МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР

Главэнергоремонт Главтехуправление

РУКОВОДСТВО ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–750 кВ, МОЩНОСТЬЮ 80 МВ·А И БОЛЕЕ

СПО

СОЮЗТЕХЭНЕРГО

МОСКВА 1978

gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВЭНЕРГОРЕМОНТ ГЛАВТЕХУПРАВЛЕНИЕ

РУКОВОДСТВО ПО КАПИТАЛЬНОМУ РЕМОНТУ ТРАНСФОРМАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЕМ 110–750 кВ, МОЩНОСТЬЮ 80 МВ·А И БОЛЕЕ

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА И ИНФОРМАЦИИ СОЮЗТЕХЭНЕРГО
МОСКВА 1978

УДК 621.314.222.6(083.96)

Составлено ЦКБ Главэнергоремонта

Руководство распространяется на силовые трансформаторы общего назначения напряжением 110-750 кВ, мощностью 80 МВ·А и более, определяет объем и последовательность работ, а также содержит указания по технологии и организации работ при капитальном ремонте.

Руководство разработано ЦКБ Главэнергоремонта совместно с ПО "Запорожтрансформатор" и предназначено для эксплуатационного и ремонтного персонала, имеющего опыт по ремонту трансформаторов.

С выпуском настоящего Руководства аннулируется "Инструкция по капитальному ремонту трансформаторов напряжением 110-500 кВ, мощностью 80 МВ·А и более", ранее изданные инструкции и технологические указания по капитальному ремонту должны быть приведены в соответствие с настоящим Руководством.

© СПО Союзтехэнерго, 1978.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. В в е д е н и е 4

2. Организация ремонта трансформатора 6

3. Приемка в ремонт трансформатора и хранение ремонтного фонда I6

4. Демонтаж трансформатора на фундаменте и доставка его на место ремонта I7

5. Разборка трансформатора I8

6. Осмотр и ремонт активной части 20

7. Ремонт основных наружных узлов трансформатора и подготовка его к сборке 3I

7.I. Ремонт бака 3I

7.2. Ремонт расширителя 32

7.3. Ремонт предохранительных устройств 33

7.4. Ремонт вводов 33

7.5. Ремонт контрольно-измерительной аппаратуры 39

7.6. Подготовка к сборке трансформатора 40

8. Ремонт системы охлаждения 40

8.I. Ремонт системы охлаждения типа ДЦ 40

8.2. Ремонт системы охлаждения типа Ц 46

9. Сборка трансформатора 48

I0. Защитные покрытия 52

II. Испытания трансформатора 52

I2. Монтаж трансформатора на фундаменте и его сдача 53

I3. Требования к трансформаторным маслам 54

I4. Перечень стандартов и руководящих документов 55

П р и л о ж е н и е I. Определение параметров индукционной обмотки для прогрева трансформатора... 57

П р и л о ж е н и е 2. Опрессовка обмоток трансформаторов гидравлическими домкратами при капитальном ремонте 62

П р и л о ж е н и е 3. Ориентировочный перечень материалов, необходимых для проведения капитального ремонта 7I

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
Главэнергоремонта
Минэнерго СССР
В.И.КУРКОВИЧ
24 мая 1977 г.

УТВЕРЖДАЮ:
Зам.начальника
Главтехуправления
Минэнерго СССР
К.М.АНТИПОВ
2 июня 1977 г.

СОГЛАСОВАНО:
Главный инженер
ПО "Союзтрансформатор"
Минэлектротехпрома
В.К.МАТВИЕНКО
14 июня 1977 г.

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. Настоящее Руководство выпущено в качестве руководящего технического документа по капитальному ремонту силовых трансформаторов (автотрансформаторов) общего назначения напряжением 110-750 кВ, мощностью 80 МВ·А и более отечественного производства, выполняемому в незаводских условиях.

Руководство составлено в соответствии с требованиями стандартов на ремонтную документацию, а также с учетом опыта эксплуатации и ремонта новых типов трансформаторов напряжением до 750 кВ включительно и с учетом изменений директивных документов.

Руководство дополнено методическими указаниями по опрессовке обмоток гидравлическими домкратами при капитальном ремонте трансформаторов, требованиями по проверке крепежа и некоторыми другими справочными материалами.

Из Руководства исключены методические указания по вскрытию дополнительной изоляции катушек при ее наличии.

I.2. Настоящее Руководство предназначено для персонала электростанций, предприятий электрических сетей, ремонтных предприятий и организаций Минэнерго СССР, занимающихся эксплуатацией и ремонтом трансформаторов, а также для представителей заводов-изготовителей трансформаторов, участвующих в капитальном ремонте трансформаторов в незаводских условиях.

I.3. В настоящем Руководстве даны общие технические требования на ремонт, типовая технология ремонта, технологические указания на отдельные работы и операции, перечень необходимого оборудования, оснастки и инструментов, применяемых при ремонте, а также некоторые нормативные и справочные материалы.

I.4. Капитальный ремонт представляет собой объем работ, выполняемый при планово-предупредительном ремонте трансформатора без разборки его активной части.

I.4.I. Активная часть:

а) магнитопровод: измерение сопротивления междистовой изоляции активной стали по пакетам. Осмотр и определение состояния магнитопровода. Выявление замыканий активной стали, возможных деформаций консолей, выпадания листов стали, прутков масляных каналов и состояния экранов и всех заземлений. Проверка состояния твердой изоляции стяжных шпилек, полубандажей, брусьев, а также проверка усилий затяжки шпилек, болтов и полубандажей на верхнем и нижнем ярмах магнитопровода. Очистка от шлама, грязи и посторонних предметов, устранение мелких дефектов, выявленных в процессе осмотра магнитопровода;

б) обмотки: проверка состояния обмоток, очистка и промывка вертикальных и горизонтальных каналов, проверка состояния витковой и дополнительной изоляции, измерение каналов между дисковыми катушками с дополнительной изоляцией в доступных местах, проверка опрессовки и опрессовка обмоток, проверка вертикальности столбов прокладок и устранение обнаруженных мелких дефектов;

в) схема соединения обмоток: проверка исправности изоляции и целостности перемычек, проверка паек, оценка степени старения изоляции, снятие креплений (перед опрессовкой обмоток), проверка целостности креплений и замена поврежденных, проверка расположения отводов и их затяжки;

г) переключающее устройство: проверка состояния контактов переключателей, зачистка их или замена, осмотр регулировочных отводов, деталей крепления, изолирующих цилиндров, мелкий ремонт и подтяжка контактов, осмотр механизмов и проверка их работы, наладка переключателей.

I.4.2. Бак и арматура: замена уплотнений на баке, проверка и ремонт упорного прутка, очистка и промывка бака, покраска наружных и внутренних поверхностей (при необходимости), осмотр и мелкий ремонт расширителя, арматуры, системы охлаждения, предохранительных устройств, покраска (при необходимости).

I.4.3. Вводы: осмотр, очистка, замена масла и уплотнений, мелкий ремонт, подготовка к испытаниям и испытания вводов.

I.4.4. Масло и изоляция: очистка и смена (при необходимости) масла в трансформаторе, сушка изоляции трансформатора (при необходимости).

I.4.5. Проверка защиты и вторичной коммутации, проверка и испытание силовых и контрольных кабелей.

I.4.6. Сборка и монтаж: сборка трансформатора с заменой всех уплотнений, испытание на герметичность, монтаж силовых и контрольных кабелей, установка приборов контроля нагрева и защиты. Монтаж и испытания трансформатора согласно "Нормам испытания электрооборудования" (СПО ОРГРЭС, 1977).

I.4.7. Наименования стандартов и руководящих документов, использованных при составлении Руководства, даны в разд.I4.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ РЕМОНТА ТРАНСФОРМАТОРА

2.I. Схема типового технологического процесса капитального ремонта трансформатора приведена на рис.I.

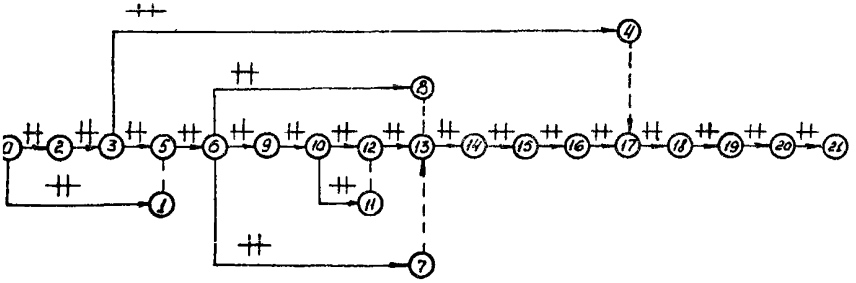


Рис.I. Схема типового технологического процесса капитального ремонта трансформатора:

I - подготовка к ремонту; 2 - отключение; 3 - отсоединение охладителей; 4 - ремонт системы охлаждения; 5 - доставка на ремонтную площадку; 6 - снятие вводов и арматуры; 7 - ремонт и испытание вводов; 8 - ремонт арматуры; 9 - прогрев трансформатора; I0 - вскрытие трансформатора; II - ремонт бака; I2 - ремонт и испытание активной части; I3 - сборка трансформатора; I4 - установка на трансформатор вводов и арматуры; I5 - заливка трансформатора маслом; I6 - окраска трансформатора; I7 - доставка на место установки; I8 - сборка системы охлаждения; I9 - испытания трансформатора; 20 - монтаж на фундаменте; 2I - заключительные работы

2.2. Каждая основная операция включает объем работ, который может выполняться отдельными специализированными звеньями.

В подготовку ремонта входят работы по подготовке технической документации, инструмента и приспособлений, по комплектовке и проверке необходимых материалов и запасных частей и подготовке ремонтных площадок.

При демонтаже производится отсоединение от трансформатора системы охлаждения, шин, силовых и контрольных кабелей и заземляющих шин. Трансформатор снимается с подставок, создающих уклон крышки. Устанавливаются заглушки на фланцы патрубков, охладители отправляются на место ремонта. Устанавливаются заглушки на краны и задвижки.

Доставка трансформатора с фундамента на место ремонта и обратно на фундамент представляет собой перемещение его на собственных катках по рельсовым путям, в том числе разворот катков на 90° для изменения направления движения, перемещение и установку такелажной оснастки и оборудования.

При снятии вводов, навесных охладителей и арматуры производится демонтаж всех узлов и частей с бака трансформатора (вводов, трансформаторов тока, клапанов, задвижек, выхлопной трубы и расширителя с газоотводной системой).

Работы по прогреву трансформатора включают мероприятия по обеспечению его необходимой электрической мощностью, утеплению и намотке индукционной обмотки на бак трансформатора и наблюдению за ходом прогрева.

Ремонт арматуры и системы охлаждения включает разборку, промывку, чистку, сборку, замену уплотнений и изнашивающихся деталей, заварку трещин и испытание на герметичность.

При вскрытии, ремонте и испытаниях активной части сливается масло из бака, съемная часть бака снимается и устанавливается на место ремонта. Производится осмотр активной части, опрессовка магнитопровода и обмоток, замена изоляции стяжных устройств магнитопровода, испытания отдельных узлов активной части; предохраняется крепеж от самоотвинчивания, проверяется состояние других частей.

При ремонте бака проводятся работы по заварке течей, правке вмятин и исправлению других повреждений, замена уплотнений под

фланцами и покраска (при необходимости) внутренних и наружных поверхностей.

Ремонт и испытание вводов включают замену масла и уплотнений, вакуумировку (при необходимости), испытание на герметичность и определение изоляционных характеристик.

При сборке трансформатора производятся установка съемной части бака на поддон, установка кранов, заглушек и герметизация, проверка бака на натекание, заливка трансформатора маслом под вакуумом.

Для установки на трансформатор вводов и арматуры все устанавливаемые на баке узлы, предварительно отремонтированные и испытанные, комплектуются на ремонтной площадке, после чего устанавливаются на баке.

При доливке маслом трансформатор заливается до максимального рабочего уровня, производится испытание на герметичность и устранение течей, выявленных при испытании. После установки трансформатора на фундамент к нему присоединяются шины, кабели и маслоохладители. Система охлаждения вакуумируется и заполняется маслом. Проводится ремонт и наладка средств пожаротушения. Подсоединяются цепи вторичной коммутации и управления.

Испытания трансформатора проводятся в соответствии с "Нормами испытания электрооборудования".

Заключительные работы состоят из подготовки трансформатора и его включения, уборки оборудования и устранения посторонних предметов с трансформаторной ячейки.

2.3. Производство капитального ремонта трансформатора можно разделить на отдельные участки работ, как приведено на рис.2.

Демонтаж и монтаж трансформатора выполняется на месте установки (на фундаменте). От места установки трансформатора до места вскрытия должен быть проложен рельсовый путь для перекатки трансформатора на собственных катках, оснащенный якорями для закрепления электрических лебедок, полиспастов и блоков.

Помещение, где производится разборка и сборка трансформатора, должно иметь железнодорожный въезд на глубину 20 м с якорем для закрепления полиспаста на конце и должно быть оснащено тихоходным грузоподъемным оборудованием, соответствующим весу наиболее тяжелой съемной части трансформатора, и всем необходимым тех-

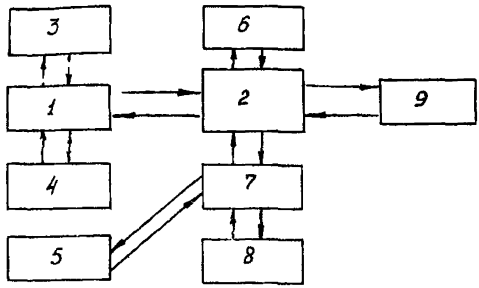


Рис.2. Схема технологических участков капитального ремонта трансформатора:

I - место установки трансформатора (демонтаж и монтаж); 2 - участок разборки и сборки трансформатора; 3 - участок изготовления мелких деталей и узлов; 4 - участок ремонта системы охлаждения; 5 - участок ремонта арматуры и мелких узлов; 6 - участок ремонта и испытания вводов; 7 - участок ремонта бака и крышки; 8 - участок ремонта расширителя и выхлопной трубы; 9 - участок ремонта и испытаний приборов защиты и контроля

нологическим оборудованием. Помещение должно отапливаться и должно быть обеспечено противопожарными средствами.

Место ремонта охладителей должно быть оснащено необходимым технологическим оборудованием (маслонасосом, гидравлическим прессом, баками для чистого и отработанного масла и др.), а также грузоподъемным оборудованием, должна быть выделена площадка для производства сварочных работ.

Ремонт арматуры и мелких узлов должен выполняться в помещении, оборудованном слесарным верстаком и гидропрессом 0,6 МПа, маслонасосом и грузоподъемными механизмами, соответствующими весу наиболее тяжелого узла, при наличии емкостей для чистого, сухого, свежего и отработанного масла и необходимого слесарного инструмента.

Место ремонта и испытания вводов должно быть освобождено от постороннего оборудования, огорожено барьером, оснащено необходимым технологическим оборудованием для ремонта и средствами для испытания.

Участки ремонта "колокола" (съемной части бака), расширителя и выхлопной трубы должны быть оснащены грузоподъемным оборудованием, газосварочным оборудованием и средствами пожаротушения.

Для ремонта трансформаторов участки ремонта и испытания приборов и изготовления мелких деталей и узлов не выделяются. Работы по ремонту приборов и изготовлению мелких деталей и узлов производятся в лаборатории КИПиА и механической мастерской предприятия, где выполняется ремонт трансформатора.

2.4. Место ремонта должно обеспечивать защиту активной части и вводов от пыли и влаги, размещение трансформатора, его узлов и технологического оборудования в соответствии с их весами, указанными в чертеже, должно быть оснащено необходимым технологическим оборудованием (табл.I), иметь проходы шириной не менее I м между узлами и участками. Место ремонта должно иметь необходимую технологическую высоту (для подъема "колокола", вводов, охладителей и др.), а также вентиляцию, достаточную для поддержания чистоты воздуха на всех участках.

Примечания: I. Допускается проводить ремонт на месте установки, когда возможно обеспечение проведения ремонта в требуемом объеме без снятия "колокола" и защита активной части от попадания пыли и влаги временными и инвентарными средствами.

2. При выполнении ремонта на подстанции или ОРУ ремонтную площадку необходимо оборудовать вагончиком с освещением и отоплением для дежурства ремонтного персонала, хранения запасных частей, инструмента и проведения мелких ремонтных работ.

2.5. Подъемно-транспортные средства должны быть тихоходными, соответствовать по грузоподъемности весам узлов и деталей трансформатора в заводском чертеже и быть испытанными в сроки, соответствующие указанным в технической документации.

2.6. Для проведения капитального ремонта трансформатора необходимо разработать проект организации ремонта (ПОР), который следует утвердить за месяц до начала ремонта.

В ПОР должны войти следующие документы:

а) ведомость объема работ, составленная с учетом действующих циркуляров Минэнерго СССР;

б) комплект чертежей трансформатора и другая техническая документация, необходимая для выполнения всего ремонта;

в) чертежи и документация на изготовление нестандартной ос-

Таблица I

Перечень приспособлений, такелажной оснастки и оборудования для ремонта трансформаторов

Наименование	Примечание
Демонтаж и перекатка трансформатора на ремонтную площадку	
Передвижная электролебедка грузоподъемностью 5 т с зажимным устройством к головкам железнодорожных рельсов	Выбор троса в каждом конкретном случае производить, исходя из допустимого усилия при такелаже и длины полиспаста
Оборудование для сварки и резки металлов	-
Блоки одно-, двух- и трехроликовые грузоподъемностью 5, 10 и 20 т	-
Домкраты гидравлические с гидравлической установкой ДГ-50 и ДГ-100, реечные РД-5, РД-10	Количество домкратов и условия подъема должны соответствовать требованиям технической документации на данный трансформатор
Плиты опорные под домкраты	-
Стропы, трос	-
Лестницы деревянные	-
Средства пожаротушения	-
Емкости под масло	-
Зажимы тросовые М-20	-
Заглушки на фланцы	-
Хлопчатобумажная веревка	-
Разборка, вскрытие и ремонт активной части	
Оборудование и приспособления для прогрева активной части трансформатора	-
Траверсы (талрепы с винтовыми стяжками) для снятия вводов	-
Траверсы для подъема съемной части бака и активной части	Если подъем активной части предусмотрен
Инвентарные подставки для установки вводов	-
Стропы соответствующей грузоподъемности	Выбор и количество стропов производить по весовым данным демонтируемых узлов

Продолжение таблицы I

Наименование	Примечание
Серьги и восьмерки соответствующей грузоподъемности	-
Заливка масла	
Центрифуги производительностью I500-5000 м³/ч, цеолитовая установка, установка для дегазации масла	Оборудование используется также при сушке трансформатора
Трубопровод для масла	-
Шланги гофрированные диаметром 50 мм, резиновые диаметром I2,20, 25 мм	-
Маслоуказатель	-
Переходные фланцы с патрубками	-
Маслоподогреватель, обеспечивающий температуру 60°С	-
Аппарат АМИ-60 для испытания диэлектрической прочности масла	-
Масляный насос производительностью 6 м³/ч	-
Хомуты обжимные для шлангов	-
Для системы вакуумирования	
Вакуум-насосы ВН-4г, ВН-6г, ВН-300	Оборудование используется также при сушке трансформатора
Вакуумный трубопровод с внутренним диаметром не менее 80 мм	-
Гофрированный шланг для подсоединения к вакуумметру (можно кислородный шланг) и вводам	-
Штуцеры и шланги для подсоединения маслонаполненных вводов к вакуум-системе	-
Охладительная колонка	-
Ловушка для сбора конденсата	Возможно использование вакуумметров других исполнений
Приборы для измерения остаточного давления	-
Фильтр для очистки подсасываемого воздуха	-
Бачок для слива масла со дна бака (при сушке трансформатора)	-

Окончание таблицы I

Наименование	Примечание
Осмотр и ремонт отдельных узлов трансформатора	
Маслонасос ручной БКФ-4	-
Манометр 0,3-0,5 МПа	-
Компрессор передвижной типа 0-38А производительностью 0,5 $м^3$/ч с избыточным давлением 0,6 МПа	-
Фильтр-пресс с маслоподогревателем производительностью I500-3000 л/ч	
Сварочный трансформатор	-
Пульверизатор	-
Шлифовальная плита	-
Абразивный круг мелкозернистый	-
Комплект слесарного инструмента	-
Подсушка трансформатора	
Токоизмерительные клещи, мегомметры I000 и 2500 В, мост МД-I6, приборы ЕВ-3, ПКВ-7, термометр (любого исполнения от 0 до I00°С)	-
Комплект коммутационной аппаратуры с дистанционным управлением, выбранный в соответствии с параметрами намагничивающей обмотки	Для индукционного прогрева
Оборудование для заливки масла и вакуум-системы	-
Комплект оборудования для прогрева постоянным током	-

настки и инструмента, спецификация на запасные части и материалы;

г) график ремонта трансформатора.

Примечания: I. При определении объема работ подлежащих выполнению на каждом конкретном трансформаторе, необходимо также руководствоваться эксплуатационными и противоаварийными циркулярами Минэнерго СССР и рекомендациями завода-изготовителя, относящимися к данному трансформатору.

2. При ремонте, монтаже, испытаниях и включении трансформатора в работу необходимо руководствоваться требованиями правил техники безопасности и противопожарной безопасности.

2.7. Перед началом капитального ремонта в соответствии с ПОР проводить подготовку и проверку:

- состояния такелажных средств (блоков, лебедок, полиспастов, стропов и пр.) и документации на них (о сроках испытаний и величине допустимых нагрузок);

- конструкции лесов, сооружаемых вокруг активной части, совместно с местным инженером по технике безопасности;

- инструментов и приспособлений;

- переносных грузоподъемных устройств и документации на них;

- железнодорожных путей, якорей для крепления лебедок, блоков и полиспастов;

- оборудования и материалов для прогрева трансформатора;

- наличия новых маслостойких уплотнений под фланцы и разъем бака, маслостойкого клея и растворителя для очистки поверхностей в местах разъема, обтирочного материала для очистки поверхностей вводов, материалов для изолировки отводов, стяжных конструкций магнитопровода, комплекта неметаллических шпилек с гайками, электрокартона толщиной 0,5-2 мм.

Примечания: I. Слесарный инструмент промаркировать и вести учет в период ремонта.
2. Лакоткань резать под углом 45^{0} к нитям основы.
3. Весь изоляционный материал предварительно просушить при температуре $I00-II0^{0}C$ в течение 45 ч при остаточном давлении не более $667 \cdot I0^{-6}$ МПа с последующей пропиткой маслом под вакуумом.

2.8. Место ремонта должно быть оснащено:

- электросборкой, обеспечивающей возможность одновременного подключения схемы сушки трансформатора, сварочного и паячного агрегатов, электроинструмента;

- электросборкой для подключения местного освещения;

- подводкой сжатого воздуха на 05-0,6 МПа;

- слесарными верстаками и стеллажами для раскладки мелких узлов и деталей изоляции;

- маслопроводом, идущим от маслохозяйства, баками для хранения чистого сухого и отработанного масла, маслоочистительной аппаратурой;

- вакуумными установками. В качестве контрольных приборов применять приборы ВСБ-I или ВГ-3.

2.9. К проведению капитальных ремонтов трансформаторов допускается персонал, знающий "Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок электростанций и подстанций" ("Энергия",

I972), обученный безопасным методам работы в электрических установках и прошедший проверку знаний в квалификационной комиссии с присвоением квалификационной группы, подтверждаемой удостоверением установленной формы.

Персонал, допущенный к ремонту трансформаторов, должен быть обучен приемам оказания первой помощи пострадавшим от несчастных случаев.

2.I0. Все участки ремонта и установленное на них оборудование, приборы и применяемый во время ремонта инструмент должны обеспечивать безопасность работ по ремонту трансформаторов.

Машины, приспособления, оснастка и инструмент, применяемые при ремонте, должны быть исправными и испытанными в соответствии с нормами и сроками, предусмотренными правилами техники безопасности, правилами Госгортехнадзора СССР, заводскими и типовыми инструкциями.

Работы на высоте более I,5 м необходимо проводить только с лесов. Годность лесов для производства на них работ должна быть подтверждена инженером по технике безопасности.

Участки, на которых проводятся электро-газосварочные работы, должны быть отгорожены от других участков ремонта плотными негорючими щитами. Лица, занятые на производстве электро-газосварочных работ, должны иметь защитные маски или очки.

При работе в закрытых сосудах необходимо пользоваться безопасным напряжением I2 В и выполнять работу составом звена не менее 2 чел.

При такелажных работах стропку следует производить только испытанными и исправными стропами соответствующей грузоподъемности.

При опрессовке обмоток гидравлическими домкратами скорость подъема давления в системе не должна превышать 0,5 МПа/с. Подачу команд на включение и отключение гидроустановки должно производить лицо, состоящее в звене, выполняющем опрессовку, кроме того, оно должно следить за тем, чтобы поршни домкратов не выходили за критическую отметку.

Переносные лестницы должны быть исправными и испытанными. На концах лестниц должны быть резиновые для твердых и металлические для мягких полов наконечники. Высота лестниц не должна превышать 5 м.

Станки и инструмент с электрическим приводом должны быть надежно заземлены.

При сушке трансформатора зона вокруг него должна быть ограждена. На ограждении должны быть вывешены запрещающие плакаты.

2.II. Место ремонта трансформатора должно быть оснащено средствами пожаротушения в соответствии с требованиями пожарной охраны. Для утепления бака при сушке запрещается применять воспламеняющиеся материалы. Промышленные отходы следует хранить в металлических ящиках.

Запрещается рядом с трансформатором, включенным в сушку, производить электро-газосварочные работы, разводить огонь и пр.

На время проведения сушки трансформатора должно быть установлено круглосуточное дежурство.

3. ПРИЕМКА В РЕМОНТ ТРАНСФОРМАТОРА И ХРАНЕНИЕ РЕМОНТНОГО ФОНДА

3.I. Трансформатор сдавать в ремонт полностью в рабочем состоянии со всей технической, ремонтной и эксплуатационной документацией, а также с комплектом необходимых для ремонта запасных частей, деталей, материалов, инвентарной оснастки и оборудования для выполнения ремонта.

3.2. Перед демонтажем трансформатора для сравнения изоляционных показателей до и после ремонта должны быть выполнены предварительные изоляционные испытания (см.разд.II).

3.3. Трансформаторы к месту разборки и вскрытия активной части и обратно доставлять:

а) с навесными охладителями - полностью в собранном виде с охладителями, вводами, расширителем, предохранительными устройствами, арматурой и приборами;

б) с выносными охладителями - полностью в собранном виде, но без охладителей. Охладители к месту ремонта доставляются отдельно герметично закрытыми и залитыми сухим маслом.

3.4. Запасные вводы хранить:

- сухие - в заводской упаковке в сухом помещении;

- маслонаполненные - в отапливаемом сухом помещении на специальных подставках залитыми чистым и сухим маслом.

3.5. Запасные охладители хранить в деревянной упаковке в сухом помещении, залитыми сухим маслом и герметично закрытыми.

3.6. Запасные маслонасосы системы охлаждения трансформатора хранятся в заводской упаковке залитыми сухим маслом и герметично закрытыми.

3.7. Запасные вентиляторы системы охлаждения хранить в сухом помещении в заводской упаковке.

4. ДЕМОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРА НА ФУНДАМЕНТЕ И ДОСТАВКА ЕГО НА МЕСТО РЕМОНТА

4.I. Отсоединить шины и спуски от вводов, силовые и контрольные кабели от двигателей и приборов и заземление трансформатора.

4.2. Провести тщательный внешний осмотр трансформатора с целью определения мест и причин внешних дефектов и занести эти дефекты в ведомость объема работ.

4.3. Слить из расширителя масло, проверить работу маслоуказателя и газового реле, затем перекрыть кран между расширителем и баком.

4.4. Перекрыть задвижки между охладителями и баком трансформатора. Слить масло из маслопроводов, отсоединить маслопроводы от трансформатора и установить на фланцах маслопроводов и задвижках бака заглушки с маслоспускными пробками. Заполнить маслом все маслопроводы и охладители.

Примечание. У навесных охладителей перекрыть только задвижки и краны. Отсоединить ошиновку, силовые и контрольные кабели.

4.5. Произвести на всех рельсах разметку мест их сопряжений с катками кареток трансформатора, приподнять домкратами трансформатор со стороны расширителя, убрать с рельсов подкладки, обеспечивающие наклон трансформатора по оси расположения газового реле. Осмотреть каретки и катки, смазать оси катков. Опустить трансформатор на рельсы и закрепить каретки к дну бака.

4.6. Закрепить блоки полиспаста за якорь и специальную конструкцию на трансформаторе для перемещения его по поперечной оси. Постепенно разматывая трос с барабана лебедки, пропустить его через

оттяжной блок, зарядить полиспаст, закрепить конец троса за ушко в блоке и выбрать слабину в полиспасте. Тщательно проверить состояние кареток и путей перекатки.

4.7. Проверить стыки на крестовинах рельсовых путей, установить на стыках рельсов крестовин вставки и укрепить их.

4.8. Доставку трансформатора с фундамента на ремонтную площадку осуществлять следующим образом:

- перекатить трансформатор с фундамента на повторную крестовину;

- приподнять трансформатор на I50 мм, повернуть каретки на 90°, опустить трансформатор, закрепить каретки, переставить вставки в крестовинах, переставить полиспаст;

- перекатить трансформатор на 40-50 м и переставить полиспаст.

Операции поворота катков и перекатки по продольной и поперечной осям повторять по всему пути перекатки. Перекатывать трансформатор плавно, без рывков со скоростью, не превышающей 8 м/мин. Тяговое усилие должно быть параллельно направлению оси рельсовых путей.

Примечание. Подъем трансформатора с помощью гидравлических домкратов осуществлять плавно, контролируя по манометрам, установленным на этих домкратах, равномерность нагрузки на домкраты. Гидравлические домкраты устанавливать только в местах, указанных в технической документации трансформатора. Устанавливаемые гидравлические домкраты должны иметь предохранительные гайки на головках поршней.

5. РАЗБОРКА ТРАНСФОРМАТОРА

5.I. Вскрытие активной части производить при окружающей температуре не ниже +I0°С. Перед вскрытием принять меры по предотвращению увлажнения активной части трансформатора.

5.2. Перед вскрытием трансформатор должен быть прогрет до температуры, превышающей на I0°С температуру окружающего воздуха, она должна поддерживаться на поверхности наружной обмотки во время всего периода нахождения активной части на воздухе.

Время пребывания активной части на воздухе при соблюдении условий, указанных в пп.5.I и 5.2, не должно превышать:

- при относительной влажности до 65% - 32 ч;

- при относительной влажности 65-80% - 24 ч.

Примечания: I. Началом вскрытия активной части трансформатора считается начало слива масла, а концом - начало вакуумирования перед заливкой.
2. В период осмотра и ремонта активной части, а также после ремонта до полной герметизации в целях сохранения активной части от увлажнения рекомендуется производить внутри бака продувку сухим подогретым воздухом. Для нагнетания сухого воздуха в бак рекомендуется применять агрегат "суховей" конструкции треста "Электромонтаж" и ПО "Запорожтрансформатор". При этом время пребывания активной части на воздухе можно увеличить в соответствии с инструкцией завода-изготовителя ОВБ 415 004.
3. Продолжительность разгерметизации указано для трансформаторов напряжением до 500 кВ.

5.3. Произвести внешний осмотр. О замеченных дефектах сделать запись в дефектной ведомости.

5.4. Произвести испытания трансформатора (см.разд.II).

5.5. Ознакомиться по габаритному чертежу трансформатора со схемами стропки элементов арматуры, вводов, бака и других узлов трансформатора.

5.6. Слить масло из бака с подсосом воздуха через воздухоосушитель. Воздухоосушитель установить после частичного слива масла и демонтажа выхлопной трубы (аварийного клапана).

5.7. Демонтировать газоотводные трубы, краны, задвижки, расширитель, выхлопную трубу и клапаны.

5.8. Демонтировать вводы:

- у наклонных вводов отвернуть наконечник и ввернуть в наконечник отвода рым-болт, закрепить тросик за рым-болт для поддержания отвода при снятии ввода;

- у вводов клеммного исполнения отсоединить внутри бака отвод обмотки от ввода с помощью специального набора ключей;

- все отводы подвязать к конструкциям активной части и произвести подчистку контактных соединений ввода с обмоткой;

- снятые изоляционные детали хранить в масле, исключив при этом возможные механические повреждения;

- вводы хранить в вертикальном положении на специальных подставках;

- демонтаж вводов ГБМТ (с баками давления) производить вместе с баками давления, предохраняя соединительную трубку от повреждений и резких изгибов (радиус изгиба должен быть не менее 90 мм).

Во избежание повреждения фарфоровых покрышек кран между бачком давления и вводом должен быть открыт.

5.9. Снять установки трансформаторов тока с бакелитовыми цилиндрами (предварительно проверить зазоры между цилиндрами и активной частью, которые должны быть не менее 30 мм).

5.10. Узлы, оси которых в рабочем положении наклонены, снимать с трансформатора с чередованием горизонтальных и вертикальных перемещений.

5.11. Снять вводы НН, отсоединив гибкие соединения через специальные люки, а также коробки вводов. Вводы, устанавливаемые в обойме, снимать вместе с обоймой.

5.12. Вкрутить до упора домкратные винты для фиксации переключающего устройства погружного типа, отсоединить крепление переключающего устройства к баку трансформатора.

5.13. Произвести маркировку отводов, отсоединить их от переключателей напряжения и закрепить за активную часть. Проверить зазоры между деталями активной части (консолями, активной сталью, отводами, креплениями и др.) и баком. Осмотреть узлы крепления активной части в баке с целью определения отсутствия подгаров, целостности изоляции и общего механического состояния. Отсоединить внутри бака заземляющие шинки, распорные болты, расцепить валы переключающих устройств, предварительно нанеся риски на муфты сцепления, разобрать систему направленного движения масла (при наличии) и крепления переключателей к баку.

5.14. Разболтить разъем бака, отпуская равномерно болты по периметру. Разболчивание начинать с середины боковых сторон. Демонтировать леса вокруг трансформатора.

5.15. Выполнить стропку согласно указаниям габаритного чертежа трансформатора. Приподнять съемную часть бака приблизительно на 100 мм, проверить балансировку и отсутствие мест касания съемной части бака ("колокола") с активной частью, плавно поднять ее над активной частью и опустить на отведенное для нее место.

6. ОСМОТР И РЕМОНТ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

6.1. Произвести испытания активной части (см.разд.II).

6.2. Магнитопровод. Осмотреть консоли и прессующие винты. В случае большой деформации консолей их необходимо снять, отрихто-

вать, подварить, тщательно очистить, обезжирить и окрасить маслостойкой нитроэмалью.

Проверить состояние прессовки магнитопровода. При ослаблении шпилек (полубандажей) подпрессовать ярма магнитопровода и предохранить гайки от самоотвинчивания. Внешним осмотром выявить места перегревов, забоин и шлакообразования. Заменить дефектную изоляцию стяжных шпилек (полубандажей). Восстановить в доступных местах разрушенную межлистовую изоляцию листов активной стали конденсаторной бумагой или бакелитовым лаком (путем пропитки). Выправить забоины и удалить шлакообразования. Затянуть шпильки (полубандажи). Испытать изоляцию стяжных устройств и консолей. При обнаружении замыкания между заземленными частями конструкции магнитопровода при снятых шинах заземления, его необходимо устранить путем создания зазора (не менее 8 мм по маслу) или прокладывания электрокартона толщиной более 3 мм в месте касания. При этом должны быть приняты меры, исключающие продавливание электрокартона. Электрокартонные прокладки надежно закрепить.

6.3. Обмотки и изоляция. Осмотреть доступные части изоляции обмоток, убедиться в отсутствии мест касания перегородки с обмоткой и отводами (расстояние от перегородок до прессующих колец и других заземленных частей должно быть не менее 30 мм). Возможные места касания тщательно осмотреть (установить наличие следов электрических разрядов, цвет, механическую прочность). Осмотреть крепление экранирующих витков. Проверить вертикальность столбов прокладок (отклонения допустимы в пределах ± 5 мм от вертикальной оси прокладок). При отклонениях выше допустимых их выправить.

6.4. Проверить состояние экранов вводов и боковых ярем, крепление реек изоляционных барьеров и экранов. Ослабленные крепления подтянуть (при необходимости просверлить в экранах новые отверстия и закрепить экраны).

6.5. Определить состояние и качество изоляции и принять решение о дальнейшей эксплуатации трансформатора и мерах по восстановлению или замене изоляции и обмоток.

6.6. Опрессовать обмотки гидравлическими домкратами усилием, указанным в табл.2. Для этого необходимо:

- установить требуемое количество рабочих цилиндров на каждое прессующее кольцо, располагая их около прессующих винтов по окружности;

- собрать схему гидравлической опрессовки, закачать в систему масло и выпустить воздух. Во избежание перекосов гидравлических домкратов необходимо следить, чтобы поверхности поршней и корпусов домкратов соприкасались с опорными поверхностями прессующих колец по всей плоскости;

- создать в системе с помощью насоса давление равное расчетному. Расчет усилий и значения давления по манометру при опрессовке обмоток трансформатора производить согласно местной инструкции по запрессовке;

- зафиксировать положение прессующих колец прессующими винтами, предварительно проверив состояние изоляционных коробочек.

Примечания: 1. Опрессовку обмоток гидравлическими домкратами производить от обмотки с большими усилиями к обмотке с меньшими усилиями опрессовки, с последующей проверкой предыдущей.
2. Для предотвращения разрывов шлангов при работе следить, чтобы радиус изгиба шлангов высокого давления был не менее 90 мм.
3. При опрессовке обмоток руководствоваться указаниями чертежей в отношении допусков на осевые отклонения размеров обмоток.
4. Перед опрессовкой обмоток убедиться в целостности и прочности поддомкратных прокладок.

6.7. Как исключение допускается опрессовывать обмотки собственными винтами. Плечо рычага ключа выбирать в зависимости от усилия, заданного на один прессующий винт, или от общих усилий согласно табл.2, 3 и 4. Контроль усилий проводить по динамометру. Опрессовку обмоток собственными винтами производить равномерно по всему периметру с двух диаметрально противоположных сторон.

6.8. Проверить целостность креплений отводов; поврежденные детали заменить новыми, предварительно просушенными при температуре 100-105°С в течение не менее 48 ч при остаточном давлении $667 \cdot 10^{-6}$ МПа и пропитанными маслом под вакуумом при температуре 50°С.

Проверить состояние паек контактных соединений. При обнаружении потемнения изоляции в местах паек необходимо изоляцию срезать на конус (длина конуса должна составлять не менее десятикратной толщины изоляции) и оценить степень старения, проверить состояние пайки (при необходимости перепаять) и заизолировать место пайки новой изоляцией (бумагой, лакотканью).

Проверить затяжку гаек крепежа и при необходимости затянуть

Таблица 2

Усилия опрессовки обмоток трансформаторов

Тип трансформатора (автотрансформатора)	Усилия опрессовки обмоток, кН		
	НН	$ВН_2$ / СН	ВН
Класс напряжения до 35 кВ			
ТРДН-25000/35	254	88	392
ТРДНС-25000/35	529	I47	499
ТРДН-32000/35	372	98	392
ТРДНС-32000/35	559	69	48I
ТРДНС-40000/35	637	59	647
ТРДНС-63000/35	92I	98	6I8
ТДЦ-80000/35	I30	-	2I5
ТРДНС-I6000/35	32I	77	4I5
Класс напряжения свыше 35 до II0 кВ			
ТРДН-25000/II0	I56	25	I24
ТРДН-32000/II0	I60	33	I72
ТДТН-40000/II0	333	274/I76	46I
ТДТНГ-60000/II0	353	372	784
ТДТН-80000/II0	303	392/205	657
ТДТН-63000/II0	3I4	328	6I8
ТДЦГ-90000/II0	248	-	440
ТДЦ-I25000/II0	208	-	366
ТДЦ-200000/II0	250	-	588
ТДЦ-250000/II0	I074	-	392
ТДЦ-400000/II0	I068	-	637
ТДТН-25000/II0	380	292	464
ТРДН-40000/II0	2I0	44	266
ТРДЦН-63000/II0	228	59	304
ТД-80000/II0	340	-	633
ТРДЦН-80000/II0	3II	388/2I5	7II
Класс напряжения I50 кВ			
АТДЦТГ-90000/I50	420	208	354
ТДТН-63000/I50	3I8	452	2I5
ТДТН-40000/I50	5I2	432	688
ТРДН-32000/I50	236	69	245

Продолжение таблицы 2

ТДТН-25000/150	310	192	514
ТДТН-16000/150	417	308	299
ТДН-16000/150	630	-	317
Класс напряжения 220 кВ			
АТДТГН-32000/220	205	392	186
ТРДН-32000/220	245	98	314
АТДЦТГН-63000/220	274	421	215
АТДЦТН-125000/220	198	288	568
ТДЦГ-125000/220	336	408	816
ТДЦГ-90000/220	210	-	558
ТДЦГ-180000/220	344	358	564
АТДЦТГ-240000/220	184	360	760
ТДЦГ-250000/220	472	260	512
АТДЦТГ-210000/220	186	400	760
ТДЦТГА-240000/220	338	406	807
ТДЦГ-360000/220	440	365	688
ТДЦ-400000/220	980	-	611
ТЦ-630000/220	822	543	680
ТДТН-250000/220	734	506	677
ТДЦ-200000/220	883	-	708
АТДЦТН-200000/220	404	488	760
ТЦ-125000/220	390	455	870
Класс напряжения 330 кВ			
ТЦ-1000000/330	657	617	941
ТД-630000/330	748	584	818
ТДЦ-400000/330	512	283	588
ТДЦГ-400000/330	488	268	664
ТДЦГ-250000/330	432	224	364
ТДЦГ-200000/330	344	214	434
АТДЦТН-200000/330	160	320	584
АТДЦТ-250000/330	183	400	497
АТДЦТГ-240000/330	184	370	740
АТДЦТН-125000/330	258	236	440
АОДЦТН-333000/330	402	511	431

Окончание таблицы 2

Тип трансформатора (автотрансформатора)	Усилия опрессовки обмоток, кН		
	НН	$ВН_2$/СН	ВН
Класс напряжения 500 кВ			
ТЦ-630000/500	1040	438	871
ТДЦ-400000/500	584	-	722
ОРЦ-533000/500	1038	323	671
АОДЦТН-267000/500	422	216	608
АТДЦТН-250000/500	368	426	819
ОДЦТР-90000/400	263	600	390
АОЦТГ-250000/500	200	624	799
ОДЦГ-135000/500	204	-	882
АОТЦТГ-123000/400	232	504	760
АОДЦТН-167000/500	218	600	808
ОДЦ-150000/500	281	678	733
АОДЦТН-417000/500	404	291	658

крепеж несущей отводы конструкции и разъемные соединения на отводах. После затяжки крепежа гайки и болты предохранить от самоотвинчивания. При этом вместо обвязки неметаллических шпилек установить контргайки.

Проверить расстояния между отводами и от отводов до заземленных частей в соответствии с чертежами. При обнаружении несоответствий дефекты устранить, довести их до норм, указанных на чертеже отводов, прилагаемом в комплекте сопроводительной документации к трансформатору.

6.9. Проверить соответствие схемы заземления чертежу, а также состояние заземляющих шинок и качество их установки. При наличии подгаров шинок установить причину и устранить подгары. Шинки с надрывами должны быть заменены шинками, пролуженными оловянистым припоем и имеющими такое же сечение. Все шинки заземления заизолировать предварительно просушенной лакотканью толщиной 2 мм на сторону, наложить на них бандаж одним слоем киперной ленты вполуперекрышу.

Примечание. Шинки заземления прессующих колец не укорачивать.

Таблица 3

Усилия опрессовки обмоток и количество прессующих винтов и домкратов на катушку у некоторых трансформаторов

Тип трансформатора (автотрансформатора)	Количество винтов и домкратов на стержень			Усилие на один винт (домкрат), кН		
	НН	СН или $ВН_2$	ВН	ВН	СН или $ВН_2$	ВН
АТДЦТГ-240000/220	8	8	8	23	45	95
ТДЦГ-200000/330	8	8	8	43	26,7	54,3
ТДЦГ-180000/220	8	4	8	43	89,5	70,5
ТДЦГ-90000/220	6	-	8	35	-	69,8
ТДЦГ-250000/220	8	8	8	59	31,7	64
АТДЦТГ-240000/220	6	8	8	31	50	95
ТДЦ-400000/330	8	4	8	61	67	83
ТДЦГ-360000/220	8	8	8	55	45,6	86
АОТДЦТГ-123000/400	8	8	8	29	63	83
ТДЦГ-125000/220	8	8	8	42	51	102
АТДЦТН-125000/220	6	8	8	33	36	71
АТДЦТН-125000/330	7	8	8	36,8	29,5	55
АТДЦТГ-240000/330	6	8	8	23	79	94
ОДЦТР-90000/400	6	12	6	27,2	50	65
АТДЦТН-200000/330	8	8	8	20	40	73
АОДЦТГ-250000/500	8	12	12	25	52	66,5
ТДЦГ-250000/330	8	8	8	54	26,7	45,5
ТДЦ-125000/110	8	-	11	26	-	33,3
ТДЦ-200000/110	8	-	12	31,3	-	49
ТДЦ-250000/110	8	-	9	35	-	59
ТДЦГ-90000/110	8	-	8	31	-	55
АТДЦТГ-90000/150	12	8	12	35	26	29,5
Автотрансформаторы 750 кВ				55	200(РО, КО) 34	94

Таблица 4

Усилия, прилагаемые к рукоятке ключей при опрессовке обмоток трансформаторов

Усилия опрессовки на один винт, кН	Длина рукоятки, м	Усилия на рукоятке ключа (Н) для прессующего болта							Примечание
		М16	М24	М30	М36	М42	М48	М56	
11,1	0,6	29,4	39	49	49	58,8	68,5	88	
14,7	0,8	-	49	58,8	78	78	98	108	
	1,1	-	39	49	58,8	58,8	68,5	78	
19,6	0,8	-	68,5	78	98	108	127	146	
	1,1	-	49	58,8	68,5	78	98	108	
25,4	0,8	-	78	108	127	146	165	196	
	1,1	-	59	78	88	108	127	137	
29,4	0,8	-	-	117	146	165	196	225	
	1,1	-	-	88	108	117	146	165	
34	0,8	-	-	137	165	184	225	154	
	1,1	-	-	108	127	137	165	184	
40,5	0,8	-	-	165	196	225	264	280	
	1,1	-	-	127	146	165	196	225	
44	0,8	-	-	-	215	234	284	334	
	1,1	-	-	-	156	176	204	244	
49	0,8	-	-	-	245	276	322	370	
	1,1	-	-	-	127	196	235	272	
54	0,8	-	-	-	264	292	352	410	
	1,1	-	-	-	196	215	252	290	
59	0,8	-	-	-	290	342	390	440	
	1,1	-	-	-	215	244	284	322	
64	0,9	-	-	-	-	312	370	430	
	1,2	-	-	-	-	234	274	322	
69	0,9	-	-	-	-	342	380	460	
	1,2	-	-	-	-	254	290	342	
74	0,9	-	-	-	-	364	420	490	
	1,2	-	-	-	-	274	322	370	
78	0,9	-	-	-	-	352	450	530	
	1,2	-	-	-	-	284	342	390	
85	0,9	-	-	-	-	420	490	568	
	1,2	-	-	-	-	312	370	430	

Окончание таблицы 4

Усилия опрессовки на один винт, кН	Длина рукоятки, м	Усилия на рукоятке ключа (Н) для прессующего болта							Примечание
		М16	М24	М30	М36	М42	М48	М56	
88,5	0,9	–	–	–	–	–	508	588	
	1,2	–	–	–	–	–	380	440	
93	0,9	–	–	–	–	–	540	638	
	1,2	–	–	–	–	–	400	460	
98	1,2	–	–	–	–	–	–	422	590
102	1,2	–	–	–	–	–	–	450	518
108	1,2	–	–	–	–	–	–	468	538
112	1,2	–	–	–	–	–	–	490	568
117	1,7	–	–	–	–	–	–	–	418
121	1,7	–	–	–	–	–	–	–	430
127	1,7	–	–	–	–	–	–	–	450
131	1,7	–	–	–	–	–	–	–	470
137	1,7	–	–	–	–	–	–	–	490
141	1,7	–	–	–	–	–	–	–	498
147	1,7	–	–	–	–	–	–	–	518
154	1,7	–	–	–	–	–	–	–	540

6.10. Проверить отсутствие замыканий между прессующими кольцами (при раздельной прессовке), а также между прессующими кольцами и активной сталью, отсутствие касаний краев изоляционных цилиндров и реек прессующих колец, проверить правильность и надежность установки заземлений.

6.11. Осмотреть состояние бакелитовых цилиндров. Произвести мелкий ремонт, проверить надежность креплений, отсутствие расслоений, трещин и следов разрядов. При наличии дефектов цилиндры заменить.

6.12. В переключателях напряжения ПБВ проверить состояние подвижных и неподвижных контактов. Удалить подгары с контактных поверхностей или заменить контакты, осмотреть изолирующие цилиндры, детали крепления, валы, регулировочные отводы. Проверить легкость прохождения контактов при всех положениях переключателя, упругость пружин подвижных контактов. Усилие на пружину подвижных контактов должно быть в пределах 20-50 Н.

Примечание. Проверка упругости пружин производится динамометром или специальным щупом (см.черт М50239 завода "Электротяжмаш").

6.13. В переключателях напряжения РПН проверить:

- состояние контактов контактора (глубина раковин на контактной поверхности не должна превышать 0,3 мм, площадь обгара контактов - 0,1 площади поверхности);
- состояние гибких связей (на отсутствие изломов и надрывов);
- состояние затяжки и стопорения болтовых соединений;
- состояние крепления избирателя и стопорения крепящих болтов. Стопорные пластины должны устанавливаться под гайкой и под головкой болта.

В переключателях РНТ проверить усилие нажатия контактов, состояние узлов и деталей избирателя. Изношенные детали заменить. Проверить работу маслоуказателя.

В переключателях ЗРНОА необходимо вскрыть корпус контактора и вывести ручным приводом подвижную контактную систему в среднее положение. Нажатием на дугогасительные контакты раскрытого плеча вывести механизм контактора из "замка". Подвижные контакты одного из плеч подвести к неподвижным таким образом, чтобы одновременно касались дугогасительные и вспомогательные контакты. После чего измерить зазор между главными контактами. Если зазор будет менее 1,5 мм, то необходимо заменить контактную систему. При установке новой системы руководствоваться указаниями на чертеже "Механизм контактора". Измерить с помощью динанометра контактное давление и сравнить результаты с данными технической документации. Проверить систему обогрева контактора.

В переключателях РНОА-110/1000, РНОА-35/1000 проверить и очистить сифонное устройство, проверить контактное давление и наличие воздушной подушки.

6.14. Проверить, подтянуть и предохранить от самоотвинчивания весь крепеж на активной части. На металлических болтах и шпильках установить стопорные пластины или контргайки с последующим кернением не менее чем в трех местах (рис.3).

6.15. Протереть доступные места и промыть активную часть струей горячего трансформаторного масла (температурой 50°С). Удалить остатки масла с поддона бака и протереть его.

6.16. По окончании осмотра и ремонта активной части провес-

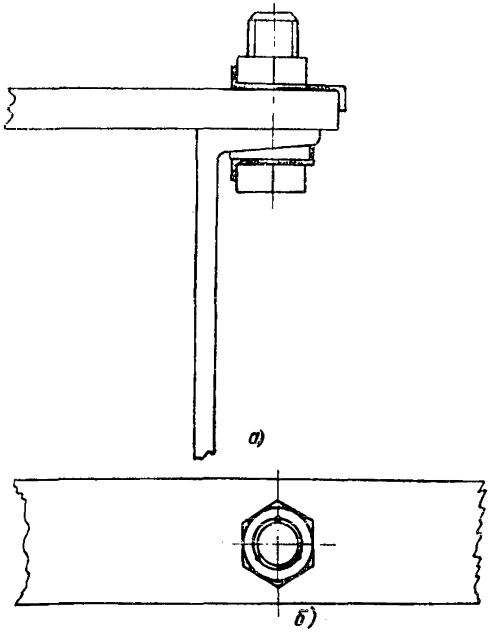


Рис.3. Предохранение от самоотвинчивания:
а – с помощью стопорных пластин; б – кернением

ти контрольную подсушку трансформатора в соответствии с РТМ-I6687000-73, приложение 2, при этом необходимо учесть требования, изложенные в приложении 4 "Нормы испытания электрооборудования".

При неудовлетворительных характеристиках изоляции произвести сушку.

Сушка трансформатора необходима, если:

– продолжительность пребывания активной части трансформатора на воздухе при капитальном ремонте превышает время, допустимое настоящим Руководством;

– одноминутное значение сопротивления изоляции, а также значения, измеренные перед и после ремонта (при одинаковой температуре с разницей не более 5°С), отличаются в сторону ухудшения более чем на 30%;

- влагосодержание образцов изоляции, отобранных и проверенных в соответствии с РТМ I6687000-73, приложение 6, превышает I% по абсолютной величине.

Сушка трансформаторов должна производиться в соответствии с РТМ I6687000-73. Прогрев трансформатора производится методом индукционных потерь в собственном баке или в специальной камере, обогреваемой паром или электроэнергией.

7. РЕМОНТ ОСНОВНЫХ НАРУЖНЫХ УЗЛОВ ТРАНСФОРМАТОРА И ПОДГОТОВКА ЕГО К СБОРКЕ

Ремонт проводится параллельно с работами на активной части и заканчивается к моменту ее готовности. Перед ремонтом необходимо ознакомиться с "Ведомостью объема работ" и "Ведомостью дефектов", составленными в период эксплуатации и разборки трансформатора, выполнить необходимые мероприятия по технике безопасности и пожарной безопасности, установить необходимые ограждения.

7.I. Ремонт бака

7.I.I. Проверить состояние сварных швов. Обнаруженные места течи очистить от грязи, обезжирить, заварить, удалить шлак и зачистить сварные швы металлическими щетками. Проверить качество шва, для чего с наружной или внутренней поверхности бака сварочный шов покрыть мелом, а с противоположной - смочить керосином. Отсутствие пятен на забеленной поверхности указывает на хорошее качество шва. Проверить состояние магнитных шунтов. Устранить дефекты. Затянуть и предохранить от самоотвинчивания крепление магнитных шунтов.

7.I.2. Проверить и восстановить поврежденную резьбу отверстий и гнезд. Проверить состояние упорного бортика на разъеме бака и при повреждении выправить его и приварить.

7.I.3. Очистить и обезжирить внутреннюю поверхность бака (при необходимости), а затем окрасить маслостойкой эмалью и просушить в течение 5 ч при температуре I5-20°С. Соприкосновение окрашенных участков с маслом допускается не ранее чем через 24 ч

после окончания сушки. Окрасить наружную поверхность эмалью ПФ-115 (серой) после сушки и пропитки активной части маслом. Перед окраской все сварные швы зашпатлевать и загрунтовать.

7.2. Ремонт расширителя

7.2.1. Разболтить боковые люки расширителя. Отремонтировать указатели уровня масла и провести осмотр внутренней и наружной поверхности, определить состояние расширителя. Окрасить расширитель эмалью 624с (ГОСТ 7462-73) или эмалью, заменяющей ее. Окраску наружной поверхности расширителя произвести после испытания его на герметичность.

7.2.2. Осмотреть устройство пленочной защиты. При необходимости заменить пленку, для этого разобрать устройство, заменить уплотнения, установить новую пленку и собрать устройство в расширителе. Устройство пленочной защиты перед установкой в расширитель необходимо проверить на герметичность, для этого заполнить устройство воздухом, нанести на поверхность мыльную пленку. Выпустить из устройства воздух, промыть поверхность маслом и насухо протереть.

7.2.3. Разобрать, очистить и собрать отстойник. Разобрать, очистить и промыть растворителем маслоуказатель, собрать его и проверить сообщаемость маслоуказателя с расширителем.

Разобрать (при наличии) стрелочный маслоуказатель, проверить состояние, очистить узлы кинематической системы, собрать, проверить его работу в собранном виде, установить на расширителе.

7.2.4. Разобрать воздухоосушитель, очистить внутреннюю и наружную поверхности, собрать, заполнить сухим силикагелем КСМ (ГОСТ 3956-54) с индикаторной прослойкой (ГОСТ 8956-54) против смотрового окна. При отсутствии готового силикагеля с индикаторной прослойкой приготовить его в химической лаборатории.

Примечание. Для приготовления силикагеля с индикаторной прослойкой необходимо взять 100 вес.ч силикагеля, 40 вес.ч хлористого кальция (технического) и 3 вес.ч хлористого кобальта.

Промыть расширитель трансформаторным маслом, отвечающим требованиям, указанным в разд.13; заменить резиновые уплотнения, загерметизировать, залить маслом, испытать расширитель на герметич-

ность столбом масла высотой I,5 м в течение 20 мин. Слить масло, обезжирить и окрасить внешнюю поверхность. Перед установкой провести осмотр внутренней части расширителя.

7.3. Ремонт предохранительных устройств

7.3.I. Ремонт выхлопной трубы. Разобрать выхлопную трубу, очистить внутреннюю поверхность от ржавчины, обезжирить и окрасить, стеклянный диск протереть от грязи и налета масла. Поврежденный диск заменить. Окраску наружной и внутренней поверхностей выполнить в соответствии с требованиями разд.7.I. Собрать и загерметизировать выхлопную трубу.

7.3.2. Ремонт предохранительных клапанов. Разобрать, очистить, притереть уплотняющие поверхности клапанной части. Собрать, испытать на герметичность и проверить работу клапанного механизма.

7.3.3. Ремонт отсекателя. Разобрать отсекатель. Промыть узлы и протереть. Собрать отсекатель и проверить его на срабатывание.

7.3.4. Разобрать, очистить и промыть газоотводные трубы трансформаторным маслом, удовлетворяющим требованиям, перечисленным в разд.I3, загерметизировать. При нарушении покрытия трубы окрасить.

7.4. Ремонт вводов

7.4.I. В условиях эксплуатации при ремонте вводов II0-750 кВ необходимо произвести:

- замену уплотняющих прокладок и масла, испытание избыточным давлением;
- очистку, при необходимости замену маслоуказателя;
- промывку, подсушку остова ввода, баков давления, манометров и соединительных трубок (вводов ГБМТ).

Примечания: I. Подсушка ввода производится при необходимости и в случае наличия поверхностного увлажнения, при выполнении работ, указанных в пп.7.4.I и 7.4.2.
2. Снятые кабельные вводы заменить резервными, упаковать и отправить в ремонт.
3. При ремонте вводов необходимо учесть требования, указанные в действующих циркулярах.
4. Ремонтные работы, связанные с полной разборкой вводов должны выполняться в специализированной мастерской.

7.4.2. Заменить уплотняющие прокладки. Прокладки между фарфоровыми покрышками и сопрягающимися с ними металлическими деталями заменяются со снятием стяжного устройства и полным сливом масла из ввода. Все остальные прокладки заменяются без снятия стяжного устройства и слива масла.

Замену прокладок со снятием стяжного устройства произвести в следующем порядке:

- слить масло из ввода и гидравлического затвора, снять расширитель;

- стянуть нижнюю покрышку с соединительным стаканом специальным приспособлением (рис.4); распустить пружины стяжного устройства в верхней части ввода, предварительно измерив высоту пружин.

Примечания: 1. У вводов с предварительной затяжкой стяжного устройства (не имеющих нажимных винтов над пружинами) на шпильки навернуть гайки и сжать пружины так, чтобы можно было отвернуть стяжную гайку. Снять стяжную гайку, затем пружины.
2. У вводов без предварительной затяжки пружин (имеющих нажимные винты над пружинами) вывернуть нажимные винты. Снять звездочку и пружины;

- заменить прокладки на верхней покрышке: снять поддон и верхнюю покрышку; заменить прокладки; установить верхнюю покрышку и поддон;

- заменить прокладки на нижней покрышке; установить на поддон временный стакан; навернуть звездочку так, чтобы она не доходила до временного стакана на 2-3 мм; снять специальное приспособление (см.рис.4); поддерживая покрышку, снять стакан и фарфоровую покрышку; заменить прокладки, установить покрышки и стакан, а затем стянуть их специальным приспособлением.

Примечание. Размеры временного стакана должны обеспечивать свободную насадку его на токоведущую трубу ввода, а также заболчивание звездочки. Толщина стенки втулки - не менее 10 мм;

- снять звездочку и временный стакан; установить стяжное устройство и затянуть ввод в последовательности, обратной указанной в п.7.4.2; затягивать пружины до высоты, измеренной до снятия стяжного устройства;

- установить расширитель; промыть ввод чистым и сухим маслом, подогретым до температуры 60-70°С, под вакуумом $667 \cdot 10^{-6}$ МПа (см.разд.13); ввернуть пробку с уплотнением в нижний контактный наконечник;

- вывернуть пробку из отверстия для выпуска воздуха из расширителя и ввернуть в него штуцер, к последнему подсоединить шланг, идущий от системы вакуумирования через промежуточный бачок с маслоуказателем; ввернуть штуцер в маслоотборное устройство и соединить его с маслопроводом; дыхатель заменить пробкой.

Примечание. Промежуточный бачок при заливке масла установить выше отметки расширителя ввода;

- создать во вводе вакуум с остаточным давлением, равным $667 \cdot 10^{-6}$ МПа; перекрыть маслопровод и выдержать вакуум во вводах:

110 кВ	в течение 6 ч
150 кВ	в течение 12 ч
220-330 кВ ...	в течение 16 ч
400-750 кВ ...	в течение 24 ч

- приступить к заливке масла во ввод, не снимая вакуума; прекратить заливку, когда уровень масла по маслоуказателю промежуточного бачка составит 2/3 высоты трубки, затем выдержать вакуум во вводах:

110 кВ	в течение 6 ч
150-220 кВ ...	в течение 12 ч
330-750 кВ ...	в течение 24 ч

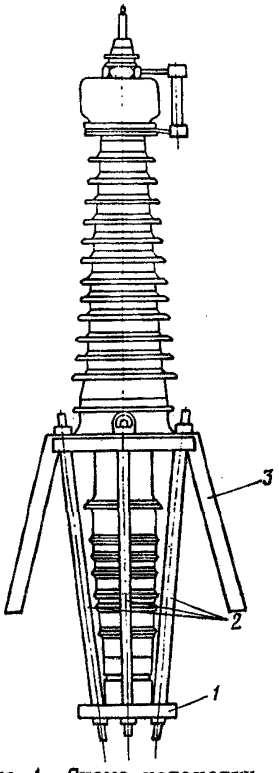


Рис.4. Схема установки приспособления для разборки вводов:
1 - съемная плита; 2 - стягивающие шпильки с комплектом гаек; 3 - инвентарная подставка

После выдержки масла во вводах под вакуумом снять вакуум и дать отстояться маслу при атмосферном давлении в течение 24 ч, затем установить вакуум $667 \cdot 10^{-6}$ МПа, выдержать ввод под вакуумом в течение 30 мин и произвести доливку масла до появления его в промежуточном бачке.

После доливки снова выдержать вакуум во вводах:

110 кВ	в течение 1 ч
150-220 кВ ...	в течение 2 ч
330-750 кВ ...	в течение 3 ч.

- отсоединить промежуточный бачок и закрыть отверстие для выпуска воздуха пробкой. Испытать бачок избыточным давлением масла 0,I5 МПа в течение 30 мин. Снять давление, установить на расширитель дыхатель взамен временного штуцера. Привести в рабочее состояние гидрозатвор и расширитель. Уровень масла по маслоуказательному стеклу расширителя при температуре I5-20°С должен составить 2/3 высоты трубки маслоуказателя.

7.4.3. Произвести замену масла при неудовлетворительных показателях его в следующем порядке:

- подготовить масло в объеме, равном трех-четырехкратному объему масла ввода. Масло должно быть очищенным и дегазированным, удовлетворять требованиям, указанным в "Нормах испытания электрооборудования". При этом диалектрическая прочность, испытанная в стандартном маслопробойнике, должна быть не ниже 50 кВ;

- снять ввод с трансформатора и установить на специальную подставку;

- собрать схему (рис.5), не присоединяя к ней ввода, тщательно промыть ее маслом.

Примечание. На баке 4 маслоуказательного стекла должны быть отметки, указывающие количество сливаемого масла от верхней начальной отметки;

- вывернуть пробку из отверстия в верхней части ввода и ввернуть в него штуцер, надеть на него шланг, присоединенный к баку 4, под струей масла. Перекрыть кран Кр.4;

- вывернуть пробку в нижней части ввода и установить штуцер; соединить штуцер через промежуточные краны Кр.I и Кр.5 с баками I и 6;

Примечание. У вводов негерметичного исполнения необходимо предварительно слить масло из гидрозатвора, вывернуть дыхатель и вместо него поставить временную пробку. У вводов герметичного исполнения с баками давления перекрыть вентили на вводе и баке давления и отсоединить бак давления;

- открыть кран Кр.4, затем кран Кр.I и, обеспечивая непрерывный приток свежего масла, полностью слить из ввода старое масло, после чего перекрыть кран Кр.I;

- открыть краны Кр.5 и Кр.3; включить фильтр-пресс и отрегулировать его так, чтобы уровень масла в приемном баке 6 достигал примерно I/2 высоты маслоуказательного стекла.

При опускании уровня масла до I/4 высоты стекла фильтр-пресс

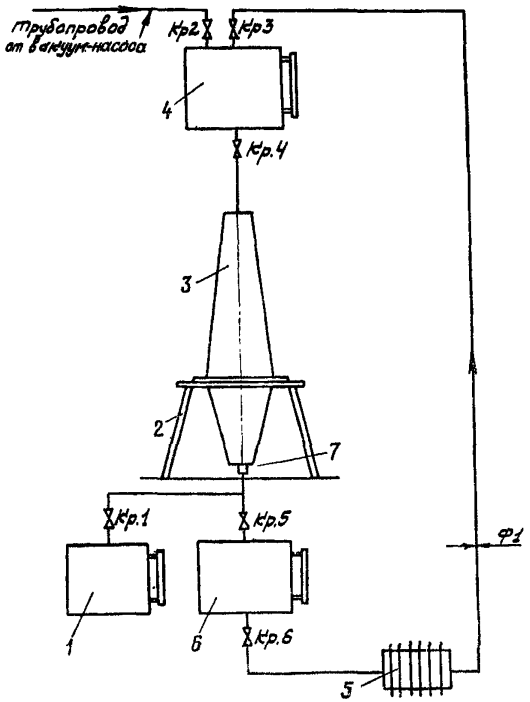


Рис.5. Схема замены масла во вводах:

I - бак для слива отработанного масла; 2 - подставка; 3 - ввод; 4 - бак с чистым маслом (устанавливать выше ввода); 5 - фильтр-пресс; 6 - приемный бак (устанавливать ниже ввода); 7 - пробка для слива масла

отключить, а после заполнения стекла до I/2 высоты вновь включить. Смену бумаги в фильтр-прессе производить через 2-3 ч. Промывать маслом, поступающим через фильтр-пресс, вводы:

II0 кВ	не менее 6 ч
I50-220 кВ ...	не менее I2 ч
330 кВ и выше	не менее 24 ч

По истечении указанного времени отобрать пробу масла и проверит: диэлектрическую прочность и $tg\delta$ масла.

Промывку ввода прекратить после достижения нормированных значений диэлектрической прочности масла и тангенс угла диалектрических потерь $tg\delta$ при 70°С;

- перекрыть краны Кр.4 и Кр.3, вывернуть штуцер из нижней части ввода и поставить глухую пробку;

- включить вакуум-насос и выдержать под вакуумом при остаточном давлении не более $667 \cdot 10^{-6}$ МПа вводы:

110 кВ ..... не менее 4 ч
150-220 кВ ... не менее 8 ч
330 кВ и выше не менее 12 ч

- снять вакуум, отсоединить ввод от вакуум-насоса и ввернуть пробку, заполнить гидравлический затвор маслом в соответствии с инструкцией по эксплуатации вводов, вывернуть временную пробку и ввернуть дыхательную трубку.

7.4.4. При увлажнении изоляции ввода после операции, приведенной в п.7.4.2, произвести подсушку ввода, для чего предварительно:

- промыть ввод;

- собрать схему подсушки и произвести подсушку ввода, включить циркуляцию масла, прогреть ввод до температуры 70°С со скоростью 10°С/ч, а затем создать вакуум в нем со скоростью 0,027МПа/ч до остаточного давления $667 \cdot 10^{-6}$ МПа (см.рис.5);

- залить масло, подогретое до 70°С, и путем многократной циркуляции его добиться показателей изоляции, удовлетворяющих нормам;

- произвести окончательную заливку масла.

7.4.5. Осмотр и ремонт вводов с баками давления ГБМТ производить аналогично ремонту вводов без бака давления в объеме, приведенном в пп.7.4.1; 7.4.2; 7.4.3.

Бак давления с сильфонным устройством поставляется в герметичном исполнении и не подлежит разборке.

В случае повреждения бака давления и замены масла в нем произвести следующее:

- снять давление, частично слив масло из системы ввод - бак. Отсоединить бак давления от ввода. Вывернуть пробку выпуска воздуха в верхней части ввода. Вместо пробки установить штуцер, подсоединить его к промежуточному бачку с воздухоосушителем.

Примечание. При снятии давления строго следить за показаниями манометра, при нулевом положении стрелки вентили перекрыть;

- слить масло и испытать бак давления воздухом в водяной камере давлением 0,I МПа; обнаруженные места течи заварить, зачистить и окрасить;

- промыть бак давления, а также соединительную трубку от измерительного устройства (трубки предварительно продуть воздухом) горячим маслом, подогретым до 60-70°С; слить масло;

- проверить бак давления на отдачу; подсоединить его к вакуумсистеме через промежуточный бачок емкостью 20-30 кг и штуцер, установленный вместо верхней пробки, а также к маслосистеме через вентиль бака давления. Создать в баке остаточное давление не более $667 \cdot 10^{-6}$ МПа и выдержать его в течение 30 мин; не снижая вакуума, заполнить бак и промежуточный бачок маслом (см.разд.I3), подогретым до 20-25°С. Снять вакуум, выдержать его до устойчивого уровня масла в промежуточном бачке и затем демонтировать его; установить пробку с уплотнением. Создать в баке подачей масла давление 0,3 МПа и проверить отдачу сильфонного устройства, сливая масло в измерительную емкость через нижнее отверстие до давления 0,025 МПа; сравнить полученную отдачу с расчетной (по паспорту); слить масло;

- заполнить повторно бак маслом и довести в нем давление до 0,25 МПа;

- отсоединить от ввода промежуточный бачок, вывернуть штуцер из отверстия для выпуска воздуха и ввернуть в него пробку с уплотнением;

- присоединить бак давления к вводу следующим образом: присоединить трубку к баку давления; приоткрыть вентили бака и ввода и под струей масла из бака и ввода присоединить трубку к вводу; открыть полностью вентили на вводе и баке давления и установить рабочее давление (см. инструкцию завода-изготовителя);

- заменить неисправные манометры, трубки или бак давления, соблюдая последовательность операций, приведенную в п.7.4.5;

- отрегулировать давление в соответствии с инструкцией завода-изготовителя ввода.

7.4.6. Произвести испытания вводов в соответствии с разд.II.

7.5. Ремонт контрольно-измерительной аппаратуры

7.5.I. Снять контрольно-измерительную аппаратуру с бака и

узлов трансформатора.

7.5.2. Произвести проверку и замену (при необходимости) приборов контрольно-измерительной аппаратуры.

7.5.3. Заменить уплотнения в приборах и фланцах.

7.5.4. Установить контрольно-измерительную аппаратуру на бак и узлы трансформатора.

7.6. Подготовка к сборке трансформатора

7.6.I. Проверить установку трансформатора тока (клин, раскли-нивающий трансформатор тока относительно патрубка, не должен перемещаться от легких ударов молотка весом 200 г). Проверить состояние проходных изоляторов, испытать их в соответствии с "Нормами испытаний электрооборудования", промыть и протереть.

7.6.2. Подготовить и испытать вводы НН, СН, ВН в соответствии с "Нормами испытаний электрооборудования"; подготовить экраны и хранск, проверить качество контактного соединения выводных наконечников.

7.6.3. Подготовить бак, расширитель, предохранительные устройства и другие сборочные узлы (см.разд.7 и 8).

7.6.4. Установить на баке новые уплотнения, постоянные вертлюжки и задвижки (Лудло).

8. РЕМОНТ СИСТЕМЫ ОХЛАЖДЕНИЯ

8.I. Ремонт системы охлаждения типа ДЦ

8.I.I. При ремонте охладителей следует:

- вскрыть верхнюю и нижнюю коробки (коллекторы);
- тщательно очистить, обезжирить и заварить места течи в сварных швах трубки с трубной пластиной. Сварку (сплав АД-I-М) выполнить аргонодуговой сваркой с присадкой алюминиевой проволоки диаметром 3 мм. При обнаружении течи в трубках их необходимо заменить. (Допускается глушение дефектных трубок, но не более двух трубок на каждый ход трубной пластины). Глушить трубки следует с обеих сторон. Для компенсации разницы в температурном уд-

линении рабочих и заглушенных трубок необходимо со стороны плавающей головки снять сварной шов и сторцевать трубку на 5-6 мм ниже верхней кромки трубной пластины;

- прочистить внутреннюю поверхность трубок;

- проверить перегородки ходов и установить верхнюю и нижнюю крышки охладителя;

- испытать охладители сухим трансформаторным маслом по схеме, приведенной на рис.6. Прогреть масло в баке 8 до температуры 60°С с помощью маслоподогревателя 2, заполнить охладитель маслом, пе-

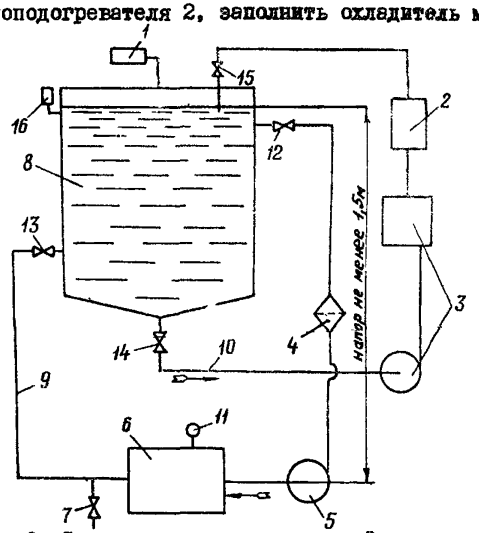


Рис.6. Схема промывки и испытаний системы охлаждения типа ДЦ:

I - воздухоосушитель; 2 - маслоподогреватель (от +50 до 60°С); 3 - маслоочистительная установка с насосом; 4 - сетчатый фильтр; 5 - масляный насос ЭЦГ (рабочий); 6 - промываемые элементы системы охлаждения; 7 - кран отбора проб масла; 8 - бак емкостью не менее 3,5 м³; 9 - маслопровод диаметром I20 мм в системе промывки; I0 - маслопровод в системе подогрева и очистки масла; II - манометр с избыточным давлением от 0 до I0 ат; I2, I3, I4, I5 - задвижки; I6 - маслоуказатель

рекрыть задвижку I3 и поднять с помощью маслонасоса 5 избыточное давление до 0,2I МПа, перекрыть задвижку I2 и отключить маслонасос 5 (испытуемый охладитель считается герметичным, если в течение 30 мин не наблюдаются течи масла, а значение испытательного давления практически не изменяется);

- после испытания охладитель промыть горячим трансформаторным маслом по схеме, приведенной на рис.6. При промывке необходимо одновременно осуществлять постоянную очистку масла с помощью маслоочистительной установки 3. Длительность промывки должна быть не менее I ч. Промывку можно считать законченной, если на фильтровальной бумаге будут отсутствовать следы ржавчины и грязи, а электрическая прочность отобранного из крана 7 масла по сравнению с первоначальной не изменится.

Примечания: I. Общее гидравлическое сопротивление замкнутой системы должно обеспечивать бесперебойную работу маслонасоса 5 без перегрузки (контроль по току статора).
2. Температура масла при испытании и промывке элементов системы охлаждения должна быть в пределах 50-60°С, а электрическая прочность не ниже значения, требуемого для заливки трансформатора данного класса напряжения (см.разд.I3).
3. Охладители после чистки, промывки и испытания могут находиться без масла не более 4 ч.

8.I.2. При ремонте бессальникового электронасоса ЭЦТ необходимо:

- осмотреть насос и измерить сопротивление изоляции статорных обмоток двигателя мегомметром на 500 В, при этом сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. При значении сопротивления изоляции ниже 0,5 МОм необходимо произвести сушку изоляции. Разобрать и проверить состояние статорных обмоток (наличие зазоров и подгаров изоляции лобовых частей). Проверить исправность подшипников, негодные заменить;

- проверить крепление турбинки насоса;

- собрать насос, проверить вращение двигателя вручную (вал должен вращаться свободно, без заеданий) и опробовать его перекачиванием трансформаторного масла во временный бак, испытать электронасос на герметичность опрессовкой трансформаторным маслом температурой 80°С и давлением не менее 0,65 МПа в течение I0 мин. Используемое масло должно отвечать требованиям, приведенным в примечании 2 п.8.I.I;

- измерить вибрацию корпуса насоса;

- подкрасить наружную поверхность в соответствии с указаниями п.7.I.3.

8.I.3. Выполнить ремонт вентиляторов и крыльчаток. Проверить зазор между крыльчатками вентиляторов и диффузорами по всему периметру. Зазор должен быть равномерным и не превышать I,5% диаметра рабочего колеса. Заменить амортизационные прокладки под лапками электродвигателей. Очистить вентиляторы от пыли и загрязнений. Измерить мегомметром на 500 В сопротивления изоляции статорных обмоток электродвигателей (по фазам) и сравнить полученные значения. Проверить состояние доступных мест паек и контактов. Проверить правильность установки электродвигателей на охладителе.

При этом должны выполняться следующие требования:

- охладитель должен быть жестко закреплен на стойке;

- электродвигатели вентиляторов обдувки должны быть установлены и закреплены в соответствии с чертежами;

- крыльчатки (с валами) должны легко проворачиваться вручную, при разгоне свободно вращаться;

- осевые зазоры у валов электродвигателей должны отсутствовать.

Включить электродвигатель и измерить вибрацию включенного электродвигателя в трех точках (рис.7) вибрографом ВР-I. Значение вибрации в любой точке измерения не должно превышать 0,06 мм. При получении вибрации, превышающей 0,06 мм, проверить биение лопастей вентиляторов в осевом направлении (описывают ли лопасти при осевом вращении одинаковую поверхность вращения).

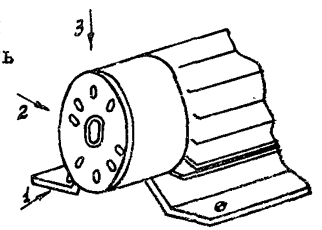


Рис.7. Схема контрольных точек для измерения вибраций (на заднем щите)

Биение лопастей проверить следующим образом:

- на внутренней стороне обечайки (диффузора) нанести цветным карандашом проекцию произвольно выбранной лопасти вентилятора в виде кривой;

- проверить последовательно степень совпадения проекций ос-

тальных лопастей вентилятора с проекцией первой лопасти (расхождение проекций должно быть не более 3 мм).

При больших расхождениях необходимо подогнуть лопасти вентилятора до получения допустимого значения (± 3 мм). Повторно измерить вибрацию электродвигателя.

Если значение вибрации будет превышать 0,06 мм, то необходимо снять вентилятор и произвести его статическую и динамическую балансировку.

Проверить состояние подшипников и заменить их смазку. В случае непригодности установленных подшипников произвести их замену. Собрать вентилятор и повторно проверить его вибрацию.

8.I.4. Произвести ремонт адсорбных фильтров.

При этом:

- разобрать фильтр и удалить отработанный сорбент, очистить, обезжирить и окрасить фильтры согласно п.7.I.3;

- промыть фильтр трансформаторным маслом, подогретым до 50-60°С, и испытать его на герметичность избыточным давлением масла 0,2 МПа в течение 30 мин;

- засыпать адсорбный фильтр отсеянным от пыли силикагелем и промыть его через фильтр-пресс.

Силикагель слоем I50 мм, поставляемый в негерметичной упаковке, перед засыпкой прокалить при температуре 500-600°С. Применять силикагель марки КСК (ГОСТ 3956-54).

8.I.5. Выполнить ремонт маслопроводов, арматуры системы охлаждения. При этом разобрать и очистить задвижки, клапаны и краны. Произвести внутреннюю и наружную очистку поверхностей труб. Протереть внутренние поверхности техническими салфетками без ворса.

Произвести притирку клапанов. Заменить маслостойкие резиновые и сальниковые уплотнения. Сальниковую набивку задвижек (Лудло) заменить резиновыми прокладками.

Промыть в течение I ч внутренние поверхности труб трансформаторным маслом, подогретым до 50-60°С, по схеме, приведенной на рис.6.

Обезжирить и покрасить оголившиеся наружные поверхности труб согласно п.7.I.3.

8.I.6. Собрать, подсоединить к баку, отвакуумировать и заполнить маслом систему охлаждения.

Заливку системы охлаждения можно производить двумя способами:

- совместным заполнением, при котором вакуумировка и заливка подсоединенной к баку системы охлаждения производятся одновременно с трансформатором;

- раздельным заполнением охладителей маслом из бака трансформатора или специальной емкости. При этом необходимо собрать схему в соответствии с рис.8, выдержать под вакуумом охладитель при закрытых задвижках IO и остаточном давлении $5{,}3 \cdot IO^{-3}$ МПа в течение 30 мин, приоткрыть задвижки IO так, чтобы остаточное давление увеличилось не более чем на $I{,}4 \cdot IO^{-3}$ МПа, заполнить охладитель до появления масла в стекле маслоуказателя промежуточного бачка 5.

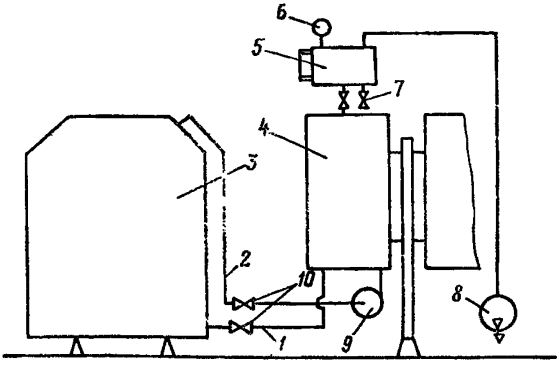


Рис.8. Схема заполнения охладителей маслом под вакуумом:

I - напорный маслопровод; 2 - всасывающий маслопровод; 3 - бак трансформатора; 4 - охладитель; 5 - промежуточный бачок (емкостью около 40 л) с маслоуказателем; 6 - вакуумметр; 7 - кран для слива масла из промежуточного бачка; 8 - вакуум-насос; 9 - насос ЭЦТ; IO - задвижки

Отключить вакуум-насос и дать отстояться маслу при атмосферном давлении в течение 5 ч, а затем проверить отсутствие воздуха в охладителе.

Примечание. Если в системе охлаждения отсутствуют задвижки, заполнение охладителей маслом под вакуумом возможно только совместно с трансформатором.

8.I.7. Проверить чистоту шкафов ШАОТ, отсутствие коррозии на контактах, устранить неисправности аппаратуры ШАОТ.

8.2. Ремонт системы охлаждения типа Ц

Требования, предъявляемые при ремонте ко всем узлам системы охлаждения Ц, кроме охладителя, аналогичны требованиям, предъявляемым при ремонте ко всем узлам системы охлаждения типа ДЦ (см. разд.8.I). Заполнение охладителя маслом производится без вакуума.

8.2.I. Провести тщательный внешний осмотр маслоохладителя и выявить места пропуска масла в водяную камеру. Пропуск определяется по масляным пятнам на воде.

8.2.2. Слить из системы воду, а затем масло. Демонтировать насосы, маслопроводы, арматуру, адсорбные и сетчатые фильтры. Демонтировать и передать в соответствующие лаборатории приборы контроля и сигнализации.

8.2.3. Снять торцовые крышки маслоохладителя и заменить трубки с дефектами. Прочистить трубные плиты и трубки мягкими металлическими ершами. В местах течей развальцевать трубки и швы и залить их эпоксидной смолой.

8.2.4. Проверить чистоту масляной камеры. При обнаружении ржавчины и прикипаний шлама вынуть трубный пучок, продуть межтрубное пространство свежим паром, а стенки камеры прочистить металлической щеткой. Собрать охладитель и промыть трансформаторным маслом, удовлетворяющим требованиям, указанным в разд.I3, и подогретым до температуры 50-60°С.

8.2.5. Проверить и испытать на герметичность в течение 30 мин межтрубное пространство (по масляной стороне) трансформаторным маслом, удовлетворяющим требованиям, указанным в разд.I3, и подогретым до температуры 60°С при давлении 0,6 МПа.

При этом необходимо у охладителей вертикальной установки снять верхнюю крышку и наполнить водяную камеру водой, а у горизонтально установленных охладителей установить обе крышки и также наполнить водой водяную камеру.

При испытании межтрубного пространства следить за появлени-

ем масляных пятен на поверхности воды. Для этого у охладителей горизонтальной установки необходимо сливать воду в специальную емкость с открытой поверхностью. При появлении масляных пятен повторить испытания без воды и крышек, предварительно закрасив трубы мелом. Определить места течи масла. Неплотности в развальцованных соединениях устранить подвальцовкой труб. Дефектные трубы заменить. После устранения дефектов повторить испытания межтрубного пространства.

8.2.6. Проверить и испытать на герметичность водяные камеры давлением воды 0,6 МПа в течение 30 мин. При этом межтрубное пространство заполнить маслом температурой 50-60°С и электрической прочностью 45-50 кВ действ. Прочность масла проверять до заливки и через 2 ч после испытания маслоохладителя, а затем через 12 ч. При этом электрическая прочность масла не должна существенно измениться (отклонение допускается в пределах погрешности измерений).

Охладители после ремонта считаются выдержавшими испытания, если они выдержали оба испытания.

8.2.7. Произвести ремонт адсорберов. Снять и разобрать адсорберы. Очистить и промыть подогретым трансформаторным маслом (см.разд.13) внутреннюю поверхность адсорбера, детали фильтрующего и распределительного устройства. При нарушении окраски обезжирить и произвести окраску внутренней и наружной поверхности и элементов устройства аналогично окраске поверхностей бака трансформатора.

Заменить уплотнения. Собрать фильтрующее устройство и весь адсорбер, испытать на герметичность избыточным давлением масла 0,05 МПа в течение 1 ч. Заменить силикагель. Требования к силикагелю аналогичны требованиям при ремонте адсорбных фильтров системы ДЦ (см.п.8.1.4).

8.2.8. После ремонта всех узлов собрать систему охлаждения, заполнить ее маслом (см.разд.13) и произвести промывку, для чего использовать вспомогательный бачок с конусным дном емкостью, большей в 2 раза, чем емкость охладителей, установленный на 2 м выше маслопроводов системы охлаждения. Параллельно бачку присоединить фильтр-пресс.

Испытать систему на герметичность маслом и водой с избыточ-

ным давлением 0,4 МПа в течение I ч при температуре масла 50-60°С и воды не ниже I0°С.

После установки трансформатора на фундамент присоединить систему охлаждения к трансформатору, заполнить всю систему маслом через расширитель трансформатора.

Дать отстояться маслу в охладителях при атмосферном давлении в течение 5 ч.

Примечания: I. Заполнять систему охлаждения сначала маслом температурой не ниже I0°С, а затем водой при задвижках, открытых на входе и полностью закрытых на выходе. Заполнение вести до появления из боковых отверстий на пробках выпуска воздуха, а также соответственно масла из межтрубного пространства и воды из водяных камер. После этого открыть задвижки на выходе системы, не допуская гидравлических толчков в масляной системе охлаждения. Убедиться по температуре воды и масла в маслоохладителе, что поток охлаждающей воды через него обеспечивается нормально.
2. Во время ремонта при отсутствии новой трубки, дефектную необходимо заглушить с обоих концов пробкой из мягкой латуни.

9. СБОРКА ТРАНСФОРМАТОРА

9.I. Установить съемную часть бака на поддон бака. При установке пользоваться направляющими оправками, располагающимися по всему периметру разъема. Заболтить разъем, затягивая болты равномерно и одновременно с двух диаметрально противоположных сторон. Затяжку можно считать оконченной, если прокладка зажата до 2/3 первоначальной толщины. Установить распорные устройства в соответствии с требованиями технической документации.

9.2. Собрать установку трансформатора тока с бакелитовыми цилиндрами и установить на бак, соблюдая угол наклона и правильность расположения выводной коробки относительно выреза в цилиндре. После чего ввернуть несколько направляющих шпилек во фланец бака.

9.3. Установить маслонаполненные вводы:

- при установке вводов 500-750 кВ закрепить на вводе установку трансформатора тока и бакелитовый цилиндр, предварительно проверив правильность расположения выреза в бакелитовом цилиндре от-

носительно отвода. Подсоединить отвод к вводу внутри бака, предварительно надев экран на контактную шпильку и пропустив в экран через боковое отверстие отвод. Проверить правильность расположения маслоуказательного стекла ввода. Установить окончательно ввод; заболтить разъем; закрепить экран гайкой к вводу, надеть на контактную шпильку ввода наконечник отвода и закрепить его гайками, используя специальный набор ключей;

- при установке маслонаполненных протяжных вводов ввернуть рым-болт с тросиком в наконечник отвода, пропустить тросик через токоведущую трубу ввода и отводной блок, устанавливаемый на крюке крана. При установке вводов постепенно с помощью прикрепленного к наконечнику отвода тросика протягивать отвод через токоведущую трубу ввода. После установки ввода закрепить наконечник отвода за головку ввода и навернуть выводной наконечник ввода;

- при установке герметичных вводов баки давления устанавливать совместно с вводами. При этом необходимо проверить и довести до норм давление масла во вводах;

- при установке немаслонаполненных (сухих) вводов установить коробки вводов. Укомплектовать разъемные вводы. Установить вводы, подсоединить отводы и проверить правильность установки вводов.

Примечания: 1. При установке вводов перемещение отводов обмоток контролировать через специальные люки на баке трансформатора.
2. Манометры и соединительные трубки желательно закрепить на отдельной стойке в соответствии с заранее согласованной тросировкой.
3. При установке наклонных вводов на баке трансформатора последовательно чередовать горизонтальные и вертикальные перемещения.

9.4. Подсоединить к баку маслосистему и вакуум-систему, соединить маслонаполненные вводы с баком трансформатора. Установить временный маслоуказатель для контроля уровня залитого в трансформатор масла.

9.5. Проверить герметичность бака, для чего включить вакуумный насос, открыть вентиль вакуум-провода на крышке бака трансформатора, равномерно ступенями по 0,013 МПа через каждые 15 мин установить в баке вакуум с остаточным давлением 0,001 МПа. Закрыть вентиль вакуум-провода на крышке бака, выключить вакуумный насос, записать в журнал значение остаточного давления в баке и через 1 ч по вакуумметру проверить, изменилось ли давление внут-

ри бака.

Трансформатор считается герметичным, если абсолютное давление внутри бака не превышает 0,003 МПа. При большем давлении определить место натекания и устранить дефект.

Перед заполнением трансформатора маслом произвести вакуумировку при остаточном давлении 0,001 МПа: трансформаторов 110–150кВ – в течение 2 ч; трансформаторов 220–750 кВ – в течение 20 ч.

Примечание. Для баков трансформаторов, не рассчитанных на полный вакуум, допустимое значение остаточного давления приводится в сопроводительной технической документации. При отсутствии таких данных остаточное давление для трансформаторов 110–220 кВ устанавливается 0,054 МПа.

9.6. Заполнить трансформатор маслом, удовлетворяющим требованиям разд.13. Заполнение производить со скоростью не более 3 т/ч при остаточном давлении не более 0,001 МПа. Температура заполняемого масла должна быть: для трансформаторов 110–150 кВ – не ниже 10°С; для трансформаторов 220–750 кВ – 45–60°С.

Прекратить заполнение, когда уровень масла в баке достигнет уровня ниже крышки бака на 150–200 мм.

После заполнения выдержать под вакуумом: трансформаторы 110–150 кВ – в течение 6 ч; трансформаторы 220–750 кВ – в течение 10 ч.

Снять вакуум и пропитать активную часть маслом при атмосферном давлении: трансформаторов 110–150 кВ – в течение 3 ч; трансформаторов 220–750 кВ – в течение 5 ч.

Примечание. Снимать вакуум необходимо постепенно с подачей воздуха в бак трансформатора через силикагелевый воздухоосушитель.

9.7. Установить расширитель, выхлопную трубу и газоотводящую систему. Собрать и подсоединить систему масляной защиты к расширителю. Установить приборы газовой защиты и сигнализации. Произвести доливку масла в трансформатор через расширитель со скоростью не более 4 т/ч до уровня максимальной отметки маслоуказателя расширителя.

9.8. Испытать бак трансформатора избыточным давлением 0,6 м столба масла над расширителем в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10°С.

Примечание. При доливке и испытании избыточным давлением трансформаторов с азотной или пленочной защитой руководствоваться указаниями инструкций завода-изготовителя ОВБ.I40.344 от I975 г. и ОВБ.4I2.420-69.

9.9. Произвести подсушку трансформатора (при необходимости). Подсушка изоляции производится в масле при температуре его верхних слоев 80°С и максимальном вакууме, предусмотренном конструкцией бака трансформатора. В процессе подсушки необходимо проводить непрерывную циркуляцию масла в баке трансформатора насосом ЭЦТ или ЦНГ-68 по схеме "низ - верх" бака и периодически измерять характеристики изоляции.

При достижении температуры верхних слоев масла 80°С отключить прогрев и слить масло из бака трансформатора под вакуумом, охладить трансформатор в течение 20 ч до температуры 20-25°С и, не снимая вакуума, залить трансформатор новым чистым и сухим маслом.

Время прогрева должно соответствовать данным, приведенным в табл.5.

Таблица 5

Время прогрева трансформаторов

Напряжение и мощность трансформатора	Время прогрева, ч
400-750 кВ всех мощностей	72
220-330 кВ мощностью 200 тыс.кВ·А и более	72
220-330 кВ мощностью менее 200 тыс.кВ·А	54
II0-I50 кВ мощностью 400 тыс.кВ·А и более	72
II0-I50 кВ мощностью 80-400 тыс.кВ·А	54

Примечания: I. При невозможности слива масла под вакуумом произвести слив масла с одновременным заполнением трансформатора азотом.
2. При наличии соответствующего оборудования подсушку трансформатора рекомендуется проводить с применением ловушки вымораживания паров, а прогрев - методом разбрызгивания масла (по инструкции завода-изготовителя ОВБ.4I5.003-68).

Прогрев трансформатора при подсушке производится одним из следующих методов:

- индукционным (см.приложение I);

- постоянным током;
- циркуляцией масла через нагреватели.

9.10. Произвести испытания трансформатора после сборки его на месте ремонта.

10. ЗАЩИТНЫЕ ПОКРЫТИЯ

В качестве защитного покрытия применять маслостойкое лакокрасочное покрытие по ГОСТ 14007-68. Материалом для защитного покрытия может служить:

- для внутренних поверхностей - эмаль НЦ-5123 (ГОСТ 7462-73);
- для наружных поверхностей - эмаль ПФ-115 (ГОСТ 6465-63).

Возможно применение других эмалей, заменяющих указанные.

11. ИСПЫТАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

11.1. При каждом плановом капитальном ремонте трансформатора обязательно должны проводиться испытания: после отключения перед ремонтом - приемочные испытания и после ремонта при сдаче трансформатора - сдаточные испытания.

Испытания и измерения, которые необходимо выполнить, и испытания отдельных узлов при вскрытии активной части трансформатора проводятся в процессе ремонта.

11.2. Испытания трансформатора проводятся по предварительно составленной программе, утвержденной руководством электростанции или предприятия электрических сетей.

11.3. Каждое испытание или измерение оформляется соответствующим протоколом.

В протоколе обязательно должны быть указаны:

- наименование, тип, номер и класс точности испытательного оборудования и приборов и паспортные данные испытуемого оборудования;
- условия проведения испытания (помещение, температура, влажность, атмосферное давление и т.д.), фамилии и подписи лиц, проводивших испытание.

II.4. В объем приемочных испытаний обязательно включать:
- измерение сопротивления изоляции мегомметром R_{60} и R_{15};
- измерение $tg\delta$;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- измерение коэффициента трансформации;
- измерение тока и потерь холостого хода;
- физико-химический анализ масла.

II.5. Сдаточные испытания трансформатора и комплектующих узлов после капитального ремонта проводятся в соответствии с требованиями "Норм испытаний электрооборудования", ГОСТ 11677-75 "Трансформаторы (автотрансформаторы) силовые. Общие технические требования", ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.2-76.

II.6. Испытания комплектующих узлов (маслонаполненных вводов, трансформаторов тока и т.д.) проводятся в соответствии с требованиями по их монтажу и эксплуатации, ГОСТ 1516.1-76 и ГОСТ 1516.2-76.

II.7. Испытания трансформатора и измерения его параметров после его капитального ремонта проводятся после испытания на герметичность.

II.8. Приемочные и сдаточные испытания проводятся при температуре верхних слоев масла в трансформаторе не ниже 50-60°С.

I2. МОНТАЖ ТРАНСФОРМАТОРА НА ФУНДАМЕНТЕ И ЕГО СДАЧА

I2.I. Установить трансформатор на фундамент так, чтобы крышка имела подъем I-I,5% по направлению к газовому реле, если в сопроводительной документации нет специальных указаний.

I2.2. Измерить сопротивление обмоток постоянному току и коэффициент трансформации на рабочем положении переключателя напряжений. Мегомметром измерить сопротивление изоляции обмоток, проверить изоляцию всех шин и кабелей, присоединить и проверить фазировку всех присоединений, а также проверить автоматику управления трансформатором.

I2.3. Проверить работу системы автоматики управления трансформатором и снять круговую диаграмму переключающего устройства.

I2.4. Собрать и проверить действие системы пожаротушения трансформатора в присутствии представителя местной противопожарной охраны, оформить протокол о проверке.

I2.5. Присоединить систему охлаждения к трансформатору (закрепить катки к рельсам). Произвести доливку масла в трансформатор и в систему охлаждения (см.разд.7) через расширитель со скоростью не более 4 т/ч с последующим отстоем в течение I2 ч, при этом руководствоваться инструкциями завода-изготовителя ОВБ 4I2.420-69 и ОВБ I40.344 от I975 г.

После отстоя выпустить воздух из трансформатора, вводов и охладителей, включить масляные насосы системы охлаждения, проверить правильность вращения ротора маслонасосов по манометрам. При закрытой заслонке давление по манометру должно быть не менее 0,I3 МПа.

Проверить направление вращения крыльчаток вентиляторов (направление вращения должно быть таким, чтобы поток воздуха, создаваемый крыльчаткой, был направлен в сторону пучка охлаждающих трубок охладителя), работу фильтров (разница избыточного давления на выходе и входе масла в фильтрах должна быть не более 0,2 МПа).

I2.6. Включить циркуляцию масла в трансформаторе не менее, чем на 8 ч. Отключить циркуляцию масла и дать ему отстояться в течение I2 ч.

П р и м е ч а н и е . Включение маслонасосов возможно при температуре масла не ниже: для насосов ЭЦТ и Т минус 40°; для насосов ЭЦТЭ и ЭТ минус 20°С. При температуре ниже указанной масло необходимо подогреть.

I2.7. Оформить всю ремонтную документацию, проверить соответствие фактически выполненного объема работ с планом. Включение трансформатора под напряжением и опробование под нагрузкой осуществляется эксплуатационным персоналом в соответствии с требованиями, указанными в "Нормах испытания электрооборудования". Акт о сдаче подписывается по истечении 72 ч после включения трансформатора под нагрузку, если нет замечаний со стороны эксплуатационного персонала.

I3. ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНЫМ МАСЛАМ

I3.I. При выборе масла необходимо руководствоваться действую-

щими директивными и руководящими техническими материалами Минэлектротехпрома и Минэнерго СССР.

I3.2. При эксплуатации, хранении и смешении масел следует руководствоваться следующим:

- масла, содержащие антиокислительные присадки, допускается смешивать в любых соотношениях. При этом стабильность смеси должна быть не ниже, чем у компонента с самой низкой стабильностью.

Ингибированные товарные масла (с присадкой) не следует смешивать с неингибированными. Так как имеются существенные различия в эксплуатационных свойствах этих масел (срок службы и др.).

I3.3. Температура заливаемого масла должна быть не ниже 45°С.

I3.4. Допускается применение регенерированных масел при условии доведения их характеристик до норм на свежее масло.

I3.5. Электрическая прочность масла перед заливкой в трансформаторы должна составлять: для трансформаторов до I50 кВ - не менее 45 кВ, для трансформаторов 220-750 кВ - не менее 55 кВ.

Примечание. Электрическая прочность масла, взятого на анализ непосредственно после заливки, может быть на 5 кВ ниже приведенной в п.I3.5.

I4. ПЕРЕЧЕНЬ СТАНДАРТОВ И РУКОВОДЯЩИХ ДОКУМЕНТОВ

Номера стандартов и руководящих документов	Наименование	Примечание
РТМ I6687000-73	Инструкция по транспортировке, выгрузке, хранению, монтажу и введению в эксплуатацию силовых трансформаторов общего назначения на напряжение II0-500 кВ	
ГОСТ 3956-54	Силикагель	
ГОСТ 7462-73	Эмали НЦ-5I23	
ГОСТ 6465-63	Эмали ПФ-II5 различных цветов	

Номера стандартов и руководящих документов	Наименование	Примечание
ГОСТ 14007-68	Единая система защиты от коррозии и старения. Металлы, сплавы, покрытия металлические и неметаллические. Группы условий эксплуатации	
ГОСТ 1516.1-76	Электрооборудование переменного тока на напряжение от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции	
ГОСТ 1516.2-76	Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Электрическая прочность изоляции	
ОВБ 412.420-69	Монтаж и эксплуатация трансформаторов, оборудованных азотной защитой	
ОВБ 140.344-75	Расширитель с гибкой оболочкой. Техническое описание и инструкция по эксплуатации	

Приложение I

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ИНДУКЦИОННОЙ ОБМОТКИ ДЛЯ ПРОГРЕВА ТРАНСФОРМАТОРА

Расчет мощности, количества витков и тока в обмотке (ориентировочно), необходимых для прогрева трансформатора без системы охлаждения, производится следующим образом. В зависимости от утепления и температуры окружающего воздуха определяется мощность P (кВт) для прогрева трансформатора по формуле

без масла $$P = \kappa \ell h (120 - t_{окр}) \cdot 10^{-3} \qquad (1)$$

и маслом $$P = 1{,}8 \kappa \ell h (120 - t_{окр}) \cdot 10^{-3}, \qquad (2)$$

где κ – коэффициент теплоотвода (выбирается по табл.I в зависимости от условий прогрева и толщины теплоизоляции);

ℓ – периметр бака, м;

h – высота боковой поверхности бака, м;

$t_{окр}$ – температура окружающей среды, ^{0}С.

Полная мощность прогрева N (кВ•А) определяется по формуле

$$N = \frac{P}{\cos\varphi}, \qquad (3)$$

где $\cos\varphi$ – коэффициент мощности намагничивающей обмотки, равный 0,53 (для всех типов намагничивающей обмотки).

Фазный ток намагничивающей обмотки I_p (А) определяется по формуле

$$I_{ф} = \frac{N \cdot 10^{3}}{\sqrt{3} \cdot U}, \qquad (4)$$

где U – линейное напряжение источника питания, В.

Таблица I

Условия прогрева	Значения K при толщине теплоизоляции δ, мм									
	5	I0	I5	20	25	30	35	40	45	50
В хорошо защищенном помещении ...	I0,3	9,7	9,23	8,77	8,38	8,0	7,67	7,35	7,08	6,8I
В плохо защищенном помещении	I7,I	I5,6	I4,47	I3,4	I2,4I	II,68	I0,95	I0,32	9,78	9,28
Вне помещения ...	25,5	22,3	I9,9	I7,9	I6,3	I5,0	I3,9	I2,9	I2,0	II,3

Сечение провода S ($мм^2$) намагничивающей обмотки определяется по формуле:

$$S = \frac{1{,}3 \cdot I_{ф}}{I_{доп}}, \qquad (5)$$

где I,3 - коэффициент, учитывающий возможность регулирования активной мощности в сторону увеличения ее на 30%;

$I_{доп}$ - допустимая плотность тока (определяется по табл.2).

Таблица 2

Тип провода	Допустимая плотность тока $I_{доп}$, $А/мм^2$
Медный:	
голый	6
изолированный	3-3,5
Алюминиевый:	
голый	5
изолированный	2-2,5

Общее количество витков определяется по формуле

$$W_в = W_н = \frac{W_\Sigma}{2,6} \cdot \qquad (6)$$

где A - удельная длина провода намагничивающей обмотки (определяемая по рис.9), м/В питающего напряжения.

Количество витков в верхней и нижней частях бака (целое число) определяется по формуле

$$W_в = W_н = \frac{W_\Sigma}{2,6} \cdot \qquad (7)$$

Количество витков в средней части бака - по формуле

$$W_с = W_\Sigma - 2W_в . \qquad (8)$$

Для разгрузки электросети от реактивной мощности включается конденсаторная батарея.

Компенсирующая емкость (мкФ) определяется по формуле

$$C_к = \frac{I,6 \cdot P \cdot I0^9}{3 \cdot 3I4 \cdot U^2} \cdot \qquad (9)$$

Реактивная мощность компенсирующей емкости (квар) определяется по формуле

$$Q_к = \frac{I,6P}{3} . \qquad (I0)$$

Для регулирования активной мощности следует предусмотреть дополнительные витки.

Удельный расход мощности электронагревательных печей закрытого типа для подогрева дна бака трансформатора выбирается по табл.3.

Активная мощность $P_д$ (кВт) определяется по формуле

$$P_д = 0,7P. \qquad (II)$$

Полная мощность (кВ·А) - по формуле

$$N_д = \frac{P_д}{cos\varphi} \cdot \qquad (I2)$$

Таблица 3

Периметр бака трансформатора, м	Удельный расход мощности донного подогрева, кВт/м^2
До 10	До 0,8
11-15	0,9-1,4
16-20	1,5-1,8
21-25	1,9-2,1

Примечание. Высоту h_0 намагничивающей обмотки принимать в пределах 80-85% высоты боковой поверхности бака.

Общее количество витков намагничивающей обмотки ($W_{\Sigma д}$) с учетом дополнительных витков составляет

$$W_{\Sigma д} = \frac{1{,}7 \cdot A_б U}{\ell}, \qquad (13)$$

где $A_б$ - определяется по рис.9.

Количество дополнительных витков определяется по формуле

$$W_д = W_{\Sigma д} - W_\Sigma . \qquad (14)$$

Количество дополнительных витков в фазе - по формуле

$$W_ф = \frac{W_д}{3} . \qquad (15)$$

Расстояние между витками (Δ) определяется по формуле

$$\Delta = \frac{h_0 - W_{\Sigma д}\, d}{W_{\Sigma д}}, \qquad (16)$$

где d - диаметр обмоточного провода, мм;

h_0 - высота намагничивающей обмотки, мм.

В трехфазных индукционных обмотках (рис.10) направление тока в средней части их должно быть встречным по отношению к крайним.

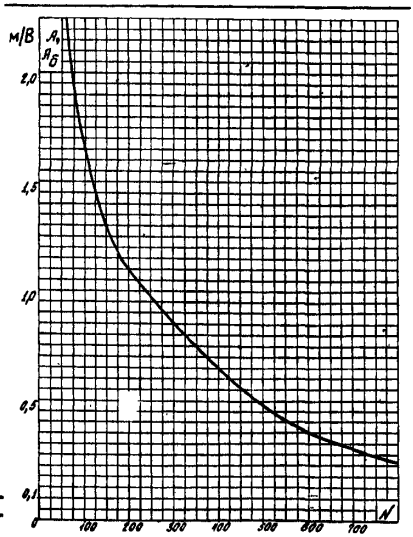


Рис.9. Зависимость удельной длины намагничивающей обмотки A от полной мощности прогрева N

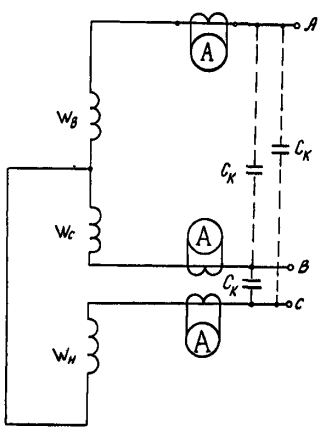


Рис.I0. Трехфазная индукционная обмотка с компенсацией емкостью

Приложение 2

ОПРЕССОВКА ОБМОТОК ТРАНСФОРМАТОРОВ ГИДРАВЛИЧЕСКИМИ ДОМКРАТАМИ ПРИ КАПИТАЛЬНОМ РЕМОНТЕ

I. Основные положения

Перед опрессовкой обмоток необходимо составить и подготовить схему подсоединения, эскизы установки гидравлических домкратов и эскизы нестандартной специальной оснастки. При опрессовке следует руководствоваться данными табл.I для пересчета давления масла в системе на усилие, создаваемое гидравлическим домкратом. Табл.I составлена для двух гидравлических домкратов с рабочими диаметрами цилиндра 93 и 110 мм.

При использовании гидравлических домкратов с другим рабочим диаметром цилиндра необходимо составить соответствующую таблицу, используя формулу

$$F = P S,$$

где F - сила давления гидравлического домкрата, Н;

P - давление масла в системе, МПа;

S - площадь поперечного сечения цилиндра применяемого гидравлического домкрата ($см^2$), рассчитана по известной формуле

$$S = \frac{\pi d^2}{4},$$

где d - рабочий диаметр цилиндра гидравлического домкрата, см.

Примечание. Указанные выше требования действительны для однокамерных гидравлических домкратов.

2. Назначение

2.I. В зависимости от предлагаемого объема работ по ремонту и условий ремонта опрессовку обмоток выполнять одним из двух способов:

- в один прием с применением полного комплекта (4-8 шт.) гидравлических домкратов (количество домкратов в комплекте определяется количеством нажимных винтов на обмотке);

Таблица I

Пересчет давления масла в системе на усилие, создаваемое гидравлическими домкратами

Давление масла в системе		Гидравлические домкраты с наружным диаметром цилиндра II5 мм	Гидравлические домкраты с наружным диаметром цилиндра I30 мм
МПа	кгс/см^2	Рабочий диаметр цилиндра 93 мм	Рабочий диаметр цилиндра II0 мм
		Черт.ВБ 787026I5	Черт.ВБ 787034·94
		Усилие опрессовки, создаваемое одним гидравлическим домкратом, Н	Усилие опрессовки, создаваемое одним гидравлическим домкратом, Н
I,0	I0	6600	8700
I,5	I5	I0000	I3200
2,0	20	I3230	I7800
2,5	25	I6600	22000
3,0	30	20000	25000
3,5	35	23000	3I000
4,0	40	26500	35000
4,5	45	30000	39500
5,0	50	33000	43700
5,5	55	36800	48200
6,0	60	40000	52000
6,5	65	43600	57000
7,0	70	46000	6I000
7,5	75	50000	66000
8,0	80	53000	70000
8,5	85	56500	75000
9,0	90	60000	79I00
9,5	95	63000	84000
I0,0	I00	66500	87800
I0,5	I05	70500	92000
II,0	II0	74000	93500
II,5	II5	77000	I00000
I2,0	I20	80000	I06000
I2,5	I25	84000	I08500
I3,0	I30	87000	II0000
I3,5	I35	90000	II6500
I4,0	I40	93000	I22000

Окончание таблицы I

Давление масла в системе		Гидравлические домкраты с наружным диаметром цилиндра 115 мм	Гидравлические домкраты с наружным диаметром цилиндра 130 мм
МПа	кгс/см^2	Рабочий диаметр цилиндра 93 мм	Рабочий диаметр цилиндра 110 мм
		Черт.ВБ 787026·15	Черт.ВБ 787034·94
		Усилие опрессовки, создаваемое одним гидравлическим домкратом, Н	Усилие опрессовки, создаваемое одним гидравлическим домкратом, Н
14,5	145	95000	126000
15,0	150	100000	130000
15,5	155	102000	134000
16,0	160	106000	139000
16,5	165	110000	144000
17,0	170	114000	148000
17,5	175	118000	152000
18,0	180	122000	156000
18,5	185	120000	160000
19,0	190	130000	164000
19,5	195	134000	168000
20,0	200	138000	172000
20,5	205	142000	176000
21,0	210	146000	180000
21,5	215	150000	184000
22,0	220	154000	188000
22,5	225	158000	192000
23,0	230	162000	196000
23,5	235	166000	200000
24,0	240	170000	204000
24,5	245	174000	208000
25,0	250	178000	212000
25,5	255	182000	216000
26,0	260	186000	220000
26,5	265	190000	224000
27,0	270	194000	230000

Примечание. Указанные выше требования действительны для однокамерных гидравлических домкратов.

- последовательно в несколько приемов с применением двух гидравлических домкратов.

2.2. Рекомендации по выбору способа опрессовки обмоток.

Первый способ опрессовки обмоток рекомендуется применять, если для выполнения работ по ремонту предусмотрен демонтаж съемной части бака ("колокола") или подъем активной части трансформатора.

Второй способ опрессовки обмоток рекомендуется применять в случаях, когда объем других работ, предусмотренных руководством по капитальному ремонту, не требует обязательного демонтажа съемной части бака и доступность к активной части без демонтажа или с демонтажем отдельных узлов (высоковольтных вводов, коробок вводов НН, технологических люков) такова, что позволяет поочередно устанавливать два (по одному с двух диаметрально противоположных сторон обмотки) гидравлических домкрата к каждому нажимному винту.

2.3. Комплект оборудования и оснастки, применяемых при опрессовке обмоток гидравлическими домкратами, приведен в табл.2.

Таблица 2

Комплект оборудования и оснастки для опрессовки обмоток гидравлическими домкратами

Наименование	Для опрессовки первым способом	Для опрессовки вторым способом
Насосная станция передвижная НСП-400	I компл.	I компл.
Насос гидравлический (НГ-500) с ручным приводом, обеспечивающий давление 30-40 МПа	Не применяется	I компл.
Домкраты гидравлические:		
черт.ВБ 787 026 I5	8 шт.(24)	2 шт.(6)
черт.ВБ 787 034 94	8 шт.(34)	2 шт.(6)
Шланги соединительные		
25 МПа	I0+(8x3)=34 м (I00)	I0+(3x2)=I6 м (28)
Коробка распределительная	I шт.	I шт.

Окончание таблицы 2

Наименование	Для опрессовки первым способом	Для опрессовки вторым способом
Манометр диаметром I60 мм с пределом измерения от 0 до 40 МПа	I шт.	I шт.
Кран пробковый 25 МПа ...	I шт.	I шт.
Скоба для проверки работы гидравлических домкратов	I шт.	I шт.
Прокладка специальная для осаживания гидравлического домкрата	Не применяется	2 шт.(6)
Прокладки из изоляционного материала (гетинакса, текстолита):		
размером I00xI00x20 мм	I6 шт.(48)	4 шт.(I2)
размером I00xI00xI0 мм	8 шт.(24)	2 шт.(6)

3. Подготовительные работы

3.I. Собрать схему, как указано на рис.II.

С целью исключения попадания воздуха в систему сборку схемы выполнить следующим образом:

- подсоединить шланг к насосной станции (насосу) и распределительную коробку к шлангу;
- создать уклон подсоединительного шланга для свободного выхода воздуха через открытые отверстия распределительной коробки;
- подсоединить к распределительной коробке шланги высокого давления и прокачать маслом;
- заполнить гидравлические домкраты маслом до выхода поршня на 30-35 мм (временно подсоединив их к шлангам). Отсоединить гидравлические домкраты от шлангов. Нажатием на поршень (при повернутом домкрате ниппелем вверх) вытеснить из гидравлического домкрата воздух и масло. При слабом вытекании масла из ниппеля гидравлического домкрата и шланга подсоединить гидравлические домкраты к шлангу.

3.2. Поместить гидравлические домкраты в специальную скобу,

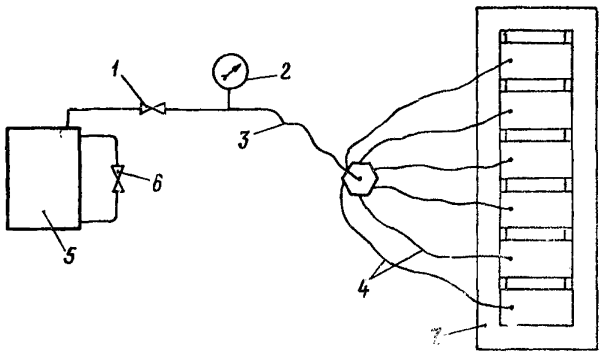


Рис.II. Схема для проверки шести гидравлических домкратов:

I - отсечной кран; 2 - манометр; 3 - магистральный шланг; 4 - распределительные шланги; 5 - маслостанция; 6 - кран сброса давления; 7 - скоба для испытания гидравлических домкратов

как указано на рис.II. Проверить работу схемы, создав давление на 5-6 МПа больше рабочего давления при опрессовке, выдержать при этом давлении I0 мин. Если при проверке будут выявлены течи в системе, то после устранения течей проверку повторить.

4. Опрессовка обмоток

4.I. Опрессовку обмоток рекомендуется проводить одновременно на трех стержнях, при этом следует опрессовывать однотипные обмотки, одного класса напряжения.

4.2. В случаях, когда опрессовка обмоток одновременно на трех стержнях невозможна из-за отсутствия оснастки, допускается выполнять опрессовку обмоток поочередно на отдельных стержнях в указанной последовательности:

- крайний стержень (фазы А или С);
- второй крайний стержень (фазы А или С);
- средний стержень фазы В.

Если трансформатор однофазный, но активная часть конструктивно имеет главный и вспомогательный стержни, то в первую очередь следует опрессовать обмотку на главном стержне.

4.3. Если на заводском чертеже нет специальных указаний об очередности опрессовки обмоток на стержне, то необходимо соблюдать следующую очередность: первыми опрессовывать обмотки, которые (по чертежу) имеют большее (общее на всю обмотку) усилие опрессовки; последними - обмотки с наименьшим (общим на всю обмотку) усилием опрессовки. Если две или несколько обмоток на одном стержне магнитопровода имеют одинаковое усилие опрессовки, то в первую очередь опрессовывать обмотку, которая расположена первой от стержня.

4.4. Опрессовка обмоток первым способом.

4.4.1. Отвинтить контргайки на нажимных винтах. Определить очередность опрессовки обмоток.

4.4.2. Установить гидравлические домкраты на прессующие кольца, количество их должно быть равным количеству нажимных винтов.

Расположить домкраты на прессующем кольце в непосредственной близости от нажимных винтов, как указано на рис.12.

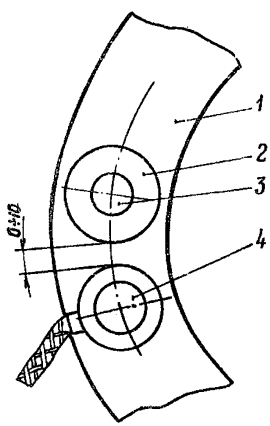


Рис.12. Установка гидравлических домкратов при опрессовке обмоток (двумя домкратами):
1 - прессующее кольцо; 2 - гайка нажимного винта; 3 - нажимной винт; 4 - гидродомкрат

4.4.3. Выбрать зазор между поршнем гидравлического домкрата и консолью с помощью изоляционных прокладок.

4.4.4. Определить по заводскому чертежу значение усилия опрессовки обмотки на один винт; по табл.1 - соответствующее выбранному усилию давление масла в гидравлической системе.

4.4.5. Опрессовать обмотки с заданным по чертежу усилием, выдержать неизменным давление 2-3 мин.

4.4.6. Довернуть стандартным рожковым ключом (усилие на рукоятке 150-200 Н) нажимные винты до упора в прессующее кольцо.

4.4.7. Завинтить контргайки.

4.4.8. Сбросить давление в системе гидравлических домкратов до нуля. Переставить домкраты к другим обмоткам.

4.4.9. Выполнить опрессовку других

обмоток, соблюдая последовательность, указанную в пп.5.4.I-5.4.8. Контроль усилий опрессовки осуществлять по показанию манометра и табл.I в процессе опрессовки.

Примечания: I. Если высота выхода поршня гидравлического домкрата не позволяет опрессовать обмотку за один прием (высота усадки обмотки больше, чем допустимая высота выхода поршня), то опрессовку следует выполнить в два или несколько приемов.
2. Установку гидравлических домкратов и доворачивание винтов стандартными рожковыми ключами выполнять с временных стеллажей.

4.5. Опрессовка обмоток вторым способом.

4.5.I. Определить объем демонтажа высоковольтных вводов, трансформаторов тока и технологических фланцев, необходимый для выполнения опрессовки обмоток, без демонтажа съемной части бака.

4.5.2. Выполнить демонтаж узлов трансформатора в соответствии с п.5.5.I, технология демонтажа указана в соответствующих разделах данного Руководства.

4.5.3. Установить по заводскому чертежу значение усилия опрессовки обмотки на один винт, по табл.I определить соответствующее выбранному усилию давление масла в гидравлической системе.

4.5.4. Определить очередность опрессовки обмоток. Установить на прессующее кольцо обмотки два гидравлических домкрата (по одному с двух диаметрально противоположных сторон).

4.5.5. Расположить гидравлические домкраты на прессующем кольце в непосредственной близости от нажимных винтов, как указано на рис.I2.

4.5.6. Отвинтить контргайки на нажимных винтах.

4.5.7. Выбрать прокладками зазор между поршнем гидравлического домкрата и консолью, как указано на рис.I3. При выборе зазора использовать специальную прокладку с выдвижным штоком для осаживания обмоток (рис.I4).

4.5.8. Опрессовать обмотки с усилием, заданным в чертеже на один нажимной винт. При опрессовке следить, чтобы усадка обмотки в зоне установки гидравлического домкрата за один прием опрессовки не превышала I0 мм. Значение усадки определить по количеству оборотов освободившегося от нагрузки нажимного винта (при доворачивании его до упора), умноженному на шаг резьбы винта.

4.5.9. При достижении заданного давления выдержать его 2-3 мин, довернуть стандартным рожковым ключом (усилие на рукоят-

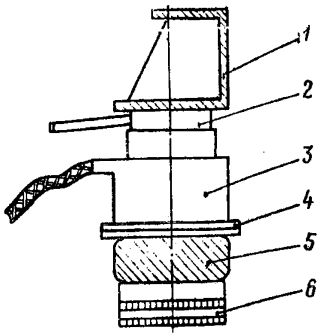


Рис.I3. Опрессовка обмотки гидравлическими домкратами:

I - консоль; 2 - специальная прокладка; 3 - гидравлический домкрат; 4 - прокладка из электрокартона; 5 - прессующее кольцо; 6 - обмотка

кс I50-200 Н) нажимные винты (два на фазу, возле которых установлены гидравлические домкраты) до упора в прессующее кольцо.

4.5.I0. Сбросить давление в системе гидравлических домкратов до нуля. Переставить гидравлические домкраты к другим двум диаметрально противоположным винтам.

4.5.II. Поочередной перестановкой гидравлических домкратов выполнить опрессовку обмотки в зоне других нажимных винтов этой обмотки, соблюдая последовательность операций, указанную в пп.5.5.3-5.5.I0.

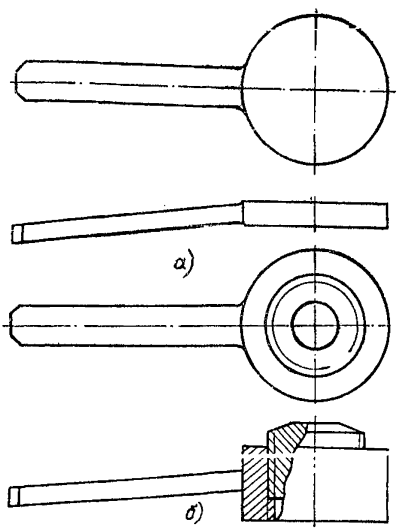


Рис.I4. Специальные прокладки для осаживания гидравлических домкратов:

а - цельная; *б* - с выдвижным штоком

Примечания: I. Если при опрессовке усадка обмотки в зоне установки гидравлического домкрата превышает I0 мм, опрессовку обмоток до получения заданного усилия выполнить в два или несколько приемов. При выполнении опрессовки соблюдать последовательность работ, указанную в пп.5.5.3-5.5.II, но при этом усилие, создаваемое гидравлическим домкратом, ограничить до значения, которое обеспечит усадку обмотки в зоне установки гидравлических домкратов до I0 мм.
2. Установка гидравлических домкратов и доворачивание нажимных винтов при выполнении опрессовки обмоток вторым способом выполняются с приставных лестниц при производстве работ внутри бака трансформатора и со стеллажей при установке гидравлических домкратов через открытые люки.

Приложение 3

ОРИЕНТИРОВОЧНЫЙ ПЕРЕЧЕНЬ МАТЕРИАЛОВ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

I. Лакоткань ЛХМ 0,I7-0,24 (ГОСТ 22I4-72).
2. Лента киперная (тафтяная) (ГОСТ 45I4-7I).
3. Электрокартон ЭМЦ 0,5-2 мм (ГОСТ 4I94-68).
4. Шпильки изоляционные с гайками.
5. Бумага кабельная К-I20 (ГОСТ 645-67).
6. Лак бакелитовый (ГОСТ 90I-7I).
7. Трубки бакелитовые диаметром I4-28 мм.
8. Бруски 70х50х300 мм буковые.
9. Пиломатериалы из хвойных пород.
I0. Материалы теплоизоляционные (на асбестовой основе).
II. Нитроэмаль маслостойкая (ГОСТ 7262-70).
I2. Резина трансформаторная маслостойкая.
I3. Клей резиновый (ГОСТ 2I99-66).
I4. Бензин типа "галоша", ацетон, спирт (ГОСТ 5962-67).
I5. Салфетки неворсистые технические (ГОСТ 4643-67).
I6. Веревка хлопчатобумажная диаметром 22 мм.
I7. Трос стальной (две ветви) диаметром 22 мм.
I8. Бумага фильтровальная 0,2-0,25 мм.

Ответственный редактор Р.Р.Яблокова
Технический редактор Е.И.Сапожникова
Корректор Л.Ф.Петрухина

Л 93554	Подписано к печати I9/IУ I978 г.	Формат 60x84 I/I6
Печ.л. 4,5(усл.-печ.л. 4,2) Уч.-изд.л. 3,65		Тираж 2800 экз.
Заказ № 460/78	Издат. № I09/78	Цена 55 коп.

Производственная служба передового опыта и информации Союзтехэнерго
I80432 Москва,Ж-432,2-й Кожуховский проезд,д.29,корп.6
Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
II7292,Москва,В-292,ул.Ивана Бабушкина,д.23,корп.2

gost.e-ecolog.ru