление изоляции трансформаторов типа ТКШВП с гидрофобизированным песком равно: между обмотками ВН—НН 1000—5000 Мом, обмотка ВН—земля 1000—5000 Мом, обмотка НН—земля 30—45 Мом и в процессе эксплуатации в шахтной среде

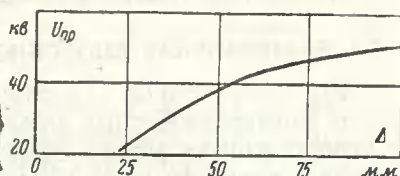


Рис. 3-3. Зависимость напряжения пробоя кварцевого песка от расстояний между электродами.

(Электроды диаметром 25 мм по ГОСТ 6581-53).

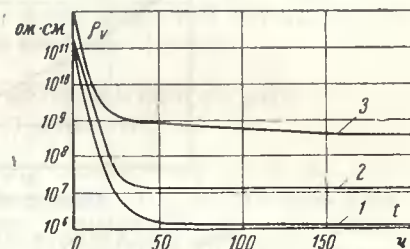


Рис. 3-4. Изменение удельного объемного сопротивления в зависимости от продолжительности увлажнения (относительная влажность воздуха 98%).

1 — песок немывтый; 2 — песок мытый; 3 — песок мытый и обработанный однопроцентным раствором ГКЖ-94.

Таблица 3-1

$U_c, \text{кВ}$	$U_B, \text{кВ}$	$\rho_{Vc}, \text{ом} \cdot \text{см}$	$\rho_{VB}, \text{ом} \cdot \text{см}$
40	15	$1,0 \cdot 10^{12}$	$1,0 \cdot 10^8$

Здесь U_c и U_B — средние действующие значения напряжения пробоя при разрядном промежутке 50 мм и электродах игла — игла для сухого и увлажненного песка соответственно; ρ_{Vc} и ρ_{VB} — средние значения удельного объемного сопротивления для сухого и увлажненного песка соответственно.

с относительной влажностью воздуха 98% не опускается ниже допустимых значений, равных 1 Мом/кв согласно ГОСТ 183-66, тогда как сопротивление изоляции трансформаторов с негидрофобизированным песком в процессе эксплуатации снижается до 1—0,3 Мом, в результате чего некоторые трансформаторы выходят из строя.

3.4. РАЗГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ КВАРЦЕВОГО ПЕСКА

Под разгрузочной способностью понимается способность взрывобезопасных оболочек электрооборудования в момент взрыва внутри оболочки снижать давление до величин, допустимых по условиям механической прочности оболочки без передачи взрыва в окружающую среду. Для оболочек с воздушным заполнением эта разгрузка

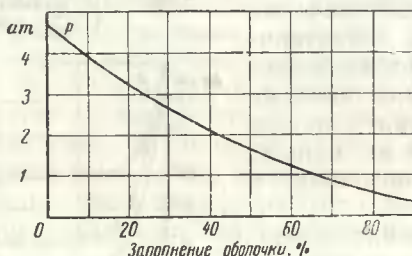


Рис. 3-5. Характер изменения давления взрыва в оболочке от степени ее заполнения кварцевым песком.

осуществляется через специальный клапан, для оболочек с кварцевым заполнением через весь объем кварцевого песка.

В кожухе трансформатора, заполненном песком с зернами 0,5—1,6 мм, естественно, между зернами песка имеется определенный процент воздуха или взрывчатой метано-воздушной смеси. В аварийных режимах трансформатора (недопустимые перегрузки с чрезмерным нагревом обмоток, короткие замыкания, сопровождаемые горением дуги, и т. п.) возможно воспламенение или даже взрыв метано-воздушной смеси в объеме кожуха трансформатора.

При возникновении взрыва газовой смеси в зоне короткого замыкания трансформатора происходит значительное повышение давления. Но за зоной короткого замыкания давление резко снижается благодаря окклю-

дированию продуктов взрыва слоем песка — наличие многочисленных каналов между зернами способствует быстрому уменьшению давления в кожухе.

В МакНИИ опытным путем определена зависимость давления при взрыве газовой смеси в оболочке от степени заполнения ее кварцевым песком. Чем больше количество песка в оболочке (рис. 3-5), тем меньше среднее давление, возникающее при взрыве метано-воздушной смеси в оболочке [Л. 33]. Это позволяет для шахтных взрывобезопасных трансформаторных подстанций, имеющих, кроме оболочки, заполненной кварцевым песком, оболочки с фланцевой взрывозащитой (например, распределительные устройства с аппаратурой), которые должны выдерживать давление взрыва, равное 8—10 ат, с помощью специальных разгрузочных устройств между кварцenaполненной оболочкой и воздушной оболочкой уменьшить веса и габариты за счет меньших испытательных давлений, так как часть давления взрыва будет разгружаться в кварцевую среду.

3-5. ТОЛЩИНА ВЗРЫВОЗАЩИТНОГО СЛОЯ КВАРЦЕВОГО ЗАПОЛНЕНИЯ

Критерием оценки взрывозащитных свойств слоя кварцевого песка принята высота его оплавления электрической дугой короткого замыкания. В результате исследований, проведенных в МакНИИ [Л. 18], установлено, что: а) высота оплавления увеличивается с увеличением тока и продолжительности дугового короткого замыкания и почти не зависит от величины напряжения в сети; б) высота оплавления тем выше, чем толще защитный слой песка.

В процессе исследований были определены зависимости толщины взрывозащитного слоя песка от тока дугового короткого замыкания $H=f(I_{к.з})$ для различных условий: для условий аварийного дугового замыкания электрических частей трехфазного тока (рис. 3-6) — кривые 1 и 2 и для условий дугового замыкания электрических частей постоянного и однофазного тока — кривые 3 и 4.

При горении электрической дуги происходит спекание и оплавление кварцевого песка с образованием «корольков» различной величины. Наличие необходимого слоя кварцевого песка в оболочке препятствует выбросу «корольков» на поверхность песка, обеспечивая тем са-

МЫМ взрывозащищенность электрооборудования. Как видно из кривых на рис. 3-6, минимальные значения толщины взрывозащитного слоя $H_B = H_{э.в}$ для однофазного и трехфазного тока различны. Минимальная высота слоя кварцевого заполнения в трансформаторе на стороне первичного напряжения 3 или 6 кВ определяется по полуэмпирической формуле

$$H_{1\text{мин}} = 0,6 \sqrt[3]{I_{1к.з}^2}, \text{ мм}, \quad (3-13)$$

а на стороне вторичного напряжения

$$H_{2\text{мин}} = 0,5 \sqrt[3]{I_{2к.з}^2}, \text{ мм}, \quad (3-14)$$

где $I_{к.з}$ — расчетный эффективный установившийся ток трехфазного короткого замыкания на первичной или вторичной стороне трансформатора соответственно.

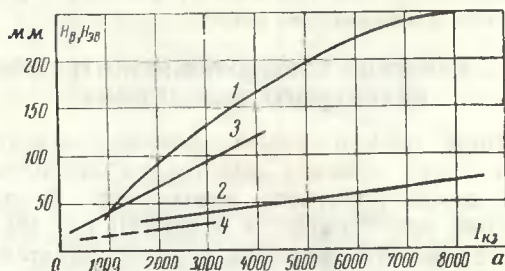


Рис. 3-6. Зависимость толщины взрывозащитного слоя песка от тока короткого замыкания при дуговом замыкании.

1 — без защитного экрана; 2 — с защитными экранами; постоянного и однофазного переменного тока; 3 — без защитного экрана; 4 — с защитным экраном.

1 и 2 — для трехфазного тока; 3 и 4 — для постоянного и однофазного тока.

Толщина взрывозащитного слоя песка H_B (кривые 1 и 3) составляет в обоих случаях весьма значительную величину. Увеличение высоты защитного слоя позволяет достичь минимальной величины высоты зоны оплавления, зависящей от тока и времени действия электрической дуги, так как высота зоны оплавления зависит от статического давления, оказываемого слоем песка, расположенного над этой зоной, или от величины силы реакции защитного слоя. Увеличивая силу реакции раз-

витию оплавления, можно уменьшить высоту оплавления при небольших толщинах защитного слоя. При наличии жесткой перегородки-экрана между токоведущими частями трансформатора и верхним слоем песка, препятствующего перемещению песка при коротком замыкании, возникают значительные силы, препятствующие развитию оплавления.

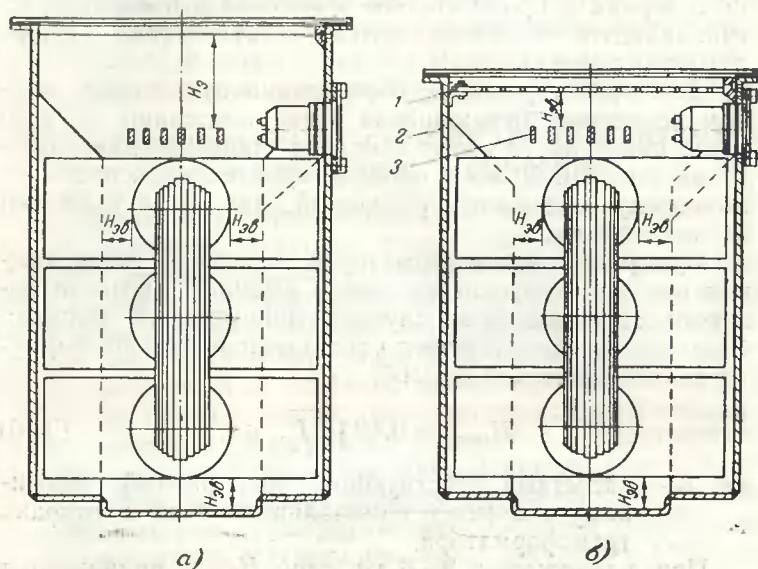


Рис. 3-7. Схема расположения выемной части трансформатора типа ТКШВП в кожухе.

а — без защитного экрана; б — при наличии защитного экрана; 1 — защитный экран; 2 — кожух трансформатора; 3 — токоведущие шины.

Применение в трансформаторах защитного экрана, представляющего собой заземленный металлический лист с перфорацией, закрепленного на стенках кожуха трансформатора в пределах взрывозащитного слоя кварцевого песка, дает возможность значительно уменьшить толщину взрывозащитного слоя (рис. 3-6, кривые 2 и 4, и рис. 3-7). При наличии экрана минимальная высота взрывозащитного слоя кварцевого заполнения в трансформаторе определяется по формуле

$$H_{э. \text{ мин}} = 0,16 \sqrt[3]{I_{к.з}^2}, \text{ мм}, \quad (3-15)$$

т. е. уменьшается примерно в 3 раза.

Жесткость экрана должна быть такой, чтобы в момент короткого замыкания стрела прогиба экрана не превышала 1,2 мм. Усилие, действующее на экран, зависит от величины тока короткого замыкания. Согласно тензометрическим измерениям при расчетных токах дугового короткого замыкания 2000—6000 а усилия на экран составляют 70—170 кГ [Л. 17]. Жесткость защитного экрана и прочность его крепления в оболочке рассчитываются по эквивалентному статическому усилию дугового разряда.

Для предотвращения образования пустот под экраном вследствие перемещения песка последний по всей своей поверхности имеет сквозные отверстия диаметром 10 мм с шагом 50 мм в обоих направлениях, а над экраном предусматривается резервный слой песка толщиной не менее 20 мм.

При работе трансформаторов возможны повреждения отводов, проходящих между выемной частью и кожухом. Для подобных случаев минимальная толщина бокового взрывозащитного слоя вычисляется по формуле (для напряжения до 2000 в)

$$H_{\text{мин}} = 0,42 \sqrt[3]{I_p^2}, \text{ мм}, \quad (3-16)$$

где I_p — расчетный действующий ток, равный удвоенному значению номинального тока в отводах трансформатора.

При напряжении 3—6 кВ слой $H_{\text{мин}}$ принимается равным величине соответствующего электрического зазора в песке до наружной стенки кожуха согласно табл. 3-2.

Исследованиями установлено, что вероятность наружного взрыва метано-воздушной смеси, вычисленная по формуле [Л. 18], равна:

$$p = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{H-h}{2\sigma^2}}, \quad (3-17)$$

где H — принятая толщина защитного слоя песка; h — среднее арифметическое значение высоты оплавления; σ и σ^2 — дисперсия и среднеквадратическое отклонение результатов опытов.

Для применяемых минимальных слоев кварцевого песка при мощности трехфазного короткого замыкания, равной 50 тыс. кВа при напряжении 6,5 кВ, $p = 10^{-8}$, т. е.

обеспечивается полная взрывобезопасность кварценополненных трансформаторов. Трехфазное короткое замыкание в кварценополненном электрооборудовании маловероятно ввиду того, что внутри образуется «королек», имеющий четко ограниченный контур, препятствующий беспорядочному развитию дуги [Л. 24].

Весьма важным качеством с точки зрения эксплуатации трансформаторов с кварцевым заполнением в условиях шахт является то, что при затяжных коротких замыканиях обмотки горят без выделения дыма благодаря окклюдированию продуктов горения слоями песка [Л. 5].

3-6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ РАССТОЯНИЯ (РАССТОЯНИЯ УТЕЧКИ) В КВАРЦЕВОМ ЗАПОЛНЕНИИ

Шахтное электрооборудование работает в очень жестких условиях. Шахтный воздух содержит высокий процент токопроводящей угольной пыли и влаги. Поэтому в шахтном электрооборудовании желательное применение только высококачественных электроизоляционных материалов, обладающих малой гигроскопичностью, высокими нагрево- и дугостойкостью, электрической и механической прочностью, а также химической стойкостью. Но изоляционных материалов, полностью удовлетворяющих этим требованиям, пока нет. Действие влаги пагубно сказывается на изоляционных материалах, применяемых для шахтных трансформаторов. Удельное сопротивление изолирующих материалов резко снижается. Очень сильно влияет увлажнение на изменение удельного сопротивления волокнистых и некоторых других материалов. Угольная пыль, отложившаяся на диэлектриках, создает токопроводящие «мостики» по их поверхности. Эти факторы приводят к возрастанию токов утечки по поверхности и через толщу диэлектриков. Наличие устойчивых токов утечки через диэлектрики и по их поверхности создает большую опасность возникновения аварий трансформаторов.

Расстояния утечки в связи с этим выбирают, исходя из условий, при которых невозможен переход электрического разряда, возникающего по слою угольной пыли или влаги между токоведущими частями, в дуговые короткие замыкания.

При заполнении трансформаторов кварцевым песком исключено попадание угольной пыли на изоляционные конструкции и токоведущие части трансформатора.

Увлажнение трансформатора, как показала практика эксплуатации свыше 7 000 подстанций, исключено, поскольку кварцевый песок гидрофобизирован. Это подтверждает возможность применения в качестве изоляции для кварцenaполненных трансформаторов обычных для трансформаторостроения изоляционных материалов, таких как электрокартон, гетинакс и т. п. Изоляционные расстояния (электрические зазоры и расстояния утечки) между находящимися под напряжением и заземленными частями, а также между голыми металлическими частями с разным потенциалом должны соответствовать указанному в табл. 3-2 и 5-8 [Л. 26].

Таблица 3-2

Номинальное напряжение, в	Электрические зазоры в песке, мм	
	между неизолированными частями разных фаз или полюсов	между неизолированными частями и наружными стенками оболочки
До 60	5	5
" 250	5	10
" 500	10	15
" 1 000	15	20
" 1 500	20	30
" 2 000	25	35
" 3 000	30	40
" 6 000	40	50

3-7. ОСОБЕННОСТИ КОНСТРУКТИВНОГО ИСПОЛНЕНИЯ КОЖУХА ТРАНСФОРМАТОРА, ЗАПОЛНЕННОГО КВАРЦЕВЫМ ПЕСКОМ

Благодаря исключительным свойствам кварцевого песка в отношении взрывозащиты места соединения съемных деталей кожуха трансформатора выполняются не во взрывонепроницаемом исполнении. К местам соединения предъявляются лишь требования брызгозащитности, чтобы исключить попадание воды в трансформатор при капееже на него. Абсорбция влаги кварцевым песком отсутствует, так как в кварцenaполненных трансформаторах коэффициенты объемного расширения кварцевого песка и кожуха примерно одинаковы и трансформатор практически «не дышит».

Большая разгрузочная способность кварцевого песка при заполнении кожуха песком на 90—95% (рис. 3-5)

позволяет, независимо от объема кожуха, испытывать его избыточным давлением не более 0,5 ат, что дает возможность значительно уменьшить вес кожуха.

3-8. ТЕХНОЛОГИЯ ПРИГОТОВЛЕНИЯ КВАРЦЕВОГО ПЕСКА

Кварцевый песок, применяемый для заполнения трансформаторов и подстанций, должен быть очищен от органических примесей и обработан гидрофобизирующим составом.

С точки зрения взрывозащиты к песку предъявляются требования по гранулометрическому составу. Преобладающая фракция зерен при допустимых размерах зерен 0,25—1,6 мм должна находиться в пределах 0,5—1,2 мм и составить не менее 75% общего гранулометрического состава.

Химический состав и диэлектрические свойства песка должны быть такими, чтобы не снижали допустимый уровень изоляции трансформатора или подстанции и обеспечивали удовлетворительный отвод тепловых потерь. Обогащение песка, целью которого является уменьшение до минимума глинистых примесей, гидроокислов железа и пылевидного кремния, производится путем промывки в бетономешалке проточной технической водой. Песок засыпается в бетономешалку порциями 150—180 кг. Процесс промывки длится 25—30 мин, до тех пор, пока цвет воды после промывки и цвет воды входящей не станет одинаковым. Промытый песок засыпается в деревянные ящики высотой слоя не более 1 м и отстаивается в течение 2 ч, что необходимо для удаления воды перед гидрофобизацией.

При применении жидкости ГКЖ-94 гидрофобизация производится из расчета 150 см³ ГКЖ-94 и 8 л технической воды на 1 000 кг песка. Гидрофобизирующая жидкость вливается в воду при тщательном перемешивании в течение 3—5 мин. При применении жидкости АМСР-3 гидрофобизация производится из расчета 200 см³ АМСР-3 и 20 л технической воды на 1 000 кг песка.

Перемешивание песка производится в бетономешалке, куда заливают гидрофобизирующий раствор. В течение 10—15 мин происходит полное смачивание песка.

Сушка песка после гидрофобизации осуществляется в сушильных печах с вытяжной вентиляцией в течение

20 ч на стальных или алюминиевых листах, при толщине слоя не более 70—80 мм. Первые 4—5 ч (процесс удаления воды) песок сушится при температуре 70—80° С, после чего температура повышается до 180° С (процесс запечки гидрофобизирующей жидкости на зернах кварца) и поддерживается до конца сушки. Испытания песка включают проверку его диэлектрических свойств, гидрофобных свойств и гранулометрического состава.

Для проверки диэлектрических свойств песка применяется сосуд с электродами по ГОСТ 6581-53 для определения пробивного напряжения жидких диэлектриков с диаметром электродов 25 мм.

Измерение удельного объемного сопротивления производится мегомметром МС-06 с напряжением 2 500 в.

Определение гидрофобных свойств производится на пробе песка, помещенной в какой-либо сосуд (стеклянный стакан и т. п.), на середину которой наливается 2—3 г воды. Песок считается хорошо обработанным, если вода не проникает в толщу пробы в течение 24 ч.

Гранулометрический состав кварцевого песка определяется периодически с помощью аппарата для рассева зернистых материалов типа О-26.

ГЛАВА ЧЕТВЕРТАЯ

РАСЧЕТ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

4-1. ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ РАСЧЕТ

Расчет кварцenaполненных трансформаторов имеет свои особенности, связанные с конструкцией системы теплоотвода и взрывобезопасным исполнением. Охлаждение активной части при помощи теплоотводящих пластин, входящих в гофры кожуха, накладывает ограничения на размеры прохода, раскладку витков и другие параметры из-за определенной эффективности теплоотдачи этими пластинами.

Прежде всего рассмотрим, какой длины могут быть пластины, помещенные в паз гофра. Г. Готтер [Л. 9] рекомендует следующие критерии для оценки эффективности ребра. Относительное превышение температуры на краю ребра (рис. 4-1)

$$\theta_L = \frac{1}{L \operatorname{ch} \sqrt{\frac{2\alpha}{\lambda S}}},$$

где L — длина ребра, см; ch — гиперболический косинус; α — коэффициент теплоотдачи, $\text{вт/м}^2 \cdot \text{град}$; λ — удельная теплопроводность, $\text{вт/м}^2 \cdot \text{град}$; S — толщина ребра.

Тепловой поток, отдаваемый с поверхности ребра, отнесенный к единичной разности температур,

$$W_0 = 2\alpha H \frac{\text{th } K}{m},$$

где H — высота ребра, см; th — гиперболический тангенс; K — параметр, определяемый из следующей зависимости:

$$K = L \sqrt{\frac{2\alpha}{\lambda S}}; \quad m = \sqrt{\frac{2\alpha}{\lambda S}}.$$

Приведенная длина ребра, т. е. такая условная длина L_{π} , при которой получалась бы та же теплоотдача, что и у ребра с длиной L , если бы на всей длине L_{π} превышенные температуры оставались неизменными,

$$L_{\pi} = L \frac{\text{th } K}{K}.$$

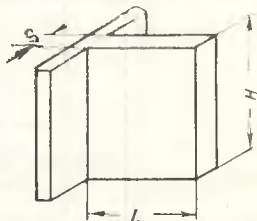


Рис. 4-1. К расчету эффективности теплоотводящих пластин

По результатам расчетов медной, алюминиевой и стальной пластины, проведенных по указанным формулам, построены кривые (рис. 4-2) для пластины, помещенной в паз гофра, заполненного кварцевым песком.

Из кривых видно, что наибольшей тепловой эффективностью обладает медное ребро. При этом его длина при толщине 3 мм должна быть не более 330 мм. Дальнейшее увеличение не улучшает теплоотдачи. Несколько хуже ведет себя алюминиевое ребро. Стальное ребро при длине 80 мм уже малоэффективно.

Большая стоимость и дефицит меди не позволяют применять ее в конструкции кварцenaполненного трансформатора. Поэтому в кварцenaполненных взрывобезопасных трансформаторах применены алюминиевые охлаждающие пластины.

Расчет показывает, что длина алюминиевого теплоотводящего ребра должна быть не более 250—300 мм. В свою очередь определенной длине ребер соответствует наиболее эффективное расстояние (шаг) между ними.

Исследования показали, что при глубине гофр 180 мм оптимальный шаг между ними должен быть в пределах 48—54 мм. Таким образом, постоянное значение шага между гофраами при постоянном напряжении обмоток, а следовательно, и при постоянной толщине изоляции определяет высоту провода обмоток.

Для того чтобы применить одну оснастку для изготовления оболочек всех трансформаторов, целесообразно нормализовать размер шага между пластинами. На практике для трансформаторов мощностью до 250 кВА шаг между пластинами составляет 50 мм. Для трансформаторов мощностью 320 кВА и выше величина его принята 54 мм.

Охлаждение магнитопровода в кварцenaполненном трансформаторе осуществляется также при помощи теплоотводящих пластин, закладываемых в яра.

Пластины при установке выемной части в кожух располагаются вплотную к торцевым стенкам оболочки и, контактируя с послед-

ними, передают тепло от магнитопровода к оболочке (рис. 4-3). Эффективность таких пластин можно определить так же, как и для пластин, расположенных между обмотками.

Расчет магнитопровода. При расчете трансформатора предварительно задаются сечением магнитопровода. Активное сечение яра берется больше сечения стержня на 5—15%.

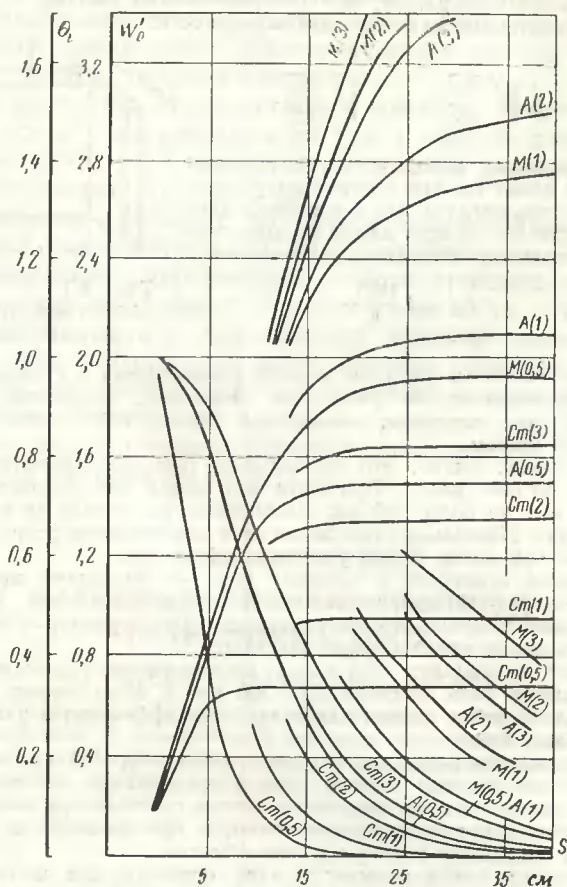


Рис. 4-2. Зависимость температуры на краю пластины θ_L и теплоудачи W_0' от длины пластины.

Для магнитопровода шахтных трансформаторов необходимо применять сталь марки Э-330А. Применение стали Э-330, Э-320 заметно увеличивает потери холостого хода, что при тяжелых условиях охлаждения шахтных трансформаторов приводит к серьезным затруднениям.

Стыки стержней с ярами в шахтных кварцenaполненных трансформаторах выполнены под углом 45° , что позволяет при расчете не учитывать увеличение потерь в «углах».

Увеличение длины стержней, охлаждаемых через яра, приводит к росту температуры в области среднего сечения стержня. Как показали исследования (гл. 5), превышение температуры в среднем сечении стержня на 15—20% выше, чем у его концов.

На рис. 4-4 приведено схематическое изображение выемной части трансформатора и обозначены основные геометрические размеры.

В дальнейших расчетах принимаем следующие обозначения:

h_p — высота обмотки одной группы рассеяния, см;

F — ширина окна магнитопровода, см;

$\frac{F - l_q}{2}$ — радиальный размер обмоток, см;

m, p — число одипарных дисковых катушек обмоток;

$\Delta m, \Delta p$ — соответственно усредненные изоляционные промежутки обмоток;

a_{01} — электрический зазор между обмотками и стержнем, см;

a_{12} — расстояния между соседними дисками обмоток, см;

D — диаметр стержня, см.

С учетом указанных особенностей расчет кварцenaполненного трансформатора можно производить согласно [Л. 3 и 30].

Число витков определяется по формуле

$$w_1 = \frac{U_{фн} \cdot 10^8}{4,41 f B_c \Pi_c}, \quad (4-1)$$

где f — частота, гц; B_c — индукция, гс; Π_c — активное сечение стержня, см² (в расчетах сечением задаемся).

Выбор числа витков целесообразно начинать с обмотки НН.

Раскладка витков. Обмотка НН состоит из двух двойных дисковых катушек, поэтому число витков в слое дисковой катушки равно:

$$w_{c2} = \frac{w_2}{4}. \quad (4-2)$$

Рис. 4-3. Расположение теплоотводящих пластин.

1 — пластина, отводящая тепло магнитопровода; 2 — обмотка; 3 — кожух; 4 — магнитопровод; 5 — пластина, отводящая тепло от обмотки.

Число витков в слое одной дисковой катушки ВН равно:

$$w_{c1} = \frac{w_{1\text{мнн}}}{n'm}; \quad (4-3)$$

$$w'_{c1} = \frac{w_{1\text{макс}} - w_{1\text{мнн}}}{m_1},$$

где w_{c1} и w'_{c1} — число витков в слое основных и регулировочных катушек; n' — число последовательно соединенных групп ВН; m —

число одинарных дисковых катушек ВН в одной группе, заключенной между низковольтными катушками; m_1 — число одинарных регулировочных катушек.

Плотностью тока в обмотках предварительно задаются. Для различного класса нагревостойкости изоляционных материалов и числа теплоотводящих пластин величина плотности тока различна и выбирается по данным предварительного теплового расчета.

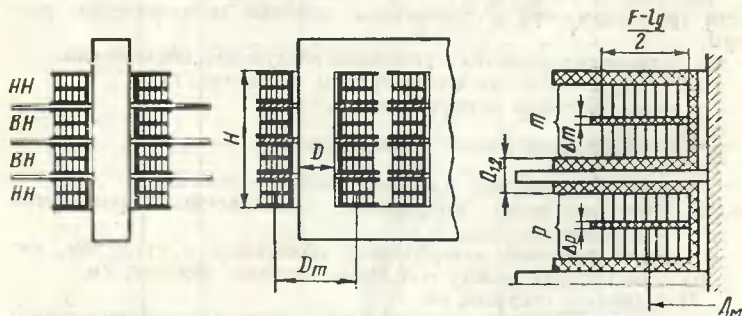


Рис. 4-4. К расчету размеров выемной части.

Для изоляции из стеклопластиков плотность тока в медных проводах обмотки находится в пределах $1,5\text{--}2,0 \text{ а/мм}^2$. При этом меньшая плотность тока соответствует большей мощности трансформаторов.

По найденным ориентировочным значениям сечения выбираем размеры провода [Л. 30]. При этом, так как шаг между теплоотводящими пластинами постоянен для всех типоразмеров, то и высота провода также постоянна и зависит от толщины изоляции между катушкой и теплоотводящей пластиной. После раскладки витков

несложно рассчитать геометрические размеры и вес трансформаторов.

Напряжение короткого замыкания. На рис. 4-5 показано расположение обмоток ВН и НН и распределение индукции их поля рассеяния при чередующемся расположении катушек, принятом в кварценаполненных трансформаторах.

Симметричная чередующаяся обмотка состоит из нескольких магнитоуравновешенных групп с равными намагничивающими силами (н. с.) обмоток ВН и НН одной группы. В таком случае напряжение рассеяния одной группы (выраженное в процентах) представляет собой напряжение рассеяния всей обмотки.

Согласно [Л. 23 и 30] реак-

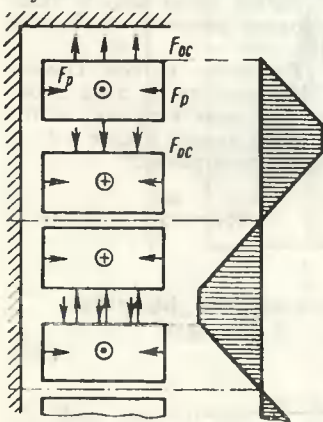


Рис. 4-5. К расчету напряжения короткого замыкания и механических сил в обмотках.

живная составляющая напряжения короткого замыкания для чередующихся обмоток определяется по формуле

$$U_x = \frac{7,92 f / \omega \pi D_m a_p k_R \cdot 10^{-6}}{n 0,5 (F - l_q) e_w} \% \quad (4-4)$$

где D_m — средний диаметр катушек, см; a_p — ширина приведенного канала рассеяния, см; k_R — коэффициент Роговского; n — число групп рассеяния; e_w — напряжение витка.

При разбивке одной из обмоток на p , а другой на m катушек ширина приведенного канала рассеяния определяется по формуле

$$a_p = a_{12} + \Delta_p k_p + \Delta_m k_m + \frac{a_1 + a_2}{3}, \quad (4-5)$$

где a_1, a_2 — суммарный осевой размер обмоток ВН и НН одной группы рассеяния; $\Delta m, \Delta p$ — осевой размер изоляционных промежутков между катушками; k_m, k_p — коэффициенты, их можно определить по табл. 4-1.

Таблица 4-1

m (или p)	1	2	3	4	5	6	7	8
K_m (или K_p)	0	0,25	0,556	0,875	1,2	1,53	1,86	2,19

Коэффициент Роговского определяется по формуле

$$k_R = 1 - \sigma \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma}} \right). \quad (4-6)$$

Более точно коэффициент Роговского для чередующихся обмоток определяется по формуле

$$k_R = 1 - \sigma \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma}} \right) \left[1 - 0,5 e^{-Sk} \left(1 - e^{-\frac{1}{\sigma}} \right) \right], \quad (4-7)$$

где σ — коэффициент:

$$\sigma = \frac{a_{12} + a_1 + a_2 + \Sigma m + \Sigma p}{\pi 0,5 (F - l_1)}; \quad (4-8)$$

S — расстояние между обмоткой и стальным сердечником.

С учетом ступенчатости стержня

$$S = \frac{D_n - d'}{2}, \quad (4-9)$$

где $d' = k'd$;

k' — можно найти по формуле $k' = 12 \sqrt{I I_c}$;

k — коэффициент, определяемый по формуле

$$k = \frac{4}{\sigma (F - l_q)}; \quad (4-10)$$

$I I_c$ — сечение стержня.

В тех случаях, когда катушки обмоток ВН и НН имеют различные радиальные размеры, необходимо ввести коэффициент, учитывающий обусловленное этим неравенством увеличение напряжения рассеяния. В этом случае индуктивная составляющая [Л. 3]:

$$U_{xп} = U_x (1 - \frac{1}{2} \sigma' / 100), \quad (4-11)$$

где

$$\sigma' = \frac{h}{2} \left[1 + \frac{\pi (F_k' - l_q)}{2\lambda} \frac{h}{100} \right];$$

h — разность радиальных размеров обмотки, % большего (рис. 4-6).

Активная составляющая напряжения короткого замыкания

$$U_a = \frac{P_{к.з}}{10S_H}, \quad \%. \quad$$

Полное напряжение короткого замыкания

$$U_k = \sqrt{U_{xп}^2 + U_a^2}. \quad (4-12)$$

Вес и потери в стали магнитопровода. Магнитопровод состоит из трех стержней, двух ярм и уголков. Четыре уголка составляют две призмы с высотой, равной высоте ярма, и сечением, равным сечению стержня.

Потери холостого хода найдем по формуле

$$P_0 = k_{д.с} (p_c G_{ст} + p_H G_H). \quad (4-13)$$

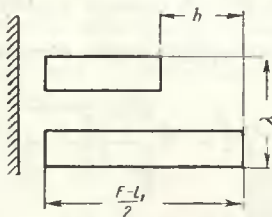
где p_c , p_H — удельные потери в стали стержня и ярма при заданной индукции, марке и толщине листов стали, *вт/кг*; $k_{д.с}$ — коэффициент добавочных потерь, равный 1,2—1,35, учитывающий увеличение потерь от наклепа пластин, а также от несовпадения направления линий магнитного потока в крайних и средних узлах магнитопровода с направлением прокатки стали.

Удельные потери p_c и p_H зависят от индукции в стержне и ярме.

Ток холостого хода. При расчете холостого хода необходимо отдельно определить активную и реактивную составляющие. Активная составляющая зависит от потерь в стали:

$$I_{0a} = \frac{P_0}{10S_H}, \quad \%, \quad (4-14)$$

Рис. 4-6. К расчету U_x при различных радиальных размерах обмоток.



Реактивная составляющая тока холостого хода определяется мощностью, необходимой на проведение магнитного потока по магнитопроводу. При этом магнитный поток проходит по стали магнитопровода и воздушным зазорам между листами. В местах стыка эти зазоры всегда имеются и, несмотря на малые размеры, требуют ощутимого расхода намагничивающей мощности, так как магнитная проницаемость воздуха во много раз меньше проницаемости стали.

Полная намагничивающая мощность может быть выражена

$$Q_x = Q_{x,c} + Q_{x,y} + Q_{x,z} = q_{x,c} G_{ст} + q_{x,y} G_H + n_3 q_{x,y} \Gamma_c, \quad (4-15)$$

где $q_{x.c}$, $q_{x.я}$ — удельная намагничивающая мощность для стержня и ярма при заданной индукции, $ва/кг$; $G_{ст}$; $G_{я}$ — вес стали стержня и ярма; n_3 — количество зазоров; $q_{x.з}$ — удельная намагничивающая мощность для воздушных зазоров; P_c — активное сечение стержня.

В частности, для стыков под углом в 45° индукция в зазоре равна:

$$B_s = \frac{B_c}{\sqrt{2}}, \quad (4-16)$$

а площадь стыка

$$P_3 = \sqrt{2} P_c. \quad (4-17)$$

Для сердечников из холоднокатаной стали с «прямым стыком» необходимо учитывать, что для участков ярма и стержня в местах стыка удельная намагничивающая мощность должна быть увеличена.

Определив намагничивающую мощность, находим реактивную составляющую тока холостого хода:

$$I_{0x} = \frac{Q_x}{10S_n}, \quad (4-18)$$

Полный ток холостого хода

$$I_0 = \sqrt{I_{0a}^2 + I_{0x}^2}. \quad (4-19)$$

4-2. РАСЧЕТ ДОБАВОЧНЫХ ПОТЕРЬ В ОБМОТКАХ И ПОТЕРЬ В ЭЛЕМЕНТАХ КОНСТРУКЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА

Опыт короткого замыкания позволяет получить нагрузочные потери в кварцenaполненном трансформаторе. Эти потери включают омические потери в обмотках и потери в элементах конструкции от потока рассеяния трансформатора, замыкающегося по стальным узлам оболочки, стяжным шпилькам и пр. Кроме того, потоки рассеяния пронизывают провод обмотки, алюминиевые теплоотводящие пластины, отводы и прочие детали активной части, вызывая в них дополнительные потери от вихревых токов.

Добавочные потери, вызванные собственным магнитным полем в проводах обмоток, можно найти по формулам из [Л. 23 и 30].

Коэффициент добавочных потерь обмоток определяется [Л. 30]:

$$k_{дт} = 1 + 0,095\beta^2 b^4 (m_0^2 - 0,2), \quad (4-20)$$

где

$$\beta = \frac{an_p}{0,5 (F - l_q) k_R}; \quad (4-21)$$

a — толщина проводника; n_p — число проводников обмотки в радиальном направлении; $\frac{F - l_q}{2}$ — радиальный размер катушки; k_R —

коэффициент Роговского; b — высота проводника; m_0 — число проводников группы рассеяния в осевом направлении.

Добавочные потери рассчитываются отдельно для обмоток ВН и НН.

Омические потери в сборных шинах обмоток ИН кварцаполненного трансформатора

$$P_{\text{ш}} = 2,4 \delta_{\text{ш}}^2 G_{\text{ш}} \text{ вт.} \quad (4-22)$$

Плотность тока $\delta_{\text{ш}}$ можно найти как среднее значение плотности тока на отдельных участках шины. При этом надо учитывать, что ток в шинах возрастает от конца шины к выводу шины на проходные изоляторы от величины тока одной параллели до величины фазного тока по мере подключения параллелей.

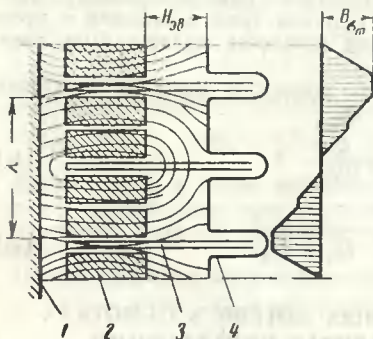


Рис. 4-7. К расчету потерь в теплоотводящих пластинах от потоков рассеяния.

1 — магнитопровод; 2 — катушка; 3 — охлаждающая пластина; 4 — кожух

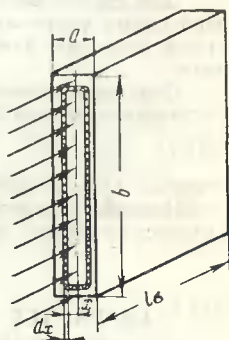


Рис. 4-8. К определению магнитного потока, пронизывающего пластину в радиальном направлении.

Потери в теплоотводящих алюминиевых пластинах возникают от потока рассеяния обмоток, который между катушками ВН и ИН (канале рассеяния) пронизывает часть теплоотводящих пластин в направлении, перпендикулярном поперечному сечению их. Кроме того, поток рассеяния, замыкаясь по воздуху, пронизывает часть теплоотводящих пластин в направлении, перпендикулярном их плоскостям (рис. 4-7). В обоих случаях в пластинах наводятся вихревые токи, вызывающие потерн в алюминии.

Для расчета добавочных потерь необходимо найти радиальный поток рассеяния в промежутке между катушками и поток рассеяния в околообмоточном пространстве между обмотками и кожухом. Чтобы определить первую составляющую потока, выделим по сечению пластины элементарный виток толщиной dx на расстоянии x от оси симметрии (рис. 4-8).

Площадь S_{x1} , охватываемая витком, может быть определена при соотношении $b \gg a$:

$$S_x = 2xb, \quad (4-23)$$

где b — ширина пластины; a — толщина пластины.

Поскольку индукция в канале рассеяния известна, зная площадь, охватываемую элементарным витком, находим поток $\Phi'_{\sigma n}$ сцепленный с элементарным витком:

$$\Phi'_{\sigma n} = B'_{\sigma n} S_x = 2B'_{\sigma n} bx, \quad (4-24)$$

где $B'_{\sigma n}$ — индукция в канале рассеяния.

Поток рассеяния $\Phi'_{\sigma n}$, пульсируя с частотой основного потока, наводит в элементарном витке э. д. с.

$$E_{\sigma} = 4,44 B'_{\sigma n} bx \cdot 10^{-6}. \quad (4-25)$$

Под действием э. д. с. E_{σ} в витке возникает ток I_{σ} , ограниченный сопротивлением витка, которое легко найти.

Учитывая, что $l = 2b$ (при $b \gg a$) и $S = dx l_{\sigma}$,

$$R = \rho \frac{2b}{dx l_{\sigma}} = \rho \frac{2bk_R}{dx l_K}, \quad (4-26)$$

где l_{σ} — расчетная длина магнитной линии $l_{\sigma} = l_K / k_R$;

l_K — радиальный размер катушки; k_R — коэффициент Роговского.

Потери в витке

$$dP = I_{\sigma}^2 R = \frac{E_{\sigma}^2}{R}. \quad (4-27)$$

Подставив вместо E_{σ} его значение из (4-25) и значение сопротивления из (4-26), получим:

$$dP = \frac{(4,44 B'_{\sigma n} bx 10^{-6})^2 l_{\sigma} dx}{\rho 2b}, \quad (4-28)$$

или, интегрируя полученное выражение в пределах от $-\frac{a_n}{2}$ до $+\frac{a_n}{2}$, получаем:

$$P = 2,4 (B'_{\sigma n})^2 a_n^3 b_n l_{\sigma} 10^{-7}. \quad (4-29)$$

Индукция в канале рассеяния определяется по формуле из [Л. 23]:

$$B'_{\sigma n} = \frac{1,78 I \omega k_R}{n l_K}, \quad (4-30)$$

где n — число групп рассеяния; I — номинальный ток обмотки; ω — число витков обмотки; k_R ; l_K — величины, известные из уравнения (4-26).

Потери в алюминиевых пластинках в канале рассеяния от радиальной составляющей поля рассеяния равны:

$$P' = 7,6 \left(\frac{I \omega}{n} \right)^2 a_n^3 b_n l_K k_R N' \cdot 10^{-7}, \quad (4-31)$$

где N' — число алюминиевых пластин, находящихся в канале рассеяния между обмотками ВН и НН трансформатора.

Часть потока рассеяния, замыкаясь параллельно образующей цилиндрической поверхности обмотки, также пронизывают алюминиевую пластину. Такому воздействию подвергаются только пластины, помещенные между катушками ВН группы рассеяния. Остальные пластины подвержены пересечению этим магнитным потоком рассеяния из-за отклонения магнитных линий потока от прямых линий.

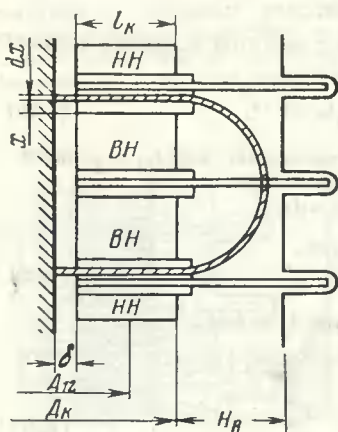


Рис. 4-9. К определению магнитного потока, пронизывающего пластину в осевом направлении.

поток рассеяния сцеплен с частью витков, поэтому для определения суммарного потока рассеяния, выходящего из обмотки и пронизывающего пластину, выделим элементарную трубку потока рассеяния толщиной dx на расстоянии x от оси симметрии, а затем проинтегрируем по высоте обмотки λ . Магнитодвижущая сила витков, охватываемых трубкой,

$$F'_x = \frac{2\sqrt{2}Iw}{n} \frac{x}{\lambda}. \quad (4-32)$$

Магнитное сопротивление трубки

$$R'_\mu = \frac{L + \pi x}{\mu_0 \pi D_m dx}, \quad (4-33)$$

где μ_0 — абсолютная магнитная проницаемость воздуха;

$$L = 2(l_k + \delta).$$

Магнитный поток в трубке

$$d\Phi'_x = \frac{F'_x}{R'_\mu} = k \frac{x dx}{L + \pi x}, \quad (4-34)$$

Так как это отклонение в месте расположения указанных пластин невелико, потери в них малы и в расчете не учитываются.

Картина поля рассеяния между обмотками и ферромагнитным кожухом весьма сложна, поэтому для определения добавочных потерь в пластинах в расчете приняты некоторые допущения.

1. В пределах обмотки магнитные линии поля рассеяния прямые и направлены параллельно алюминиевой пластине.

2. Магнитная линия потока рассеяния, выходя из обмотки перпендикулярно образующей, имеет вид полукруглости.

3. Поток рассеяния для всех трех фаз одинаков.

4. Круглая катушка заменяется прямолинейной шиной.

Таким образом, поле рассеяния между обмоткой и кожухом можно представить, как показано на рис. 4-9. В пределах катушки

где

$$k = \frac{2\sqrt{2} I \omega \mu_0 \pi D_m}{n \lambda}. \quad (4-35)$$

Интегрируя в пределах изменения x от 0 до λ , получаем:

$$\Phi'_x = 1,13 \frac{I \omega}{n \lambda} D \left(\pi \lambda - L \ln \frac{L + \pi \lambda}{L} \right). \quad (4-36)$$

В канале поток рассеяния сцеплен со всеми витками, поэтому в этом случае м. д. с.

$$F''_x = \frac{2\sqrt{2} I \omega}{n}. \quad (4-37)$$

Магнитное сопротивление

$$R''_\mu = \frac{L + \pi \lambda}{\mu_0 \pi D_m dx}. \quad (4-38)$$

Поток, сцепленный со всеми витками обмотки ВН группы рассеяния, выходя из канала рассеяния, также пронизывает пластину, расположенную между катушками ВН, и равен (в элементарной трубке):

$$d\Phi''_x = \frac{2\sqrt{2} \mu_0 \pi I \omega D_m}{n(L + \pi \lambda)} dx. \quad (4-39)$$

Интегрируя в пределах изменений x от 0 до $a_{12}/2$, получаем:

$$\Phi''_x = 5,72 \frac{I \omega}{n} \frac{D_m a_{12}}{L + \pi \lambda}. \quad (4-40)$$

Суммарный поток рассеяния, пронизывающий пластину между обмоткой и кожухом,

$$\Phi''_{am} = \Phi'_x + \Phi''_x. \quad (4-41)$$

Индукция в околообмоточном пространстве с шириной кольца $H_{0в}$ равна:

$$B''_{am} = \frac{\Phi''_{am}}{S'} = \frac{\Phi''_{am}}{\pi H_{0в} (D_H + H_{0в})}, \quad (4-42)$$

где D_H — наружный диаметр катушки; $H_{0в}$ — взрывозащитный слой кварцевого песка или расстояние от обмотки до боковой стенки кожуха.

Подставляя вместо Φ''_{am} его значение из (4-41), находим:

$$B''_{am} = \frac{0,36 I \omega}{n (D_H + H_{0в}) H_{0в}} \left(\pi + 5,1 \frac{a_{12}}{L + \pi \lambda} - \frac{L}{\lambda} \ln \frac{L + \pi \lambda}{L} \right). \quad (4-43)$$

Зная индукцию в зоне алюминиевой пластины, можно, применив формулу (4-29), рассчитать потери в алюминиевой пластине, для чего вместо B'_{am} , a_n , b_n необходимо подставить соответственно B''_{am} , $H_{0в}$, a_n .

При числе пластин N'' между обмотками ВН потери в алюминиевых пластинах

$$P'' = 2,4 (B''_{\text{от}})^2 H_{\text{ов}} a_{\text{л}} b_{\text{п}} N'' \cdot 10^{-7}. \quad (4-44)$$

Расчеты, проведенные по формулам (4-29) и (4-44), показывают, что ошибка в расчете не превышает 10—15% при соотношении $H_{\text{ов}}/\lambda \gg 1$. Общая величина потерь в пластнах составляет 7—10% омических потерь обмоток.

Потери в кожухе трансформатора. В сухих и маслonaполненных трансформаторах с вертикальным расположением стержней магнитопровода между ярами и стальной поверхностью кожуха (бака) имеется большой воздушный зазор.

Имеющиеся в кривой потока составляющие нулевой последовательности (тройной частоты из-за насыщения стали и основной из-за имеющейся несимметрии линейных напряжений), замыкаясь через этот промежуток, бывают значительно ослаблены и не вызывают в баке существенных потерь от вихревых токов.

Основную долю потерь в баке в этих конструкциях вызывает поперечное поле рассеяния, возникающее при неравномерном распределении н. с. в осевом направлении (при концентрическом расположении обмоток). В кварцenaполненных трансформаторах яра магнитопровода располагаются почти вплотную к торцевой стенке, поэтому потоки тройной частоты и поток нулевой последовательности, замыкающиеся через кожух, достигают значительных величин. Кроме того, и поток рассеяния в трансформаторах с чередующимися обмотками носит характер поперечного поля (в сопоставлении с трансформаторами, имеющими концентрическое расположение обмоток).

Потери в кожухе от потока рассеяния для кварцenaполненных трансформаторов можно найти по формуле из [Л. 30], приведя ее к чередующейся обмотке. С учетом опытных данных потери можно определить:

$$P_{\text{кож}} = 10 k_{\text{к}} S_{\text{в}}, \quad (4-45)$$

где $k_{\text{к}}$ — коэффициент, равный 0,2—0,15.

4-3. РАСЧЕТ МЕХАНИЧЕСКИХ СИЛ В ОБМОТКАХ

Чередующиеся обмотки кварцenaполненного трансформатора делают его более надежным с точки зрения устойчивости при коротких замыканиях, так как известно, что при таком типе обмоток усилия между витками обмоток значительно ниже, чем в концентрических обмотках [Л. 30].

Проверка выемной части на механическую прочность при коротком замыкании включает: а) определение максимального тока короткого замыкания трансформатора; б) определение механических сил между обмотками и элементами конструкции выемной части.

Согласно общей теории трансформаторов [Л. 23] мгновенное значение тока короткого замыкания определяется по формуле

$$i_{\text{км}} = 1,41 k_{\text{м}} I_{\text{к.у}}, \quad a, \quad (4-46)$$

где $k_{\text{м}}$ — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока короткого замыкания; $I_{\text{к.у}}$ — действующее значение установившегося тока короткого замыкания.

Для определения обеих величин можно воспользоваться формулами:

$$k_m = 1 + e^{-\frac{\pi u_a}{u_x}}; \quad (4-47)$$

$$I_{к.у} = I_n \frac{100}{u_{к.у}}. \quad (4-48)$$

Механические силы в элементах конструкции выемной части трансформатора возникают потому, что проводники, обтекаемые током, находятся в магнитном поле рассеяния, с которым взаимодействуют. В чередующихся обмотках [Л. 3, 23 и 30] механические силы в каждой магнитно-уравновешенной группе направлены по оси обмотки и стремятся крайние катушки прижать к ярму, а внутренние друг к другу.

Это усилие можно определить по формуле

$$F_0 = \frac{6,4 (i_{км} \omega)^2 k_R L_{в}}{0,5 \pi^2 (F - l_q)}, \text{ кг}, \quad (4-49)$$

где ω — число витков обмотки; $L_{в}$ — средняя длина витка; π — число групп рассеяния; $0,5(F - l_q)$ — радиальный размер катушки, см.

По этому усилию производится проверка механической прочности опорных элементов конструкции и витковой изоляции на раздавливание.

4-4. РАСЧЕТ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ НА ЦВМ

Задачей расчета любой машины или аппарата является определение оптимальных параметров исходя из определенных критериев оптимальности. Для трансформаторов основным критерием оптимальности является их экономичность.

В соответствии с методикой технико-экономических расчетов [Л. 10], принятой в энергетике, экономичность трансформатора определяется годовыми затратами:

$$Z = (p_a + p_n) C_T + Z_{х.х} P_{х.х} + Z_{к.з} P_{к.з} + Z_p Q_p, \quad (4-50)$$

где p_n — нормативный коэффициент окупаемости в трансформаторостроении; p_a — коэффициент амортизационных отчислений; C_T — себестоимость трансформатора, руб.; $P_{х.х}$, $P_{к.з}$ — потери холостого хода и короткого замыкания, кВт; Q_p — потребляемая реактивная мощность, квар; $Z_{х.х}$, $Z_{к.з}$ — годовые затраты на 1 кВт потерь холостого хода и короткого замыкания, руб/кВт·год; Z_p — годовые затраты на компенсацию 1 квар реактивной мощности, руб/квар·год.

Наиболее экономичным считается вариант, имеющий минимум годовых затрат при условии, что выполняется ряд ограничений, заданных в форме неравенств. Для шахтных трансформаторов такими ограничениями являются габаритные размеры, удельные тепловые нагрузки на обмотки и магнитопровод, величина напряжения короткого замыкания. Годовые затраты представляют собой нелинейные функции некоторых исходных данных. Поэтому для ЦВМ задача расчета трансформатора представляет собой задачу нелинейного планирования (оптимального проектирования) [Л. 34]. Для получе-

ния затрат необходимо рассчитать геометрические размеры трансформатора с учетом основных технических требований.

Для чередующейся симметричной обмотки характерной является группа рассеяния, у которой н. с. первичной и вторичной обмоток является постоянной величиной независимо от схемы соединения отдельных частей обмотки [Л. 30]. Это позволяет при определенном числе групп привести расчет всей обмотки к одной группе рассеяния.

Для одной группы рассеяния можно записать, что н. с. первичной обмотки равны:

$$I\omega'_1 = \frac{\omega_1 I_1}{n}. \quad (4-51)$$

Аналогично для вторичной обмотки:

$$I\omega'_2 = \frac{\omega_2 I_2}{n}, \quad (4-52)$$

где n — число групп рассеяния;

$$I\omega'_1 = I\omega'_2 = I\omega'. \quad (4-53)$$

Группу рассеяния с суммарной н. с. $I\omega'$ назовем условной обмоткой, у которой число витков ω_m и по которой проходит ток I_m , т. е.

$$I\omega' = I_m \omega_m = \frac{1}{n} \omega_2 I_1. \quad (4-54)$$

Заменяя значение тока через плотность тока и сечение витка, можно получить связь между площадью сечения условной и площадью сечения реальных (первичной или вторичной) обмоток:

$$S_m \omega_m = \frac{k'_p \delta_1}{\delta_m n} S_1 \omega_1 \cdot 10^{-2}. \quad (4-55)$$

После несложных преобразований формулы (4-54) получим:

$$n S_m \omega_m = \frac{k_{p1} \delta_2' + k_{p2} \delta_1}{\delta_2} S_1 \omega_1 \cdot 10^{-2}. \quad (4-56)$$

В формулах (4-55) и (4-56) δ_1, δ_2 — плотность тока первичной и вторичной обмоток, $a/\text{мм}^2$; δ_m — плотность тока условной обмотки, $a/\text{мм}^2$; S_1 — сечение витка первичной обмотки, мм^2 ; S_m — сечение витка условной обмотки, мм^2 ; ω_1, ω_m — количество витков в одной группе рассеяния первичной и условной обмотки.

Кроме того, площадь сечения обмотки трансформатора можно найти, зная ее геометрические размеры. В этом случае:

$$n S_m \omega_m = \varphi_k (H - l_d) \frac{F - l_q}{2}, \quad (4-57)$$

где $H - l_d$ — высота обмотки за вычетом всех изоляционных и охлаждающих каналов, см ; φ_k — коэффициент заполнения медью площади, занимаемой обмоткой.

Решая совместно (4-56) и (4-57), имеем:

$$S_1 w_1 = 0,5 \varphi_k \frac{\delta_2}{k_{p2} \delta_1 + k_{p1} \delta_2} (H - l_d) (F - l_q). \quad (4-58)$$

Подставив полученное в (4-55), получим:

$$S_m w_m = 0,25 \frac{k'_{p1} k_1}{n} \varphi_k (H - l_d) (F - l_q) \cdot 10^2, \quad (4-59)$$

где

$$k_1 = \frac{2\delta_1 \delta_2}{\delta_m (k_{p2} \delta_1 + k_{p1} \delta_2)}. \quad (4-60)$$

Приведя таким образом реальные обмотки к условной, можно получить аналитическую зависимость между характеристиками этой обмотки в виде системы уравнений.

Зная площадь, занимаемую группой рассеяния, и средний диаметр обмотки, можно найти вес меди одной группы рассеяния:

$$G_M = \gamma \pi D_m S_m w_m \cdot 10^{-5}.$$

Для трехфазного трансформатора:

$$G_M = 3 \gamma n D_m S_m w_m \cdot 10^{-5},$$

где G_M — вес неизолированного провода трансформатора, кг; γ — удельный вес провода обмотки, кг/дм³; D — средний диаметр обмотки, см.

Подставляя вместо $S_m w_m$ его значение из (4-59), получаем:

$$G_M = 2,1 \cdot 10^{-2} k_1 k'_{p1} \varphi_k D_m (H - l_d) (F - l_q). \quad (4-61)$$

Связь между средним диаметром обмоток и диаметром стержня магнитопровода имеет вид:

$$D_m = b_m D.$$

Кроме того,

$$D_m = D + 2a_{01} + \frac{F - l_q}{2} = D \left(1 + \frac{2a_{01}}{D} + \frac{F - l_q}{2D} \right).$$

Отсюда следует:

$$b_m = 1 + \frac{2a_{01}}{D} + \frac{F - l_q}{2D}. \quad (4-62)$$

Величина b_m математически представляет собой отношение среднего диаметра обмоток к диаметру стержня магнитопровода.

Таким образом, связь между весом провода и геометрическими размерами обмоток имеет вид:

$$G_M = 2,1 \cdot 10^{-2} k_1 k'_{p1} \varphi_k D b_m (H - l_d) (F - l_q). \quad (4-63)$$

Зная вес меди, можно определить потери в обмотке по формуле

$$P_K = 2,4 \delta_m^2 G_M. \quad (4-64)$$

Кроме того, известна зависимость

$$u_a = \frac{P_k}{10S_H}, \quad (4-65)$$

где u_a — активная составляющая напряжения короткого замыкания, %; S_H — номинальная мощность трансформатора.

Решая (4-64) и (4-65), можно найти, что

$$G_M = 4,17 \frac{S_H u_a}{\delta_m^2}. \quad (4-66)$$

Мощность трансформатора равна:

$$S_H = 3U_\Phi I_\Phi \cdot 10^{-3}. \quad (4-67)$$

Фазное напряжение находится по формуле

$$U_\Phi = 4,44 f B_c \Pi_c \omega \cdot 10^{-8} \text{ в}, \quad (4-68)$$

где Π_c — активное сечение стержня, см^2 ; f — частота тока, Гц ; B_c — индукция в стержне, Гс .

Из равенств (4-56), (4-59), (4-61), (4-66) — (4-68) следует:

$$G_M = 5,45 \cdot 10^{-7} \varphi_0 B_c \frac{k_1 \varphi_k}{\delta_m} u_a D^2 (H - l_d) (F - l_q); \quad (4-69)$$

$$\delta_m = 2,6 \cdot 10^{-5} \frac{\varphi_0 B_c}{b_m k'_p} u_a D; \quad (4-70)$$

$$F - l_q = \frac{2,94 \cdot 10^{11} b_m k'_p S_H}{\varphi_k k_1 \varphi_0^2 B_c^2 u_a D^3 (H - l_d)}. \quad (4-71)$$

В (4-69) — (4-71) заложены некоторые технические требования (мощность трансформатора, геометрические размеры и др.). Однако чтобы получить оптимальный вариант трансформатора, следует ввести все необходимые требования. Необходимо, например, чтобы трансформатор имел допустимый нагрев и определенное значение напряжения короткого замыкания. Для кварцenaполненного трансформатора превышение температуры активной части над окружающей средой пропорционально удельной тепловой нагрузке на поверхность оболочки. Можно показать, что для кварцenaполненных трансформаторов I, II габаритов удельная тепловая нагрузка на оболочку пропорциональна удельной тепловой нагрузке на теплоотводящую пластину, т. е.:

$$q_k \equiv q_{om},$$

где q_k — удельная тепловая нагрузка на кожух; q_{om} — удельная тепловая нагрузка на алюминиевую пластину.

Охлаждение обмоток осуществляется в основном через теплоотводящие пластины. Незначительным потоком, проходящим от боковой поверхности катушки через песок к оболочке, можно пренебречь.

Удельная тепловая нагрузка на пластину равна:

$$q_{om} = \frac{P_k}{S_0} = 1,06 \frac{u_a S_H k'}{b_m D}. \quad (4-72)$$

Коэффициент k' можно найти по формуле

$$k' = \frac{n}{n_d},$$

где n_d — количество теплоотводящих пластин.

Из (4-72) следует:

$$F - l_q = 1,06 \frac{S_n u_a k'}{q_{om} b_m D n}. \quad (4-73)$$

Сравнивая (4-73) и (4-71), получаем:

$$D = 0,527 \cdot 10^6 \frac{b_m}{\varphi_0 B_c u_a} \sqrt{\frac{q_{om} k' p n}{k_1 k' \varphi_K (H - l_d)}}. \quad (4-74)$$

Величина $H - l_d$ может быть рассчитана по формуле

$$H - l_d = \left(1 - \frac{b_d}{h_p}\right) n h_p, \quad (4-75)$$

где b_d — суммарная ширина каналов группы рассеяния, см.

Решая систему, составленную из уравнений (4-62), (4-70), (4-73) и (4-74), получаем:

$$b_m = L + \frac{MN}{2D^2}; \quad (4-76)$$

$$F - l_q = \frac{MN}{D}; \quad (4-77)$$

$$\delta_m = \frac{NK}{D}; \quad (4-78)$$

$$u_a = \frac{\delta_m b_m}{K}. \quad (4-79)$$

В формулах (4-76) — (4-79)

$$K = 2,6 \cdot 10^{-5} \frac{\varphi_0 B_c D}{k' p}; \quad (4-80)$$

$$N = 0,527 \cdot 10^6 \frac{1}{\varphi_0 B_c} \sqrt{\frac{q_{om} k' p n}{k_1 k' \varphi_K (H - l_d)}}; \quad (4-81)$$

$$M = 1,06 \frac{S_n k'}{q_{om} D n}; \quad (4-82)$$

$$L = 1 + \frac{2a_{01}}{D}. \quad (4-83)$$

Варьируя в определенных пределах величины B_c , D , q_{om} , n , получаем варианты с различным сочетанием параметров:

$$b_m, F - l_q, H - l_d, \delta_m, u_a.$$

Расчет одного варианта на ЦВМ по предлагаемой методике должен производиться в следующем порядке. Прежде всего в машину вводятся исходные данные: постоянные для данной мощности величины a_{01} , a_{12} , k_p , k'_p , k_1 , φ_K и другие, а также величины, кото-

рые будут варьироваться в процессе перехода от варианта к варианту D, B_c, q_{0m}, n, h_p .

Программа должна предусматривать следующий порядок расчета одного варианта. По формуле (4-75) рассчитывается осевой размер обмоток $H-l_d$. Затем по формулам (4-80)—(4-83) рассчитываются коэффициенты K, N, M, L . После этого вычисляются величины $b_m, F-l_q, \delta_m, u_a$ по формулам (4-76)—(4-79).

Целью дальнейшего расчета является определение напряжения которого замыкания u_k . Для расчета u_k вычисляем ряд величин по следующим формулам:

$$a_p = a_{12} + \Delta m k_m + \Delta p k_p + \frac{(H-l_d) \varphi'_k}{3n}, \quad (4-84)$$

где a_p — ширина приведенного канала рассеяния, см; k_m, k_p — коэффициенты, зависящие от количества катушек первичной и вторичной обмоток в группе рассеяния; φ'_k — коэффициент заполнения медью осевого размера обмотки.

Коэффициент Роговского k_R можно рассчитать по формуле (4-6) или (4-7).

Величины σ, S могут быть определены следующим образом:

$$\sigma = 0,64 \frac{h_p - 0,75 a_{12}}{F - l_q}; \quad (4-85)$$

$$S = \frac{D + 2a_{01} - D \sqrt{\frac{\varphi_0}{0,91}}}{2}; \quad (4-86)$$

$$H_n = \frac{0,863 \varphi_0 k_v D^2}{D - 2}. \quad (4-87)$$

После несложных преобразований можно получить формулу для расчета реактивной составляющей напряжения короткого замыкания u_x :

$$u_x = 0,522 \cdot 10^{-2} \frac{b_m a_p}{n S_n} k_R D \delta_m^2 k_1^2 \varphi_k^2 (H - l_d)^2 (F - l_q). \quad (4-88)$$

Теперь можно определить величину напряжения короткого замыкания:

$$u_k = \sqrt{k_{д.м}^2 u_a^2 + u_x^2}. \quad (4-89)$$

где $k_{д.м}$ — коэффициент, учитывающий добавочные потери в меди.

Если значение u_k находится в допустимых пределах, расчет продолжается, в противном случае вариант будет отброшен, машина перейдет к расчету нового варианта.

После расчета целесообразно определить вес меди и значение потерь короткого замыкания. Вес меди G_m можно рассчитать по формуле (4-63). Если учесть добавочные потери в обмотках, алюминиевых пластинах, отводах и в кожухе, то получим формулу для расчета потерь короткого замыкания при температуре 75°С:

$$P_{к.з} = 2,4 \cdot 10^{-3} \delta_m^2 G_m k_{д.м}, \quad (4-90)$$

где $P_{к.з}$ — потери короткого замыкания, кВт.

Вес стали магнитопровода

$$G_c = 6 \cdot 10^{-3} \varphi_0 D^2 (3H_c + 4MOk_y + 2H_n), \quad (4-91)$$

где H_c — высота стержня, см; MO — расстояние между осями соседних стержней, см; k_y — коэффициент усиления ярма; H_n — высота ярма, см.

Потери холостого хода

$$P_{x,x} = 6 \cdot 10^{-6} \varphi_0 D^2 [3H p_c + (4MOk_y + 2H_n) p_n] k_{д.с.}, \quad (4-92)$$

где p_n, p_c — удельные потери в стали стержня и ярма; $k_{д.с.}$ — коэффициент, учитывающий добавочные потери холостого хода.

Зная потери холостого хода, можно определить удельную тепловую нагрузку на магнитопровод:

$$q_{oc} = \frac{P_{x,x} 10^3}{2,71DH_c + 4MO(D-2) + 0,5\pi D^2}, \quad (4-93)$$

где q_{oc} — удельная тепловая нагрузка на магнитопровод, $вт/см^2$.

Знаменатель (4-93) представляет собой охлаждающую поверхность магнитопровода.

Если выполняется условие $q_{oc} \ll q'_{oc}$, где q'_{oc} — допустимая нагрузка, расчет варианта продолжается, в противном случае вариант будет отброшен.

После расчета весов активных материалов и потерь можно перейти к расчету габаритных размеров трансформатора.

Ширина трансформатора

$$B_T = D + (F \rightarrow l_q) + 2(a_{01} + H_{0в} + h_T + 5), \quad (4-94)$$

где B_T — габарит по ширине кожуха трансформатора, см; $H_{0в}$ — толщина взрывозащитного слоя песка для обмотки ВН, см; h_T — высота волны гофра кожуха, см.

Габарит по высоте трансформатора

$$H_T = 3MO + H_{0в} + H_{э.в} + h_0 + 10,7, \quad (4-95)$$

где H_T — высота трансформатора, см; $H_{э.в}$ — высота взрывозащитного экранированного слоя песка, см; h_0 — расстояние от нижней точки трансформатора до головки рельса (клиренс).

Длину трансформатора можно рассчитать, зная высоту стержня и высоту ярма:

$$L_T = H_{ст} + 2H_n + L_{в.у}, \quad (4-96)$$

где $L_{в.у}$ — длина вводных устройств.

При напряжении стороны ВН 6000 в и стороны НН 690 в величина $L_{в.у} = 85$ см.

После определения габаритных размеров можно вычислить охлаждающую поверхность кожуха:

$$S_{ох} = \frac{4n}{k'} h_T (H_T - 40) + 2(H_T - 20)(H_T - 5) + \\ + 2(B_T - 2h_T - 8,5)(H_T - 20) + 4(H_n + 2)(H_T - 20). \quad (4-97)$$

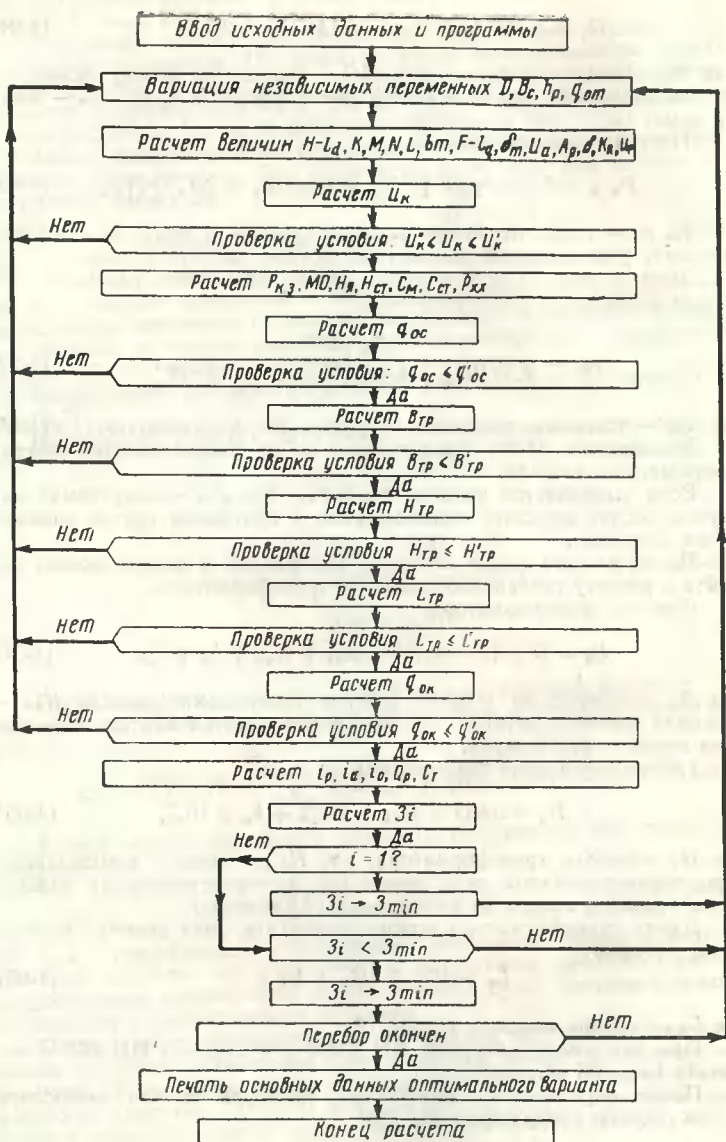


Рис. 4-10. Блок-схема расчета трансформатора на ЦВМ.

Удельная тепловая нагрузка на поверхность кожуха

$$q_{0к} = \frac{P_{к.з} + P_{х.х}}{S_{0к}} 10^3. \quad (4-98)$$

Для габаритных размеров и удельной тепловой нагрузки на поверхность кожуха предусматриваются ограничения, обусловленные техническими требованиями. Варианты, не удовлетворяющие этим требованиям, должны быть отброшены.

Зная вес активных материалов и потери, можно рассчитать себестоимость трансформатора и полные годовые затраты. Себестоимость

$$C_T = m_c (1,1k_2C_M G_M + k_3 C_{ст} G_{ст}), \quad (4-99)$$

где m_c — коэффициент, учитывающий стоимость кожуха, песка, сборки; k_2 — коэффициент, учитывающий стоимость изготовления обмоток, стоимость изоляционных материалов, а также отходы провода и изоляции; k_3 — коэффициент, учитывающий отходы стали, а также стоимость изготовления остова трансформатора; C_M — цена меди, руб/кг; $C_{ст}$ — цена стали, руб/кг.

Полные годовые затраты можно рассчитать по формуле (4-50).

На печать ЦВМ выводятся параметры трансформатора, удовлетворяющего всем вышеуказанным условиям и, кроме того, имеющего минимум годовых затрат.

Блок-схема технико-экономического расчета кварценополненных трансформаторов по вышеизложенной методике представлена на рис. 4-10.

Расчеты, проведенные в институте Гипронисэлектрошахт на машине «Минск-2», показали, что отклонение параметров варианта, рассчитанного на ЦВМ по вышеизложенной методике, от параметров, полученных при окончательном расчете, не превышает 1—3%. Расчет на ЦВМ значительно ускорил и облегчил разработку первой редакции ГОСТ «Трансформаторы шахтные силовые взрывобезопасные передвижные кварценополненные».

4-5. ТЕПЛОВОЙ РАСЧЕТ КВАРЦЕНОПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В кварценополненных трансформаторах выемная часть помещена в оболочку и засыпана кварцевым песком, вследствие чего конвективный теплообмен внутри оболочки исключен. Как показали исследования, воздух между зернами песка, нагреваясь, перемещается в верхнюю часть кожуха, но это не улучшает охлаждения, а только приводит к некоторому дополнительному превышению температуры обмоток и стержня верхней фазы. Поэтому для расчета можно приять, что теплообмен в кварценополненном трансформаторе осуществляется только за счет теплопроводности материалов.

Магнитопровод и обмотки можно считать обособленными источниками тепла, а теплообмен между ними зависящим от их температуры и теплового сопротивления промежутка, разделяющего их. Зная удельную теплопроводность материалов, используемых в кварценополненных трансформаторах, а также тепловые потоки (т. е. количество тепла, передаваемого через определенный участок конструкции), можно определить перепады температуры на этих участках,

а также затем и общее превышение температуры элементов конструкции.

Разделив выемную часть на ряд участков с определенной теплопроводностью, можно составить схему, аналогичную электрической схеме, и рассчитать ее известными в электротехнике методами расчета сложных электрических цепей. Для этого нужно принять тепловые потоки в тепловой схеме за электрические токи — в электрической схеме, перепады температур на определенных участках — за падения напряжения. Такой метод теплового расчета известен как метод тепловых эквивалентных схем [Л. 40].

Как уже отмечалось, в трансформаторе имеется три главных источника тепла. Это потери в магнитопроводе P_0 , потери в обмотке ВН $P_{ВН}$ и потери в обмотке НН $P_{НН}$. Обозначим тепловой поток, возникший из-за выделения потерь в стали магнитопровода, через Q_m , а тепловые потоки от обмоток $Q_{ВН}$ и $Q_{НН}$ соответственно для обмотки ВН и обмотки НН.

Добавочные потери в кожухе и элементах конструкции (за исключением потерь в обмотках и алюминиевых пластинах) относим к тепловому расчету кожуха. Добавочные потери в обмотках и алюминиевых теплоотводящих пластинах отнесем к потерям в обмотках¹.

Тепловые потоки $Q_{ВН}$ и $Q_{НН}$ от обмоток через тепловое сопротивление изоляции $R_{и.в}$ и $R_{и.н}$ проходят к теплоотводящей пластине и через сопротивление самой пластины R_p и промежутка между пластиной и стенкой гофра $R_{п.к}$ к кожуху. Тепловой поток магнитопровода Q_m через теплоотводящие пластины, зашихтованные в ядре, передаются к кожуху. Если магнитопровод менее нагрет, чем обмотки, часть теплового потока обмоток ответвляется через изоляционный цилиндр и воздушный промежуток между цилиндром и стержнем магнитопровода к последнему и через него к кожуху. Если же магнитопровод нагрет более, чем обмотки, то часть теплового потока магнитопровода ответвляется через сопротивление «стержень—цилиндр—обмотка» к теплоотводящей пластине и от нее к кожуху.

Для чередующейся обмотки участки с одинаковым сопротивлением тепловому потоку от магнитопровода к обмоткам периодически повторяются. Поэтому схематично охлаждение кварценополненных трансформаторов можно представить в виде типового теплоотводящего блока, тепловое сопротивление которого эквивалентно сопротивлению полной схемы теплоотвода. Такой теплоотводящий блок представлен на рис. 4-11, где отдельные участки показаны в виде сопротивлений. Там же представлена тепловая схема в виде эквивалентной электрической.

Рассмотрим некоторые допущения, необходимые для решения общей задачи.

1. Реальную картину теплового поля заменяем на поле отдельных участков, где линии магнитной индукции приняты прямыми, а длина их усреднена.

2. Сопротивление между обмотками и кожухом (через боковую поверхность обмотки и слой кварцевого песка) принято бесконечно большим и тепловым потоком в этом направлении пренебрегаем.

3. Температура вдоль стержня принята одинаковой (средней).

¹ Точнее необходимо было бы считать потери в алюминиевых пластинах как обособленный источник тепла. Однако ввиду их небольшого значения в сравнении с потерями в обмотках для упрощения схемы с достаточной точностью их можно отнести к обмоткам.

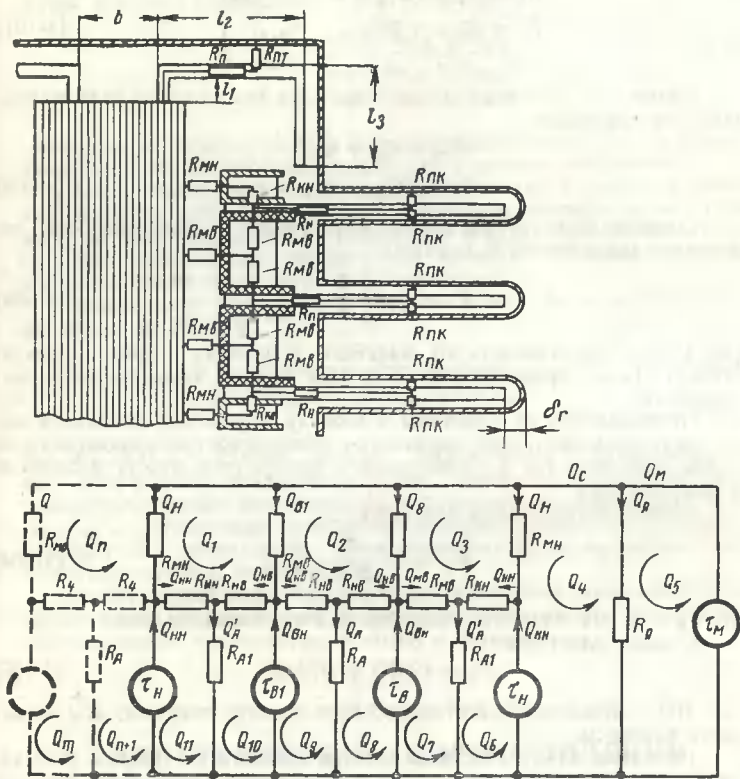
$R_{m, n}$ — тепловое сопротивление от магнитопровода к обмотке НН

Рис. 4-11. К тепловому расчету кварцenaполненного трансформатора.

(до центра тяжести сечения катушки); $R_{н.н}$ — тепловое сопротивление от обмотки НН (от центра тяжести сечения катушки) до теплоотводящей пластины; R_A — тепловое сопротивление пластины и промежутка от пластины к стенке гофра; τ_m, τ_b, τ_n — перепады температуры между магнитопроводом и кожухом, обмоткой ВН и кожухом, между обмоткой НН и кожухом.

Для определения тепловых потоков и перепадов температур по схеме на рис. 4-11 можно составить систему уравнений

Сопротивления контуров

Кроме того, согласно закону Кирхгофа для каждого узла можно записать уравнения:

$$Q_M = Q_C + Q_B;$$

$$Q_c = 2Q_H + 2Q_{\text{ж}} \text{ и т.д.} \quad (4-102)$$

Сопротивление от магнитопровода (через медные пластины, защищенные в ямах R_n), равно:

$$R_{\text{я}} = \frac{1}{Y'_{\text{я к}} + Y_{\text{я к}}}, \quad (4-103)$$

где $Y_{\text{п.к}}$ — проводимость от пластины к кожному (через торцевую стенку); $Y_{\text{я.к}}$ — проводимость от ярма к кожному через торцевую поверхность.

Проводимость от пластины к кожному можно представить в виде двух последовательно соединенных проводимостей — проводимость самой пластины Y'_n и проводимость промежутка между пластиной и кожом $Y_{п.т}$.

Сопротивление самой пластины

$$R'_n = \frac{l'_n}{\lambda'_n S'_n n'_n}, \quad (4-104)$$

где l'_n — длина пути теплового потока по пластине.

Сечение пластины

$$S'_n = (2MO + D) \Delta'_n, \quad (4-105)$$

где MO — межосевое расстояние; D — диаметр стержня; Δ'_n — толщина пластины.

При этом длину пластины следует принимать с учетом участка, зашихтованного в яре, т. е. до центра яра. Кроме того, так как тепловой поток начинает выходить из пластины сразу же по выходе ее из яра и к концу пластины доходит не весь поток, можно принять в формуле (4-104) длину пути теплового потока через пластину, равную половине длины пластины.

Аналогичные допущения можно принять для каждого элемента, через который проходит тепловой поток.

Для определения проводимости обмотки воспользуемся данными [Л. 7]. Коэффициент теплопроводности многослойных обмоток

$$\lambda = \frac{b_{np} + \delta_{и} + \delta_{в}}{\frac{b_{np}}{\lambda_{np}} + \frac{\delta_{и}}{\lambda_{и}} + \frac{\delta_{в}}{\lambda_{в}}}, \quad (4-106)$$

где $b_{пр}$ — размеры сторон провода обмотки; δ_n, δ_n — толщины изоляции провода в радиальном направлении; λ_n, λ_n — удельная теплопроводность изоляции; $\lambda_{пр}$ — удельная теплопроводность материала провода.

Зная коэффициент теплопроводности в радиальном направлении, можно найти и полное сопротивление обмотки тепловому потоку от магнитопровода.

Аналогично можно определить удельную теплопроводность обмотки в осевом направлении согласно (4-106):

$$\lambda_o = \frac{\alpha_{пр} + \delta_{и.о} + \delta_{в.о}}{\frac{\alpha_{пр}}{\lambda_{пр}} + \frac{\delta_{и.о}}{\lambda_{и.о}} + \frac{\delta_{в.о}}{\lambda_{в}}}, \quad (4-107)$$

где $\delta_{в.о}$ — воздушные зазоры в осевом направлении; $\delta_{и.о}$ — толщина изоляции с учетом изоляции прокладок в осевом направлении.

После определения тепловых сопротивлений и решения уравнений нетрудно найти интересующие перепады температур на отдельных участках и превышение температур в различных элементах конструкции относительно температуры кожуха. Решение уравнений производится на вычислительной машине.

Превышение температуры кожуха может быть определено по формулам из [Л. 39]

$$\theta_k = \frac{P_{х.х} + P_{к.з}}{\left(\alpha_k + \alpha_l \frac{F_s}{F_k} \right) F_k}, \quad (4-108)$$

где $P_{х.х} + P_{к.з}$ — полные потери, выделяемые в трансформаторе; α_k — коэффициент теплоотдачи путем конвекции; α_l — коэффициент теплоотдачи путем излучения; F_k — развернутая поверхность кожуха; F_s/F_k — отношение свободноизлучающей поверхности кожуха к развернутой поверхности. Коэффициенты α_k и α_l можно найти в соответствующих справочниках.

Расчет температуры кожуха ведется методом последовательного приближения, задаваясь ею и проверяя допустимость получающегося превышения температуры обмоток и магнитопровода.

ГЛАВА ПЯТАЯ

КОНСТРУИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ИСПЫТАНИЕ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

5-1. ОБЩИЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Конструкция шахтного трансформатора определяется в основном условиями взрывозащиты и охлаждения активной части. Для обеспечения взрывобезопасности активная часть трансформатора должна быть помещена во взрывобезопасную оболочку. Это ухудшает условия ее охлаждения. Чтобы избежать чрезмерного расхода

активных материалов и роста габаритов трансформатора в этом случае необходимо применять или дорогостоящую теплостойкую изоляцию (типа кремнийорганической) или обеспечить более эффективное охлаждение трансформатора. Последнее можно осуществить, например, путем увеличения охлаждающей поверхности оболочки и эффективного отвода к ней тепла от обмоток и магнитопровода. Такой системой охлаждения является система теплоотводящих пластин с хорошей теплопроводностью, помещенных между катушками с одной стороны и в пазах гофр волнистой боковой поверхности оболочки с другой. Такая система охлаждения требует вертикального расположения гофр и соответственно горизонтального расположения стержней магнитопровода. Взрывобезопасная оболочка должна быть механически прочной, способной выдержать избыточное давление до 10 ат в течение 1 мин. Вполне естественно, что волнистая боковая поверхность не может выдержать указанных испытаний при конструктивно приемлемой толщине стенок оболочки. Чтобы снизить величину испытательного давления, активную часть, помещенную в оболочку, засыпают кварцевым песком, который гасит давление, образующееся при взрыве или коротком замыкании.

Так как песок исключает конвективный теплообмен внутри оболочки, то охлаждение магнитопровода осуществляется также посредством теплоотводящих пластин, зашихтованных в ярма магнитопровода и контактирующих с торцевой стенкой оболочки.

В связи с изложенным возникают следующие требования к такой конструкции.

1. Отвод тепла от выемной части через слой песка должен осуществляться при помощи теплопроводящих экранов с высокой теплопроводностью.

2. Для обеспечения охлаждения обеих обмоток последние должны быть выполнены из дисковых чередующихся катушек.

3. Оси обмоток трансформатора, а следовательно, и стержни магнитопровода должны быть расположены горизонтально.

4. Охлаждение магнитопровода должно осуществляться также при помощи теплоотводящих экранов, зашихтованных одной стороной в ярма магнитопровода, а свободной поверхностью прилегающих к стенкам кожуха.

5-2. ВЫЕМНАЯ ЧАСТЬ

Магнитопровод. Магнитопровод стержневого типа показан на рис. 5-1. Активная часть магнитопровода выполняется из холоднокатаной электротехнической стали марки Э330А ГОСТ 802-58 толщиной 0,35 мм. Минимальные потери в холоднокатаной стали имеют место при совпадении направлений магнитного потока с на-

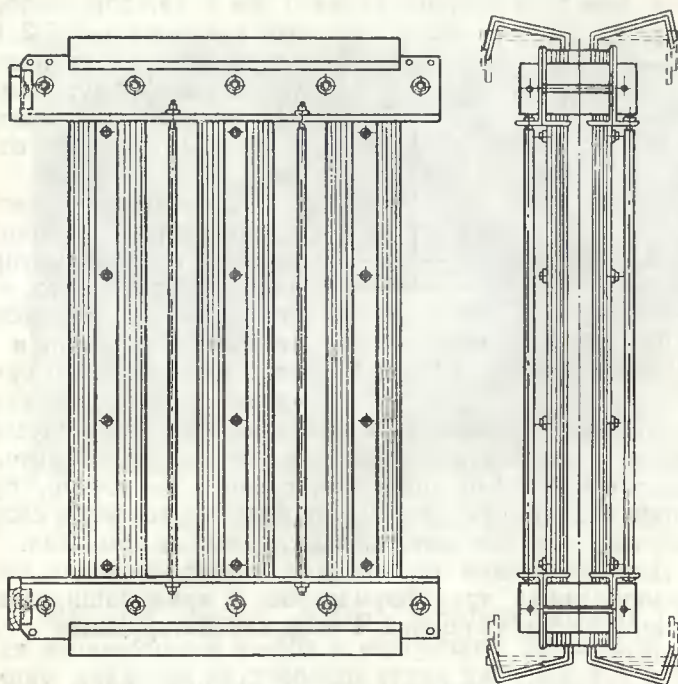


Рис. 5-1. Магнитопровод.

правлением прокатки. Это учитывается при раскрое стали.

Шихтовка сердечника осуществляется по схеме, приведенной на рис. 5-2. Как видно из этой схемы, крайние стержни имеют косые стыки сочленения с ярами. Выполнение магнитопроводов с косыми стыками обусловлено, так же как и раскрой пластин, анизотропией стали. При косых стыках (скос выполнен под углом в 45°) средняя линия магнитной индукции имеет минимальное

отклонение от направления прокатки листов. Перекрытие пластин на косом стыке при шихтовке составляет 20 мм.

На среднем стержне скос пластин не применяется с целью упрощения технологии изготовления магнитопроводов, а также потому, что эффект косого стыка на среднем стержне меньше, чем на крайних [Л. 20, 14].

Для притупления острых углов пластин с косыми срезами длина их сокращена на 5 мм с каждой стороны,

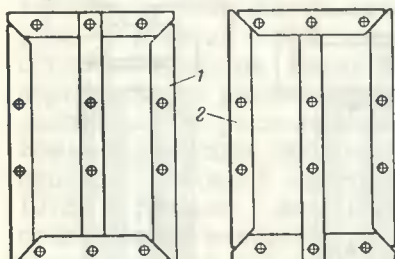


Рис. 5-2. Схема шихтовки.

1 — первое положение; 2 — второе положение.

что видно на рис. 5-2. Сечение яра имеет прямоугольную форму, стержней — многоступенчатую с числом ступеней от 4 до 7.

Особенностью магнитопроводов кварцenaполненных трансформаторов является также то, что они имеют диаметры стержней примерно в 1,5 раза меньше, чем у сухих трансформаторов такой

же мощности. Уменьшение диаметра стержня, а следовательно, и массы стали, расположенной внутри обмоток и выделяющей тепло, позволяет снизить те потери, путь которых к стенкам бака имеет большее тепловое сопротивление, чем для потерь, выделяемых в обмотках.

Для улучшения теплоотдачи магнитопроводов кварцenaполненных трансформаторов в яра зашихтованы медные листы толщиной 1 мм, контактирующие с кожухом.

Необходимо отметить особо важную роль отжига пластин магнитопроводов кварцenaполненных трансформаторов. Сравнительно малые размеры (ширина) пластин магнитопроводов приводят к тому, что наклеп на пластинах, получаемый при механической обработке, выше чем у других трансформаторов. Если принято считать, что отжиг снижает потери в среднем на 10—12%, то для магнитопроводов кварцenaполненных трансформаторов снижение потерь достигает 20—22%.

Технология резки, штамповки пластин, испытания магнитопроводов аналогичны таковым при производстве масляных трансформаторов [Л. 4 и 15].

Обмотки. Как уже отмечалось, обмотки кварценаполненного трансформатора чередующегося исполнения. Выполняются они в виде отдельных двойных дисковых катушек (рис. 5-3). По внешнему виду катушки ВН и НН мало различаются, так как сечения проводов близки; это достигается за счет того, что секции обмотки ВН соединяются последовательно, а обмотки НН — параллельно.

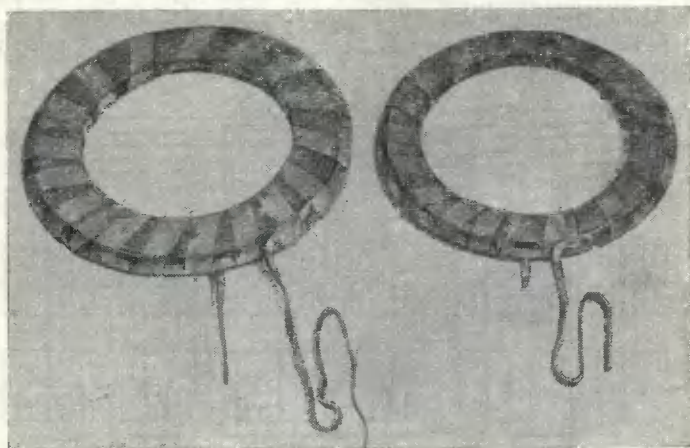


Рис. 5-3. Двойные дисковые катушки низковольтной обмотки НН и ВН.

Несущей основой двойной дисковой катушки является изоляционная шайба с внутренним диаметром, меньшим диаметра внутреннего витка на 2 мм и с вырезом под внутренний переход. Толщина шайбы 1—1,5 мм.

Применение чередующихся обмоток позволяет одновременно с вопросами теплоотвода решить вопрос механической прочности обмоток шахтного трансформатора, режим работы которого отличается неравномерной, толчкообразной нагрузкой (частые пуски, заклинивание электродвигателей и т. п.).

Рассмотренный в гл. 6 выбор напряжения короткого замыкания для шахтных трансформаторов на основании условий их работы определяет пределы оптимального значения величины $u_k = 2,5 \div 3,5\%$. Наибольшую опасность при коротком замыкании для обмоток трансфор-

матора представляют механические силы, возникающие между обмотками и их частями. Эти силы могут привести к разрушению обмоток. Силы эти пропорциональны квадрату мгновенного максимального значения тока короткого замыкания [Л. 30]

$$F \equiv c i_{\kappa.м}^2 = c \left(\sqrt{2} k_m I_n \frac{100}{u_{\kappa}} \right)^2,$$

где c — коэффициент пропорциональности; k_m — коэффициент, учитывающий апериодическую составляющую тока короткого замыкания; I_n — номинальный ток соответствующей обмотки.

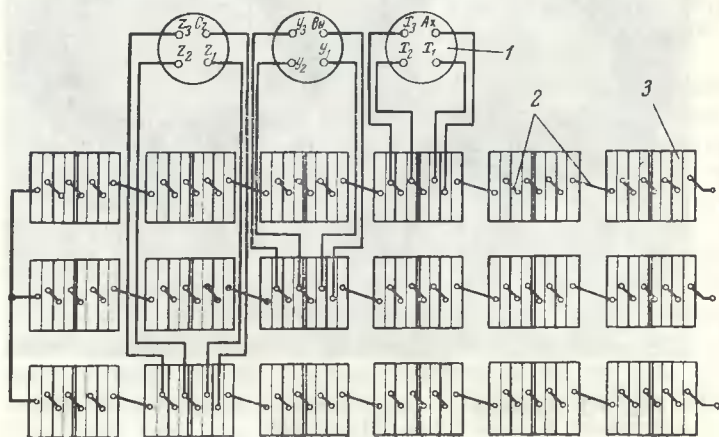


Рис. 5-4. Схема размещения катушек обмотки ВН на стержнях магнитопровода.

1 — регулировочные отпайки; 2 — переходы; 3 — катушки.

У трансформаторов с концентрическими обмотками при напряжении короткого замыкания $u_{\kappa}=3\%$ осевые силы, действующие на обмотки, в 3—4 раза больше, чем при $u_{\kappa}=5,5\%$ и в 6—7 раз больше, чем у трансформаторов с чередующимися дисковыми обмотками.

Применение чередующихся обмоток, набранных из дисковых катушек в трансформаторах для подстанций типа ТКШВПС, позволили уменьшить напряжение короткого замыкания до 2,5—3,5%. Осевые механические силы, возникающие в чередующихся обмотках при коротких замыканиях, действуют на магнитно-уравновешенные группы и направлены встречно для различных

групп. Все эти силы вдоль оси обмотки взаимно компенсируются, кроме усилий двух крайних катушек, действующих на верхнее и нижнее ярма. Радиальные силы, сжимающие или растягивающие обмотку в радиальном направлении, при соблюдении одинаковых размеров обмоток ВН и НН очень малы.

Динамические испытания трансформаторов для подстанций типов ТКШВП-180/6 и ТКШВП-320/6 мощностью 180 и 320 *кВА* показали, что чередующиеся обмотки надежно выдерживают механические усилия, возникающие при действии на них тока короткого замыкания.

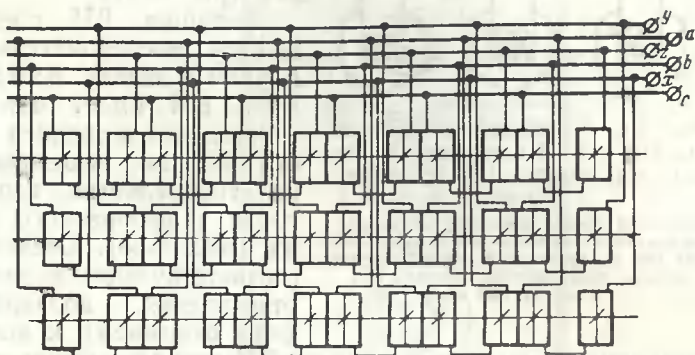


Рис. 5-5. Схема размещения катушек обмотки НН на стержнях магнитопровода.

ния, согласно требованиям ГОСТ 3484-55 равного 25-кратному номинальному току.

Так как в зависимости от установившегося тока короткого замыкания, определяемого величиной u_k трансформатора, выбирается толщина взрывозащитного слоя кварцевого песка $H_{в.в}$ (см. гл. 3), то при малых значениях напряжения короткого замыкания трансформатора взрывозащитный слой, а следовательно, и габариты трансформатора несколько увеличиваются. Но применение стеклопластиков в качестве главной изоляции трансформаторов вместо электрокартона ЭВ, применявшегося в подстанциях типа ТКШВП, дает возможность уменьшить не только u_k , но и габариты трансформаторов.

Схемы размещения катушек ВН и НН на стержне показаны на рис. 5-4 и 5-5. Крайними, лежащими у ярма, являются катушки НН. Секции НН соединяются в основном параллельно; последнее осуществляется на спе-

циальных сборных шинах путем припайки к ним концов катушек. Шины расположены в верхней части трансформатора в специальных дистанцирующих колодках.

Расположение шин диктуется соображениями расположения проходных изоляторов (зажимов) НН, с тем чтобы в коробке выводов трансформатора или РУНН

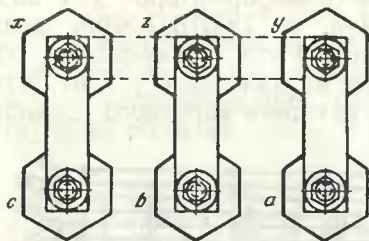


Рис. 5-6. Расположение изоляторов НН в РУНН подстанции или выводной коробке НН трансформатора.

Сплошной линией показаны перемычки, соединяющие обмотку НН в треугольник (380 в), пунктирной линией — перемычки, соединяющие обмотку НН в звезду (660 в).

можно было легко выполнить с помощью переключателя переключения схемы соединения обмоток со звезды на треугольник (рис. 5-6).

Катушки ВН соединяются последовательно, а фазы в звезду. Каждая фаза ВН имеет четыре ответвления в средней части обмотки, выведенные на специальные изоляторы чашеобразного вида (рис. 5-28). Соединяя соответствующим образом ответвления, добавляем (или отнимаем) к номинальному числу витков обмотки ВН еще 4% витков, т. е. изменяем коэффициент трансформации в пределах $\pm 4\%$ номинала. Переключение осуществляется вручную перестановкой перемычки.

Отвод потерь, выделяемых катушками, осуществляется главным образом через пластины, размещенные между дисковыми катушками ВН—НН и ВН—ВН (рис. 5-7). Между пластинами и катушкой находится изоляционный материал, рассчитанный и испытанный соответствующим напряжением. Чем плотнее прижата катушка и пластина к промежуточному изоляционному материалу, тем меньше тепловое сопротивление между катушкой и пластиной. Из этих соображений желательно при раскладке витков катушки ВН выполнить ее таким образом, чтобы в одной дисковой катушке находилось число витков, равное ступени регулировки, в нашем случае 4% общего числа витков. В противном случае в регулировочных секциях требуется выполнить отпайки от внутренних витков катушки, что создает дополнительные трудности.

Отвод потерь, выделяемых катушками, осуществляется главным образом через пластины, размещенные между дисковыми катушками ВН—НН и ВН—ВН (рис. 5-7). Между пластинами и катушкой находится изоляционный материал, рассчитанный и испытанный соответствующим напряжением. Чем плотнее прижата катушка и пластина к промежуточному изоляционному материалу, тем меньше тепловое сопротивление между катушкой и пластиной. Из этих соображений желательно при раскладке витков катушки ВН выполнить ее таким образом, чтобы в одной дисковой катушке находилось число витков, равное ступени регулировки, в нашем случае 4% общего числа витков. В противном случае в регулировочных секциях требуется выполнить отпайки от внутренних витков катушки, что создает дополнительные трудности.

Зачастую выполнить все катушки ВН с таким числом витков ВН невозможно. В этом случае только регулировочные катушки содержат 4% витков общего числа витков ВН.

Так как между двумя пластинами, находящимися на расстоянии 50 или 54 мм, расположены две двойные

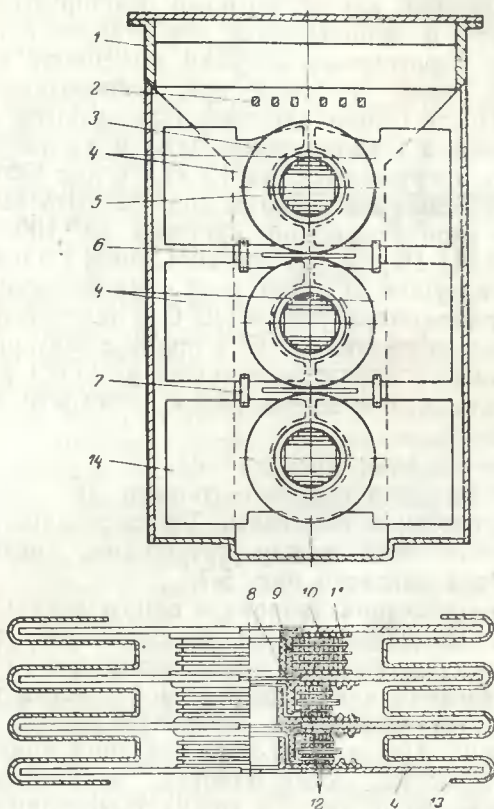


Рис. 5-7. Размещение теплоотводящих пластин, изоляции и обмоток на магнитопроводе и в кожухе трансформатора.

1 — кожух; 2 — сборные шины обмотки НН; 3 — обмотки; 4 — разрезанные теплоотводящие пластины; 5 — магнитопровод; 6 — межфазная изоляция; 7 — перемычки между охлаждающими пластинами; 8 — изолирующие шайбы ВН; 9 — изолирующие цилиндры НН; 10 — изолирующие шайбы НН; 11 — катушка НН; 12 — катушка ВН; 13 — гофры кожуха; 14 — цельная теплоотводящая пластина.

дисковые катушки, то большая сторона обмоточных проводов практически однозначно определена. Таким образом, в расчетах при варьировании сечением провода приходится изменять только его толщину. Катушки выполняются из прямоугольного провода марки ПСД ГОСТ 7019-64 (изоляция из стеклопряди).

При намотке дисковых катушек оставляются концы соответствующей длины, которые изолируются на выемной части и используются для отводов и переходов (рис. 5-3). Намотанные катушки помещают в вакуум-сушильную печь и сушат при температуре $+120^{\circ}\text{C}$ 2,5—3 ч. После сушки катушки охлаждаются до температуры $+60\pm 5^{\circ}\text{C}$, подпрессовываются до номинального размера и погружаются на 15 мин в лак ГФ-95 ГОСТ 8018-56, причем уровень лака должен быть выше верхнего края пропитываемой катушки на 100—150 мм. Вязкость лака 18—20 сек при 20°C по ВЗ равна 4. Пропитанные катушки сушатся 2—3 ч на воздухе, а затем в печи при температуре $+130^{\circ}\text{C}$ в течение 5 ч, после чего охлаждаются до $+60^{\circ}\text{C}$, и процесс повторяется еще раз. В процессе пропитки и сушки катушки располагаются в стеллажах в вертикальной плоскости для стока лишнего лака.

Готовая двойная дисковая катушка проверяется на правильность числа витков и соответствие размеров.

Теплоотводящие пластины. Теплоотводящие пластины, расположенные между катушками, имеют вид и схему набора согласно рис. 5-7.

Цельная пластина (разрез в одном месте) располагается на нижнем стержне, верхние — имеют разрезы в двух местах. Разрезы выполнены для того, чтобы в случае касания пластинами стенок кожуха трансформатора не образовывались короткозамкнутые витки одного стержня. Цельная нижняя пластина придает некоторую жесткость схеме пластин, необходимую при опускании выемной части в кожух трансформатора.

Материал пластины — алюминий толщиной 2 мм.

Во избежание скопления емкостного заряда все пластины соединены между собой перемычками и заземлены.

Отводы и переходы. Отводы шахтных кварцenaполненных трансформаторов лежат в непосредственной близости от теплоотводящих пластин и поэтому их необходимо изолировать на полное испытательное на-

пряжение с 1,5-кратным запасом согласно «Правилам изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования (ПИБРЭ)».

Отводы изолируются лакотканью толщиной 0,15—0,25 мм, разрезанной на полосы шириной 20 мм вполуперекрышку. Отводы и переходы ВН изолируются десятью слоями, отводы и переходы НН — тремя слоями с последующей бандажировкой.

Кроме того, согласно ПИБРЭ, между отводами и стенками кожуха устанавливается твердая изоляция из обработанного гидрофобной жидкостью асбоцемента для предотвращения прожога стенки кожуха в случае короткого замыкания на отводах (рис. 5-8).

Изолировка отводов и переходов очень трудоемка, причем механизировать ее не представляется возможным, так как отводы и переходы расположены близко к выемной части.

Изоляция выемной части. Кварценополненный песок практически позволяет применить любой класс изоляции по нагревостойкости.

В первоначальном варианте кварценополненные трансформаторы были запроектированы на изоляции класса А. В качестве главной изоляции применялись бакелитовые цилиндры, трубки ГОСТ 8726-58, а также электрокартон марки ЭВ ГОСТ 2824-60.

В связи с тем что большое количество кварценополненных трансформаторов, выполненных на электрокартоне, находится в эксплуатации и возникает необходимость их ремонта, остановимся на описании конструкции и технологии изготовления выемных частей с такой изоляцией.

На рис. 5-9 показан процесс сборки трансформатора с изоляцией из электрокартона.

Изоляция пластин магнитопроводов осуществляется лаком № 302ТУМХП 1355-46 дважды. Шпильки, стягивающие магнитопровод, изолированы бакелитовыми трубками. Консоли, прессующие магнитопровод, изоли-

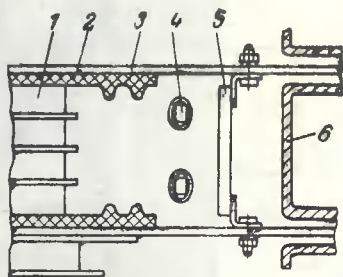


Рис. 5-8. Расположение отводов.

1 — катушки; 2 — изоляционные шайбы; 3 — теплоотводящие пластины; 4 — отводы; 5 — твердая изоляция; 6 — кожух.

руются от пластин магнитопровода листами электрокартона толщиной 2 мм. В качестве межфазной перегородки применен лист гетинакса. Магнитопровод стоит в кожухе на деревянных брусках.

Изоляция обмоток ВН и НН от магнитопровода осуществляется бакелитовым цилиндром, который помещается на стержне. Зазор между диаметром стержня

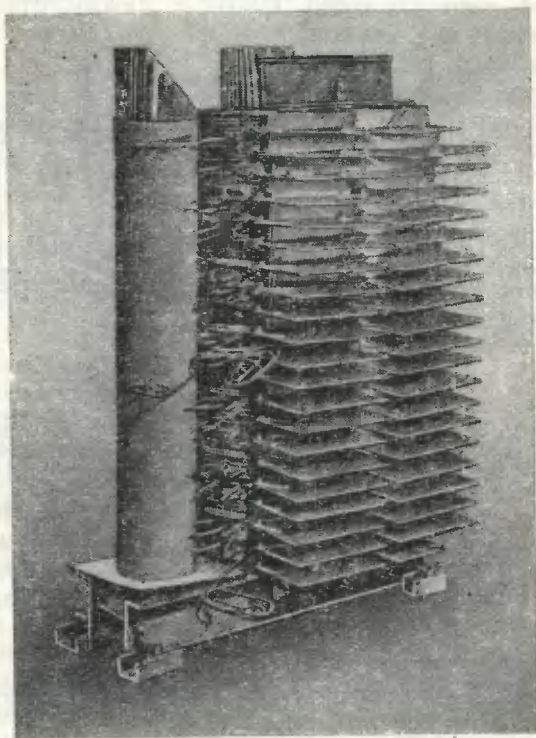


Рис. 5-9. Сборка выемной части с изоляцией электрокартоном.

и внутренним диаметром цилиндра 5 мм (на обе стороны). Цилиндры, кроме главной функции как изоляции, являются также направляющими для обмоток, изоляционных шайб и теплоотводящих пластин во время сборки выемной части.

Изоляция между катушками и алюминиевыми пластинами осуществляется шайбами из электрокартона толщиной 0,5 мм. Для изоляции катушек ВН набирается 7 мм, т. е. 14 шайб, для изоляции катушек НН — 2 мм, т. е. 4 шайбы. Шайбы изготавливаются трех видов: простые круглые, круглые отбортованные с бортом по внутреннему диаметру (рис. 5-10, а) и отбортованные прямоугольные (рис. 5-10, б).

Для катушек ВН кварценополненных трансформаторов применялись: одна отбортованная круглая с бортиком, входящая под внутренний виток катушки, девять простых круглых и четыре отбортованных прямоугольных (рис. 5-11). Для катушек НН приме-

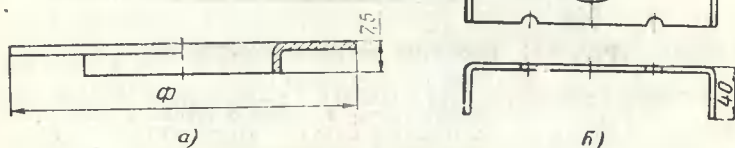


Рис. 5-10. Шайба, отбортованная по внутреннему диаметру (а), и прямоугольная отбортованная шайба (б).

нялись: одна отбортованная круглая, одна простая круглая и две отбортованные прямоугольные (рис. 5-12). При сборке и опрессовке обмоток отбортованные шайбы из пресшпана часто сминались. Нарушение после сборки выемной части нельзя было обнаружить осмотром и оно выявлялось при испытаниях, после пайки и изолировки отводов и переходов.

Отводы изолировались бакелитовыми трубками с подызолировкой в местах стыка трубок эскапоном (ГОСТ 10156-66) или полностью эскапоном на всю длину отвода.

Технологическая обработка деталей из электрокартона (покрытие и пропитка их изоляционными лаками) производилась следующим образом: а) предварительная сушка деталей в сушильном шкафу при температуре $95 \pm 5^\circ \text{C}$ и вакууме до 400—500 мм рт. ст.; длительность сушки определялась содержанием влаги в изоляции и заканчивалась через 1 ч после трех замеров, которые устанавливали, что влага через конденсатор не выделялась;

б) охлаждение до температуры 60—70°С и погружение в масляноглифталевый лак ГФ-95; нахождение в лаке до полного прекращения выделения пузырьков воздуха, но не менее 0,5 ч; в) пропитанные детали на-

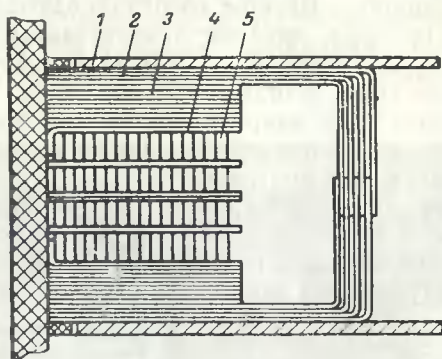


Рис. 5-11. Изоляция катушек обмоток ВН шайбами из электрокартона.

1 — теплопроводящая пластина; 2 — прямоугольные отбортованные шайбы; 3 — простые круглые шайбы; 4 — отбортованная шайба по внутреннему диаметру; 5 — провод.

бирались в специальные стеллажи, зажимались по кромкам планками во избежание коробления во время сушки и помещались в сушильный шкаф; режим сушки: прогрев до температуры 85-95°С в течение 4 ч, ступенчатый подъем вакуума до 72 см рт. ст. в те-

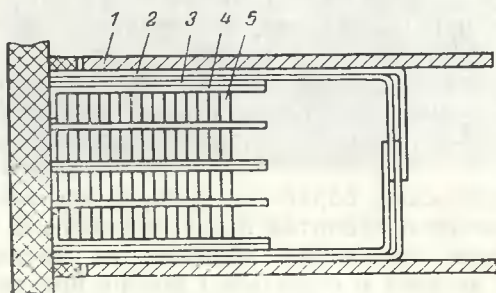


Рис. 5-12. Изоляция катушек обмотки НН шайбами из электрокартона.

1 — теплопроводящие пластины; 2 — прямоугольные отбортованные шайбы; 3 — простые круглые шайбы; 4 — отбортованная шайба по внутреннему диаметру; 5 — провод.

чение 1 ч, и выдержка в течение 1 ч, после чего запека-
ние в проточном воздухе.

В лак ГФ-95 для ускорения процесса сушки добав-
ляется меламиноформальдегидная смола.

Изготовленные детали набирались в пакеты и
опрессовывались удельным давлением 50 кг/см².

При подборе новой, более совершенной изоляции
для кварценополненных трансформаторов основными
требованиями, предъявляемыми к ней, были: а) элект-
рическая прочность; б) механическая прочность;
в) теплопроводность; г) влагостойкость; д) дугостой-
кость; е) нагревостойкость; ж) технологичность изготов-
ления; з) приемлемая стоимость.

Материалом, на котором остановился выбор, стал
прессматериал АГ-4 ГОСТ 10087-62.

Характеристика АГ-4.

1. Материал АГ-4 поставляется двух марок: а) марки «В» —
спутанное стекловолокно, покрытое связующей фенолоформальдегид-
ной смолой Р-2, модифицированной поливинилбутиралем и анилином
или полиамидной смолой и анилином; б) марки «С» — стеклонити,
собранные в ленту и покрытые связующим таким же, как и мар-
ка «В».

2. Термореактивен.

3. Материал предназначен для изготовления обычным или литье-
вым прессованием изделий, конструктивного и электротехнического
назначения, пригодных для работы при температуре от —60 до
200° С.

4. Предел прочности при растяжении не менее 800 кг/см² для
марки «В» и 5 000 кг/см² для марки «С».

5. Предел прочности при статическом изгибе не менее
1 200 кг/см² для марки «В» и 2 500 кг/см² для марки «С».

6. Диэлектрическая проницаемость при частоте 50 гц равна 10,0.

7. Тангенс угла диэлектрических потерь при частоте 50 гц рав-
нен 0,12.

8. Удельное объемное сопротивление после выдержки при влаж-
ности 95—98% в течение 7 суток — 10¹¹ ом·см.

9. Удельное поверхностное сопротивление после выдержки при
влажности 95—98% в течение 7 суток — 10¹¹ ом.

10. Электрическая прочность при частоте 50 гц после выдержки
при влажности 95—98% в течение 7 суток — 13,0 кв/мм.

11. Содержание влаги в летучих 2—7%.

12. Водопоглощение не более 0,2%.

13. Теплостойкость по Мартенсу 280° С.

14. Расчетная усадка не более 0,15%.

15. Плотность 1,7—1,9 г/см³.

16. Теплопроводность для разности температур 28—170° С,
0,271 ккал/м·ч·град или 0,0031 вт/см·град.

17. Теплоемкость 0,278 ккал/кг·град.

18. Коэффициент линейного расширения в пределах температур
25—200° С составляет 1,0·10⁻⁵—1,5·10⁻⁵ 1/град.

Для оценки возможности применения стеклопластика АГ-4 в качестве главной изоляции выемных частей кварцenaполненных трансформаторов определялись его срок службы, тангенс угла диэлектрических потерь, диэлектрическая проницаемость и ток утечки.

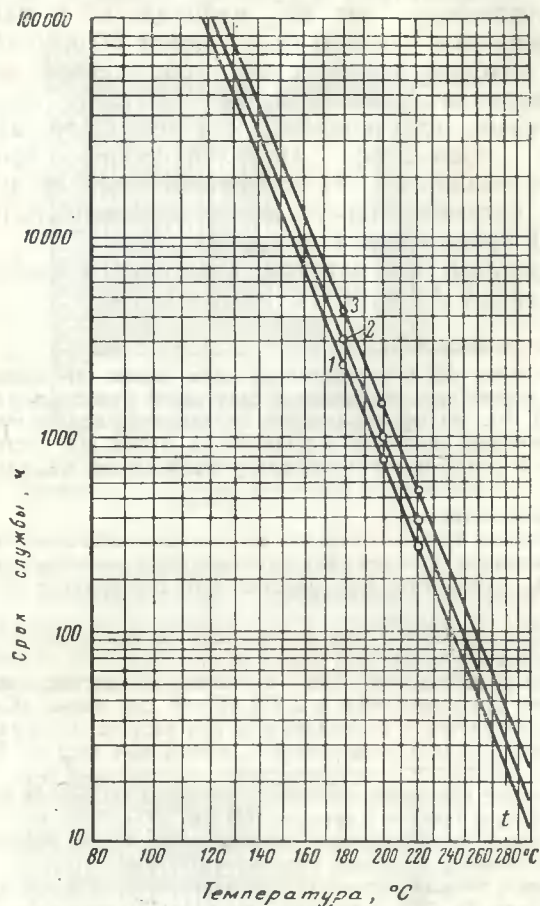


Рис. 5-13. Зависимость срока службы стеклопластика АГ-4 от температуры.

1 — АГ-4 без покрытия; 2 — АГ-4, покрытый лаком К-47; 3 — АГ-4, покрытый лаком К-57.

Для замедления термоокислительного разрушения материала АГ-4 стандартные образцы толщиной 4 и диаметром 100 мм покрывались лаками К-47, К-57 и ГФ-95.

Срок службы стеклопластика Г-4 определялся по методике, приведенной в ГОСТ 10518-63.

Температура старения составляла 180, 200 и 220°С, продолжительность нагрева в каждом цикле соответственно 14, 4 и 1 сутки.

В каждом цикле испытания образцы (10 образцов на каждый опыт) подвергались тепловому старению при соответствующей температуре и действии электрического напряжения, соответствующего испытательному напряжению изоляции выемной части кварценополненного трансформатора.

На рис. 5-13 приведена зависимость среднего срока службы образцов стеклопластика АГ-4В от температуры. При рабочей температуре 130°С срок службы стеклопластика без покрытия равен 57 000 ч, покрытого лаком К-47 72 000 ч, покрытого лаком К-57 98 000 ч. При покрытии лаком ГФ-95 срок службы составляет 93% срока службы стеклопластика, покрытого лаком К-57.

На рис. 5-14 показано для различных материалов изменение тока утечки в зависимости от температуры.

Проведенные исследования позволили установить, что предварительная термообработка и покрытие лаками элементов главной изоляции трансформаторов из стеклопластика АГ-4 уменьшают тангенс угла диэлектрических потерь в диапазоне рабочих температур шахтных трансформаторов до 0,1; покрытие изделий из АГ-4 лаками уменьшает потери веса на 50—85% и увеличивает срок жизни стеклопластика; диэлектрическая проницаемость при рабочей частоте 50 гц находится в пределах 6—8.

На качество образцов и соответственно деталей из АГ-4 в значительной степени влияет технология прессования (отклонение температуры, давления, выдержки времени прессования и др.), присутствие примесей, влажность и срок хранения массы стеклопластика.

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

Шайбы ВН, отпрессованные из АГ-4, имеют толщину 4—4,5 мм и выполнены таким образом, чтобы путь утечки (ВН — земля) комплекта был более 47 мм. По наружному диаметру это достигается двумя бортиками с размерами согласно рис. 5-15; по внутреннему — сочленением замком двух шайб, между которыми устанавливается катушка ВН. Шайбы НН имеют более простую конфигурацию (рис. 5-16), но по внутреннему

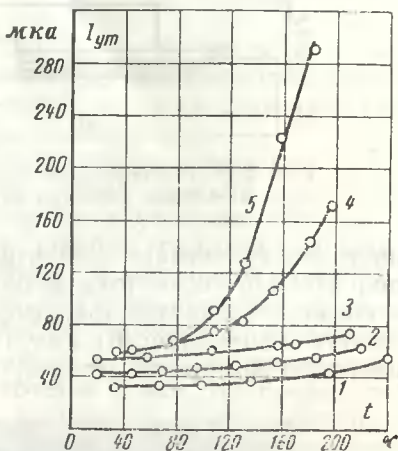


Рис. 5-14. Зависимость тока утечки от температуры.

1 — электрокартон ЭВ; 2 — бумажнобакелитовый цилиндр; 3 — АГ-4, покрытый лаком К-47; 4 — АГ-4 после термообработки; 5 — АГ-4 без термообработки.

диаметру катушек устанавливается цилиндрическая деталь из того же материала.

Применение в качестве главной изоляции материала АГ-4 дало возможность решить несколько вопросов, в том числе: а) получить более высокие — нагревостойкость, электрическую прочность и теплопровод-

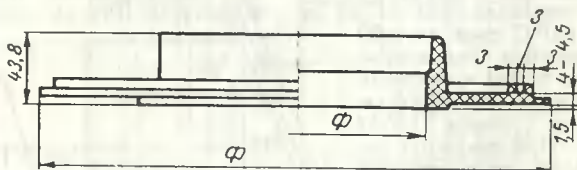


Рис. 5-15. Изоляционная шайба из стеклопластика АГ-4В для изоляции катушек обмотки ВН.

ность по сравнению с электрокартоном, что позволило поднять плотности тока в обмотках примерно на 35% и снизить габариты трансформатора на одну ступень шкалы мощностей; б) получить более высокую механическую прочность деталей, что практически исключает

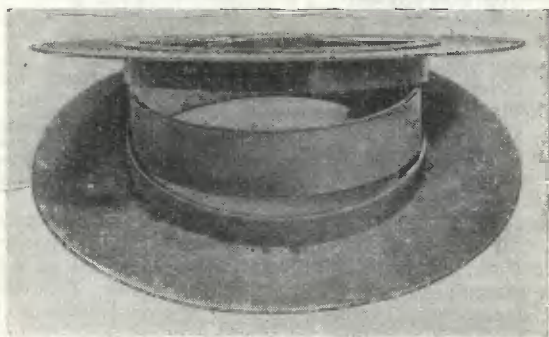


Рис. 5-16. Изоляционные шайбы и изоляционный цилиндр из стеклопластика АГ-4В для изоляции катушек обмотки НН.

ет влияние квалификации сборщика на качество изоляции при сборке выемных частей; в) прессование изоляционных деталей в прессформах сократило трудоемкость изготовления выемной части.

Прессование изделий из прессматериала АГ-4 производится при температуре $160 \pm 5^\circ\text{C}$ с удельным

давлением 350 ± 50 кГ/см², с выдержкой времени под давлением 1,5 мин на 1 мм толщины деталей. Например, для шайбы ВН трансформатора мощностью 320 ква требуется усилие в 450 т и выдержка времени под давлением 9 мин. Для равномерного прогрева всей массы прессматериал перед загрузкой в прессформу нагревается в высокочастотной установке до температуры +60°С.

Поверхность прессованных деталей должна быть гладкой, без вспухания, трещин и недопрессовок, цвет их должен быть одинаковый по всей поверхности (светло-коричневый).

Отпрессованные из АГ-4 детали подвергаются термообработке в сушильных печах при температуре 120°С в течение 4 ч, что снимает внутренние напряжения. После термообработки шайбы покрывают лаком ГФ-95 предварительно протерев их ветошью, смоченной уайт-спиритом (ГОСТ 3134-62). Готовые шайбы проходят испытания на электрическую прочность. Комплект шайб ВН в сборе испытывается в воздухе приложенным напряжением 20 кВ в течение 1 мин. На время испытания между шайбами помещают приспособление, имитирующее катушку. Шайбы НН испытываются приложенным напряжением 6 кВ в течение 1 мин.

Из каждой партии отпрессованных деталей, проверенных по описанному выше методу, три комплекта в сборе выборочно проверяются в изоляционной жидкости напряжением 39 кВ для шайб ВН в течение 1 мин.

Это служит проверкой качества поставляемой массы. В случае несоответствия данному требованию хотя бы одного комплекта вся партия должна быть проверена в изоляционной жидкости.

Отводы выемных частей трансформаторов, выполненных с изоляцией из стеклопластиков, изолируются лентой ЛФК-Т.

Сборка и испытание выемной части. Сборка выемной части (рис. 5-17) производится последовательной насадкой на стержни магнитопровода изоляционных шайб, катушек и теплоотводящих пластин в соответствующем порядке. В первую очередь собирается фаза с цельной алюминиевой теплоотводящей пластиной (нижняя). В полностью собранном столбе фазы производится пайка переходов и их изолировка, пайка отво-

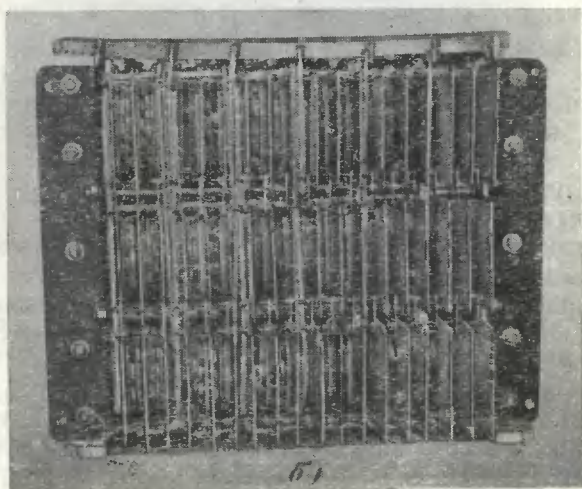
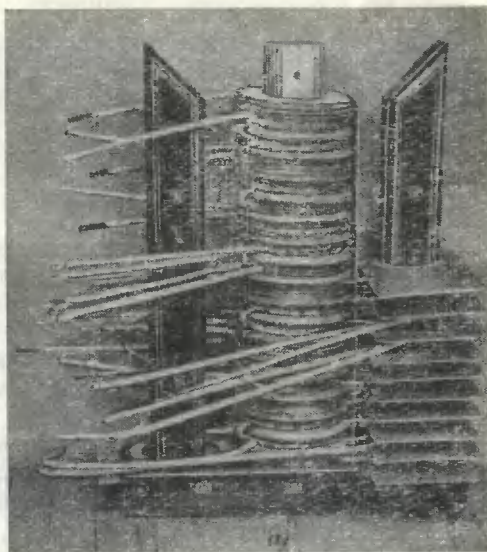


Рис. 5-17. Выемная часть трансформатора с изоляцией из стеклопластиков.

а — в процессе сборки; *б* — в готовом виде.

дов и изолировка мест пайки. К теплоотводящим пластинам прикрепляются болтами перемычки. Затем таким же образом собирается средняя фаза. Крайняя (верхняя) фаза с разрезными теплоотводящими пластинами собирается в последнюю очередь.

После опрессовки обмоток и пайки схемы обмоток каждая обмотка ВН отдельно испытывается приложенным напряжением 18 кВ в течение 1 мин. После контроля электрической прочности изоляции обмоток ВН производят пайку всей схемы (нулевая точка обмоток ВН и отводы НН к сборным шинам).

Сборка и пайка соединений выемной части производится в вертикальном положении стержней магнитопровода; затем выемная часть перекаптовывается в рабочее положение — горизонтальное положение стержней в одной вертикальной плоскости. Для кварценополненных трансформаторов с чередующимися обмотками пайка переходов и отводов, осуществляемая меднофосфористым припоем МФ-3, составляет довольно трудоемкий процесс, так как число паек 100—150 (в зависимости от схемы обмоток).

Полностью собранная выемная часть сушится в течение 2,5 ч в сушильной печи при температуре $110 \pm 5^\circ \text{C}$, затем охлаждается до температуры $60\text{--}70^\circ \text{C}$ и покрывается лаком ГФ-95; особое внимание при этом уделяется отводам; затем производится сушка выемной части при температуре $125 \pm 5^\circ \text{C}$ до полного отсутствия отлипа лака.

Готовая выемная часть испытывается приложенным напряжением: 17 кВ в течение 1 мин сторона ВН и 3 кВ в течение 1 мин сторона НН. Перед каждой проверкой изоляции приложенным напряжением производится замер сопротивления изоляции. Сопротивление изоляции выемной части ВН—земля и ВН—НН должно быть не менее 400 Мом, изоляции НН—земля не менее 5 Мом.

5.3. КОЖУХ ТРАНСФОРМАТОРА

Кожух трансформатора (рис. 5-18) прямоугольной формы, сварен из листовой стали толщиной 3 мм. Для улучшения охлаждения боковые стенки выполнены гофрированными с глубиной гофр 180 мм. В каждый гофр входит теплоотводящая пластина выемной части

трансформатора (рис. 5-17). Раствор гофр 10 мм, шаг 50—54 мм. На лобовых частях кожуха имеются переходные коробки с фланцами для присоединения вводных коробок ВН и НН или РУ ВН и РУ НН. В верхнем

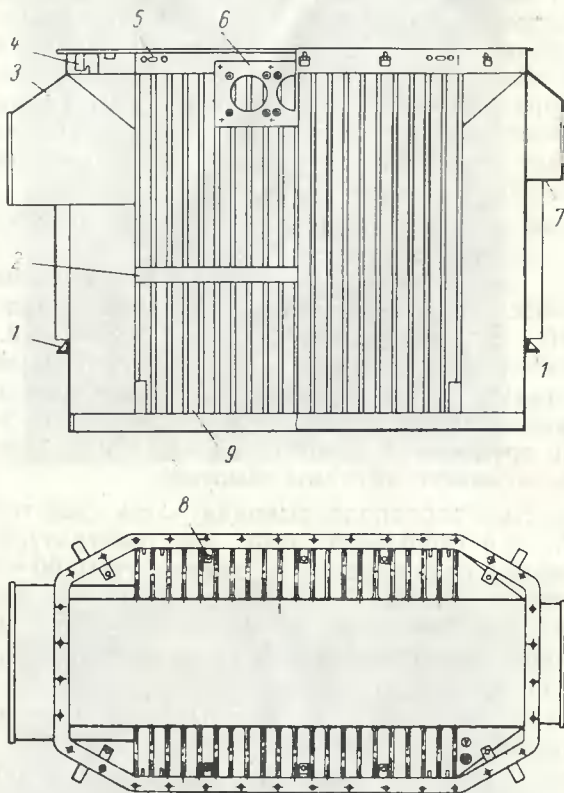


Рис. 5-18. Кожух трансформатора.

1 — уголки для крепления кожуха к шасси; 2 — пластина для жесткости гофр; 3 — переходная коробка ВН; 4 — подъемные крюки; 5 — смотровые окна для контроля уровня песка; 6 — плита под изоляторы регулировочных отводов; 7 — переходная коробка НН; 8 — кронштейны для крепления экрана; 9 — гофры.

фланце кожуха имеются четыре окна, через которые контролируется уровень песка в кожухе.

Сверху кожух закрывается крышкой толщиной 5 мм. Между фланцем кожуха и крышкой имеется резиновая прокладка, предотвращающая попадание влаги в кожух. На одной из боковых стенок кожуха имеется плита с тремя отверстиями под изоляторы для

регулирующих отводов (см. рис. 5-28). Плита закрывается крышкой, в которой имеется канавка с уплотнительным шнуром. Поверхности соприкосновения плиты с крышками конструируются и обрабатываются соответственно требованиям взрывонепроницаемости соединения (§ 5-10).

Между верхней крышкой кожуха и выемной частью к специально приваренным к кожуху уголкам крепится защитный экран из листовой стали толщиной 5 мм, усиленный ребрами жесткости.

Боковая гофрированная стенка кожуха сваривается из отдельных гофр, изготавливаемых на гибочных штампах.

После изготовления кожух подвергается гидравлическому испытанию избыточным давлением 0,5 ат. В случае обнаружения течи производится подварка.

Для придания жесткости кожуху на боковых стенках к гофрам приварены полосы. Крепление к ходовой части осуществляется посредством уголков, приваренных к торцевым стенкам кожуха. К верхнему фланцу кожуха приварены подъемные крюки.

Внутренняя поверхность кожуха грунтуется свинцовым суриком марки 4 (ГОСТ 1787-50) и красится эмалью ГФ-9 2-ХС (ГОСТ 9151-59) в три слоя. Наружные поверхности при надобности покрываются шпаклевкой ПФ-00-2 (ГОСТ 10277-62), грунтуются ГФ-020 (ГОСТ 4056-63) и окрашиваются эмалью ПФ-115 (ГОСТ 6465-63) в два слоя. Все поверхности, кроме обеспечивающих взрывозащиту, перед покрытием дробеструются. На взрывозащитные поверхности холодным фосфатированием наносится пленка для защиты металла от коррозии.

5-4. ХОДОВАЯ ЧАСТЬ ТРАНСФОРМАТОРА

Ходовая часть трансформатора или шасси представляет собой раму, сваренную из швеллера № 5, к ней приварены кронштейны, в которых устанавливаются скаты, применяемые в шахтных вагонетках. Кронштейны позволяют устанавливать скаты для колеи 600 или 900 мм. Торцевые части рамы, представляющие собой жесткую конструкцию, выполняют роль буферов и предохраняют трансформатор или подстанцию от механических повреждений при транспортиров-

ке по шахтным рельсовым путям. На буферах имеются прицепные устройства.

Для транспортировки трансформаторов (подстанций) по шахтному стволу, в клетях, габариты которых ограничены, буфера выполнены съемными для возможного уменьшения габарита трансформатора (подстанции) по длине.

5-5. ВВОДНЫЕ КОРОБКИ И МУФТЫ

Для ввода кабелей в РУ ВН и НН служат вводные коробки и муфты, которые обеспечивают взрывонепроницаемость ввода. Провода и кабели в РУ вводятся только лишь с помощью вводных устройств, т. е. они вводятся в коробку или глухую муфту, где присоединяются к проходным зажимам, смонтированным в перегородку, отделяющую коробку или муфту от основного отделения оболочки.

Применение в данном случае прямого ввода проводов и кабелей в РУ недопустимо, так как встраиваемое в РУ электрооборудование имеет нормально искрящие части (разъединитель нагрузки, автоматический выключатель), которые в процессе работы могут нагреваться, а в аварийных режимах обтекаться током короткого замыкания, что может повести к воспламенению кабелей и уплотнений вводных муфт, а следовательно, к нарушению взрывозащиты. Согласно ПИВРЭ наружные части оболочек, к которым относятся вводные коробки и муфты передвижного и полустационарного электрооборудования, должны изготавливаться из стали или высокопрочного чугуна.

При типовых испытаниях вводные коробки и муфты должны выдерживать без повреждения давление, равное 1,5-кратному давлению взрыва, развивающемуся при нормальных условиях. Под нормальными условиями понимают: начальное давление — атмосферное, начальная температура — 20—40° С, рабочее состояние соединений оболочек (имеющиеся прокладки не удалены).

Кроме давления взрыва газа от искр, вводные коробки должны выдерживать также давление взрыва, которое развивается при воспламенении мощной дугой короткого замыкания взрывчатой смеси, находящейся при нормальном атмосферном давлении.

Для вводных коробок НН с напряжением 380—660 в при испытаниях поддерживается ток металлического короткого замыкания 5000 а продолжительностью 0,2 сек при исходном напряжении 660 в; для вводных

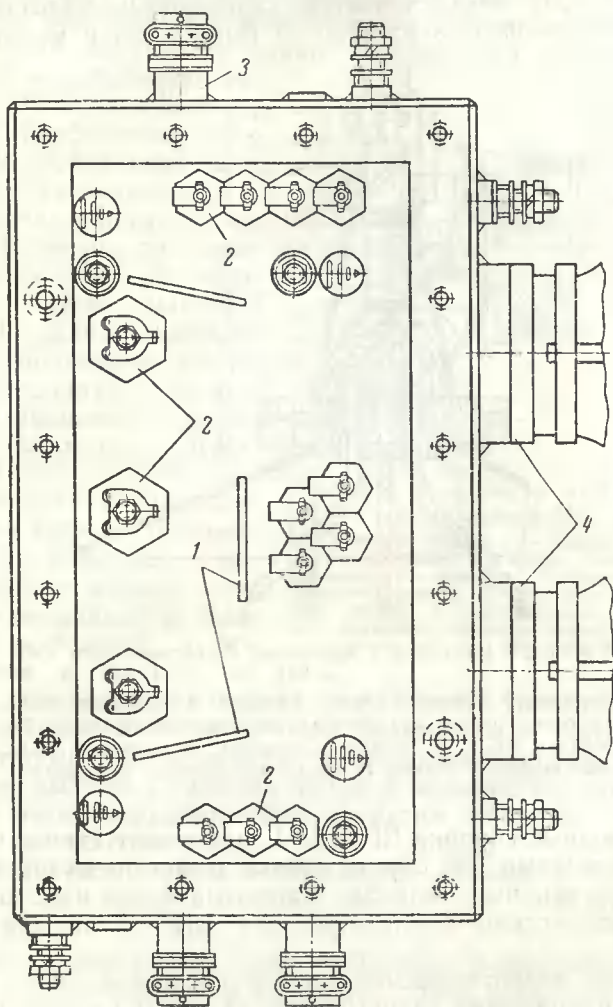


Рис. 5-19. Размещение контактных зажимов во вводной коробке РУНН.

1 — экраны; 2 — силовые токоведущие зажимы и токоведущие зажимы цепей управления; 3 — вводная муфта кабеля управления; 4 — вводные муфты силового кабеля.

коробок ВН — 5 000 а длительностью 0,2 сек при исходном напряжении 6 000 в.

Взрывонепроницаемость, а также водо- и пыленепроницаемость в месте ввода кабеля в кабельную коробку или муфту обеспечивается сальниковым уплотнением или заливкой затвердевающей изолирующей массой.

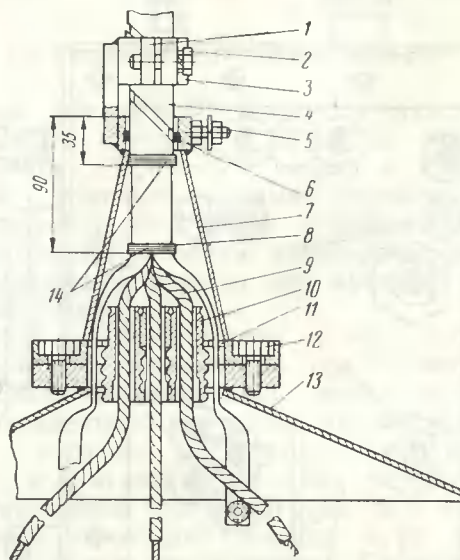


Рис. 5-20. Разделка и крепление бронированного кабеля ВН.

1 — раструб муфты; 2 — болт; 3 — скоба; 4 — стальная броня; 5 — болт с гайкой и шайбой; 6 — кольцо уплотнительное; 7 — мастика МБ-70; 8 — свинцовая оболочка; 9 — изоляция жилы; 10 — втулка; 11 — диск; 12 — болт; 13 — воронка; 14 — бандаж.

Вводные коробки ВН и НН составляют единое целое с оболочками РУ. После сварки и механической обработки вводные коробки испытываются избыточным гидравлическим давлением: для ВН 10 ат, для НН 8 ат.

Для предотвращения попадания в аварийных случаях напряжения силовых жил на жилы кабелей цепей управления во вводных коробках установлены металлические экраны 1 (рис. 5-19). Силовые электрические цепи управления соединяются с РУ через проходные изоляторы.

Для монтажа и демонтажа кабелей во вводных коробках имеются съемные крышки.

Для подключения силовых кабелей к подстанциям и трансформаторам применяются различные виды вводных муфт.

Разделка и крепление бронированного кабеля показаны на рис. 5-20. От выдергивания и проворачивания кабель предохраняется скобой 3. Ввод жил кабеля из муфты в кабельную воронку 13 осуществляется через фарфоровые втулки 10. Свинцовая оболочка 8 заземляется.

Бронированный кабель (обычно применяется марки СБ-6) заливается в муфте мастикой МБ-70. Для предотвращения вытекания мастики во вводную коробку, где размещены проходные зажимы, служит диск 11.

Разделка и крепление гибкого кабеля ВН показаны на рис. 5-21. Гибкие кабели имеют только сухую разделку. Фланец 6 кабельной муфты крепится к фланцу воронки 12 болтами. Кабель зажимается уплотнительным кольцом 5 из негорючего влагостойкого материала, который под воздействием электрической дуги не должен выделять горючих газов в количестве, снижающем взрывонепроницаемые свойства оболочки. Торцевое нажатие на уплотнительное кольцо осуществляется раструбом муфты 1. Крепление кабеля от выдергивания и проворачивания аналогично описанному выше.

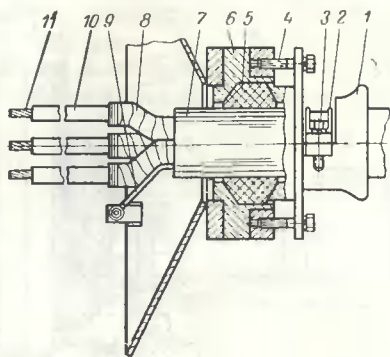


Рис. 5-21. Разделка и крепление гибкого кабеля ВН.

1 — раструб муфты; 2 — скоба; 3 — болт; 4 — болт; 5 — кольцо уплотнительное; 6 — фланец; 7 — шланговая оболочка кабеля; 8 — тканевая изоляция жилы; 9 — заземляющая жила; 10 — резиновая изоляция жилы; 11 — жила кабеля; 12 — воронка.

Полугибкие кабели типа ЭВТ (рис. 5-22), которые получили применение в последние годы, подключаются с помощью муфт. Такая муфта применяется для ввода кабелей ВН и НН. Разделка кабеля осуществляется без заливки мастикой. Кабель зажимается уплотни-

тельными кольцами в двух местах: на входе по поверхности полихлорвиниловой оболочки уплотнительным кольцом 4 и на выходе из муфты по оболочке — экрану уплотнительным кольцом 13. Стальная броня кабеля, состоящая из отдельных проволок 2, закрепляется между втулками 6 и 7, которые предохраняют кабель от выдергивания и проворачивания. Торцевое нажатие на уплотнительные кольца и втулки 6 и 7 осуществляется раструбом 3. Уплотнением от попадания влаги между

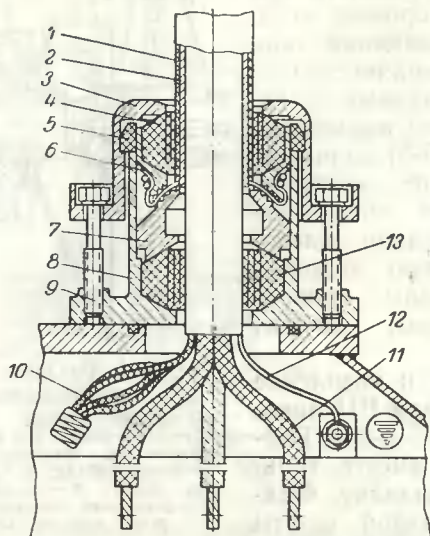


Рис. 5-22. Разделка и крепление полугибкого экранированного кабеля типа ЭВТ.

1 — полихлорвиниловая оболочка; 2 — стальная броня; 3 — раструб муфты; 4 — кольцо уплотнительное; 5 — кольцо; 6, 7 — втулка; 8 — фланец; 9 — болт; 10 — контрольные жилы (занизолировать); 11 — силовые жилы; 12 — заземляющая жила; 13 — кольцо уплотнительное.

фланцем 8 и раструбом 3 служит кольцо 4. Уплотнительные кольца всех муфт имеют концентрические надрезы под различные диаметры кабелей (на чертеже показаны контурными линиями).

Для ввода гибких и бронированных кабелей НН в трансформаторы и подстанции служат кабельная муфта, показанная на рис. 5-23. Особенностью сухой разделки бронированных и гибких кабелей является

Таблица 5-1

Сечение жил кабеля, мм ²	Длина разделки, мм
До 6	50
6—16	70
Более 25	100

Таблица 5-2

Сечение жил кабеля, мм ²	Длина разделки, мм
6—10	140
16—35	210
50—120	310

необходимость выдерживать определенные размеры длин разделок кабелей, которые для бронированных кабелей достигают 300 мм в зависимости от напряжения и сечения кабеля. Минимальные размеры длин

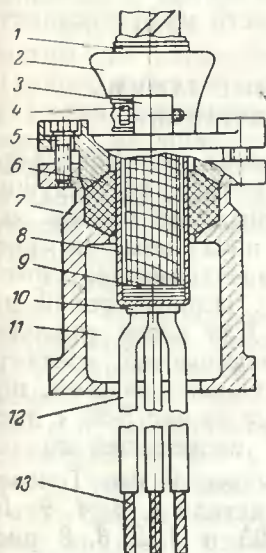


Рис. 5-23. Универсальная кабельная муфта для ввода гибких и бронированных кабелей НН для сухой разделки и под заливку.

1 — проволоочный бандаж; 2 — раструб муфты; 3 — скоба зажимная; 4, 5 — болт; 6 — кольцо уплотнительное; 7 — коробка кабельная; 8 — свинцовая оболочка кабеля; 9 — проволоочный бандаж; 10 — поясная изоляция; 11 — мастика МБ-70 (МБ-90); 12 — изоляция жилы; 13 — жилы кабеля.

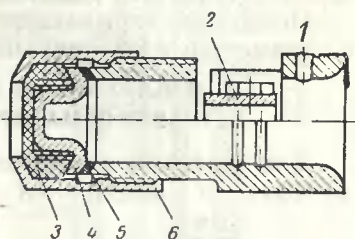


Рис. 5-24. Кабельная муфта для ввода кабелей управления.
1 — гайка-раструб; 2 — скоба зажимная; 3 — кольцо уплотнительное; 4 — заглушка; 5 — шайба нажимная; 6 — гнездо муфты.

разделок кабелей определяются исходя из допустимых расстояний утечки по поверхности жил и необходимых размеров под заделку кабельного среза изоляционными материалами, предотвращающими вытекание кабельной массы из кабеля при его разогреве.

Размеры разделок гибких кабелей указаны в табл. 5-1, а размеры сухих разделок и разделок под заливку кабелей с бумажной изоляцией — в табл. 5-2.

Вводные муфты подстанций и

трансформаторов при транспортировке снабжаются грибовидными заглушками, изготовленными из листовой стали толщиной 2—3 мм или из капрона.

Для ввода кабелей цепей управления применяется муфта, показанная на рис. 5-24. Конструктивное выполнение ее и обеспечение взрывонепроницаемости аналогично вышеописанным кабельным муфтам для силовых кабелей с сухой разделкой. Гнездо 6 приваривается к оболочке электрооборудования. Все детали кабельной муфты выполнены из стали. Торцевое нажатие уплотнения осуществляется гайкой 1. Для уменьшения коэффициента трения между гайкой 1 и уплотнительным кольцом 3 установлена нажимная шайба 5.

Испытание взрывозащитных свойств муфт проводят совместно с оболочками РУ.

5-6. ИЗОЛЯТОРЫ И КОНТАКТНЫЕ ЗАЖИМЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

Для вторичного напряжения силовой цепи трансформаторов и подстанций применяются токоведущие

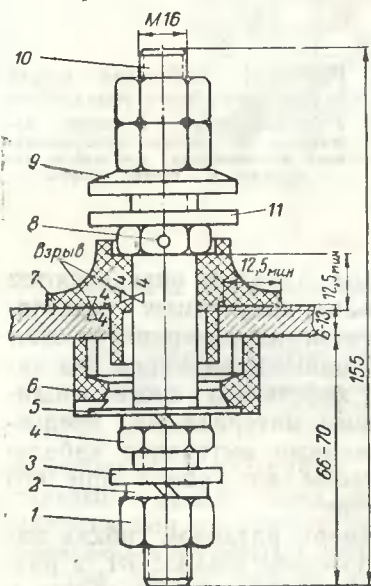


Рис. 5-25. Контактный зажим.

1, 4 — гайка; 2 — шайба пружинная;
3, 9, 11 — шайба; 5 — шайба упорная;
6, 7 — втулка; 8 — шплинт;
10 — шпилька.

контактные проходные зажимы, показанные на рис. 5-25 для диаметров токоведущих шпилек от 10 до 16 мм. Для цепей управления применяются контактные проходные зажимы, показанные на рис. 5-26, с диаметром токоведущей шпильки не менее 6 мм. Токоведущие детали 1, 3, 4, 9, 10 рис. 5-25 и 1, 2, 3, 8 рис. 5-26 изготавливаются из латуни. Втулки 6 и 7 (рис. 5-25) и 5 и 6 (рис. 5-26) изготавливаются из дугостойкого прессматериала К-78-51.

Взрывонепроницаемое соединение между изоляционными втулками проходных зажимов и металлической стенкой или перегородочной оболочки плоско-цилиндрическое, а между проход-

Взрывозащитная поверхность шпильки 10 (рис. 5-25) фиксируется по отношению к кромке втулки 7 (к ее взрывозащитной поверхности) путем крепления гайки и шпильки цилиндрическим шплинтом 8; для этой же цели на шпильке 1 (рис. 5-26) сделаны выштамповки (см. сечение АА). Эти элементы предотвращают проворот шпилек обеих конструкций в условиях монтажа и эксплуатации.

Контактные зажимы (рис. 5-25) для силовых цепей надежно работают в условиях шахты при номинальном токе до 550 а и номинальном напряжении до 660 в, для цепей управления (рис. 5-26) при номинальном токе до 10 а и номинальном напряжении до 660 в.

Для исключения проворота контактных зажимов при присоединении проводов и кабелей они располагаются в коробке таким образом, чтобы шестигранные изоляционные втулки касались одной гранью прива-

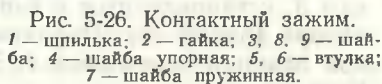


Рис. 5-26. Контактный зажим.
1 — шпилька; 2 — гайка; 3, 8, 9 — шайба; 4 — шайба упорная; 5, 6 — втулка;
7 — шайба пружинная.

ренной к оболочке планки, исключаяющей поворот втулок.

Изоляторы ВН, применяемые в шахтных трансформаторах и подстанциях, приведены на рис. 5-27 и 5-28.

Проходной изолятор (рис. 5-27) состоит из токоведущей шпильки 1 с гайками и шайбами для крепления проводов, фарфорового изолятора 3 № 2588К завода «Изолятор» и фланца 4. Чугунный фланец изолятора 4 и колпак 2, выполненные из листовой стали, армируются маг-

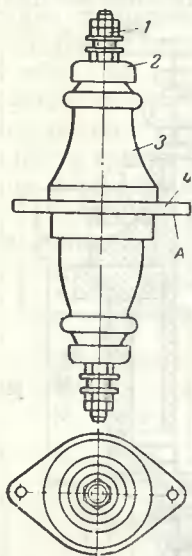


Рис. 5-27. Проходной высоковольтный изолятор.

1 — токоведущая шпилька; 2 — колпак; 3 — фарфоровый изолятор; 4 — фланец.

зиальным портландцементом марки 300. В последнее время для армировки применяются эпоксидные компаунды. Армировка эпоксидным компаундом более надежна для работы в условиях повышенной влажности, так как эпоксидные компаунды не впитывают влагу. Перед армировкой колпак 2 приваривается к токоведущей шпильке, второй конец которой остается свободным и может перемещаться при температурных изменениях.

После установки шпильки внутренняя полость изолятора заполняется гидрофобизированным кварцевым песком, обеспечивающим взрывонепроницаемость. Поверхность А фланца обрабатывается под «взрыв» до армировки.

Регулировочные отводы обмоток трансформаторов крепятся к шпилькам 3, установленным в чашеобразном фарфоровом изоляторе (рис. 5-28). Переключение отпаяк производится при помощи перемычки 4. Этот изолятор изготавливается Славянским изоляторным заводом.

Армировка проходного изолятора, показанного на рис. 5-27, испытывается гидравлическим давлением 10 ат в течение 1 мин. Полностью собранный изолятор испытывается приложенным напряжением 32 кв в течение 1 мин.

Для разъединителя ВН применяются опорные фарфоровые изоляторы.

Одной из особенностей работы наружной части высоковольтных изоляторов и контактных зажимов в кварцenaполненных подстанциях и трансформаторах является пребывание их в атмосфере высокой относительной влажности и запыленности проводящими частицами угля. В периоды охлаждения трансформаторов и подстанций на изоляторах конденсируется влага, угольные частицы, смываемые капельками воды со всей поверхности изолятора (ось изоляторов в нормальном рабочем положении располагается горизон-

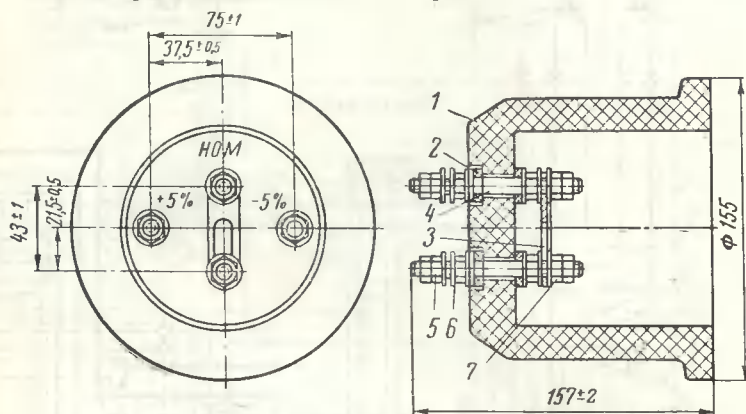


Рис. 5-28. Изолятор регулировочных отводов.

1 — фарфоровый изолятор; 2 — шайба уплотнительная; 3 — шпилька токоведущая; 4 — перемычка; 5, 7 — гайка; 6 — шайба.

тально), концентрируются по линии на нижней поверхности изоляторов, образуя тем самым дорожки для перекрытия на корпус. Поэтому в процессе эксплуатации необходим тщательный уход за состоянием изоляторов и контактных зажимов и периодическая их очистка.

В более легких условиях работает вторая половина изоляторов и контактных зажимов, находящаяся в среде кварцевого песка, где попадание пыли исключено.

5-7. ЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ СХЕМА ПОДСТАНЦИИ

Электрическая схема подстанции с кварцевым заполнением представлена на рис. 5-29. Пунктиром на схеме показаны условно оболочки РУ ВН и НН и кожуха трансформатора и обозначены те электрические части и элементы, которые в них размещаются.

96

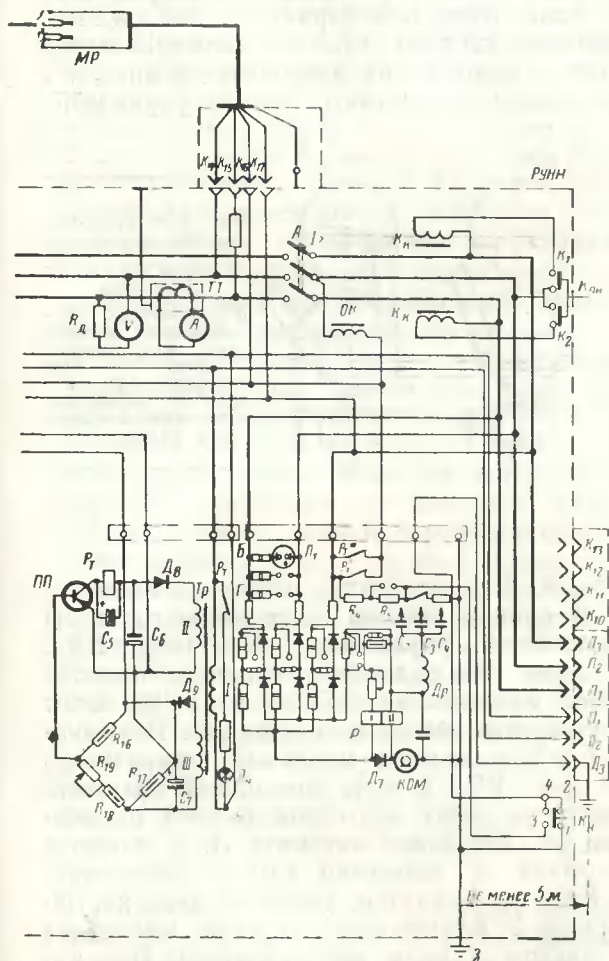


P_B — высоковольтный разъединитель; P_6 — рукоятка блокировки; A — автомат-
форматор тока; ОСО-0,25 — осветительный трансформатор; K_K — катушка про-
мальной защиты; КОМ — килоомметр; Tr — трансформатор тепловой защиты;
верки реле утечки; БК-1, БК-2 — блок-контакты;

напряжение поступает на проходные изоляторы, установленные в выводной коробке.

Выводная коробка предусматривает присоединение двух трехжильных кабелей необходимого сечения.

Цепи управления, защиты и сигнализации, а также блокировки позволяют производить необходимые мани-



подстанции ТКШВПС.

тический выключатель; ОК — катушка независимого расцепителя; ТТ — трансверки максимальной защиты автомата А; К_{п.м} — кнопка проверки макси- Р — реле; Р_т — тепловое реле; ТС — терморезистор; К_н — кнопка про- ПУ — пульт управления; МР — метаиреле.

пуляции в полной безопасности для обслуживающего персонала.

Разъединитель подстанции P_B позволяет отключить ток холостого хода или ток нагрузки трансформатора (см. ниже), но включение и отключение его можно производить только тогда, когда блокировочная рукоятка P_6 находится в нейтральном положении. В этом положении выступы кулачка блокировочного вала 2 (рис. 5-30) выходят из зацепления с диском 1 вала разъединителя, блок-контакты кнопки управления

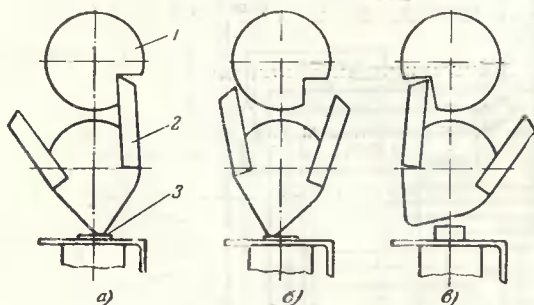


Рис. 5-30. Положение блокировочного кулачка разъединителя.

а — отключено; б — нейтральное положение; в — включено;
1 — диск на валу разъединителя; 2 — кулачок блокировочного вала; 3 — кнопка управления.

$БК-1$ замкнуты, а блок-контакты $БК-2$ — разомкнуты, так как кулачок блокировочного вала не выходит из зацепления с кнопкой управления. Контакты $БК-2$ включены в цепь минимальной катушки привода ячейки высокого напряжения УРВ-6 или РВД-6, от которой осуществляется питание подстанции. Размыкаясь контакты $БК-2$ отключают масляный выключатель ячейки УРВ-6 или РВД-6 и не позволяют включить последний. Контакты $БК-1$ включены в цепь отключающей катушки $ОК$ линейного автомата A . Включение линейного автомата A возможно только после того, как контакты $БК-1$ разомкнутся, разорвав цепь катушки $ОК$, а кулачок 2 блокировочного вала выйдет из зацепления с диском 1 вала разъединителя. При нахождении рукоятки P_6 в положении «включено» или «отключено» манипулирование разъединителем P_B невозможно. Включением линейного автомата подается питание через контактные зажимы $Л_1, Л_2, Л_3$ на уст-

ройство автоматического контроля изоляции типа БЗП-1А, состоящее из реле утечки типа УАКИ и тепловой защиты, работа которого рассмотрена ниже. Перед линейным автоматом A подключены: шинный трансформатор тока $ТТ$, к зажимам которого присоединен амперметр A ; осветительный трансформатор типа ОСО-0,25, питание к которому подается от двух фаз a и b силового трансформатора через предохранитель типа Пр-2. К фазам a и b присоединен через добавочное сопротивление R_d вольтметр V . Максимальные реле линейного автомата A имеют отключающие катушки K_K , включенные в фазы a и c силового трансформатора. В цепи катушек K_K имеются кнопки K_1 и K_2 проверки работы максимальных реле автомата. В условиях шахты проверка осуществляется нажатием кнопки $K_{п.м.}$, которая включает одновременно обе кнопки K_1 и K_2 .

Согласно «Правилам безопасности в угольных и сланцевых шахтах» обязательным является применение реле утечки — устройства для автоматического контроля сопротивления изоляции и отключения трехфазной цепи переменного тока с изолированной нейтралью при снижении общего сопротивления изоляции до опасной величины (на шахтах СССР применяются трансформаторы только с изолированной нейтралью). В рассматриваемой подстанции применяется реле утечки типа УАКИ-380/660, которое предотвращает: 1) поражение электрическим током человека, прикоснувшегося к нормально находящемуся под напряжением проводнику или случайно оказавшемуся под напряжением корпусу в случае, если защитное заземление неисправно; 2) воспламенение электрооборудования токами утечки на землю; 3) преждевременное воспламенение электродетонаторов токами утечки трехфазной сети; 4) повреждение работающего электрооборудования с отсыревшей изоляцией; 5) опасный нагрев и сквозной прожог взрывобезопасных оболочек под действием устойчивой электрической дуги, возникающей между проводником и оболочкой.

Принцип работы реле утечки типа УАКИ можно уяснить из схемы рис. 5-29. Исполнительным элементом, реагирующим на величину тока утечки, является двухобмоточное реле P , обмотки которого соединены так, чтобы их магнитные потоки были направлены встречно. При отсутствии повреждения изоляции сети и токо-

приемников, когда ток утечки составляет незначительную величину, обмотки *I* и *II* реле *P* обтекаются вспомогательным током $I_{\text{в}}$ и создают встречные магнитные потоки. Результирующий магнитный поток равен или близок к нулю. По мере снижения сопротивления изоляции ток утечки увеличивается; увеличивается и величина оперативного тока, проходящего через обмотку *II* реле *P*. Значение вспомогательного тока через диод *D*₇ будет уменьшаться. При снижении сопротивления изоляции сети и токоприемников до недопустимой величины оперативный ток увеличивается настолько, что станет больше вспомогательного тока $I_{\text{в}}$, в результате чего диод *D*₇ закроется и оперативный ток будет проходить только по обмотке *II*. Если к проводу прикоснется человек или появится опасная утечка на землю, разность магнитных потоков станет достаточной для срабатывания реле. Реле замкнет свой замыкающий контакт *P'* в цепи отключающей катушки *ОК* линейного автомата и линейный автомат *A* отключит сеть с поврежденной изоляцией.

Регулирование защитных характеристик осуществляется сопротивлениями R_5 и R_{14} , которые могут быть зашунтированы перемычками. При снятых перемычках реле применяют для защиты сетей с емкостью относительно земли 0,3—1,5 мкф на фазу, а при установленных — с емкостью не более 0,5 мкф на фазу.

Для компенсации емкостных токов утечки в реле УАКИ используется компенсирующий дроссель *Др*. Для подсоединения дросселя к сети используются конденсаторы C_2 , C_3 и C_4 , соединенные в звезду и подключенные к линейным зажимам устройства. Применение компенсатора емкости позволяет значительно уменьшить длительные и особенно кратковременные токи через прикоснувшегося к сети человека.

Для того чтобы обеспечить наибольшую безопасность и наибольшие удобства эксплуатации, необходимо, чтобы количество витков дросселя было подобрано в соответствии с суммарной длиной кабеля на участке. Дроссель имеет 5 200 витков с отпайкой от 4 000-го витка. В выпускаемом заводом устройстве соединение дросселя соответствует условию, когда суммарная длина кабеля меньше 2 500 м (включены 5 200 витков). Если суммарная длины кабеля больше 2 500 м то, дроссель должен быть включен на 4 000 витков.

При переключении обмотки НН трансформаторной подстанции с Δ на Y устройство БЗП-1А необходимо также переключить с 380 на 660 в, дроссель-компенсатор Dp должен быть включен на полное число витков 5200 и в дальнейшем при работе в сети 660 в переключение дросселя на 4000 витков производить не рекомендуется.

Проверка исправности реле утечки осуществляется кнопкой K_n . При нажатии кнопки K_n фаза L_3 через сопротивление R_5 и R_4 соединяется с землей. При срабатывании реле от тока утечки проверочные сопротивления R_5 и R_4 выполняют роль добавочной однофазной утечки, подключающейся в момент срабатывания реле к обмотке реле II через его замыкающие контакты P'' , что увеличивает надежность срабатывания реле. Реле утечки действует только при наличии заземления корпуса реле. Для повышения надежности действия защиты предусматривается, кроме заземления з корпуса реле утечки, также соединение его с добавочным заземлением $Dз$. При нажатии кнопки K_n в случае обрыва заземления реле утечки не срабатывает. Сопротивления изоляции сети и приемников следует систематически контролировать.

Защита подстанции от длительных недопустимых перегрузок и, следовательно, от чрезмерного перегрева активной части трансформатора осуществляется тепловой защитой, в которой контролирующим элементом является терморезистор $ТС$ типа КМТ-1 с номинальным сопротивлением 20 ком. Терморезистор для исключения механического повреждения его при уплотнении кварцевого песка на вибростеде помещается в латунный кожух, заливаемый эпоксидной смолой. Термодатчик закреплен на одной из катушек обмотки низкого напряжения силового трансформатора самой нагретой фазы.

Питание схемы тепловой защиты осуществляется от трансформатора Tr . Обмотка II трансформатора является источником питания триода ПП, в коллекторную цепь которого включено P_T . Выпрямление переменного тока осуществляется с помощью диода D_8 . Для уменьшения пульсаций выпрямленного напряжения установлен конденсатор C_6 . Управление триодом ПП осуществляется сигналом, снимаемым с диагонали моста, плечи которого образованы сопротивлениями R_{16} , R_{17} , R_{18} , R_{19} , а также терморезистором TP . Питание моста осуществ-

вляется от обмотки III трансформатора Tp через выпрямитель D_9 . Для сглаживания пульсаций выпрямленного напряжения служит конденсатор C_7 . Сопротивления плеч выбраны таким образом, чтобы при нормальных условиях работы на базу триода ПП подавался плюсовой потенциал. В этом случае через реле P_T ток не проходит, если не считать начальный ток триода. При повышении температуры терморезистора сопротивление его уменьшается, что приводит к появлению минусового потенциала на базе триода, и последний открывается. При температуре терморезистора 105°C его сопротивление резко уменьшается до величины порядка $\pm 300\text{ ом}$. В этом случае минусовый сигнал на базе триода возрастает настолько, что ток коллектора достигает величины, достаточной для срабатывания реле P_T .

С помощью переменного сопротивления R_{19} можно регулировать уставку защиты. Включаясь, реле P_T замыкает свой контакт P'''_T . Замыкание контакта P'''_T , включенного в цепь отключающей катушки ОК линейного автомата, приводит к отключению последнего. При замыкании второго контакта P''_T получает питание сигнальная лампа L_H . Последующее включение автоматического выключателя может быть осуществлено только после снижения температуры обмотки трансформатора подстанции до температуры, предусмотренной уставкой. При отключении автомата передвижной подстанции загорание лампы L_H показывает, что отключение произошло по причине недопустимого нагрева обмоток трансформатора подстанции.

Так как разница между температурой срабатывания и температурой возврата тепловой защиты составляет примерно 3°C , то повторное включение автоматического выключателя может быть произведено в этом случае через несколько минут после отключения. Погасание сигнальной лампы является разрешающим сигналом повторного включения автоматического выключателя.

Проверка исправности тепловой защиты производится на поверхности шахты. Для этого вместо терморезистора к зажимам подключается сопротивление величиной 1300 ом . При подаче в этом случае напряжения 127 в на зажимы первичной обмотки трансформатора Tp и исправной тепловой защиты реле P_T включается. Один из контактов реле тепловой защиты P'_T находится в цепи минимальной катушки привода ячейки УРВ или

РВД. В схеме и конструкции передвижной подстанции предусмотрено подключение: 1) пульта управления с помощью которого дистанционно можно производить включение и отключение ячейки РВД, подающей питание на подстанцию. Пульт управления подключается к кабельному вводу с зажимами K_7, K_8, K_9 ; 2) метан-реле, осуществляющего контроль за состоянием шахтной атмосферы.

При достижении в шахте опасной концентрации метана метан-реле путем воздействия на цепь минимальной катушки ячейки РВД или на цепь отключающей катушки автомата производит отключение подстанции. Питание метан-реле осуществляется через кабельный ввод с зажимами K_{14}, K_{15} . Подключение метан-реле к цепи ОК автомата осуществляется через кабельный ввод с зажимами K_{16}, K_{17} , а к цепи минимальной катушки ячейки РВД — через кабельный ввод с зажимами K_5, K_6 .

5-8. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО НИЗКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Распределительное устройство низкого напряжения (РУНН) служит для подключения потребителей электроэнергии к подстанции. В РУНН размещается коммутационная аппаратура и аппаратура защиты, измерения и управления.

Таблица 5-3

Технические данные автомата	Тип автомата	
	АВ-4У	АВ-6У
Номинальный ток, a	До 400	
Номинальный ток максимального расцепителя, a	200	400
Уставка тока срабатывания максимальных расцепителей, a :		
а) с цифровой маркировкой по шкале	300 450 600	600 900 1 200
		1 000 1 500 2 000
б) без цифровой маркировки (в виде черты)	375 525	750 1 050
		1 250 1 750
Номинальное напряжение, v	380 или 660	
		(50 гц)

РУНН (рис. 5-31) представляет собой стальную сварную оболочку, состоящую из двух камер — камеры с коммутационной аппаратурой, аппаратурой защиты, измерения и управления и камеры для подключения выводных кабелей — выводной коробки.

В качестве линейного автомата служит автоматический воздушный выключатель типа АВ-4У (или для больших мощностей АВ-6У), который крепится на шпильках, приваренных к задней стенке оболочки камеры. На правой боковой стенке камеры расположена рукоятка 13, с помощью которой производится ручное включение и отключение автомата.

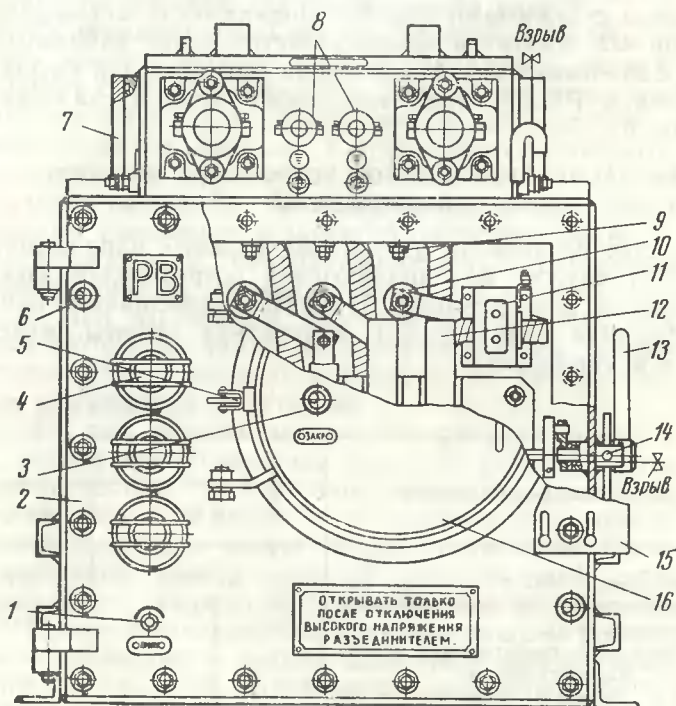


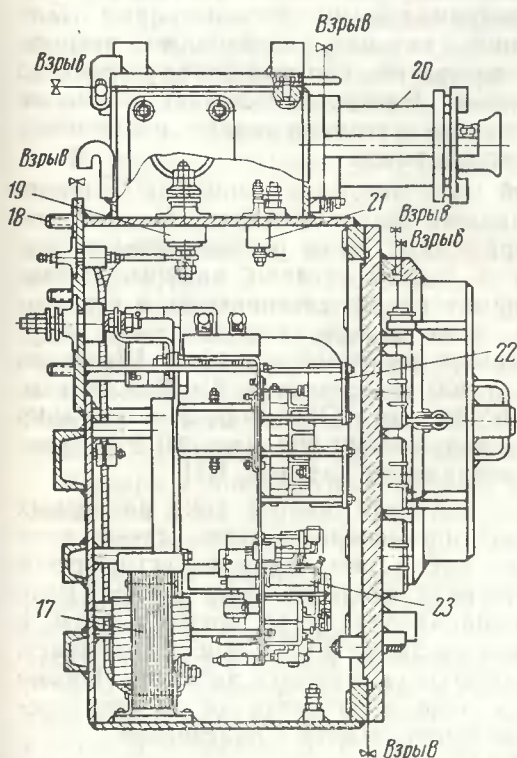
Рис. 5-31. Распределительное

1 — кнопка проверки реле утечки; 2 — прямоугольная основная крышка; 6 — невыпадающие болты со специальной конфигурацией головки; 7 — зажимы из выводной коробки в основной отсек; 10 — проходные зажимы трансформатора тока; 12 — линейный автомат; 13 — рукоятка автомата; быстрооткрываемая крышка; 17 — осветительный трансформатор; 18 — кожух трансформатора; 19 — силовые зажимы ВН; 20 — муфты под приборы (вольтметр, амперметр); 23 — реле утечки и реле тепловой

Автомат типа АВ-4У имеет механизм свободного расцепления (независимый расцепитель) с отключающей катушкой ОК и на двух фазах токовую защиту (максимальные расцепители) с подстройкой на величину отключающего тока. Уставки тока показаны в табл. 5-3.

Регулировка уставки тока срабатывания производится натяжением пружины в расцепителе.

Максимальная защита снабжена контрольными катушками проверки работы защиты. На правой боковой стенке камеры имеется кнопка проверки токовой



устройство низкого напряжения.

3 — валик; 4 — смотровые окна; 5 — блокировка поворотного кольца; выводная коробка; 8 — муфты под контрольные кабели; 9 — проходные мы из основного отсека распреустройства в трансформатор; 11 — 14 — блокировочный винт рукоятки автомата; 15 — заслонка; 16 — шпильки для подсоединения распреустройства к переходной коробке силовых кабелей; 21 — контрольные зажимы НН; 22 — измерительные защиты (блок защиты подстанции).

защиты. Проверка должна производиться при обесточенной главной цепи автомата и холодных контрольных катушках.

Контрольные катушки рассчитаны на срабатывание расцепителей при 90% номинального напряжения и выше. На правой шкале максимальных расцепителей нанесены две отметки с маркировкой «380» и «660», на которые устанавливаются указатели расцепителей при проверке в соответствии с номинальным напряжением главной цепи автомата.

Автомат имеет механическую и электрическую блокировки, не допускающие включение автомата после отключения его максимальными расцепителями. Для того чтобы включить автомат, необходимо открыть крышку и вручную возвратить блокировочное устройство в исходное положение. Блокировочное устройство не препятствует включению автомата после отключения его независимым расцепителем.

Монтаж силовой цепи автомата выполнен медными шинами, изолированными стекломикалентной на полное испытательное напряжение. Шины расположены между панелью автомата и задней стенкой камеры. Шины, идущие от трансформатора, присоединяются к верхним выводам автомата, а от нижних выводов шины идут к контактным зажимам выводной коробки. Шины на номинальный ток до 400 *а* — сечением 3×30 *мм*² и до 600 *а* — сечением 6×40 *мм*². Отключающая катушка устанавливается на напряжение 660 или 380 *в* в зависимости от схемы соединения катушек НН.

В качестве реле контроля утечки тока на первых образцах подстанций применялось реле утечки типа РУВ-2, в настоящее время оно заменено устройством автоматического контроля изоляции типа УАКИ. Реле контролирует состояние изоляции во время работы и при снижении уровня изоляции до 3,5 *ком* срабатывает, воздействуя на отключающую катушку автомата. Общее время срабатывания реле и автомата не должно превышать 0,2 *сек*. Реле имеет омметр с подсветкой.

Реле типа УАКИ выпускается на напряжение 380/660 *в* с переключением. Проверка исправности работы устройства осуществляется нажатием кнопки *К*_н. Нажатие кнопки *К*_н при закрытой крышке производится с помощью штока, выведенного через

крышку РУ и выполненного согласно правил изготовления взрывобезопасного электрооборудования.

В одной оболочке с УАКИ расположено реле тепловой защиты трансформатора. Блочное выполнение реле утечки и реле тепловой защиты называется блоком защиты подстанции БЗП-1А. Блок расположен на кронштейнах у левой боковой стенки камеры. Шкала омметра приближена к торцевой стороне РУ. За блоком БЗП-1А установлен осветительный трансформатор ОСО-0,25, с напряжением 660/380/127 в. Трансформатор осуществляет питание реле тепловой защиты, кроме того, напряжение 127 в через проходные зажимы выведено в выводную коробку, снабженную муфтой под контрольный кабель, через который может осуществляться освещение подстанции. Защита трансформатора ОСО-0,25 осуществляется предохранителем ПР-2.

В правом верхнем углу размещен трансформатор тока ТШЛ-0,5.

Малогабаритный амперметр типа Э-421, включенный на трансформатор тока ТШЛ-0,5 и малогабаритный вольтметр типа Э-421, размещены у торцевой стенки РУ таким образом, чтобы через специальные смотровые окна можно было визуальнo контролировать показания приборов. Размещение приборов зависит от вида применяемой крышки, закрывающей камеру с аппаратурой. Монтаж цепей вторичной коммутации произведен медным проводом ПВ-1000 сечением 2,5 мм².

Камера с аппаратурой сварена из стального листа толщиной 8 мм и имеет прямоугольную форму. Наружные стенки камеры усилены ребрами жесткости.

Выводная коробка сварная и расположена над камерой для аппаратуры. Коробка имеет четыре фланца под муфты для силовых кабелей. Два фланца имеют выход в торец РУНН и по одному на боковые стороны. Муфты установлены на двух фланцах, два других закрыты заглушками. В эксплуатации муфты устанавливаются в зависимости от места установки подстанции. Муфты позволяют присоединения кабелей сечением до 3×95 мм².

Основная камера РУНН, так же как и выводная коробка, после сварки и механической обработки испытывается гидравлическим давлением в 9 ат, при этом допускается остаточная деформация стенок, не влияющая на взрывозащиту. На взрывозащитных поверх-

ностях допускается припуск до 1,5 мм до гидравлических испытаний, который после испытаний снимается. Таким образом, остаточная деформация на взрывоза-

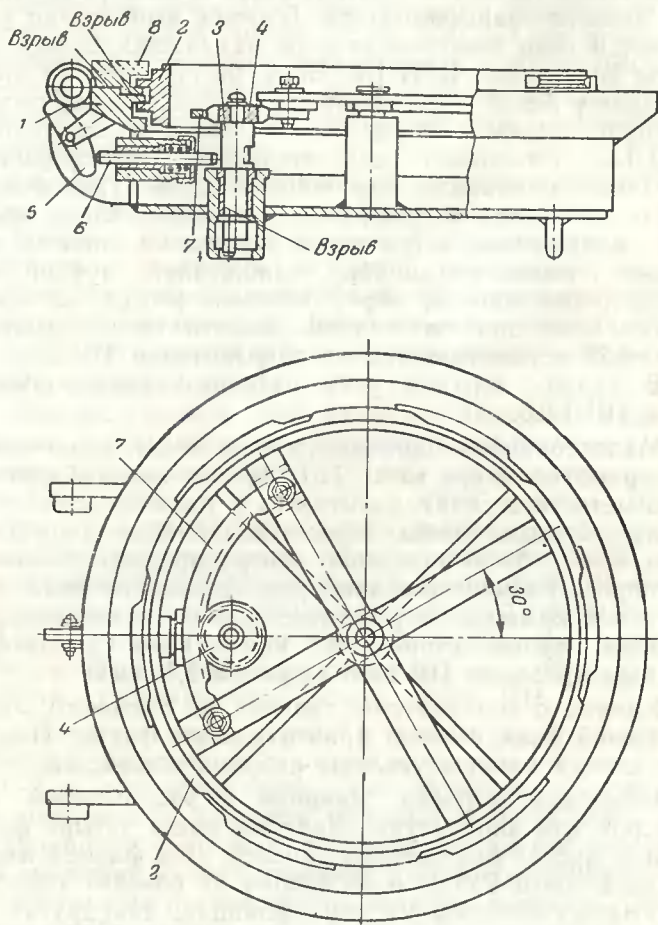


Рис. 5-32. Малая быстрооткрываемая крышка.

1 — крышка; 2 — поворотное кольцо; 3 — валик; 4 — шестерня; 5 — рычаг блокировки; 6 — ось блокировки; 7 — зубчатый венец; 8 — фланец распредустройства.

щитных поверхностях допускается в пределах 1,5 мм. Это усложняет технологический цикл: дважды проходят аналогичную механическую обработку одни и те же поверхности.

На торцевой стороне РУНН имеется вертикальная крышка на петлях. В первоначальном варианте она была выполнена прямоугольной формы и крепилась к фланцу РУНН болтами. Однако необходимость взвода блокировочного устройства после срабатывания максимальной защиты и то, что открытие крышки требовало отвинчивания 24 блоков М-16, на что уходило около получаса рабочего времени, привели к разработке быстрооткрываемой крышки. Она имеет диаметр в свету 335 мм (рис. 5-32) и расположена на правой части прямоугольной крышки. Открывание крышки осуществляется поворотным кольцом 2. Кольцо имеет шесть парных выступов, которыми захватывая выступы фланца и крышки, крышка притягивается к фланцу. Поворот кольца осуществляется поворотом съемной ручки со специальной головкой, которая вращает валик 3, выполненный под «взрыв», с шестерней 4. Последняя, пробегая по зубчатому венцу 7, скрепленному с поворотным кольцом, проворачивает кольцо до полного выхода (или входа) выступов кольца из зацепления с выступами фланца и крышки. Специальная блокировка в виде оси 6 стопорит валик с шестерней от поворота в открытом состоянии крышки. В этом положении выступы кольца и фланца полностью выведены из зацепления. Быстрооткрываемая крышка, как и большая крышка, крепится на петлях. На наружной поверхности ее имеются таблички, указывающие положение «открыто» и «закрыто» съемной ручки.

Взрывозащитный зазор между крышкой и фланцем для оболочек группы ЗВ выполняется согласно ПИВРЭ и составляет 0,5 мм для наружной щели и 0,7 мм для внутренней щели. Выполнение определенной щели и отсутствие натяга между сочленяющимися выступами крышки и фланца и охватывающими их выступами кольца требуют точной механической обработки.

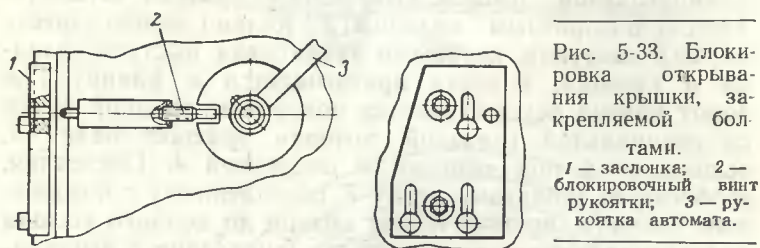
Узел сочленяющихся поверхностей быстрооткрываемой крышки дважды проходит механическую обработку; до гидравлического испытания (черновая обработка) и после испытания (точная обработка).

Все крышки на болтах имеют по два невыпадающих болта, головки которых выполнены под специальный ключ.

Блокировка открывания крышек РУНН осуществляется для быстрооткрываемой крышки посредством

съемного ручки-ключа, служащего одновременно ручкой-ключом блокировочного вала в РУВН и ручкой-ключом для вращения поворотного кольца, причем снятие ручки-ключа с РУВН можно осуществить только в положении разомкнутого разъединителя ВН.

Для прямоугольной крышки блокировка осуществляется заслонкой (рис. 5-33), закрывающей доступ к двум болтам крышки. Для открытия крышки необходимо отключить автомат НН ввернуть блокировочный винт 2, входящий в паз диска рукоятки автомата 3,



после чего можно сдвинуть заслонку 1 и отвинтить закрытые болты.

Между фланцами и крышками, в канавках последних, прокладываются уплотнительные резиновые мягкие шнуры ГОСТ 6467-57.

Все детали оболочки выполнены в основном из стали Ст. 3, за исключением деталей, к которым предъявлены дополнительные механические требования (валы, стержни, шестерня и др., — они выполнены из легированных сталей), и кроме бронзовых или латунных вкладышей для втулок, через которые проходят валы и стержни.

Взрывные зазоры для РУНН, попадающее в группу 3В, составляют для плоских поверхностей 0,2, для цилиндрических 0,3 мм на длине 25 мм.

Поверхности, обработанные под «взрыв», покрыты холодным фосфатированием и на время транспортировки и хранения смазываются техническим вазелином ГОСТ 782-59.

Наружные поверхности оболочки красятся пентафталевой эмалью ПФ-115 и серой ГОСТ 6465-63 в два слоя; внутренние поверхности оболочки красятся эмалью ГФ-92 в три слоя. Перед покраской поверхности дробеструятся, кроме поверхностей под «взрыв».

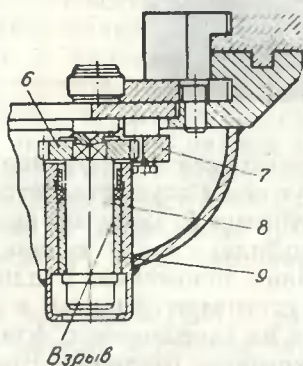
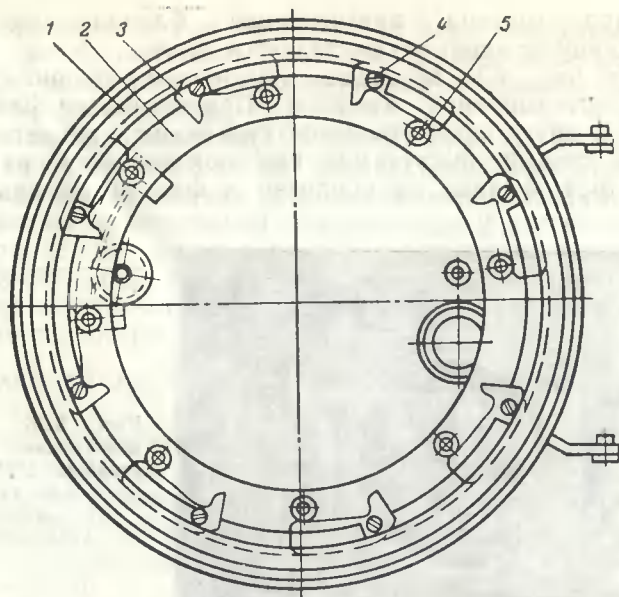


Рис. 5-34. Большая быстрооткрываемая крышка.

1 — крышка; 2 — поворотное кольцо; 3 — кулачки; 4 — ось; 5 — полуоси; 6 — шестерня; 7 — зубчатый венец; 8 — валик; 9 — втулка.

С целью упрощения основной крышки РУНН, на которую наложена быстрооткрываемая круглая, разработана общая быстрооткрываемая крышка с отверстием в свету диаметром 580 мм. Она аналогична по конструкции вышеуказанной быстрооткрываемой крышке и сваривается из фланца и выпуклого штампованного днища толщиной 5 мм. Форма крышки определена требованием механической прочности внутреннему давлению в 9 ат, а также требованию минимального веса.

Однако система притягивания фланца оболочки к фланцу крышки осуществляется иначе.

На рис. 5-34 показана внутренняя сторона этой быстрооткрываемой крышки. Притягивание фланцев друг к другу осуществляется кулачками 3, охватывающими своими выступами, как показано на разрезе рис. 5-34, фланец на оболочке и фланец на крышке.

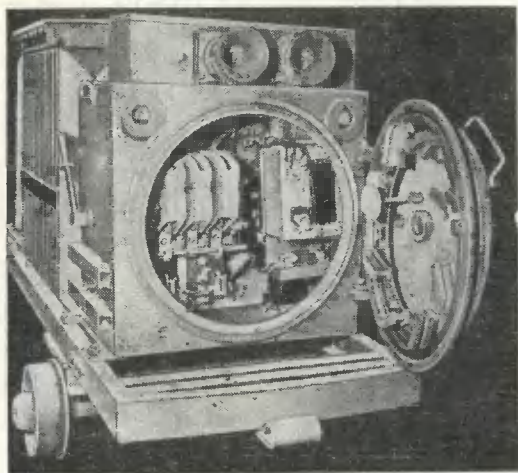


Рис. 5-35. Вид подстанции со стороны РУНН с открытой быстрооткрываемой крышкой.

Кулачки укреплены с помощью осей 4 на фланце крышки. Поворот кулачков вокруг оси 4 осуществляется через поворотное кольцо 2 с полуосями 5, которые, перекачиваясь по специальному профилю спинки кулачка, разворачивают его в два крайних положения. В одном положении выступы кулачка стягивают фланцы, в другом кулачок полностью выходит из зацепления с фланцами, в последнем положении крышка открыта. Вращение поворотного кольца осуществляется шестерней 6 с валиком 8, проходящим через втулку на крышке. Шестерня сцеплена с зубчатым венцом 7, скрепленным с поворотным кольцом.

На рис. 5-35 показана шахтная подстанция со стороны РУНН с быстрооткрываемой крышкой в открытом ее положении.

На полностью собранном РУ испытывается функционирование защит, проверяется монтаж и соответствие электрических зазоров чертежам. При полностью за-

крытых крышках щупом проверяются взрывозащитные зазоры и их соответствие чертежам, производятся механические испытания быстрооткрываемой крышки на отсутствие заклинивания.

При испытании обмотки НН трансформатора приложенным напряжением 3 кВ вся аппаратура, кроме автомата, отключается, так как она испытывается заводами-поставщиками приложенным напряжением 2 кВ. Некоторый запас в электрической прочности обмотки относительно аппаратуры РУ объясняется меньшей ремонтной способностью кварцenaполненного трансформатора по отношению к РУ.

5-9. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ВЫСОКОГО НАПЯЖЕНИЯ

Включение подстанции в шахтную высоковольтную сеть осуществляется через распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), представляющее собой сварную стальную оболочку, состоящую из двух отсеков: отсек разъединителя и вводная коробка с кабельной муфтой.

До 1968 г. отечественные шахтные передвижные подстанции с кварцenaполненным трансформатором в РУВН исполнялись с разъединителем холостого хода, а с 1968 г. РУ изготавливаются с разъединителем нагрузки.

В РУВН с разъединителем холостого хода (рис. 5-36) включение и разрыв цепи высшего напряжения трансформатора осуществляется в обесточенном состоянии или на холостом ходу трансформатора.

Включение и отключение разъединителя контролируются визуально через смотровые окна 1 на боковых стенках РУ.

Вводная коробка РУВН с разъединителем холостого хода размещена в нижней части РУ. Расстояние от токоведущей шпильки проходного изолятора 25 до переходной коробки 27 выдержано согласно требованиям сухой разделки кабеля 180 мм.

Крышки РУВН крепятся на петлях и притягиваются к фланцам болтами. Так же как в РУНН на крышках имеются уплотнительные шнуры, утопленные в канавках.

Неподвижные контакты разъединителя установлены на верхних проходных изоляторах 23, через которые осуществлен ввод напряжения к обмоткам трансформатора; отводы обмотки ВН крепятся к шпилькам изоляторов. Ножи разъединителя 21 смонтированы на нижних

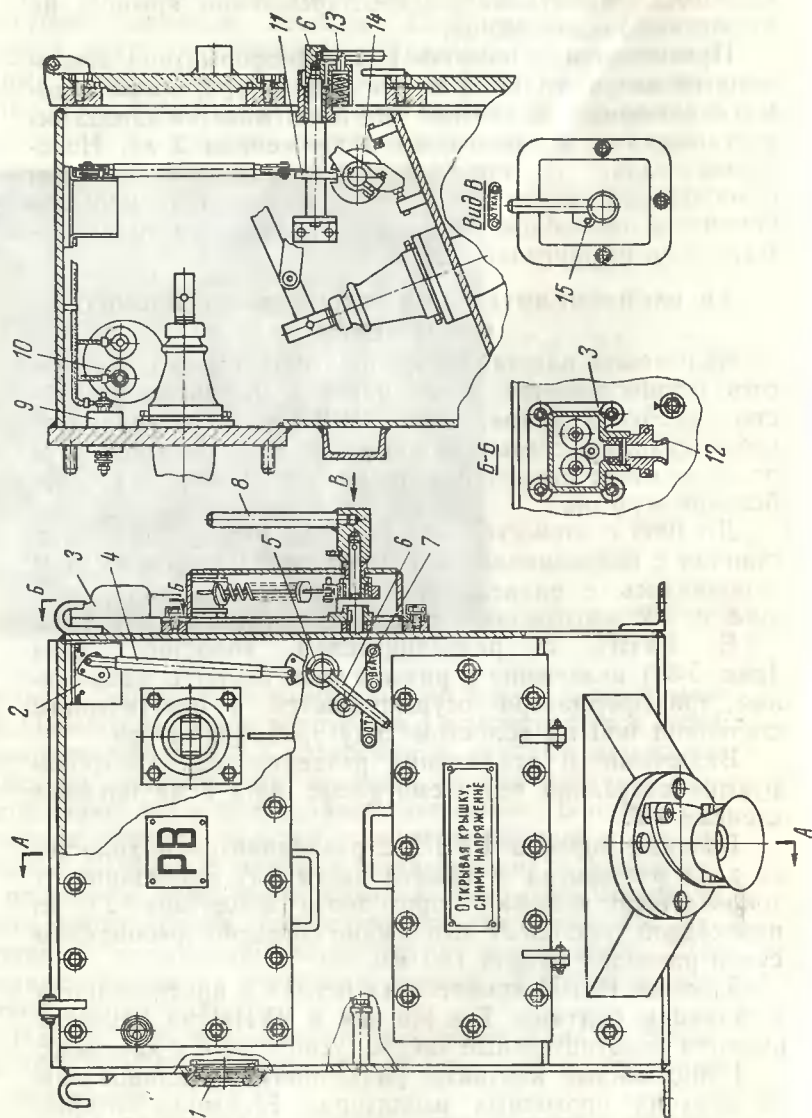
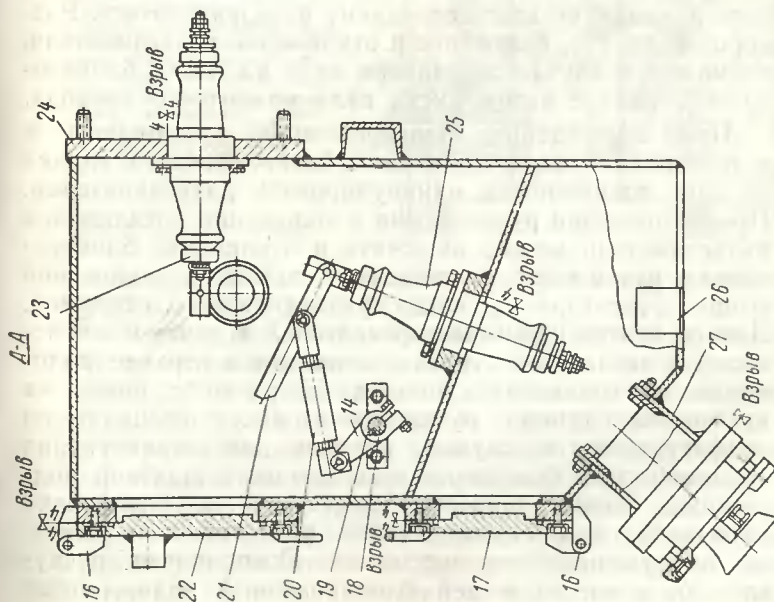


Рис. 5-36. Распределительное устройство ВН
с разьединителем холостого хода.

1 — смотровые окна; 2 — кнопка управления с одним замыкающим и одним размыкающим контактом; 3 — вводная коробка под контрольный кабель; 4 — тяга от блокировочного валика к оси кнопки управления; 5 — втулка блокировочного валика; 6 — ручка-ключ; 7 — фиксатор положения ручки-ключа; 8 — рукоятка моментного привода разьединителя; 9 — контрольные изоляторы электрической блокировки разьединителя с автоматом НН; 10 — контрольные изоляторы электрической блокировки разьединителя с высоковольтным выключателем; 11 — диск блокировочного валика; 12 — муфта под контрольный кабель; 13 — палец фиксатора; 14 — рычаг вала привода; 15 — стопорный винт рукоятки моментного привода; 16 — петля основной крышки; 17 — крышка вводной коробки; 18 — вал привода; 19 — шпонка вала привода; 20 — тяга от вала привода к ножам; 21 — ножи; 22 — основная крышка; 23 — неподвижные контакты; 24 — фланец; 25 — проходные изоляторы; 26 — скоба для крепления рукоятки к шасси; 27 — переходная коробка.



проходных изоляторах, осуществляющих ввод напряжения из вводной коробки в отсек разъединителя. К шпилькам этих изоляторов в вводной коробке крепятся жилы кабеля. К ножам разъединителя шарнирно прикреплены тяги 20, которые другими своими концами сочленены также шарнирно с рычагами 14, сидящими на валу моментного привода 18. Шпонки 19 исключают проворот рычагов 14 относительно вала 18. Вал имеет возможность разворачиваться в своих подшипниках на необходимый для включения и отключения угол. Угол разворота регулируется двумя болтами, ввернутыми упоры-стойки, которые ограничивают движение рычага, жестко связанного с валом. Болты принимают на себя кинетическую энергию удара ножей и предохраняют от разрушения изоляторы, несущие неподвижные контакты. Зазор между ножами и токоведущей шпилькой изолятора с неподвижными контактами составляет 5—7 мм. Отставание при включении и отключении между отдельными ножами допускается в пределах 3 мм.

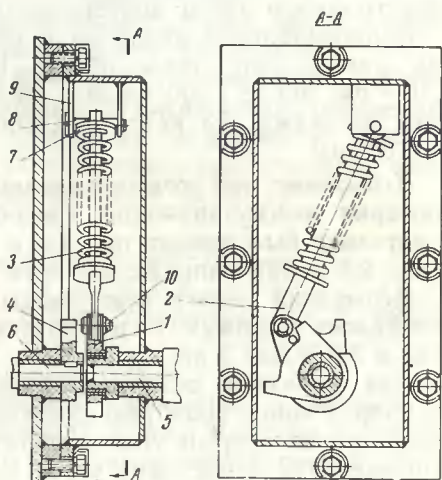
Включенное или отключенное состояние разъединителя фиксируется диском блокировочного валика 11, который, входя в один из пазов на диске вала моментного привода, не дает последнему разворачиваться. Разворот вала, т. е. включение и отключение разъединителя, возможен в случае совпадения паза на диске блокировочного вала с пазом диска вала моментного привода.

При нахождении блокировочной ручки-ключа 6 в положении «включено» диск блокировочного валика не дает возможности манипулировать разъединителем. При нахождении ручки-ключа в положении «отключено» разъединитель можно включать и отключать. Блокировочная ручка-ключ 6 снимается только в положении выше фиксатора 7, когда разъединитель отключен. Для ее снятия нажимают фиксатор 7 и ручку-ключ поворотом по часовой стрелке переводят в верхнее положение до совпадения шпонки на ручке с пазом на втулке 5. Ступица ручки-ключа имеет специальную конфигурацию и служит ключом для отвинчивания невыпадающих болтов на всех крышках шахтной подстанции. Таким образом осуществляется блокировка открывания крышек подстанции от ошибочных действий обслуживающего персонала. Поворачивая ручку-ключ 6, а вместе с ней блокировочный валик, через шарнирно связанную с валиком тягу 4, воздействуют

на кнопку управления 2, имеющую один замыкающий контакт, включенный через изоляторы 9 в цепь отключающей катушки автомата в РУНН, и один размыкающий, включенный через изоляторы 10 в цепь нулевой катушки высоковольтного выключателя в ЦПП шахты (РВД-6 или УРВ-6). В положении «отключено» размыкающий контакт раскрыт, а замыкающий контакт закрыт; при этом осуществляется электрическая блокировка разъединителя и нет возможности разъединителем холостого хода разорвать ток нагрузки подстанции. Разъединитель холостого хода способен разорвать ток до 1,4 а при напряжении 6 000 в и 3 а при напряжении 3 000 в. Номинальный ток разъе-

Рис. 5-37. Моментный привод разъединителя холостого хода.

1 — рычаг со штырем; 2 — тяга приводной пружины; 3 — приводная пружина; 4 — кулачок приводного вала; 5 — кулачок, связанный с рукояткой; 6 — приводной вал; 7 — подвижная шайба тяги; 8 — неподвижная ось тяги; 9 — щеки для крепления неподвижной оси; 10 — подвижная ось тяги.



динителя 60 а. Разъединитель устойчив к действию ударного тока до 25 000 а.

Включение и отключение разъединителя производится моментным приводом (рис. 5-37) через рукоятку 8 (рис. 5-36). Рукоятка через кулачок 5 взводит пружину 3 до нейтрального положения; при дальнейшем движении рукоятки пружина, пройдя нейтральное положение, освобождается и штырем рычага 1 бьет по кулачку приводного вала 4, производя включение или отключение разъединителя. Длительность включения и отключения разъединителя не зависит от оператора и составляет 1,5 периода, в течение которых происходит полное гашение дуги.

Кинематика движения моментального привода сконструирована таким образом, чтобы освободить руку оператора от толчка приводной пружины при ее срабатывании.

На первых изготовленных опытных образцах разъединитель холостого хода прошел типовые испытания: а) на механическую прочность; б) на коммутационную способность; в) на динамическую устойчивость; г) на термическую устойчивость; д) на нагрев.

Испытание на механическую прочность. После замеров всех конструктивных размеров согласно чертежам и давления в контактах, а также переходных омических сопротивлений проводилось 2000 циклов «включение — отключение» и затем повторные замеры.

Первоначальное давление и переходные сопротивления равны соответственно 11—14 кг/см² и $40\text{—}50 \times 10^{-5}$ ом; после 2000 циклов «В—О» давление должно быть не ниже 5,3 кг/см², а сопротивление не ниже $30 \cdot 10^{-5}$ ом.

Испытание на коммутационную способность. Для проверки коммутационной способности разъединителя в методике был принят ток 1,4 а при напряжении 6 кв и ток 2,8 а при напряжении 3 кв*.

Испытания велись при закрытой крышке РУ. Производилось минимум 10 отключений при токе 1,4 а для 6 кв и 2,8 а для 3 кв.

Как показали осциллограммы, от упругого удара об упор в конце хода разъединителя происходит отброс ножей на некоторый угол в обратную сторону. Полное гашение дуги происходит через 1,5 периода для 6 кв и в течение 1 периода для 3 кв.

В результате испытаний установлено, что за предельно допустимый ток следует принимать ток 1,4 а для 6 кв и 3 а для 3 кв.

Испытание на динамическую устойчивость. Испытания разъединителя холостого хода на динамическую устойчивость проводились в ВЭИ им. Ленина. Через последовательно соединенные ножи разъединителя пропусклся ток короткого замыкания, величина и длительность которого записывались магнитным осциллографом. После каждого опыта короткого замыкания производился тщательный осмотр контактов разъединителя. Опыт

* Ток холостого хода трансформаторов не превышает 1 а.

повторялся 6 раз при постепенном увеличении тока короткого замыкания. Длительность короткого замыкания не превышала 6—7 периодов. При максимальном ударном токе 34,6 *ка* и эффективном значении 13,5 *ка* произошло легкое приваривание ножей контактов средней фазы.

Предельным ударным током динамической устойчивости разъединителя холостого хода исходя из результатов испытаний признано считать ударный ток 25 *ка* и соответствующий ему эффективный ток 10 *ка*.

Исходя из допустимой мощности короткого замыкания в шахтных сетях 50 000 *кВА* при напряжении 6 *кВ*, возможный ударный ток короткого замыкания на выходных контактах разъединителя принят равным 13,15 *ка*, а установившийся действующий 5,2 *ка*.

Таким образом, разъединитель имеет почти двойной запас прочности по динамической устойчивости.

Испытание на термическую устойчивость. Термическое действие тока короткого замыкания определяется его эффективным значением и временем действия. Время действия тока равно времени срабатывания защиты 0,2 *сек*. Таким образом, исходя из [Л. 1]

$$I_{\text{к.з. уст. действ}}^2 t_{\text{сраб. защ}} = I_{\text{исп}}^2 t_{\text{исп}},$$

где $t_{\text{исп}}$ принимаем 5 *сек* согласно ГОСТ 685-55, $t_{\text{сраб. защ}} = 0,2$ *сек*.

Отсюда для 5 *сек* $I_{\text{исп}} = 1\,000$ *а*.

Испытание проводилось удвоенным расчетным током, т. е. 2 000 *а* в течение 5 *сек*. Максимальное превышение температуры над окружающей средой составило 15° С.

Согласно ГОСТ 689-55 «Разъединители переменного тока высокого напряжения» допускается температура для меди до 300° С. Следовательно, разъединитель имеет большой запас по термической устойчивости.

Испытание на нагрев. Испытание на нагрев проводилось током 100 *а* до установившейся температуры. Температура регистрировалась показаниями термопар, установленных в различных точках разъединителя. В результате испытания выявлено, что максимальное превышение температуры относительно окружающего воздуха составляет 20° С, при допустимых по ГОСТ 8024-56 45° С.

Как показал семилетний опыт работы шахтных подстанций, эксплуатация подстанций с разъединителем холостого хода на стороне ВН затруднительна и необходимо иметь разъединитель нагрузки (мощности). С 1968 г. в шахтных подстанциях применяется сконструированный Гипронисэлектрошахт разъединитель нагрузки. Он (рис. 5-38) представляет собой малогабаритный аппарат, способный отключить ток номинальной нагрузки трансформатора. В отличие от разъединителя холостого хода, смонтированного на проходных изоляторах, разъединитель нагрузки выполнен выемным блоком, что позволяет вести сборку и регулировку его вне корпуса РУ.

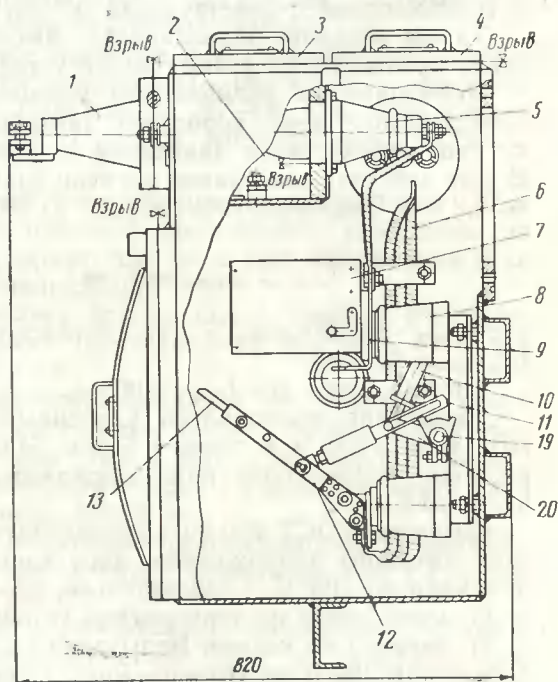
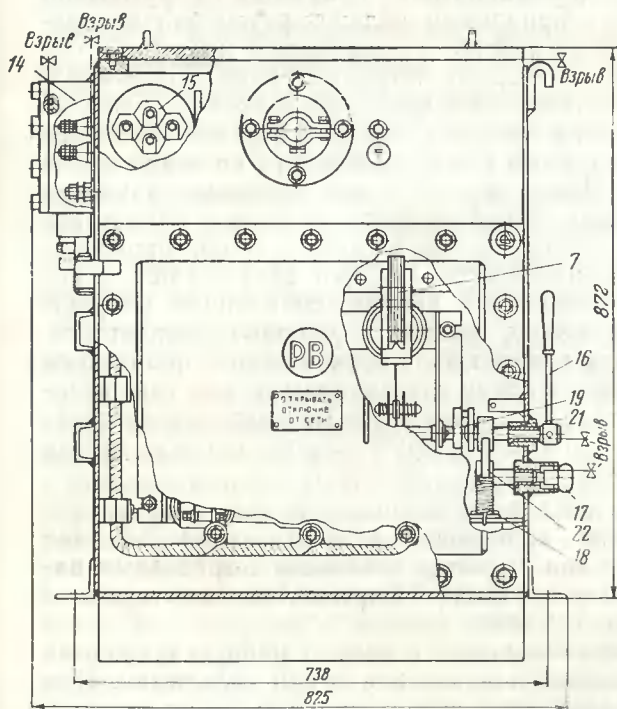


Рис. 5-38. Распределительное устройство ВН
 1 — кабельная муфта; 2 — вводная коробка для силовых крышка; 5 — проходные изоляторы; 6 — отводы; 7 — дугоподвижные контакты; 10 — приводная пружина; 11 — тя-ножи; 14 — вводная коробка для контрольных кабелей; коятка; 17 — блокировочная ручка-ключ; 18 — пружина рычаг приводного вала; 21 — кулачок с выре

Опорные изоляторы 8 типа ОМБ-10 установлены на сварной раме. Подвижные ножи 12, 13 шарнирно крепятся к кронштейнам, заармированным в нижних опорных изоляторах. На верхних опорных изоляторах крепятся кронштейны с неподвижными контактами 9 и дугогасительные камеры 7. Подвижные ножи 12, 13 приводятся в действие посредством изоляционных тяг 11, прикрепленных к рычагам 20, жестко связанных с приводным валом 19, причем сочленение тяги 11 и рычага 20 имеет две степени свободы: одно вращательное и одно поступательное (продольный вырез в тяге); движение в одной плоскости. Приводной вал имеет кроме рыча-



с разъединителем нагрузки.

кабелей; 3 — крышка вводной коробки; 4 — монтажная дугогасительная камера; 8 — опорные изоляторы; 9 — не-
га; 12 — подвижные силовые ножи; 13 — дугогасительные
15 — проходные зажимы для контрольных цепей; 16 — ру-
блокировочного приспособления; 19 — приводной вал; 20 —
зом; 22 — блокировочный кулачок с выступами.

гоб, сочлененных с тягами, также рычаги, связанные с приводными пружинами 10.

Гашение дуги при движении дугогасительного ножа 13, шарнирно закрепленного на силовых ножах 12, происходит в дугогасительной камере 7. При свободном движении дугогасительный нож удерживается пружинами в положении между силовыми раздвоенными щеками ножа одного полюса (фазы). Во включенном положении силовые ножи охватывают губки неподвижного контакта, а дугогасительный нож входит в зацепление с токоведущей защелкой внутри дугогасительной камеры.

Включение разъединителя производится рукояткой 16, связанной с приводным валом, причем вал поворачивается вместе с жестко связанными с ним рычагами и взводит две приводные пружины. Подвижные ножи в это время остаются на месте, так как на рычаге 20 штифт скользит в прорезях тяг 11. Пружина взводится до момента, пока ось рычага и ось тяги не окажутся на одной линии. После этого уже под действием пружины происходит дальнейший поворот вала и с этого момента рычаг входит в зацепление с тягой, производя поворот подвижных ножей. Поворот вала ограничен посредством регулируемых упоров, снимающих ударную нагрузку подвижных ножей с опорных изоляторов. В момент, когда поворот вала прекращается, подвижный нож охватывает своими раздвижными щеками неподвижный контакт, а дугогасительный нож, пройдя через щель камеры, проходит пружинную защелку внутри дугогасительной камеры.

Включение разъединителя после начала работы приводных пружин происходит независимо от действия оператора, так как рукоятка сочленена с приводным валом с помощью кулачка с вырезом, соответствующим нужному повороту вала.

При отключении поворот вала и работа приводных пружин происходят так же, как и при включении. При этом щеки подвижных ножей выходят из зацепления с неподвижными контактами раньше, чем дугогасительный нож, так как последний упирается в защелку и удерживается ею до тех пор, пока расстояние между подвижным ножом и защелкой не станет больше длины дугогасительного ножа. После выхода дугогасительного ножа из зацепления с защелкой он с большей скоростью,

чем силовые ножи проворачивается вокруг своей оси. Скорость дугогасительного ножа складывается из скорости силовых ножей и скорости, придаваемой ему пружинами, связывающими его с силовыми ножами. Гашение дуги происходит за счет интенсивного растягивания и охлаждения дуги в щеках дугогасительной камеры.

Поворот подвижного ножа при отключении ограничивается регулируемым упором, укрепленным на кронштейне опорного изолятора.

Разъединитель нагрузки во включенном и отключенном положении должен быть застопорен. Для этой цели на валик рукоятки 16 насажен кулачок 21 с вырезом. В этот вырез заходит один из выступов кулачка 22, связанного с блокировочной ручкой 17. Пружина 18 постоянно прижимает кулачок блокировочной ручки к кулачку основной рукоятки.

Для включения и отключения разъединителя необходимо развернуть блокировочную ручку, освободив кулачок основной ручки, после чего можно включить или отключить разъединитель. Под приливом кулачка блокировочной ручки установлена кнопка, ею можно подавать импульс на отключение автоматического выключателя РУНН или высоковольтного выключателя, от которого питается подстанция.

В отличие от РУВН с разъединителем холостого хода РУВН с разъединителем нагрузки имеет вводную коробку 2, расположенную в верхней части РУ. Ввод напряжения в отсек разъединителя осуществляется проходными изоляторами 5. Муфта 1 крепится к вводной коробке с торцевой стороны РУВН. Монтажная крышка 4 служит для подключения отводов 6 от подвижных ножей к проходным изоляторам, установленным на переходной коробке кварцenaполненного трансформатора. Крышка 4 вместе с основной крышкой распреустройства служит также для осмотров и ревизии РУВН во время эксплуатации. На левой боковой стенке РУВН помещена вводная коробка 14 для контрольных кабелей. На коробке имеются две муфты под кабель диаметром до 18 мм. Одна муфта под трехжильный кабель на пульт управления, другая под двухжильный кабель к метан-реле. Проходные зажимы 15 под контрольные кабели отделены от силовых изоляторов перегородкой. Для визуаль-

ного наблюдения за положением ножей в боковых стенках оболочки имеются окна.

В отличие от разъединителя холостого хода, где ввод напряжения осуществлен на подвижные ножи, в разъединителе нагрузки питание подводится на неподвижные контакты.

Оболочки РУВН как для разъединителя холостого хода, так и для разъединителя нагрузки имеют прямоугольную форму, выполнены из листовой стали толщиной 8 мм и усилены ребрами. Оболочки испытываются на жесткость внутренним избыточным давлением 10 ат.

Токоведущие части разъединителей изготавливаются из медных шин и проводов. Токоведущая часть дугогасительного ножа выполнена из безоловянной твердой бронзы. Токоведущие контакты разъединителей покрываются оловом толщиной 6 мк.

Изоляционные вставки в тяги разъединителей и смотровые стекла оболочек выполняются из органического стекла марки А (ТУ 1783-53). Детали из оргстекла шлифуются.

Крепеж, валы, оси и другие ответственные детали имеют покрытие Кд 15Хр (ГОСТ 9791-61). Проходные втулки, имеющие поверхность под «взрыв», выполняются из латуни. Втулки имеют буртик, который при запрессовке латунных втулок в корпус оболочки должен находиться во внутренней полости оболочки, чтобы принять на себя давление во время испытания и при аварийном режиме. Резьба на фланцах оболочек выполняется на глухих отверстиях или с подваркой заглушек в полости оболочки. Головки болтов РУ утоплены в тело крышек и отвинчивание их осуществимо только торцевым ключом.

Дугогасительные камеры выполнены из асбоцементных плит (ГОСТ 4248-52). Для придания камере механической прочности асбоцементные плиты закрыты с наружной стороны пластинами, отпрессованными из прессматериала АГ-4С (ГОСТ 10087-62).

Рычаги приводного вала, имеющие сложную конфигурацию, выполняются литыми из стали 25Л-1 (ГОСТ 977-58).

Окраска РУВН производится аналогично окраске РУНН (§ 5-8).

Программа и методика типовых испытаний РУ с разъединителем нагрузки аналогичны программе и

методике испытаний РУВН с разъединителем холостого хода. В процессе испытаний первых образцов выявилась недостаточная прочность опорных изоляторов типа ОМА-10, которые были заменены на изоляторы типа ОМБ-10.

Для испытаний коммутационной способности разъединителя нагрузки был принят номинальный ток обмотки ВН нагруженного трансформатора мощностью 320 кВА при напряжении 6 кВ, равный 31 А.

Операции испытаний проводились по циклу: О—П—В—П—О—П—В—П—О, где О—операция отключения; П—пауза между операциями, равная 180 сек; В—операция включения.

Испытания проводились ступенями, составляющими 10, 30, 60, 100% отключаемого тока подстанции. Результаты испытаний контролировались последующими осмотрами разъединителя.

Для испытания на термическую устойчивость разъединителя нагрузки был принят предельный ток короткого замыкания, возможный в случае короткого замыкания сразу за разъединителем, исходя из предельной мощности короткого замыкания, что представляет собой весьма жесткие условия.

Контроль за температурой нагрева токоведущих частей производился с помощью термпар. В результате термических испытаний было установлено, что превышение температуры токоведущих частей разъединителя нагрузки составляет 157°С, что укладывается в предельно допустимые температуры для медных и латунных частей.

Испытания на динамическую устойчивость для разъединителей нагрузки не проводились ввиду явных запасов жесткости конструкции по сравнению с разъединителем холостого хода, который такие испытания выдержал.

Испытания на нагрев производились путем пропускания через разъединитель максимального тока возможной нагрузки в длительном режиме до установившейся температуры частей разъединителя. Контроль за температурой велся посредством термпар. Выяснилось, что разъединитель нагрузки имеет большие запасы по температуре для установившегося режима.

5-10. ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ВЗРЫВОЗАЩИТЫ, ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПРОМЕЖУТКОВ И ПУТЕЙ УТЕЧКИ КОНСТРУКЦИИ

Шахтные трансформаторы типа ТКШВ и передвижные подстанции с кварцenaполненным трансформатором типа ТКШВП выполняются в соответствии с ПИВРЭ.

По условиям эксплуатации шахтные трансформаторы и подстанции относятся к полустационарному оборудованию.

По уровню взрывозащиты трансформаторы и подстанции должны быть во взрывобезопасном исполнении.

По способу взрывозащиты трансформаторы и подстанции выполняются различно: собственно трансформатор изготавливается с кварцевым заполнением, РУ подстанции и вводные коробки трансформатора — во взрывонепроницаемых оболочках.

В зависимости от уровня и способа взрывозащиты, а также в зависимости от величины тока короткого замыкания отдельные узлы подстанции и трансформатора маркируются соответствующими знаками, выполненными рельефно на стальных пластинах. Трансформатор маркируется знаками «РВ» и «КЭ» (рудничный взрывобезопасный и кварцenaполненный экранированный).

Распределительные устройства ВН подстанций и вводные коробки ВН трансформаторов маркируются знаками «РВ» и «4В»; последнее определяется напряжением 6 000 в и током короткого замыкания до 10 000 а.

Распределительные устройства НН подстанции и вводные коробки НН трансформаторов маркируются знаками «РВ» и «3В», что определяется напряжением 660 в и током короткого замыкания до 15 000 а.

На крышках оболочек, которые могут быть открыты в процессе эксплуатации, имеются предупредительные надписи: «Открывать, отключив от сети!».

Взрывонепроницаемые оболочки подстанций и трансформаторов выдерживают давление взрыва и совместно с электрическими средствами защиты предотвращают наружное воспламенение горючих газов от заключенных в оболочке электрических частей как в условиях нормальной работы электрооборудования, так и при дуговом коротком замыкании.

Испытательное давление для оболочек типа 4В 10 ат, для 3В 9 ат.

Щель между прилегающими поверхностями частей оболочки, через которую могут прорваться раскаленные газы или металлические частицы непосредственно из оболочки в окружающую среду, характеризуется шириной, длиной, конфигурацией и чистотой обработки поверхностей. Щели на подстанциях и трансформаторах выполнены плоскими (сочленение всех крышек РУВН, вводных коробок и РУНН помимо быстрооткрываемой крышки), цилиндрическими (кнопки, валы, оси) и лабиринтными (быстрооткрываемые крышки РУНН). Выполнение параметров щели в соответствии с данными

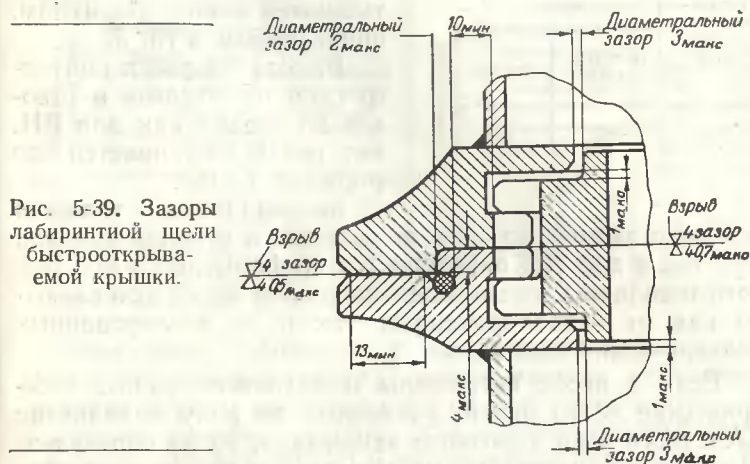


Рис. 5-39. Зазоры лабиринтной щели быстрооткрываемой крышки.

табл. 5-4 обеспечивает предотвращение передачи взрыва из внутренней полости оболочки наружу и воспламенение окружающей оболочку взрывоопасной атмосферы раскаленными частицами металла или газа.

Таблица 5-4

Группа оболочки	Свободный объем, л	Минимально допустимая длина щели, мм		Допустимая ширина щели, мм	
		общая	против отверстия	между плоскими поверхностями	между цилиндрическими поверхностями
ЗВ	Свыше 10	25	10	0,2	0,3
4В	Свыше 10	40	15	0,15	0,2

При испытательном давлении внутри оболочки допускается увеличение ширины щели вследствие упругой деформации не более чем на 0,05 мм.

Для лабиринтного исполнения щели зазоры (быстрооткрываемые крышки), размеры и длины щели показаны на рис. 5-39.

Класс обработки взрывозащитных поверхностей отдельных оболочек приведен в табл. 5-5.

Таблица 5-5

Неподвижные соединения	Подвижные соединения	
	Вал, ось, тяга	Втулка
▽4	▽6	▽5

Для оболочки с кварцевым заполнением параметры взрывозащиты рассчитываются по формулам, приведенным в гл. 3.

Высота взрывозащитного слоя от обмоток и отводов до экрана как для ВН, так и НН выбирается по формуле (3-15).

Минимальная толщина бокового защитного слоя от обмоток и отводов как для ВН, так и для НН определяется по формуле (3-16). Высота и толщина взрывозащитного слоя песка исчисляются как от неизолированных так и от изолированных электрических частей.

Если в песок погружены и находятся рядом электрические части цепей, различных по роду и величине расчетного тока короткого замыкания, то из определенных для них минимальных значений толщины слоя принимается большее, например боковой слой песка от чередующихся обмоток ВН и НН до стенок и днища кожуха.

Высота и толщина взрывозащитного слоя кварцевого песка для неизолированных электрических частей должны быть не меньше соответствующего электрического зазора в песке до наружной стенки оболочки (провода обмоток с собственной изоляцией считаются как неизолированные).

Для изолированных электрических частей, изоляция которых рассчитана на номинальное напряжение цепи, высота и толщина взрывозащитного слоя устанавливаются только по условиям взрывозащиты. Защитный слой для таких электрических частей, находящихся у стенки, являющейся общей для оболочки с песком и взрывоне-

проницаемой оболочки смежного узла конструкции, не нормируется.

Электрические зазоры песка выбираются по табл. 3-2.

В табл. 5-6 приведены расчетные минимальные расстояния для ряда трансформаторов с кварцевым заполнением с учетом взрывозащитного слоя и электрического зазора для обмоток ВН и НН и их отводов.

При расчете тока короткого замыкания на стороне НН i_k принято равным 2,8% минус 10%-ный допуск

Таблица 5-6

Номинальная мощность, <i>квт</i>	Параметры защиты				Номинальная мощность, <i>квт</i>	Параметры защиты			
	Высота экра- нированного слоя песка, <i>мм</i>		Толщина бо- кового защит- ного слоя песка, <i>мм</i>			Высота экра- нированного слоя песка, <i>мм</i>		Толщина бо- кового защит- ного слоя песка, <i>мм</i>	
	ВН	НН	ВН	НН		ВН	НН	ВН	НН
40	50	35	50	20	200	50	82	50	21
63	50	38	50	20	250	50	95	50	24
100	50	52	50	20	320	50	112	50	24
125	50	60	50	20	400	50	130	50	33
160	50	71	50	20	500	50	151	50	38

Жесткость оболочки с кварцевым заполнителем (кожух трансформатора) испытывается избыточным гидравлическим давлением 0,5 ат в течение 1 мин.

Электрические зазоры для взрывонепроницаемых оболочек (РУВН, РУНН и вводные коробки) выбирают в соответствии с табл. 5-7.

Таблица 5-7

Номинальное напряжение переменного тока, в	Электрический зазор, мм	
	Токоведущие части, не предназначенные для подсоединения проводов в эксплуатационных условиях	Зажимы, предназначенные для присоединения в эксплуатационных условиях
До 60	5	5
Свыше 60 до 127	6	15
Свыше 127 до 250	7	17
Свыше 250 до 380	8	20
Свыше 380 до 660	10	20
Свыше 660 до 1 000	20	20
Свыше 1 000 до 3 000	36	36
Свыше 3 000 до 6 000	60	60
Свыше 6 000 до 10 000	100	100

с кварценополненным трансформатором мощностью 250 ква.



Таблица 5-8

Номинальное напряжение, в	Расстояние утечки, мм, для материала			
	а	б	в	г
До 60	5	5	6	6
Свыше 60 до 127	5	6	8	10
Свыше 127 до 250	6	8	10	12
Свыше 250 до 380	6	10	12	14
Свыше 380 до 500	10	14	15	20
Свыше 500 до 660	12	18	20	25
Свыше 660 до 1 000	20	26	30	36
Свыше 1 000 до 3 000	50	60	72	90
Свыше 3 000 до 6 000	90	110	130	160

К-78-51 МФК-20), фторопласты, стеклотекстолиты (СТК-41, СТК-4/ЭП; СТЭФ) и другие материалы. В группу «в» входят материалы с органическим связующим материалом: СТК-71, ВЭИ-12, К-41-5, КПЖ-9 и др. К группе «г» относятся такие материалы, как асбодин, ММФ-57П; МФС-6 и др.

С целью увеличения путей утечки на поверхности материала могут быть выполнены ребра и канавки. Размеры канавок и ребер должны быть не менее 3 мм в высоту (глубину) и ширину. На рис. 5-15 даны размеры канавок на изоляционных шайбах из материала АГ-4В, применяемых в обмотке ВН.

Ребра на материале должны быть выполнены как одно целое с основной массой, так как стыки склейки изоляционных деталей считаются участками утечки, а стыки несклеенных деталей, неподвижных относительно друг друга, считаются проводниками.

В качестве примера на рис. 5-40 представлены параметры взрывозащиты и электрические зазоры, выполняемые при изготовлении подстанций типа ТКШВП-250/6.

Толщина взрывозащитного слоя от обмоток трансформатора до днища кожуха увеличивается по сравнению с расчетной на 5 мм, как резерв на случай попадания в кожух трансформатора влаги.

Все основные узлы подстанции и трансформатора имеют наружные заземляющие зажимы, по два на каждом узле. Кроме того, внутренние заземляющие зажимы имеются во вводных коробках для каждого кабеля, а для бронированного кабеля имеется и дополнительный

внешний заземляющий зажим. Заземляющие зажимы имеют антикоррозионное покрытие.

По требованиям «Правил безопасности в угольных и сланцевых шахтах» температура наружных частей подстанции и трансформатора не должна превышать при длительной работе 200°C , а при аварийном режиме 400°C , температура изоляции должна быть на один класс нагревостойкости ниже температуры, допустимой для примененной изоляции в общепромышленном электрооборудовании. Применяемый в трансформаторах материал АГ-4 относится к классу нагревостойкости F (155°C). Температура материала АГ-4 в трансформаторе составляет в среднем 130°C .

5-11. КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫЙ ТРАНСФОРМАТОР

Основной узел шахтной передвижной подстанции — кварценаполненный трансформатор — выпускается также самостоятельной единицей (рис. 2-11). Потребность в собственно шахтных трансформаторах составляет 25—30% общей потребности угольной промышленности в шахтных подстанциях и трансформаторах.

Компоновка трансформатора в целом напоминает компоновку подстанции. К кожуху трансформатора со стороны переходной коробки НН крепится вводная коробка НН.

Начинку вводной коробки НН составляют шесть проходных низковольтных зажимов, подсоединенных со стороны выемной части к сборным шинам обмотки НН. Зажимы в вводной коробке соединены в схему звезда или треугольник (рис. 5-6). С торцевой части коробки имеется откидная крышка для монтажа подводимого кабеля, а также для ревизии и переключения перемычек. Две кабельные муфты расположены в нижней стенке коробки и позволяют присоединять кабель любой марки, не нарушая минимально допустимый радиус изгиба кабеля.

С противоположной стороны видна вводная коробка ВН, выполненная таким образом, что оси трех проходных изоляторов, размещенных в ряд, расположены в вертикальной плоскости. С торцевой части коробки имеется крышка на петлях. На боковой стенке кожуха имеется табличка из латуни, на которой путем травления нанесены технические данные трансформатора,

наименование завода-изготовителя, заводской номер и год выпуска.

Сборка трансформатора. Изготовленная и испытанная выемная часть трансформатора поступает на сборочных участках, где с помощью крана опускается в кожух трансформатора. Во время опускания необходимо тщательно следить за совпадением теплоотводящих пластин выемной части с впадинами гофрированной боковой поверхности кожуха. После установки выемной части в кожухе медные теплоотводящие пластины магнитопровода должны быть плотно прижаты к торцевым стенкам кожуха. Выемная часть в двух точках присоединяется к кожуху, для чего на наклонных косынках кожуха имеются заземляющие зажимы.

После крепления отводов ВН и контрольных проводов к соответствующим изоляторам и зажимам и установки переходных шин от сборных шин НН к соответствующим зажимам трансформатор устанавливается на вибростенд и засыпается гидрофобизированным кварцевым песком соответствующего состава.

Уплотнение кварцевого песка на вибростенде продолжается 5 мин, в течение которых производится подсыпка песка по мере его усадки.

Вибростенд представляет собой жесткую раму, покоящуюся на пружинах, закрепленных на прочном основании.

Специальный электродвигатель приводит во вращение вибраторы кулачкового типа, расположенные по обеим продольным сторонам рамы, заставляющие вертикально колебаться раму с установленным на ней трансформатором. Амплитуда колебаний 1 мм, частота 25—50 колебаний в секунду.

После усадки песка до уровня креплений экрана устанавливается экран и засыпается резервный слой над экраном (25% взрывозащитной высоты песка). Контроль за уровнем песка осуществляется через смотровые стекла на фланце кожуха.

Собранный трансформатор поступает на испытательную станцию, где проходят контрольные испытания. Они проводятся на каждом выпускаемом изделии, а типовые испытания проводятся один раз в 5 лет, а также при изменении конструкции или технологии, влияющих на характеристики изделия, или при изменении марки или качества основных материалов.

Объем контрольных и типовых испытаний определяется техническими условиями.

Перечень испытаний

1. Проверка коэффициента трансформации.
2. Проверка группы соединения обмоток.
3. Измерение омического сопротивления обмоток.
4. Проверка пробы кварцевого песка на электрическую прочность и удельное объемное сопротивление.
5. Измерение сопротивления изоляции.
6. Испытание электрической прочности главной изоляции приложенным напряжением.
7. Испытание электрической прочности витковой и межкатушечной изоляции индуктированным напряжением.
8. Измерение тока и потерь холостого хода.
9. Измерение напряжения и потерь короткого замыкания.
10. Проверка взрывозащитного слоя кварцевого песка.
11. Испытание на нагрев.
12. Испытание на термическую и динамическую устойчивость при коротком замыкании.
13. Испытание на взрывобезопасность.

Пункты 1—10 составляют контрольные испытания, а 11—13— типовые. Испытания по п. 4 и 10 должны проводиться до засыпки трансформатора кварцевым песком во время сборки трансформатора.

Испытание проб кварцевого песка описано в гл. 3. Методика и последовательность контрольных испытаний трансформатора аналогичны методике и последовательности испытаний нормальных силовых трансформаторов.

Сопротивление изоляции кварцenaполненных трансформаторов при окружающей температуре должно быть не меньше:

ВН — земля 200 Мом;
ВН — НН 200 Мом;
НН — земля 5 Мом.

Высоковольтные испытания цепей ВН и НН проводятся приложенным в течение 1 мин напряжением 15 кВ для ВН и 3 кВ для НН, и индуктированным напряжением 1.8—2 $U_{ном}$ при 100 гц. Импульсным

испытаниям шахтные трансформаторы, включаемые в шахтные кабельные сети, не подвергаются.

На первых опытных образцах кварценополненных трансформаторов тепловые испытания проводились институтом Гипронисэлектрошахт по широкой программе. Целью испытаний являлось определение номинальной мощности и параметров, влияющих на тепловой режим трансформатора.

Для определения температурных перепадов в различных точках выемной части и кожуха трансформатора на опытный образец каждого типа в процессе сборки закладываются термопары (около 100 пар). Термопары (медь—константан) размещаются на магнитопроводе, кожухе, теплоотводящих пластинах и на обмотке НН. Головка термопары для лучшего контакта заворачивается в фольгу и приклеивается эпоксидной смолой к месту установки. Через специальный пакетный переключатель концы термопар выводятся на потенциометр типа ПП. Температура обмотки ВН (6 кВ) определялась по среднему сопротивлению по методике ГОСТ 3484-65.

Обычно проводится несколько режимов нагрузки: от 0,4 до 1,25 номинальной мощности, что позволяет получить кривую зависимости температуры от нагрузки.

Размещение термопар в конструкции выполняется таким образом, чтобы получить точку максимальной температуры обмоток, магнитопровода, теплоотводящих пластин и кожуха.

Анализируя тепловые испытания кварценополненных трансформаторов, изготовленных как на электрокартоне, так и на стеклопластике, можно сделать следующие выводы.

1. Отношение максимального превышения температуры в обмотке НН к среднему превышению (по сопротивлению) над окружающим воздухом составляет: а) электрокартона 1,25—1,3; б) для стеклопластика 1,18—1,2.

2. Температурный перепад по радиусу катушек НН: а) для электрокартона 7—8°С; б) для стеклопластика 6—8°С.

3. Средний температурный перепад между катушками и охлаждающими пластинами через толщину изоляции: а) для электрокартона 13—22°С; б) для стеклопластиков 15°С.

4. Постоянная времени нагрева кварцenaполненного трансформатора около 5 ч.

5. Разница температур по фазам (верхняя фаза С) составляет 3—8°С в зависимости от мощности.

6. Разница максимальной и средней температуры магнитопровода примерно 15—20%.

7. Средние перепады температур между обмотками и гофраи кожуха составляют 35—45°С.

При тепловых испытаниях на заводе-изготовителе превышения температуры обмоток ВН и НН определяют по среднему сопротивлению, замеры температур теплоотводящих пластин и кожуха в обязательную программу не входят.

Испытания на динамическую устойчивость кварцenaполненных трансформаторов проводятся согласно ГОСТ 3484-65.

Испытания трансформаторов на взрывобезопасность проводятся в МакНИИ.

Типовые испытания оболочек (вводных коробок, РУНН и РУВН) на взрывонепроницаемость включают следующие виды испытаний.

1. Проверка технической документации на соответствие поставленного образца утвержденным чертежам; соответствие материалов, шероховатости, размеров и плоскостности взрывозащитных поверхностей и др.

2. Контрольный осмотр образца. С помощью набора щупов измеряются все доступные взрывонепроницаемые соединения, причем все крепежные болты должны быть нормально затянуты. Щуп, толщина которого на 0,05 мм больше значения нормированной ширины щели, не должен входить в контролируемое соединение. Проверяется надежность работы блокировочных устройств.

3. Испытание на механическую прочность.

а) Испытание болочки сбрасыванием: оболочка в рабочем состоянии сбрасывается пять раз при нулевой начальной скорости на бетонное основание для полустационарного оборудования с высоты 0,5 м. Оболочка считается выдержавшей испытания, если отсутствуют нарушения частей оболочки и других элементов, снижающих взрывонепроницаемые свойства оболочки, и если оболочка выдерживает последующие гидравлические испытания.

б) Предписанные правилами испытания оболочек и смотровых стенок ударом бойка определенной кинетической энергии для взрывонепроницаемых оболочек трансформатора (подстанции) не проводятся, так как механическая прочность оболочки для данного вида испытания заведомо достаточна, а смотровые окна распределительных устройств, принятые в конструкции, нормализованы.

в) Испытание внутренним давлением: 1) фактическим давлением взрыва; 2) повышенным давлением.

Испытание фактическим давлением производится в специальной взрывной камере. Испытуемая оболочка (предварительно из нее уда-

ляется содержимое, представляющее ценность: аппараты, приборы и др.) заполняется смесью метана и воздуха (метана 9,5—10,0%). Оболочка помещается во взрывную камеру, в которой такой же процент метана. С смесь внутри оболочки поджигается искрой от магнето или пережиганием медной проволоки. Источник поджигания находится в геометрическом центре оболочки. Давление измеряется малоннерционными индикаторами. Для РУ испытание проводится отдельно в каждом отсеке (вводная коробка и основной отсек). Производится не менее трех опытов.

В качестве испытательного давления принимаются 1,5-кратные значения максимального измеренного давления. По усмотрению испытательной организации в плоских и лабиринтных фланцевых соединениях производится измерение максимальной ширины щели при взрыве. Для этой цели во взрывонепроницаемые щели вставляются самотормозящиеся клинья, прижимаемые к оболочке пружиной. Обычно клин располагается в средней точке между креплениями, где ожидается максимальное увеличение щели. Размеры клиньев и величина нажатия пружины для каждого случая принимаются в зависимости от начальной ширины щели и ожидаемого увеличения ширины щели при взрыве. Замер ширины щели до и после испытания производится рядом с установленным клином.

Если при испытании происходит или передача взрыва изнутри испытуемой оболочки во взрывную камеру, или увеличение ширины щели при взрыве вследствие упругой деформации фланцев и крепежных деталей выше нормированного значения, или разрушение оболочки, или остаточная деформация фланцев, то оболочка не допускается к дальнейшим испытаниям и бракуется. Для фланцев быстроткрываемой крышки допускается остаточная деформация, которая в сумме с упругой деформацией фланцев и крепежных кулачков не превышает нормированных значений.

Испытания повышенным давлением могут производиться повышением начального давления взрывоопасной смеси, добавлением кислорода, статическим давлением. Это испытание обычно совмещается с испытанием на взрывонепроницаемость.

4. Испытания на взрывонепроницаемость могут проводиться одним из следующих методов: метод повышения начального давления взрывоопасной смеси внутри оболочки, метод более активной взрывоопасной смеси, метод увеличения начальной ширины щели. Останемся только на первом методе, так как он позволяет совместить испытания повышенным давлением п. 3 и 4 в одном опыте.

Испытуемую оболочку заполняют смесью метана и воздуха (эталонной смесью) при таком начальном давлении, при котором давление взрыва будет равно 1,5-кратному фактическому давлению. Испытания проводятся в герметичной взрывной камере.

Для поддержания начального давления оболочка герметизируется с помощью эластичных прокладок. Испытуемая оболочка должна соответствовать рабочему состоянию, обусловленному нормальной сборкой. При испытании одного из отсеков РУ другой должен быть открыт и заполнен взрывоопасной смесью. Источник воспламенения располагается против наиболее опасной точки плоского или лабиринтного соединения. Расстояния между источником и внутренней кромкой фланцев 10—15 мм. В опасных точках соединений могут устанавливаться самотормозящиеся клинья аналогично описанному выше. Проводится 10 опытов, при этом оболочка считается выдер-

жавшей испытания, если не происходит передача взрыва изнутри во взрывную камеру и не происходит разрушения оболочки.

5. Дополнительные испытания при дуговом коротком замыкании включают испытания на механическую прочность и взрывонепроницаемость и испытание на нагрев.

Как и предыдущие, эти испытания проводятся во взрывной камере. Внутри оболочки и в камере создается эталонная смесь при атмосферном давлении. Испытуемое отделение оболочки приводится в следующее состояние: встроенные электрические части, как правило, находятся в отделении, прокладки не удалены, фланцевые соединения, склонные к деформации во время взрыва, расширяются до максимально допустимой ширины щели на длине 10 мм, а на остальной части фланцевого соединения ширина щели обуславливается нормальной сборкой. Дуговое короткое замыкание искусственно возбуждается на электродах, выполненных из меди. Концы электродов переключаются медной проволокой диаметром 0,2—0,3 мм.

Допускается возбуждение дуги непосредственно на токоведущих частях или на жилах кабеля. Параметры испытаний (величина тока короткого замыкания, время его действия, напряжение, диаметр электродов и расстояние между их концами) принимаются для оболочек 3В (вводные коробки и основной отсек РУНН) и 4В (вводная коробка и основной отсек РУВН) по табл. 5-9.

Таблица 5-9

Оболочка	Номинальное напряжение, в	Продолжительность подачи напряжения, сек	Параметры испытательной сети		Диаметр электродов, мм	Расстояние между электродами, мм
			ток металлического короткого замыкания, а	напряжение холостого хода, в		
3В	660	0,2	Фактический ток к. з. НН, но не менее 5 000	690	3—4	5—8
4В	6 000	0,2	5 000	6 300	8—10	15—20

Электроды располагаются против наиболее опасной точки соединений. Расстояние между концами электродов и внутренней кромкой соединения должно быть равным фактическому минимальному расстоянию между изолированными токоведущими частями и внутренней кромкой соединений.

Электроды направляются сходящимся пучком в сторону внутренних кромок фланцев. Электроды в каждом опыте могут располагаться против нового участка фланцев, а антикоррозийное покрытие поверхностей возобновляться, если оно было повреждено дугой в предыдущих опытах. Число электродов равно числу фаз. Измерение давлений и ширины щелей такое же, как и при предыдущих испытаниях. Производится не менее трех опытов. Оболочка считается выдержавшей испытание, если не происходит передачи взрыва изнутри оболочки во взрывоопасную камеру, увеличение ширины щели при взрыве вследствие упругой деформации фланцев и крепежных элементов не превышает нормированных величин (§ 5-10), не

происходит разрушения корпуса и нет остаточной деформации фланцев.

Испытание на нагрев при коротких замыканиях производится без заполнения оболочки взрывоопасной смесью. Условия возбуждения дугового короткого замыкания такие же, как и при испытании дуговым коротким замыканием на механическую прочность и взрывонепроницаемость, а электроды направляются сходящимся пучком в сторону стенки, имеющей наименьшую толщину.

Измерение температур наружной поверхности производится с помощью термомпар, прикрепленных к точке, где ожидается максимальная температура. Количество опытов не менее трех. Начальная температура поверхности при проведении опытов должна быть в пределах 15—40° С.

Испытания на нагрев могут не производиться, если ранее установлено на идентичных конструкциях, что температура не достигает опасного значения.

Типовые испытания оболочки с кварцевым заполнением (трансформатора) на взрывозащитные функции производятся в следующем объеме: контрольный осмотр образца, проверка параметров заполнителя; проверка параметров взрывозащиты.

1. *Контрольный осмотр.* Кварцenaполненный трансформатор проверяется на соответствие представленного образца согласованным чертежам и техническим условиям на изготовление. Контрольный осмотр производится в два этапа: а) внешний осмотр, при котором без разборки проверяются устройства крепления и блокировки крышек, заземления оболочки, маркировка и т. д.; б) внутренний осмотр, при котором проверяются уплотнения, параметры кварцевого заполнения, электрические зазоры и пути утечки, надежность монтажа присоединений и т. д.

2. *Проверка параметров заполнителя.* Определение гранулометрического состава заполнителя производится путем рассева пробы весом не менее 1 кг, взятой из трансформатора на типовом приборе, предназначенном для определения зернового состава сыпучих материалов и укомплектованного четырьмя сетками для разделения кварцевого песка на фракции: до 0,25; 0,25—0,5; 0,5—1,2; 1,2—1,6 и выше 1,6 мм.

Песок соответствует требованиям, если фракция 0,5—1,2 мм составляет не менее 75%, а фракции до 0,25 и выше 1,6 мм отсутствуют.

Определение пробивного напряжения пробы песка производится в стандартном сосуде аппарата для испытания трансформаторного масла на пробой при разрядном промежутке между электродами 20 мм. Измерение производится 6 раз. Определяется среднее арифметическое значение пробивного напряжения без учета первого испытания. Пробивное напряжение песка должно быть не меньше 25 кВ.

Влагосодержание не должно превышать 0,05% весовых.

Для измерения удельного объемного сопротивления проба песка засыпается и уплотняется в плексигласовом сосуде с размерами 100×100 мм, на двух противоположных стенках которого установлены латунные пластинчатые электроды с размерами 100×100×1,0 мм. В результате шестикратного измерения определяется среднее арифметическое значение удельного объемного сопротивления песка, без учета первого значения, которое должно быть не меньше $1 \cdot 10^{12}$ ом·см.

Проверка качества гидрофобизирующей обработки песка производится следующим образом: проба песка засыпается в стеклянный мерный сосуд, на середину ее свободной поверхности наливается 2—3 г воды. Песок считается выдержавшим испытание, если вода не протекает в толщу пробы в течение 24 ч.

3. Проверка параметров кварцевой взрывозащиты. Если в результате ранее проведенных испытаний и проверки правильности представленных расчетов взрывозащитных слоев трансформатора установлено, что представленный трансформатор полностью удовлетворяет всем требованиям и нормам кварцевой взрывозащиты, то экспериментальная проверка принятых в конструкции параметров в аварийном режиме замыкания или обрыва проводника с током, как правило, не производится. Однако по усмотрению испытательной организации такая проверка может быть произведена.

Установка для проверки параметров обеспечивает возможность проведения опытов в выбранном режиме дугового замыкания продолжительностью $0,2 \pm 0,01$ сек.

Параметры аварийных режимов при проверке устанавливаются по данным технической характеристики трансформаторов.

Режимы дугового замыкания устанавливаются исходя из следующих соотношений токов металлического короткого замыкания и токов дугового замыкания: для 6 кв 1,2—1,4 (в среднем 1,3); для 0,4/0,69 кв 1,6—2,0 (в среднем 1,8).

Установившийся ток металлического короткого замыкания для первичной стороны рассчитан из допустимой мощности короткого замыкания в шахтах 50 Мва и равен 4 820 а. Установившийся ток металлического короткого замыкания вторичной стороны рассчитывают исходя из указанной выше предельной мощности на первичной стороне и собственного полного сопротивления трансформатора.

Возбуждение дугового замыкания в уплотненном заполнителе производится посредством медных электродов сечением 16—25 мм², присоединенных к вводным зажимам и установленных под углом 90° С между собой. Концы электродов перемикаются медной проволокой диаметром 0,2—0,5 мм. Закороченные проволокой концы электродов должны быть направлены к поверхности заполнителя и расположены на глубине, равной контролируемому слою песка и на расстоянии от боковой стенки кожуха, равном боковому взрывозащитному слою, принятому в конструкции. Для проверки взрывозащитного экрана испытания производятся с установкой концов электродов под центром экрана.

В принятом наиболее опасном режиме дугового короткого замыкания производится две серии опытов (по 10 опытов каждая). После каждого опыта измеряется высота оплавленного песка. Параметры замыкания (ток, напряжение, время) осциллографируются. В результате опытов устанавливается средняя и максимальная высота оплавления.

Во время испытаний песок и окружающая атмосфера насыщается взрывной смесью эталонного образца.

Проверка параметров взрывозащиты для условий дугового разряда, возникающего при однофазном обрыве отвода с током, производится при значении тока, рассчитанного по формуле (3-16). Электроды в данном случае устанавливаются в горизонтальном положении концами навстречу друг другу без ограничения продолжительности дугового разряда и на положенном расстоянии от боковой стенки.

Результаты проверки параметров взрывозащиты считаются положительными, если максимальная высота оплавления песка в режиме дугового замыкания продолжительностью $0,2 \pm 0,01$ сек не превышает 85% толщины взрывозащитного экранированного слоя и максимальный размер оплавления песка у боковой стенки кожуха не превышает 85% бокового защитного слоя.

ГЛАВА ШЕСТАЯ

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

6-1. НАПРЯЖЕНИЕ КОРОТКОГО ЗАМЫКАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вопросу выбора рационального значения u_k трансформатора следует уделять серьезное внимание, так как оно не только влияет на технико-экономические характеристики самого трансформатора, но от его значения, кроме того, существенно зависит фактическое напряжение, которое получают потребители, подключенные к его вторичной стороне. Естественно, что величина вторичного напряжения трансформатора определяет эффективность работы всех питаемых им токоприемников и в том числе электродвигателей.

В условиях шахтной подстанции на выбор оптимального значения u_k влияет также и аппаратура управления и защиты всего питаемого участка.

Как следствие того, что пусковая мощность главного электродвигателя превосходит установленную мощность трансформатора примерно в 2—3 раза, напряжение на выходе трансформатора при пуске или опрокидывании электродвигателя снижается до $(0,8 \div 0,9) U_{ном}$. С учетом потери напряжения в кабеле от трансформатора до распределительного пункта (РП) напряжение на РП снижается до $(0,65 \div 0,75) U_{ном}$, а напряжение на зажимах электродвигателя угольного комбайна падает до $(0,4 \div 0,5) U_{ном}$.

Так как нормальная работа электромагнитных контакторов, управляющих электродвигателями, обеспечивается при напряжении $(0,85 \div 1,1) U_{ном}$, то нетрудно видеть, что значительное отклонение напряжения от номинального на РП ведет к снижению силы втягивающей катушки контактора, недостаточному нажатию на контакты, длительному горению электрической дуги

между контактами, а в отдельных случаях и к свариванию главных контактов контактора, что чрезвычайно опасно в подземных условиях.

Учитывая, что в работе контактора большой удельный вес составляет тяжелый режим АС₄ (включение и отключение пускового тока), можно сделать вывод, что вышеприведенное обстоятельство приводит к усиленному износу контактов контактора и является причиной недостаточной работоспособности пусковой аппаратуры, применяемой в угольных шахтах.

Известно, что из всех видов электродвигателей асинхронный электродвигатель с замкнутым ротором является наиболее простым и надежным в эксплуатации. Однако его рабочие характеристики весьма чувствительны к отклонениям напряжения от номинального, так как моменты, развиваемые двигателем, пропорциональны квадрату напряжения. Вследствие этого фактические пусковые и максимальные моменты при работе двигателя в реальных условиях значительно отличаются от их номинальных значений. В отдельных случаях фактические моментные характеристики при снижении напряжения на зажимах главного электродвигателя до $(0,4 \div 0,5) U_{\text{ном}}$ уменьшаются в 4—6 раз. Разумеется, что резкое снижение фактических пусковых и опрокидывающих моментов электродвигателя ведет к затяжному пуску электродвигателя, чрезмерному разогреву роторной клетки, а иногда и ее выплавлению и является одной из основных причин выхода из строя электродвигателей. Кроме того, снижение фактических моментов электродвигателя ставит все электрооборудование шахты в тяжелые условия, так как для преодоления момента сопротивления на валу электродвигателя приходится «раскачивать» главный электродвигатель — включать и отключать его в заторможенном состоянии, а иногда выводить исполнительный орган — бар комбайна из соприкосновения с пластом угля и запускать электродвигатель без нагрузки, что снижает производительность комбайна. В связи с этим ухудшение фактических моментных характеристик электродвигателей в схемах электроснабжения добычных участков вызвало стремление увеличивать установленную мощность электродвигателей и применять электродвигатели с большей кратностью пускового и максимального моментов. Однако такой путь далеко не всегда дает ожидаемый

эффект и, более того, зачастую приводит даже к обратному — уменьшению фактических моментов электродвигателей.

Обеспечить устойчивую работу врубово-комбайновых электродвигателей можно в первую очередь за счет повышения мощности и снижения напряжения короткого замыкания питающего трансформатора.

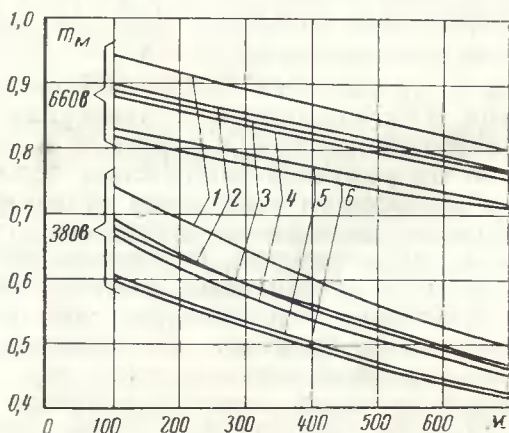


Рис. 6-1. Реальные максимальные (опрокидывающие) моменты двигателя ЭДКО-4-2Л при питании от трансформаторов различной мощности с разными значениями U_K .

1 — при питании от подстанции типа ТКШВП-240/6 ($u_K = 2,5\%$); 2 — от подстанции типа ТКШВП-180/6 ($u_K = 3,3\%$); 3 — от трансформатора типа ТМШ-320/6 ($u_K = 5,5\%$); 4 — от подстанции типа ТКШВП-135/6 ($u_K = 3,0\%$); 5 — от трансформатора типа ТМШ-180/6 ($u_K = 5,35\%$); 6 — от подстанции типа ТСШВП-180/6 ($u_K = 5,35\%$); m_M — максимальный момент двигателя в относительных единицах (за единицу принят стеновой максимальный момент); L — длина кабеля от трансформатора до распредпункта лавы (метры).

Трансформаторы с минимальным значением напряжения короткого замыкания позволяют повысить пусковые и опрокидывающие моменты электродвигателей, более полно использовать мощные врубовые электродвигатели типов ЭДК, ЭДКО и ЭКВ, с номинальной мощностью в часовом режиме от 122 до 144 кВт, которые в последнее время находят все большее применение в угольной промышленности.

Обеспечение относительно высоких пусковых и опрокидывающих моментов электродвигателей стало возможным при питании мощных комбайнов от подстанций типа ТКШВП, имеющих u_k в пределах 2,5—3,5%.

Как следует из кривых рис. 6-1, опрокидывающие моменты, которые обеспечивает трансформаторная подстанция типа ТКШВП, имеющая $u_k = 3,3\%$, гораздо выше моментов, которые способны обеспечить трансформаторы и подстанции типов ТМШ и ТСШВП, у которых $u_k = 5,35\%$.

6-2. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ, ПИТАЕМЫХ ОТ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Шахтные трансформаторы и подстанции работают в условиях резко переменной нагрузки. Характер нагрузки трансформаторов и подстанций зависит от характера нагрузки врубовых машин, проходческих и добычных комбайнов и т. п. Пики нагрузки сопровождаются толчками тока, которые достигают больших значений, определяемых опрокидыванием двигателей. Пусковые броски тока вызывают большие потери напряжения в питающих кабелях и трансформатора, что приводит к уменьшению пусковых моментов электродвигателей.

Условия устойчивости работы двигателей определяется следующими выражениями [Л. 31]:

$$M_n \geq 1,4 \div 1,5 M_c; M_m \geq 1,3 \div 1,6 M_c, \quad (6-1)$$

где M_n — реальный пусковой момент двигателей в условиях шахтной сети; M_c — средний статический момент двигателя в заданном режиме резания и подачи; M_m — реальный опрокидывающий момент.

Достижение этих условий в значительной степени зависит от питающего трансформатора и системы электроснабжения.

Расчеты пусковых и опрокидывающих моментов для электродвигателей типа ЭДКО-4-2Л при питании их от передвижных трансформаторных подстанций с кварцевым заполнением типа ТКШВП-180/6 иллюстрируют кривые 2, 5 и 6 (рис. 6-1), показывающие, что опрокидывающие моменты, обеспечиваемые этими подстанциями, на 15—27% выше, чем при питании от подстанций

типа ТСШВП-180/6 и трансформаторов типа ТМШ-180/6 при одинаковом удалении подстанций и трансформаторов от РП лавы.

Подстанция типа ТКШВП мощностью 180 *квa* с $\mu_k = 3,3\%$ обеспечивает даже при длине кабеля до РП лавы 400 м такие же пусковые моменты электродвигателей, как и трансформатор типа ТМШ мощностью 320 *квa* с $\mu_k = 5,5\%$.

Как видно на примере двигателя ЭДКО-4-2Л, реальные пусковые опрокидывающие моменты можно повысить двумя путями: применением для питания электродвигателей трансформаторов большей мощности или же применением для питания электродвигателей трансформаторов меньшей мощности, но с малым значением напряжения короткого замыкания.

6-3. НАГРУЗОЧНАЯ СПОСОБНОСТЬ ШАХТНЫХ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Вопрос нагрузочной способности для шахтных трансформаторов и подстанций имеет особое значение, так как они работают, как правило, на индивидуальные (автономные) нагрузки.

Величина максимально допустимой кратковременной нагрузки трансформаторов зависит, как известно, от коэффициента заполнения графика нагрузки за определенный промежуток времени—сутки, смену и т. п. В условиях шахт сутки разделены на четыре смены по 6 ч, из которых одна смена является, как правило, ремонтной при отключенном трансформаторе или с минимальной нагрузкой.

Для шахтных трансформаторов и подстанций коэффициент загрузки не превышает 0,5. Исходя из этого коэффициента загрузки и из степени износа изоляции при номинальной нагрузке трансформатора определяются величины допустимых суточных перегрузок шахтных трансформаторов и подстанций.

В качестве предшествующей необходимо брать среднюю нагрузку за 18—20 ч, так как кварценаполненные трансформаторы имеют сравнительно большую постоянную времени нагрева (в диапазоне нагрузки $0 - P_{ном} T = 5 \div 6$ ч). Продолжительность допустимой перегрузки после заданного длительного режима нагрузки определяется из выражения [Л. 22].

$$t = T \ln \frac{\tau_{\text{кон}} - \tau_{\text{нач}}}{\tau_{\text{кон}} - \tau_{\text{доп}}}, \quad (6-2)$$

где t — время перегрузки, мин; T — параметр времени трансформатора, мин; $\tau_{\text{кон}}$ — конечное превышение температуры обмоток трансформатора для заданного режима перегрузки, °C; $\tau_{\text{нач}}$ — начальное превышение температуры обмоток трансформатора перед перегрузкой

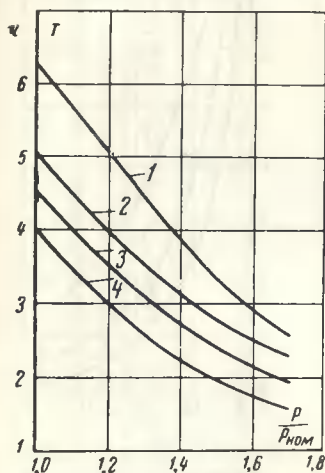


Рис. 6-2. Экспериментальная зависимость параметра времени T от режима нагрузки $P/P_{\text{ном}}$ для кварцонаполненных трансформаторов с изоляцией из стеклопластиков.

1 — после включения из холодного состояния; 2 — после длительного режима нагрузки $P' = 0,3 P_{\text{ном}}$; 3 — после длительного режима нагрузки $P' = 0,5 P_{\text{ном}}$; 4 — после длительного режима нагрузки $P' = 0,75 P_{\text{ном}}$; P — мощность перегрузки; P' — мощность нагрузки, предшествующая перегрузке P .

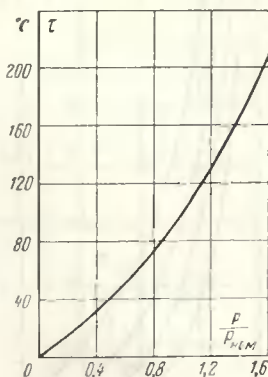


Рис. 6-3. Экспериментальная зависимость среднего превышения температуры обмоток от нагрузки для кварцонаполненных трансформаторов и подстанций с изоляцией из стеклопластиков

в момент времени $t=0$, соответствующий заданному длительному режиму нагрузки, °C; $\tau_{\text{доп}}$ — допустимое превышение температуры обмоток трансформатора, соответствующее данному классу изоляции, °C.

Для шахтных кварцонаполненных трансформаторов и подстанций с основной изоляцией из стеклопластиков длительное допустимое превышение температуры при сроке службы 8 лет составляет 100°C. Подставляя в (6-2) $\tau_{\text{доп}} = 100^\circ\text{C}$, можно определить время перегруз-

ки, не влияющей на срок службы трансформаторов. Величина T (постоянная времени) зависит от нагрузки и температуры [Л. 9]. Поэтому для T предложено новое обозначение «параметр времени». Для кварцenaполненных трансформаторов параметр времени определен экспериментально. На рис. 6-2 приведена зависимость параметра времени T от режима перегрузки $P/P_{\text{ном}}$ для

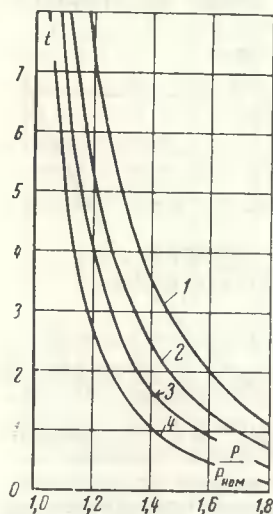


Рис. 6-4. Перегрузочная способность шахтных кварцenaполненных трансформаторов и подстанций с изоляцией из стеклопластиков.

1 — после включения из холодного состояния; 2 — после длительного установившегося режима нагрузки $P = 0,3 P_{\text{ном}}$; 3 — после длительного установившегося режима нагрузки $P = 0,5 P_{\text{ном}}$; 4 — после длительного установившегося режима нагрузки $P = 0,75 P_{\text{ном}}$.

ток кварцenaполненных трансформаторов и подстанций от длительного установившегося режима нагрузки, необходимые для расчетов по (6-2), определены экспериментально и приведены на рис. 6-3. Расчетные данные, полученные из (6-2), подтверждены экспериментально.

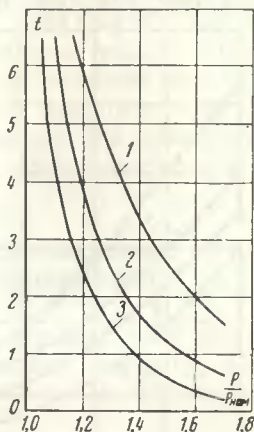


Рис. 6-5. Перегрузочная способность шахтных трансформаторных подстанций различных типов после длительного установившегося режима нагрузки $P' = 0,5 P_{\text{ном}}$.

1 — подстанция фирмы АСЕС (класс изоляции Н); 2 — подстанция типа ТКШВПС (класс изоляции В); 3 — подстанция фирмы Merlin-Gerin (класс изоляции А).

кварцenaполненных трансформаторов с изоляцией из стеклопластиков после длительного режима нагрузки. Зависимости $\tau_{\text{кон}}$ и $\tau_{\text{нач}}$ превышений температуры обмо-

Таблица 6-1

Перегрузка, %	Допустимое время перегрузки без сокращения срока службы изоляции						
	ТКШВПС	ТКШВПС	ТКШВПС	Merlin—Gerlin	АСЕС	ТКШВПС	Merlin—Gerlin
	После включения из холостого состояния $P = 0$	После длительного режима нагрузки $P = 0,3 P_{ном}$	7 ч 4 ч	6 ч 2 ч	После длительного режима нагрузки $P = 0,5 P_{ном}$	После длительного режима нагрузки $P = 0,75 P_{ном}$	АСЕС
10	—	—	7 ч 30 мин	6 ч	—	5 ч 20 мин	—
15	—	7 ч	4 ч	2 ч 30 мин	—	4 ч 30 мин	4 ч
20	—	—	—	—	4 ч	—	—
30	5 ч 08 мин	3 ч 25 мин	—	—	—	—	—
35	—	—	—	—	—	—	—
40	3 ч 30 мин	1 ч 45 мин	1 ч 40 мин	50 мин	—	55 мин	—
50	2 ч 40 мин	—	—	—	—	30 мин	2 ч
60	—	—	54 мин	10 мин	2 ч	30 мин	—
65	—	1 ч 10 мин	—	—	—	—	1 ч
70	1 ч 30 мин	—	—	—	—	—	—
75	—	—	—	—	—	—	—
80	—	—	—	—	1 ч	—	—
90	—	—	—	—	30 мин	—	—
100	—	—	—	—	—	—	20 мин

Примечание. Указано допустимое время для отдельных значений перегрузки, для промежуточных значений перегрузки допустимое время может быть определено интерполяцией.

Данные по перегрузочной способности шахтных кварценополненных трансформаторов и подстанций типа ТКШВПС с основной изоляцией из стеклопластиков приведены в табл. 6-1 и на рис. 6-4. Расхождения между экспериментальными данными и расчетными данными по (6-2) лежат в пределах $\pm 7\%$.

Для сравнения в табл. 6-1 и на рис. 6-5 приведены данные по перегрузочной способности подстанций фирм Merlin-Gerin и АСЕС.

Подстанции фирмы Merlin-Gerin также имеют кварцевое наполнение, однако класс изоляции у них ниже (класс А). Подстанции фирмы АСЕС — с воздушным охлаждением, имеют класс изоляции Н. Из рис. 6-5 видно, что перегрузочная способность отечественных шахтных кварценополненных трансформаторов и подстанций типа ТКШВПС несколько превышает перегрузочную способность аналогичных конструкций подстанций фирмы Merlin-Gerin, но ниже перегрузочной способности подстанций фирмы АСЕС¹.

Из рис. 6-5 следует, что с повышением класса изоляции перегрузочная способность шахтных подстанций увеличивается. Перегрузочная способность подстанций с различными классами изоляции и различными теплоемкостями различна, но в основном на перегрузочную способность влияет класс изоляции. Так, подстанции типа ТКШВПС (класс изоляции В) и фирмы Merlin-Gerin (класс изоляции А) имеют примерно одинаковые теплоемкости, но перегрузочная способность подстанций типа ТКШВПС все же выше. Теплоемкость подстанций фирмы АСЕС (класс изоляции Н) несколько меньше, чем у подстанций ТКШВПС и Merlin-Gerin, но перегрузочная способность их тем не менее значительно выше.

6-4. ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С МАЛЫМИ ЗНАЧЕНИЯМИ $u_{\text{н}}$

Применение подстанций с минимально возможным значением величины напряжения короткого замыкания для питания шахтных токоприемников, а особенно вру-

¹ Данные перегрузочной способности подстанций Merlin-Gerin и АСЕС взяты из проспектов фирм.

бово-комбайновых электродвигателей позволяет достичь следующих экономических показателей.

1. Уменьшить затраты электроэнергии за счет уменьшения установленной мощности трансформаторов, которая для реальной шахтной сети выбирается из условия запуска и устойчивой работы врубово-комбайновых электродвигателей и других токоприемников (см. рис. 6-1).

2. Повысить производительность врубовых машин и комбайнов, так как они могут работать на более высоких скоростях. Зависимость производительности угольного комбайна врубовой машины от скорости рабочего хода представлена в табл. 6-2 [Л. 2].

Таблица 6-2

Скорость рабочего хода комбайна, м/мин (скорость зарубки угля)	0,27	0,54	0,81	1,08
Производительность комбайна, %	100	148	176	196

3. Увеличить срок службы врубово-комбайновых электродвигателей за счет сокращения времени пуска, а следовательно, и продолжительности теплового и электродинамического воздействия пусковых токов электродвигателей на обмотку.

4. Облегчить режимы работы, а следовательно, и уменьшить число повреждений пусковой аппаратуры (пускателей, магнитных станций и т. п.) за счет достаточного уровня питающего напряжения, при котором исключаются аварийные режимы включения — отключения аппаратуры.

Необходимо отметить, что уменьшение напряжения короткого замыкания трансформаторов влечет за собой возрастание токов короткого замыкания, возникающих в аварийных режимах. Защита от токов короткого замыкания шахтных токоприемников осуществляется автоматами серии АВ, которые способны коммутировать токи до 18 ка. Разработанные новые автоматы серии А способны коммутировать токи более 35 ка, что вполне удовлетворяет требованиям к защите от коротких замыканий в шахтных сетях, где токи короткого замыкания не превосходят 25 ка.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ШАХТНЫХ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

7-1. ВВОДНЫЕ ЗАМЕЧАНИЯ

Шахтные взрывобезопасные трансформаторы и подстанции предназначены для питания электроэнергией токоприемников угольных и сланцевых шахт.

Как известно, до недавнего прошлого электроснабжение и распределение электроэнергии в угольных шахтах осуществлялось с использованием масляных трансформаторов. Упрощенно схему электроснабжения шахты можно представить следующим образом: от поверхностной подстанции 35/6 кВ напряжением 6 кВ кабелями по стволу или по специальным скважинам вводится в центральную подземную подстанцию (ЦПП) шахты или горизонта, которая располагается в районе ствола, называемого рудничным двором; в центральной подземной подстанции напряжение 6 кВ с помощью РУВН, обычно УРВ-6 или РВД-6, распределяется по участкам. Здесь же имеются понизительные трансформаторы для собственных нужд и потребителей рудничного двора. Участковые подземные подстанции (УПП) представляют собой комплекс оборудования, обеспечивающий питание и защиту потребителей.

По времени продолжительности работы ЦПП относится к стационарному оборудованию. Участковые подстанции могут быть стационарного или нестационарного типа. Участковые подстанции стационарного типа обычно питают токоприемники капитальных выработок (электроприводы конвейеров, лебедок и т. п.). Нестационарные участковые подстанции относятся к источникам энергии, питающим очистные и подготовительные работы, которые в силу специфики работ постоянно перемещаются.

Участковые подстанции комплектуются, кроме трансформатора, масляными выключателями с распредустройствами типа УРВ-6 со стороны ВН трансформатора и линейным автоматом типа АФВ на стороне НН.

Для УПП стационарного типа установка передвижных подстанций нецелесообразна, так как в УПП устанавливаются высоковольтные выключатели, автоматы,

пускатели и другое оборудование. Распределительные устройства самой подстанции будут дублировать имеющееся уже оборудование. В этом случае целесообразна установка кварцenaполненного трансформатора.

Для УПП нестационарного типа, которые перемещаются вслед за продвижением фронта работ, применение передвижных подстанций, имеющих распределительные устройства, рационально. В этом случае отпадает необходимость в установке и переноске высоковольтного выключателя и линейного автомата на УПП.

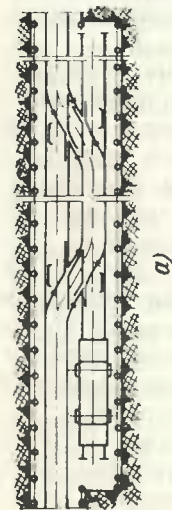
Таким образом, кварцenaполненные трансформаторы, как правило, заменяют масляные трансформаторы в стационарных подземных подстанциях, а передвижные подстанции — часть комплекса УПП.

7-2. УСТАНОВКА И МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

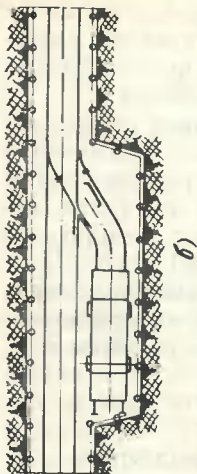
Применение взрывобезопасных трансформаторов и подстанций позволило отказаться от дорогостоящих специальных камер для УПП, оборудованных в противопожарном отношении, и решило вопрос об оперативности передвижения участков подстанций. Взрывобезопасные подстанции и трансформаторы принципиально могут быть установлены в самой непосредственной близости от лавы в откаточных и в вентиляционных штреках, в тупиковых выработках.

Место установки участковой передвижной подстанции выбирается одновременно с решением вопроса транспорта грузов по горным выработкам данного участка. Подстанция не должна своим присутствием вызывать узкие места в транспортировке грузов (угля, оборудования и др.). При транспортировании угля из лавы по однолинейному пути подстанцию устанавливают на разминовке (рис. 7-1,а), в уширении штрека (рис. 7-1,б) или тупиковом заезде (рис. 7-1,в). При двухколейном пути подстанцию возможно расположить на одной колее, установив с обеих сторон разминировочные стрелки (рис. 7-1,г). Однако и во втором случае расположение подстанции в уширении штрека предпочтительнее.

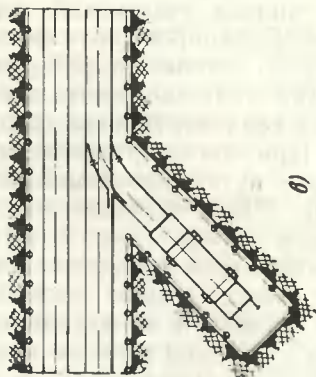
При транспортировке угля по откаточному штреку в конвейерных установках наиболее рациональным расположением считают установку подстанции над конвейером (рис. 7-1,д), при этом подстанцию помещают на



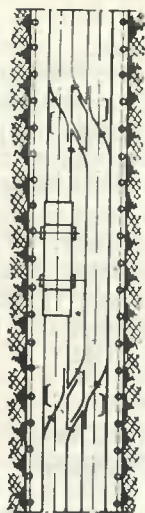
а)



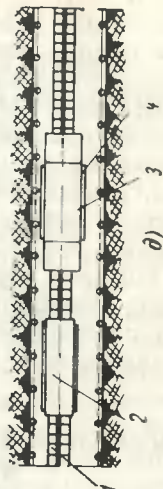
б)



в)



г)



д)

Рис. 7-1. Установка подстанции.

а — на разминировке; б — в уширении штреха; в — в тупиковом заезде; г — на одной колее с разминировочными стрелками; д — над конвейером; 1 — конвейер; 2 — распределитель лавы; 3 — подстанция; 4 — салазки подстанции.

специальных салазках, позволяющих беспрепятственно транспортировать уголь по конвейеру.

Передвижка трансформаторной подстанции, расположенной на салазках, осуществляется при помощи одной ручкой лебедки 1,5 т типа ТОФ-4 и стального троса. Трос крепится за лыжи салазок, лебедка крепится к временной стойке с блоком примерно в 10 м от подстанции. Отставание УПП, укомплектованной масляными трансформаторами, от РП лавы достигало 800 м. При применении взрывобезопасных передвижных подстанций отставание более 100—150 м недопустимо, так как эффект глубокого ввода при прочих равных условиях снижается.

Передвижка подстанции вместе с рядом расположенным РП лавы наиболее рациональна, так как в этом случае нет необходимости устанавливать на РП лавы фидерный автомат.

При установке подстанции над конвейером передвижка РП лавы и подстанции производится одновременно и отставание источника электроэнергии от потребителя снижается до минимума. Совместное передвижение РП лавы и подстанции сокращает работы по наращиванию магистральных кабелей между РП и подстанцией.

Годовые расходы при установке подстанций над конвейером по сравнению с размещением подстанций на разминовках несколько меньше, а по сравнению с затратами при установках в уширениях сокращаются примерно в 3 раза. Отрицательным качеством способа установки над конвейером является необходимость некоторого увеличения высоты штрека на всем его протяжении.

В настоящее время имеется тенденция к увеличению мощности лав с доведением добычи угля до 3—5 тыс. т в сутки. Электроснабжение таких лав потребует установки нескольких подстанций. В этом случае считают наиболее экономичным вариантом создание энергопоездов, укомплектованных подстанциями и другим оборудованием, которые монтируются над конвейером и без разборки последнего передвигаются вслед за удалением лавы. Передвижка подстанции должна осуществляться после снятия напряжения с питающего кабеля.

Радиус закруглений для рельсовых путей в местах передвижения подстанции рекомендуется принимать не менее 3 500 мм.

Сечение выработок в местах установки передвижных подстанций принимают с учетом размещения в них транспортного оборудования и подстанции с соблюдением допустимых зазоров и проходов для людей в соответствии с действующими правилами безопасности при работах в угольных и сланцевых шахтах.

Для нормального обслуживания в период эксплуатации необходимо предусматривать проход между подстанцией и подвижным составом не менее 700 мм. Зазор между торцевыми сторонами подстанции и крепью выработки должен быть не менее 800 мм.

Крепление выработок в местах установки передвижных подстанций может быть принято в двух вариантах: стальной арочной податливой крепью с железобетонными затяжками или деревянной крепью с неполными рамами. При креплении выработок стальной арочной трехзвенной крепью рекомендуются стальные арки из спецпрофиля типа СВПЗМ-17 и СВПЗМ-27 по ГОСТ 380-60. При креплении выработок деревянной крепью в соответствии со СНиП рекомендуется боковая осадка крепи 50 мм. Деревянная крепь должна быть пропитана антисептиками.

Подстанции рекомендуются ставить в сухих местах, так как в этом случае не требуется защиты от капежа.

Для безопасного обслуживания передвижных подстанций с торцевых сторон устанавливают на четырех опорных изоляторах деревянные решетки размером 0,7×0,7 м. В непосредственной близости от передвижной подстанции должны быть размещены: два пеногонных огнетушителя, ящик с песком емкостью 200 л и лопата. Весь противопожарный инвентарь должен быть расположен со стороны притока свежей струи воздуха.

Кварценонаполненные трансформаторы и подстанции поставляют заказчику в собранном и готовом к эксплуатации виде. На время хранения и транспортировки все неокрашенные незащищенные поверхности и крепеж подвергают консервации антикоррозионной смазкой.

Поступившая на шахту подстанция (трансформатор) до спуска на участок должна быть защищена от прямого воздействия влаги (дождя, снега и др.) навесом или другим укрытием. Шахтная подстанция (трансформатор) должна быть подвергнута осмотру и проверке комиссией в составе главного энергетика шахты и механика участка, на который намечена отправка подстан-

ции. Прежде всего по транспортным накладным и паспорту подстанции проверяют наличие технической документации, инструмента, комплектующих изделий и запасных частей. Кроме того, перед осмотром и проверкой необходимо ознакомиться с паспортными данными и инструкцией по монтажу и эксплуатации. Внешним осмотром проверяют целостность подстанции и отсутствие повреждений при перевозке. Особое внимание обращают на исправность смотровых стекол, на уровень кварцевого песка. После внешнего осмотра вскрывают все крышки подстанции (трансформатора) кроме верхней крышки трансформатора. При вскрытых крышках устанавливают по расположению перемычек схему соединений обмотки НН, положение перемычки в изоляторах для ответвлений обмотки ВН, состояние изоляторов, уплотнений, контактов. При осмотре РУНН регулируют уставки максимальной защиты автомата, соответствующие намеченному участку.

В случае необходимости изменения схемы соединения обмоток обращают внимание на переключение блока защиты подстанции БЗП-1 на соответствующее напряжение (380 или 660 в). Переключение производят с помощью перемычек, установленных на колодке блока, для чего нужно снять крышку над колодкой, установить перемычки согласно схеме, выполненной рельефно на крышке колодки. Необходимо также переключить первичную обмотку осветительного трансформатора на соответствующее напряжение (380 или 600 в).

Кабельные муфты на подстанции (трансформаторе) необходимо поставить соответственно маркам кабелей, подключаемых к подстанции, и метода разделки кабеля (сухой или под заливку массой МБ-70). Муфты под разные марки кабелей поставляются в комплектующих изделиях подстанции (трансформатора).

Проверяют работу механических и электрических блокировок подстанции (гл. 5). Срабатывание блок-контактов промеряют омметром или контрольной лампой. Перед спуском подстанции (трансформатора) в шахту проверяют сопротивление изоляции высоковольтных и низковольтных цепей. Для этой цели применяют мегомметр напряжением не менее 1 000 в. Сопротивление изоляции цепей ВН должно быть не менее 200 Мом, цепей НН — не менее 5 Мом. При измерении цепей НН реле утечки следует отключать.

Желательно перед спуском в шахту включить трансформатор в сеть и проверить показания приборов, работу реле утечки, которое имеет кнопку проверки, и максимальной защиты, кнопка проверки которой находится на правой стороне РУ. После осмотра закрывают все крышки, проверяют наличие всех болтов и затягивают их.

Спуск трансформатора в шахту по вертикальным стволам производят в клетях или под клетью. Клеть, предназначенные для трехтонных вагонеток, позволяют спуск в них подстанций без разборки. На время спуска в клетки разрешается снимать разъемные буфера на шасси подстанции. Подстанция в клетке должна быть раскреплена.

Спуск подстанций (трансформаторов) под клетью производят без разборки. С помощью канатов подстанцию в вертикальном положении закрепляют под клетью за прицепное устройство и подъемные крючья. Раскачивание подстанции под клетью недопустимо.

По наклонному стволу подстанцию (трансформатор) спускают своим ходом со скоростью не выше $0,5 \text{ м/сек}$.

Транспортировку подстанций (трансформаторов) от ствола на место установки производят при помощи электроваза или лебедки. Скорость движения не должна превышать $1,5 \text{ м/сек}$, а по уклонам — 1 м/сек .

При монтаже трансформаторов на участковой подстанции стационарного типа место установки выбирают таким образом, чтобы камера или ниша подстанции проветривалась охлаждающей струей воздуха. Необходимо также соблюсти зазоры между трансформатором и стенами выработки и другим оборудованием, чтобы обес-

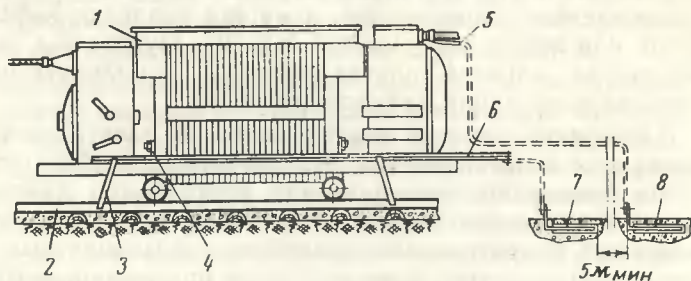


Рис. 7-2. Схема заземления подстанции.

1 — подстанция; 2 — рельсы; 3 — проводники, заземляющие подстанцию на рельсы; 4 — проводники от заземляющих зажимов подстанции к сборной шине; 5 — кабель добавочного заземления реле утечки; 6 — сборная шина; 7 — электрод основного заземления; 8 — электрод добавочного заземления.

печить удобства и безопасность обслуживания в процессе эксплуатации.

Каждая подстанция и каждый трансформатор для безопасности обслуживания должны иметь надежное заземление корпуса (рис. 7-2). Все узлы подстанции (трансформатора) имеют по два заземляющих зажима. Все эти зажимы с помощью провода (троса) сечением не менее 50 мм² соединяются на сборную полосу сечением не менее 200 мм², которая согласно правилам безопасности заземлена непосредственно возле подстанции (местное заземление). Кроме того, эта же полоса через заземляющий зажим в вводной коробке ВН с помощью брони высоковольтного кабеля соединяется с общешахтной сетью заземления. Должно быть обеспечено удобство контроля переходных зажимов заземляющего устройства.

Для работы реле утечки выполняют дополнительное заземление, которое с помощью одножильного кабеля через контрольную муфту на РУНН выносят на расстояние не менее 5 м от местного заземлителя. Дополнительное заземление имеет маркировку «ДЗ» на проходном зажиме в вводной коробке НН. Сварочные работы, необходимые для соединения сборной заземляющей шины с электродом, выполняют предварительно на поверхности.

После монтажа заземляющего устройства производится прокладка и присоединение кабельной сети к подстанции (трансформатору). Кабели в выработках рекомендуется подвешивать на специальных кронштейнах на боковой стороне крепления выработок. При укладке по почве они должны быть защищены от механических повреждений. Для избежания каких-либо механических напряжений в месте подсоединения кабеля к подстанции рекомендуется оставлять некоторое провисание кабеля.

Присоединение кабелей к подстанции (трансформатору) производят через концевые муфты на подстанции (трансформаторе). Разделка кабелей рассмотрена в гл. 5. Удобства передвижки подстанции требуют некоторого запаса кабелей, который аккуратно подвешивается в нише (камере). Радиусы изгибов для кабеля ЭВТ 10 наружных диаметров кабеля, для СБ 15 наружных диаметров кабеля.

Установленная и подсоединенная к сети подстанция должна быть освещена. Для этой цели в РУНН

предусмотрен осветительный трансформатор мощностью 250 *ва* с напряжением на выходе 127 *в*, а в вводной коробке имеется муфта под кабель для освещения подстанции. При эксплуатации необходимо иметь в виду, что цепь 127 *в* не защищена от токов утечки.

Включенные подстанции (трансформаторы) должны иметь предупредительные надписи: «Осторожно! Высокое напряжение», а также таблички с указанием обслуживаемых участков.

Кроме силовых кабелей и кабеля освещения для опережающего отключения высоковольтного выключателя ранее разъединителя холостого хода при использовании кабеля типа СБ необходимо прокладывать контрольный кабель от нормально закрытых блок-контактов кнопки управления в РУВН к нулевой катушке масляного выключателя на ЦПП или на промежуточном пункте РПП-6 (6 *кв*). При использовании кабеля ЭВТ-6 для этой цели используются две контрольные жилы самого кабеля.

Перед включением подстанции (трансформатора) в работу проводят повторный внешний осмотр, проверку исправности рукояток, блокировочных устройств, кабельных муфт, уровня песка, наличия и затяжки болтов; замеряют сопротивление изоляции цепей ВН и НН и сопротивление заземления.

Результаты осмотра подстанции (трансформатора) с данными измерений заносят в протокол о пригодности подстанции к эксплуатации.

7.3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

Порядок включения подстанций должен быть следующий:

а) блокировочную ручку-ключ разъединителя ВН поставить в положение «откл.»;

б) включить разъединитель ВН и проверить через смотровые окна положение ножей разъединителя;

в) блокировочную ручку-ключ поставить в положение «вкл.»;

г) включить высоковольтный масляный выключатель, питающий подстанцию (после включения масляного выключателя вольтметр на РУНН должен показывать напряжение холостого хода трансформатора);

д) до включения автомата на стороне НН и при холодных катушках реле проверить работу максимальных реле кнопкой на правой боковой стороне;

е) включить автомат НН;

ж) после включения автомата НН проверить работу реле утечки кнопкой на торцевой стенке.

Отключение подстанции должно производиться в порядке, обратном включению:

а) отключить автомат НН;

б) отключить масляный выключатель;

в) блокировочную ручку-ключ поставить в положение «откл.»;

г) отключить разъединитель ВН и проверить положение ножей разъединителя.

Установленная и включенная подстанция (трансформатор) должна один раз в сутки подвергаться наружному осмотру. Ревизии подстанций (трансформаторов) проводить не реже 1 раза в месяц.

Если напряжение на стороне ВН подстанции (трансформатора) выше номинала 6 000 в, необходимо произвести переключения перемычек в изоляторах для регулировочных отводов обмотки ВН, перемычка должна соединять нижний зажим и зажим с отметкой «+4%». Если напряжение на стороне ВН снизилось, то для нормальной работы потребителей необходимо уменьшить коэффициент трансформации переключением перемычки на отметку «-4%».

Для осмотра и ревизии деталей разъединителя ВН и кнопки управления на стороне ВН необходимо открыть РУВН в следующем порядке:

а) отключить подстанцию, как указывалось выше;

б) снять блокировочную ручку-ключ, нажав фиксатор и совместив шпонку на ступице ручки-ключа с пазом на втулке;

в) отвернуть ручкой-ключом спецболты на основной крышке РУВН, отвернуть болты, крепящие крышку, и открыть ее.

Для возможности осмотра и ревизии аппаратуры и приборов РУНН необходимо:

а) отключить подстанцию;

б) снять блокировочную ручку-ключ в РУВН;

в) на крышке, закрепленной болтами, отвернуть ручкой-ключом специальные болты, а затем и все остальные, — на быстрооткрываемой крышке ручкой-ключом повернуть до положения «открыто».

При неисправных блокировках эксплуатация подстанции воспрещается.

При снижении уровня песка внутри трансформатора ниже контрольного уровня (ниже верхней кромки глазков) необходимо восполнить его недостаток. Для засыпки пригоден песок только с завода — изготовителя кварценополненных трансформаторов.

При каждой ревизии подстанции и трансформаторов протирают все изоляторы и замеряют сопротивление изоляции подстанции и сопротивление заземлений. Результаты замеров регистрируют в журнале.

При осмотрах кабельных муфт подстанцию (трансформатор) отключают от сети и открывают крышки вводных коробок.

При подключении подстанции (трансформатора) бронированными кабелями с сухой разделкой необходимо обратить внимание на наличие кабельного масла во вводных коробках. Имеются случаи, когда при наклоне бронированного кабеля в сторону подстанции и нагреве его во время работы происходит вытеснение жидкой кабельной массы.

Когда мощность одной подстанции для снабжения участка или двух спаренных участков, питающихся электроэнергией с одной участковой подстанции, недостаточна, возникает необходимость в установке двух и более подстанций. В этом случае желательно разделить мощность потребителей на две и более подстанции и питать их независимо. Параллельная работа подстанций нежелательна, так как реле утечки, установленные в РУНН каждой подстанции, также включаются в параллель. Такое включение увеличивает ток утечки вдвое и он может достичь опасных величин и не обеспечить защиту человека при случайном прикосновении его к токоведущим частям цепи НН. При необходимости включения подстанций на параллельную работу реле утечки в РУНН нужно отключить, поставить общий фидерный автомат и к нему подключить самостоятельно реле утечки. Однако кабельные линии от общего фидерного автомата до каждой подстанции не будут защищены от токов утечки. Общий фидерный автомат в этом случае устанавливают на минимально допустимом расстоянии от подстанции. Использовать реле утечки одной подстанции для отключения автоматов НН всех параллельно включенных подстанций невозможно, так как самоблокировка сработавшего реле через дополнительное заземление не даст включить подстанцию, в которой отклю-

чено реле, раньше подстанции с включенным реле, т. е. одна подстанция не должна брать всю нагрузку участка, пока оператор не включит остальные подстанции. Участок линии от подстанции с отключенным реле до тройниковой муфты также не будет защищен.

С целью установки нескольких подстанций, питающихся через один высоковольтный кабель, завод-изготовитель по специальному заказу поставляет подстанции с РУВН, имеющим две вводные муфты. Схема снабжения через один кабель нескольких подстанций имеет серьезный недостаток, так как в случае повреждения на одной группе потребителей выключаются все участки.

При эксплуатации подстанций (трансформаторов) необходимо вести техническую документацию: журнал осмотров и ремонтов, протоколы испытаний и ревизий вне места их установки; журнал времени установки и перемещений подстанций (трансформаторов) на другие участки и т. п.

ГЛАВА ВОСЬМАЯ

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КВАРЦЕНАПОЛНЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

Внедрение передвижных взрывобезопасных подстанций позволило исключить строительство в шахтах дорогостоящих камер с огнестойким креплением и обеспечить непрерывное перемещение подстанции вслед за перемещением забоя. Это дало возможность значительно снизить эксплуатационные затраты. В то же время стоимость взрывобезопасного трансформатора в несколько раз выше стоимости масляного. Сопоставление суммы затрат при обеих системах электроснабжения позволяет оценить экономическую эффективность от внедрения взрывобезопасной подстанции.

Для стационарной подстанции (установка трансформатора ТМШ-180/6 и высоковольтного выключателя УРВ-6) строится ниша, стоимость которой составляет в среднем около 3 000 руб.

Для передвижной подстанции требуется камера для высоковольтного выключателя, которая не требует переноса при передвижении подстанции и может быть отнесена к стоимости УРВ.

При стационарной подстанции к ней прилегает специальный штрек, закрепленный арочной крепью с железобетонными затяжками. В случае взрывобезопасной подстанции надобность в железобетонных затяжках отпадает и можно применить металлическую крепь с деревянными затяжками.

Расчет затрат при строительстве обоих типов штреков показывает, что в случае применения взрывобезопасной подстанции стоимость штрека на 1 000 руб. меньше, чем при стационарной подстан-

ции. При питании токоприемников от передвижной подстанции часть низковольтного кабеля заменяется высоковольтным.

На рис. 8-1 приведены две схемы электроснабжения участка угольной шахты. Первая схема с применением стационарной подстанции с трансформатором ТМШ, вторая — передвижной подстанции.

В табл. 8-1 приведены данные расчета экономии электроэнергии от применения передвижной подстанции типа ТКШВП мощностью 180 *кВа* взамен стационарной подстанции с трансформатором типа ТМШ.

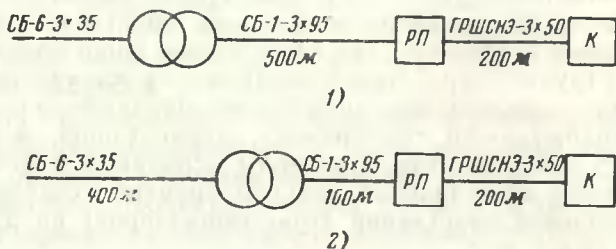


Рис. 8-1. Различные схемы электроснабжения участка.

1 — схема электроснабжения участка от стационарной подстанции; 2 — схема электроснабжения участка от передвижной подстанции.

Как видно из табл. 8-1, снижение потерь в трансформаторе составляет $1\,640 - 1\,313 = 327$ *вт*, в кабелях $8\,710 - 4\,800 = 3\,910$ *вт*, а всего 4,24 *квт*.

Это дает годовую экономию энергии на каждой подстанции $4,24 \cdot 18 \cdot 300 = 23$ тыс. *квт · ч*.

Учитывая, что ежегодно вводится в действие около двух тысяч подстанций, ежегодная экономия энергии от такого перехода составляет уже 40—50 млн. *квт · ч*.

Помимо экономии электроэнергии, внедрение передвижных взрывобезопасных подстанций позволяет существенно снизить расход дефицитных цветных металлов меди и свинца за счет уменьшения сечения прокладываемых кабелей.

При среднем удалении лавы от стационарной подстанции на 400 м и от передвижной на 100 м, 300 м низковольтного кабеля заменяется высоковольтным, имеющим в 3 раза меньшее сечение (35 мм^2 вместо 95 мм^2). Это позволяет сэкономить, как показывают проведенные расчеты, около 550 кг меди и 150 кг свинца, что многократно перекрывает 180 кг меди, дополнительно расходуемых во взрывобезопасном трансформаторе по сравнению с масляным трансформатором типа ТМШ.

Однако приведенные выше цифры экономии электроэнергии и цветных металлов, реализуемой при внедрении передвижных взрывобезопасных подстанций вместо стационарных трансформаторов, хотя и весьма существенны, все же не являются основными факторами, характеризующими экономическую эффективность этой схемы электроснабжения. Решающим достоинством передвижных трансформаторных подстанций является возможность поддержания на приемниках энергии — угледобывающих машинах — высокого уровня

Таблица 8-1

Характеристики	Схема 1	Схема 2
Номинальное напряжение стороны НН, <i>в</i>	400	400
Номинальный ток стороны ВН, <i>а</i>	—	17,3
Номинальный ток стороны НН, <i>а</i>	260	260
Коэффициент загрузки	0,4	0,4
Потери в трансформаторе, <i>вт</i> :		
а) холостого хода	1 000	913
б) короткого замыкания при $K_z=0,4$	640	400
Суммарные потери в трансформаторе $P = P_{х.х} + P_{к.з}$, <i>вт</i>	1 640	1 313
Длина кабеля ВН, <i>м</i>	—	400
Длина кабеля НН, <i>м</i>	700	300
Сечение кабеля ВН, <i>мм</i> ²	—	35
Сечение кабеля НН, <i>мм</i> ²	95	95
Сечение гибкого кабеля НН от РЛ до комбайна ГРШСНЭ, <i>мм</i> ²	50	50
Активное сопротивление кабеля ВН, <i>ом</i>	—	0,2
Активное сопротивление кабеля НН (СБ-1-3X95), <i>ом</i>	0,97	0,019
Активное сопротивление кабеля НН ГРШСНЭ, <i>ом</i>	0,078	0,078
Индуктивное сопротивление кабеля ВН, <i>ом/км</i>	—	0,078
Индуктивное сопротивление кабеля НН, <i>ом/км</i>	0,072	0,072
Суммарные потери в кабеле $P = P_{ВН} + P_{НН}$, <i>вт</i>	8 710	4 800
Время работы подстанции в сутки, <i>ч</i>	18	
Количество рабочих дней в году	300	

напряжения, обеспечивающего высокую их производительность. При питании электродвигателей от стационарной подстанции на больших скоростях комбайны могут работать только первые дни после переноса подстанции. Затем с увеличением длины низковольтной сети падение напряжения в ней заметно растет, уменьшается и скорость подачи угледобывающих машин.

Передвижные подстанции, непрерывно перемещаясь вслед за забоем, позволяют поднять напряжение на механизмах в среднем на 10—13%. Вследствие этого угледобывающие машины могут работать на более высоких скоростях подачи.

Как показывают расчеты, производительность комбайна при питании его от передвижной подстанции на 19% выше, чем при питании от стационарной подстанции.

Расчет экономической эффективности внедрения взрывобезопасных передвижных трансформаторных подстанций вместо стационарных с масляными трансформаторами, по принятой для подобных случаев методике, показал, что на каждой подстанции обеспечивается экономия средств в среднем около 4 тыс. руб. При двух тысячах подстанций, вводимых ежегодно, общая экономия составляет 8 млн. руб.

ГЛАВА ДЕВЯТАЯ

НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИЙ ШАХТНЫХ ВЗРЫВОБЕЗОПАСНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПОДСТАНЦИЙ

Для того чтобы правильно представить себе пути дальнейшего совершенствования выпускаемых в настоящее время шахтных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций, надо оценить, в какой мере они удовлетворяют нужды потребителей, в основном работников угольной промышленности, в чем заключаются их недостатки и, наконец, какие новые требования можно ожидать в ближайшие годы.

До конца 1970 г. промышленность получит 10—11 тысяч взрывобезопасных подстанций, которые позволят в основном переоборудовать подземное электроснабжение и обеспечить хороший уровень напряжения на угледобывающих и транспортных механизмах шахт.

Успех работы установленных подстанций, а отсюда в значительной мере и питаемых ими механизмов, будет зависеть от того, сколь удачно решены все вопросы, стоявшие при создании этих конструкций.

Заведомо следует считать, что выпускаемые в настоящее время подстанции имеют большие веса и габариты, затрудняющие и удорожающие их использование и обслуживание. К числу недостатков созданных подстанций следует отнести также сложность конструкции и большую трудоемкость их изготовления.

Нельзя, наконец, не указать на неиспользованные еще возможности применения изоляционных материалов более высокого класса нагревостойкости, чем примененный в последних конструкциях стеклопластик типа АГ-4 класса нагревостойкости F.

Кремнийорганическая изоляция не получила своего применения в конструкциях кварцenaполненных трансформаторов 1965—1967 гг. из-за высокой цены и дефицитности, но ее использование в дальнейшем не только не исключено, но даже, наоборот, весьма перспективно.

Решающую оценку выпускаемых кварцenaполненных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций должен дать быстро растущий опыт их эксплуатации.

Обращаясь к вопросу о новых требованиях, которые могут быть предъявлены к взрывобезопасным подстан-

циям, следует прежде всего указать на рост мощности в единице. Уже сейчас максимальная мощность выпускаемых взрывобезопасных трансформаторов и подстанций 320 *кв*а не удовлетворяет нужд потребителей. Для последних типов внедряемых угледобывающих комплексов требуются подстанции мощностью 500 *кв*а. Здесь уместно упомянуть, что в ряде зарубежных стран взрывобезопасные трансформаторы и подстанции такой мощности уже выпускаются.

В течение ближайшего десятилетия в связи с разработкой новых угледобывающих комплексов можно ожидать рост единичной мощности подстанций до 1 000 *кв*а и более. При этом габаритные размеры трансформаторов и подстанций (в основном по ширине и высоте) не должны быть больше, чем у ныне выпускаемых подстанций мощностью 320 *кв*а, поскольку они ограничиваются сечением стволов, по которым подстанции должны быть доставлены в шахту к месту работы.

Таким образом, одна из основных задач развития конструкции взрывобезопасных трансформаторов и подстанций заключается в создании более компактных конструкций, всемерном уменьшении их габаритных размеров, хотя бы на время перевозки их в шахты.

Всегда, когда встает вопрос о необходимости уменьшения размеров электрических машин или трансформаторов, решающим моментом представляется повышение электромагнитных нагрузок. Такой ход мысли вполне естествен, но применительно к рассматриваемому случаю надо учитывать и специфические условия, в первую очередь трудности отвода потерь, возрастающих с повышением нагрузок материалов. Действительно, всякое повышение плотности тока и магнитного потока в магнитопроводе влечет за собой соответствующее снижение числа витков обмоток, их веса и объема. Но уже принятая сейчас в магнитопроводах плотность магнитного потока составляет 16 000 *гс* и существенное ее повышение лимитируется резким ростом потерь в стали и в особенности ростом намагничивающего тока.

Наилучшее использование свойств анизотропной холоднокатаной трансформаторной стали дает магнитопровод, выполненный в виде витого сердечника, но такое решение пока еще практически неприменимо для трехфазного трансформатора, к тому же предназначенного для тяжелого режима работы.

Мало что может дать и повышение плотности тока в обмотках, так как общая структура обмотки и изоляции по существу предрешена заданным низким значением i_k , фиксированным шагом гофра и т. п. (гл. 4), а небольшое уменьшение радиального размера катушек (на 8—10 мм) за счет снижения толщины меди провода не решает вопроса, лишь увеличивает магнитное рассеяние обмоток, их нагрев и размеры системы охлаждения. Скорее, пожалуй, может идти речь о снижении плотности тока в обмотках против принятой в настоящее время, нежели о ее повышении.

Уместно отметить и практическую бесперспективность применения для обмоток взрывобезопасных шахтных трансформаторов алюминия. Как известно, вследствие более низкой чем у меди электропроводности алюминий вызывает увеличение геометрических размеров активной части трансформатора, что для шахтных взрывобезопасных трансформаторов совершенно неприемлемо. К тому же то количество меди, которое расходуется на их изготовление, не является существенной составляющей в общем количестве меди, расходуемой в трансформаторостроении, так как суммарная мощность всех взрывобезопасных трансформаторов не превышает 0,5% общей мощности силовых трансформаторов, выпускаемых в стране.

Одним из перспективных направлений усовершенствования взрывобезопасных трансформаторов является применение вместо воздуха специальных газообразных диэлектриков и, в частности, так называемого элегаза, представляющего собой шестифтористую серу (SF_6).

Благодаря ряду достоинств (пожаро- и взрывобезопасность, повышенная по сравнению с воздухом электрическая прочность, устойчивость и т. п.), элегаз, как известно, получил за рубежом довольно широкое применение в производствах высоковольтной аппаратуры и трансформаторов.

Исследования и испытания экспериментального образца шахтного трансформатора с элегазом, проведенные ВЭИ, ВИТ и МГИ, дали обнадеживающие результаты. Заполнение кожуха трансформатора элегазом вместо воздуха дает возможность значительно повысить его мощность. Применение элегаза вызывает необходимость создания надежных уплотнений, практически исключающих утечку газа, связано с колебаниями дав-

ления в кожухе трансформатора при его нагреве и охлаждении и т. п., но серьезные преимущества, которыми обладает элегаз, позволяют все же считать, что широкое его применение в шахтных трансформаторах отнюдь не исключено.

С повышением единичной мощности шахтных взрывобезопасных трансформаторов в них может найти применение охлаждение путем испарения специальной жидкости. Как известно, при испарении жидкость поглощает значительное количество тепла, а затем при ожидении обратно его выделяет. Охлажденные устройства, осно-

ванные на использовании этого принципа, пожаро-

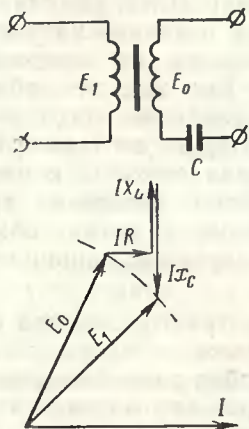


Рис. 9-1. Векторная диаграмма трансформатора с компенсацией падения напряжения.

C — последовательная емкость.

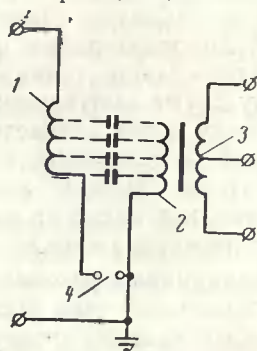


Рис. 9-2. Схема трансформатора с емкостной связью между обмотками.

1 — главная обмотка ВН; 2 — конденсаторная обмотка ВН; 3 — обмотка НН; 4 — защитное устройство (разрядник).

безопасны, довольно компактны и просты в действии, что может позволить с успехом применять их для шахтных взрывобезопасных трансформаторов.

Существенный интерес для силовых трансформаторов и в том числе для шахтных трансформаторов представляют конструкции, в которых влияние собственного сопротивления на режим выходного напряжения сведено к нулю. Иногда их называют «трансформаторами с нулевым сопротивлением».

В действительности суть дела сводится к компенсации потери напряжения, которую имеет трансформатор

из-за собственного импеданса, последовательным включением соответствующей емкости на первичной или вторичной стороне трансформатора [Л. 38]. Эту емкость можно подобрать так, что напряжение на вторичных клеммах трансформатора будет оставаться неизменным и равным напряжению при холостом ходе независимо от величины нагрузки.

Принципиальная векторная диаграмма напряжений для такой компенсации дана на рис. 9-1 (для случая включения компенсирующей емкости C на стороне НН).

Еще более оригинальное решение этой задачи было предложено фирмой «Вестингауз» (США), выполнившей высоковольтную обмотку так, как показано на рис. 9-2. Здесь в рабочую обмотку добавлена не соединенная с ней дополнительная обмотка. Так как эти обмотки разделены лишь тонким слоем изоляции, находящейся между двумя вмотанными друг в друга лентами фольги, то между ними создается большая емкость, компенсирующая индуктивное сопротивление рассеяния трансформатора. Между нейтральными концами обмоток включен, как видно на рис. 9-2, разрядник, защищающий их от перенапряжений.

В аварийных режимах работы трансформатора большие первичные токи вызывают высокие напряжения на конденсаторе, достаточные для пробоя разрядника защитного устройства (рис. 9-2), которое автоматически шунтирует конденсатор, благодаря чему в момент аварийного нарастания тока как бы вводится в действие индуктивное сопротивление трансформатора, ограничивающее ток короткого замыкания.

Описанный способ компенсации падения напряжения хорошо решает вопрос поддержания стабильного напряжения на приемниках, питаемых шахтным трансформатором, но неизбежно связан с усложнением либо самого трансформатора, либо общей схемы за счет подключения дополнительно устанавливаемых конденсаторов.

Заслуживает внимания также вопрос о возможности и целесообразности применения в шахтных взрывобезопасных трансформаторах регулирования напряжения под нагрузкой, который возникает каждый раз при обсуждении новых конструкций этих трансформаторов.

Как отмечено в гл. 1, основным фактором, определяющим режим нагрузки шахтного взрывобезопасного трансформатора, является повторно-кратковременный

режим работы главного электродвигателя комбайна. Количество операций «В — О» главного электродвигателя в сутки составляет от 400 до 1 600, а в среднем 1 000.

На наш взгляд, регулирование напряжения в процессе каждой операции запуска главного электродвигателя переключающими устройствами с подвижными контактами практически неосуществимо, даже если управление регулированием перевести на автоматику. Это значило бы делать в день по 2—3 тыс. переключений и в течение нескольких месяцев довести до состояния полного износа даже самое надежное переключающее устройство. При этом надо не упускать из вида того, что такое переключающее устройство представляет собой весьма сложный механизм, добавление которого конечно сильно усложнило бы конструкцию трансформатора в целом и обязательно снизило бы надежность его работы. Кроме того, необходимо заметить, что переключающее регулировочное устройство с подвижными контактами инерционно и не может обеспечить регулирование вторичного напряжения при изменениях тока нагрузки в переходных режимах. Принятые сейчас ступени регулирования $\pm 4\%$ не являются жестко обязательными и без особых трудностей могут быть заменены на ступени ± 5 или даже $\pm 6\%$.

Безынерционная система возможна, и для данных тяжелых условий работы, по-видимому, является единственно перспективной бесконтактная магнитная система регулирования напряжения шахтного взрывобезопасного трансформатора, которая автоматически обеспечивала бы поддержание на электродвигателях номинального напряжения независимо от их нагрузки.

От компактности применяемой в шахтных взрывобезопасных подстанциях аппаратуры существенно зависят габариты всей подстанции, а от ее надежности — исправная и безотказная работа всей установки. Отсюда и основная задача — создание компактных, высоконадежных аппаратов, которые обеспечили бы безаварийную работу подстанции. Это в равной мере относится к разъединителю нагрузки на стороне ВН, автоматическому выключателю НН и прочей аппаратуре.

В первую очередь разъединитель нагрузки следует дополнить дистанционным управлением, так как отсутствие такого управления усложняет эксплуатацию подстанций.

ЛИТЕРАТУРА

1. Бабиков М. А., Электрические аппараты, ч. II, Аппараты низкого напряжения, Госэнергоиздат, 1956.
2. Бабиков М. А., Электрические аппараты, ч. III, Электрические аппараты электроэнергетических систем высокого напряжения, Госэнергоиздат, 1963.
3. Булгаков Н. И., Расчет трансформаторов, Госэнергоиздат, 1950.
4. Бурман П. Г., Крайз А. Г., Производство магнитопроводов трансформаторов, Госэнергоиздат, 1959.
5. Биль, Электрооборудование подземных горных разработок (перевод с французского), Углетехиздат, 1958.
6. Вертячих В. Г., Безденежных А. Г., Обоснование норм на расстояние утечки в шахтном электрооборудовании, Научные сообщения, № 3, ВостНИИ, 1963.
7. Герасимов Ю. И., Фридман Г. Б., Шахтные взрывобезопасные трансформаторные подстанции, Госэнергоиздат, 1963.
8. Горюнов Ю. И., Экономия электроэнергии и топлива — важный резерв себестоимости угля, «Уголь», 1965, № 12.
9. Готтер Г., Нагревание и охлаждение электрических машин, Госэнергоиздат, 1961.
10. Грудинский П. Г., Проект указаний по технико-экономическому обоснованию выбора уровня и соотношения потерь в электрических двигателях и трансформаторах, Доклад на секции № 10, СЭВ, 1959.
11. Зельдович Я. Б., Воеводский В. В., Тепловой взрыв и распределение пламени в газах, Изд-во Московского механического института, 1947.
12. Евреинов Г. Е., Наеров Р. Я., Горные осветительные установки, ГНТИ Украины, 1933.
13. Иванченко О. Н., Влияние механической обработки и отжига листов магнитопровода на потери и ток холостого хода силовых трансформаторов, «Электротехническая промышленность», 1962, № 9.
14. Калинин И. С., Требования к конструкции и технологии магнитопроводов из холоднокатаной стали, «Электротехническая промышленность», 1967, № 9.
15. Каганович Е. А., Испытание трансформаторов малой и средней мощности, Госэнергоиздат, 1969.
16. Колодочка П. А., Взрывозащитные свойства кварцевого заполнения в условиях искрового поджигания газовой смеси, Вопросы горной электротехники, т. XII, Госгортехиздат, 1961.
17. Колодочка П. А., Подвойский В. К., Взрывобезопасные передвижные подстанции ТКШВП с кварцевым заполнением трансформатора, Научно-исследовательские работы МакНИИ, Госгортехиздат, 1963.

18. Колодочка П. А., Подвойский В. К., Исследование взрывозащиты зернистым кварцем, азотом для электрооборудования напряжением до 700 в, Научно-исследовательские работы МакНИИ, Госгортехиздат, 1961.

19. Кубрак А. И., Специальные взрывобезопасные трансформаторы, Материалы научно-технического совещания, Трансформаторостроение, ЦИНТИЭП, 1961.

20. Макаров В. М., Родионов В. Г., Исследование факторов, влияющих на потери и ток холостого хода трансформаторов, «Электротехническая промышленность», 1962, № 9.

21. Минскер Е. Г., Сборка масляных трансформаторов малой и средней мощности, Госэнергоиздат, 1959.

22. Михайленко Э. П., Мисюра А. Г., Плетнев А. И., Перегрузочная способность шахтных кварцenaполненных трансформаторов и подстанций с изоляцией из стеклопластиков, «Электротехническая промышленность», 1967, № 276.

23. Петров Г. Н., Трансформаторы, Госэнергоиздат, 1934.

24. Плетнев А. И., Кубрак А. И., Шилов В. В., Кварцевый песок как заполнитель электрооборудования, «Горные машины и автоматика», 1964, № 47.

25. Плетнев А. И., Мисюра А. Г., Михайленко Э. П., Исследование некоторых характеристик главной изоляции шахтных трансформаторов, «Электротехническая промышленность», 1968, № 302.

26. Правила изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования (ПИБРЭ), изд-во «Энергия», 1969.

27. Решение Всесоюзного совещания работников угольной промышленности и заводов угольного машиностроения по обмену и распространению передового опыта применения узкозахватной выемки угля на шахтах СССР, Москва, 1966.

28. Сапожников А. В., Конструирование трансформаторов, Госэнергоиздат, 1959.

29. Селищев А. Н., Шахтные сухие трансформаторы и передвижные подстанции, изд-во «Недра», 1968.

30. Тихомиров П. М., Расчет трансформаторов, изд-во «Энергия», 1968.

31. Траубе Е. С., Хатулев Е. А., Об использовании мощных двигателей добычных машин в условиях шахтной участковой сети, «Уголь Украины», 1959, № 3.

32. Условия эксплуатации и их учет при создании аппаратуры и средств автоматизации для угольной промышленности, РТМ, Гипроуглеавтоматизация, Москва, 1966.

33. Хорунжий В. А., Рибас Ю. М., Недосеков С. С., Взрывозащищенное электрооборудование, Госэнергоиздат, 1962.

34. Хубларов Н. Н., Расчет мощных трансформаторов на ЭЦВМ «Минск-22», «Электротехническая промышленность», 1968, № 298.

35. Хюльсберг Ф., Исследование взрывобезопасного действия слоев зернистого материала при воспламенении взрывчатых смесей, Глюкауф, 1954.

36. Чирейкин Г. А., Выбор оптимальных параметров приводов при заданном быстродействии, Известия вузов, «Электротехника», 1966, № 10.

37. Шницер Л. М., Основы теории и нагружочная способность трансформаторов, Госэнергоиздат, 1959.

38. Astleford J., Jr. Radus R. J., Распределительные трансформаторы с нулевым сопротивлением короткого замыкания, Энергетические системы и электротехническое оборудование, № 9, 1964 (перевод журнала Power Apparatus and Systems, США).

39. Küchler R., Die Transformatoren, Berlin, 1956.

40. Hak I., Metoda equivalentnich tepelnich, Brno, MEZ vyvojvy zavod, 1951—1957.

41. Трехфазный трансформатор с Т-образным соединением, Power Apparatus and Systems (США), 1958 (перевод ГПНТБ, П-5930).

42. Зворыкин А. А., Киржнер Д. М., Кундин М. В., Организация и планирование производства в угольной промышленности СССР, Углетехиздат, 1956.

43. Богоявленский В. С., Перспективы совершенствования конструкции и технологии изготовления магнитопроводов из холоднокатаной стали на Московском электрозаводе им. В. В. Куйбышева, «Электротехническая промышленность», 1962, № 9.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
Глава первая. Особенности работы передвижной трансформаторной подстанции и трансформатора в условиях шахты	4
1-1. Направления в развитии схем электроснабжения шахтных добычных механизмов	4
1-2. Режимы работы шахтных передвижных подстанций и трансформаторов	6
1-3. Требования, предъявляемые к шахтным передвижным подстанциям и трансформаторам	8
Глава вторая. Основные направления развития шахтных подстанций и трансформаторов	8
2-1. Вводные замечания	8
2-2. Сухие трансформаторы с естественным воздушным охлаждением на кремнийорганической изоляции	9
2-3. Сухие трансформаторы с кварцевым заполнением	19
Глава третья. Кварцевый песок как наполнитель взрывобезопасных трансформаторов	22
3-1. Вводные замечания	22
3-2. Взрывозащитные свойства кварцевого заполнения	24
3-3. Физико-химические свойства кварцевого песка, применяемого для заполнения трансформаторов	28
3-4. Разгрузочная способность кварцевого песка	30
3-5. Толщина взрывозащитного слоя кварцевого заполнения	31
3-6. Электрические расстояния (расстояния утечки) в кварцевом заполнении	35
3-7. Особенности конструктивного исполнения кожуха трансформатора, заполненного кварцевым песком	36
3-8. Технология приготовления кварцевого песка	37
Глава четвертая. Расчет кварцenaполненных трансформаторов	38
4-1. Электромагнитный расчет	38
4-2. Расчет добавочных потерь в обмотках и потерь в элементах конструкции трансформатора	45
4-3. Расчет механических сил в обмотках	50
4-4. Расчет кварцenaполненных трансформаторов на ЦВМ	51
4-5. Тепловой расчет кварцenaполненных трансформаторов	59

Глава пятая. Конструирование, изготовление и испытание кварцenaполненных трансформаторов и подстанций	63
5-1. Общие замечания	63
5-2. Выемная часть	65
5-3. Кожух трансформатора	83
5-4. Ходовая часть трансформатора	85
5-5. Вводные коробки и муфты	86
5-6. Изоляторы и контактные зажимы трансформаторов и подстанций	92
5-7. Электрическая схема подстанции	95
5-8. Распределительное устройство низкого напряжения	103
5-9. Распределительное устройство высокого напряжения	113
5-10. Выбор параметров взрывозащиты, изоляционных промежутков и путей утечки конструкции	126
5-11. Кварцenaполненный трансформатор	133
Глава шестая. Энергетические и эксплуатационные характеристики кварцenaполненных трансформаторов	142
6-1. Напряжение короткого замыкания трансформаторов	142
6-2. Энергетические характеристики электродвигателей, питаемых от кварцenaполненных трансформаторов	145
6-3. Нагрузочная способность шахтных кварцenaполненных трансформаторов	146
6-4. Техничко-экономическое обоснование применения трансформаторов с малыми значениями u_k	150
Глава седьмая. Эксплуатация шахтных кварцenaполненных трансформаторов и подстанций	152
7-1. Вводные замечания	152
7-2. Установка и монтаж трансформаторов и подстанций	153
7-3. Эксплуатация трансформаторов и подстанций	160
Глава восьмая. Экономическая эффективность применения кварцenaполненных трансформаторов и подстанций	163
Глава девятая. Направления развития и совершенствования конструкций шахтных взрывобезопасных трансформаторов и подстанций	166
Литература	172

Цена 54 коп.