

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ТРАНСФОРМАТОРЫ СИЛОВЫЕ**Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию****РД 16 363-87***Срок действия с 01.01.1988 г*

Взамен РТМ 16 800 723-80.

Настоящий руководящий документ (РД) распространяется на силовые масляные трансформаторы, автотрансформаторы и реакторы (в дальнейшем именуемые трансформаторами) общего назначения классов напряжения 110-750 кВ и устанавливает правила транспортирования, разгрузки и хранения, монтажа и ввода в эксплуатацию.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. РД устанавливает основные технические требования, а также технологию выполнения особо важных технологических операций по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию силовых трансформаторов и является неотъемлемой частью комплекта эксплуатационной документации. Допускается другой документ по ГОСТ 11677-85.

Дополнительные и специальные требования, согласованные с Минэнерго СССР, к трансформаторам, имеющим конструктивные особенности, приводятся в эксплуатационной документации на конкретный трансформатор.

1.2. При производстве работ по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию трансформаторов необходимо выполнять специальные, организационные требования по обеспечению и контролю качества их выполнения.

Работы должны выполнять квалифицированная бригада специалистов, имеющая опыт производства таких работ в строгом соответствии с проектом производства работ (ППР), составленным по действующим нормативам.

В период производства работ ответственный исполнитель обязан:

1) своевременно, сразу после завершения работ, оформлять техническую документацию на монтаж трансформатора, оговоренную в настоящем РД;

2) при монтаже трансформаторов мощностью 100 МВА и более вести журнал монтажа, в котором отмечать результаты всех выполненных операций по подготовке и монтажу трансформатора. В журнале должны быть подписи исполнителей за выполнение скрытых работ, а также отдельных ответственных операций, оговоренных в эксплуатационной документации или ППР. После завершения монтажа журнал передается эксплуатирующей организации.

1.3. Если при проведении работ по транспортированию, разгрузке, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию возникнут затруднения по выполнению требований, настоящего РД, заказчику следует обратиться на предприятие-изготовитель трансформатора.

2. УКАЗАНИЯ МЕР БЕЗОПАСНОСТИ

2.1. Приведенные в данном разделе указания не являются исчерпывающими, а служат лишь дополнением к общим действующим правилам и инструкциям по технике безопасности, «Правилам техники безопасности при эксплуатации электроустановок», местным инструкциям и правилам, которыми следует руководствоваться при подготовке к монтажу, монтажу, испытаниях и включении трансформаторов.

2.2. Необходимо принять меры по удалению азота перед проникновением человека в бак трансформатора, транспортируемого без масла и заполненного азотом.

Удаление азота производится одним из следующих способов:

1) путем заливки в бак трансформатора масла через нижнее запорное устройство до полного вытеснения азота (масло должно быть в соответствии с приложением 1);

2) вакуумированием бака трансформатора до остаточного давления 50,5 кПа (380 мм рт. ст.)

с последующим запуском осушенного воздуха, либо воздуха, пропускаемого через силикагелевый воздухоосушитель, заполненный сухим силикагелем. Масса силикагеля должна быть не менее 5 кг.

Этот способ применяется для баков, выдерживающих указанное выше остаточное давление в транспортном состоянии;

3) продувкой бака сухим чистым воздухом, либо естественной вентиляцией при открытых верхних и нижних люках. При этом, во избежание увлажнения изоляции трансформатора, должны быть выполнены условия разгерметизации в соответствии с разд. 6.

2.3. Необходимо установить непрерывный контроль за людьми, выполняющими работы внутри бака трансформатора.

2.4. В период разгерметизации трансформатора с подачей в бак осушенного воздуха необходимо выполнять следующие требования:

1) обеспечить людей, выполняющих работы внутри бака и у открытого люка, достаточно теплой (в зависимости от температуры окружающей среды) и чистой спецодеждой;

2) не допускать нахождения людей внутри бака более 4 ч в сутки и 20 ч в месяц.

2.5. В процессе выполнения работ по монтажу необходимо также руководствоваться указаниями мер безопасности, приведенными в инструкциях на применяемое технологическое оборудование.

2.6. Необходимо обратить особое внимание обеспечению пожарной безопасности при производстве монтажных работ. Противопожарные мероприятия должны быть разработаны с учетом общих и местных правил и инструкций с привлечением специалистов по противопожарной безопасности.

При разработке мероприятий следует иметь в виду, что трансформаторы являются пожароопасным оборудованием, поскольку трансформаторное масло и промасленная изоляция трансформаторов являются горючим материалом и могут воспламениться при выполнении пожароопасных работ (сварка, прогрев, подсушка, сушка).

Кроме приведенных указаний по пожарной безопасности необходимо выполнить ряд организационно-технических мер:

1) оборудовать монтажную площадку надежной телефонной связью и средствами пожаротушения в соответствии с противопожарными мероприятиями, согласованными с пожарной охраной;

2) назначить лиц, ответственных за пожарную безопасность;

3) получить письменное разрешение пожарной охраны на производство огнеопасных работ и организовать постоянное наблюдение за пожарной безопасностью на все время проведения огнеопасных работ;

4) производить сварочные работы на баке трансформатора только после заливки его маслом до уровня выше места сварки на 200—250 мм во избежание воспламенения паров масла.

При производстве сварочных работ по устранению течи масла необходимо в трансформаторе создать вакуум, обеспечивающий прекращение течи масла и безопасное производство сварочных работ.

2.7. На время проведения монтажных работ необходимо заземлить бак трансформатора.

При заливании трансформатора маслом, либо его сливе, необходимо заземлить выводы обмоток во избежание появления на трансформаторе электрического заряда.

2.8 При проведении прогрева трансформатора необходимо руководствоваться инструкцией по прогреву трансформаторов.

2.9. Перед разгерметизацией трансформаторов, находящихся под избыточным давлением, необходимо давление в баке выровнять с атмосферным давлением.

3. ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ И РАЗГРУЗКА

3.1. В зависимости от габаритных размеров и массы трансформаторы отправляются потребителю в следующем состоянии:

1) с установленным собственным, либо транспортным расширителем, полностью залитые маслом;

2) с демонтированным расширителем, не полностью залитые маслом;

3) без масла с устройством, автоматически поддерживающим в баке трансформатора избыточное давление газа в пределах 5—50 кПа (0,05—0,5 кгс/см²) в соответствии с инструкцией на установку.

3.2. Перевозка трансформаторов по железной дороге осуществляется на платформах и транспортерах площадочного, колodцевого или сочлененного типа соответствующей

грузоподъемности.

Перевозка трансформаторов от места разгрузки с железной дороги до места установки осуществляется на автотрейлерах. Схему погрузки и расчет крепления трансформатора заказчик разрабатывает самостоятельно.

Допускается перевозка трансформаторов речным или морским транспортом, а также на специально оборудованных санях при условии выполнения специальных технических требований, согласованных с Главтехуправлением Минэнерго СССР (эксплуатационной циркуляр № Э 4/73).

3.3. Перечень составных частей трансформатора, демонтированных на время транспортирования, а также способ транспортирования и упаковки указываются в эксплуатационной документации на трансформатор.

Составные части транспортируются, как правило, следующим образом:

- 1) вводы 66—750 кВ и составные части к ним в упаковке предприятия-изготовителя вводов;
- 2) устройство РПН и трансформаторы тока в баках трансформаторов или в собственных баках, кожухах, обеспечивающих сохранность изоляции;
- 3) вводы на напряжение до 35 кВ, электродвигатели и насосы, приборы, мелкие детали и запасные части, промаркированные в соответствии с чертежами — упакованными в ящики;
- 4) расширитель, охладители, радиаторы, адсорбционные, термосифонные и маслоочистительные фильтры, демонтированные трубы — испытанные, с очищенными и промытыми внутренними поверхностями, промаркированные в соответствии с чертежами, в герметичном состоянии, без дополнительной упаковки;
- 5) цилиндры вводов и другие изоляционные детали, имеющие установочные метки, транспортируются в баке трансформатора или отдельных баках, оснащенных маслоотборным устройством, заполненных маслом.

3.4. Эксплуатационная документация на трансформатор направляется заказчику с комплектующими деталями в месте номер 1.

3.5. Непосредственно после прибытия к месту назначения необходимо произвести осмотр трансформатора и составных частей. При осмотре особое внимание следует обратить на:

- 1) состояние крепления трансформатора на платформе или транспортёре. Контрольные метки на баке трансформатора и на площадке транспортера должны совпадать;
- 2) наличие избыточного давления в баке трансформаторов, транспортируемых с установкой автоматической подпитки;
- 3) состояние бака, пломб, уплотнений и запорной арматуры.

На баке трансформатора не должно быть вмятин или каких-либо других повреждений; Все уплотнения и пломбы на запорной арматуре и пробках должны быть исправны. На баке и транспортере не должно быть следов утечки масла;

- 4) состояние вводов 66—750 кВ, транспортируемых отдельно, трансформаторов тока и составных частей системы охлаждения, руководствуясь соответствующими инструкциями;
- 5) состояние всех прочих составных частей. Составные части не должны иметь механических повреждений.

При наличии повреждения трансформатора или составных частей должен быть составлен акт, подписанный представителем заказчика и организации, занимающейся транспортированием трансформатора и составных частей.

3.6. Разгрузку трансформаторов необходимо производить краном соответствующей грузоподъемности.

Места и схемы стропления указаны в эксплуатационной документации.

3.6.1. Допускается разгружать трансформаторы на шпальную клеть способом стягивания с транспортера тракторами через полиспасты по металлическим балкам (рельсам), установленным под днище трансформатора согласно чертежу погрузки. При отсутствии в чертеже таких указаний металлические балки (рельсы) следует устанавливать рядом с балками жесткости дна трансформатора. Количество устанавливаемых металлических балок (рельсов) и их прочность должны обеспечивать сохранность трансформатора при разгрузке.

При транспортной массе трансформатора до 60 т необходимо устанавливать не менее 2 балок, при транспортной массе до 120 т — не менее 3 балок, при транспортной массе до 220 т — не менее 4 балок, при транспортной массе более 220 т — не менее 6 балок.

3.6.2. Подъем трансформатора следует производить гидравлическими домкратами.

Домкраты должны устанавливаться в местах, определенных конструкцией и указанных в габаритном чертеже трансформатора.

Установка домкратов в других местах недопустима. Подъем и опускание производить поочередно сначала одной, а затем другой стороны трансформатора. При этом наклон

трансформатора не должен превышать 3%. Запрещается поднимать трансформатор домкратами со всех сторон одновременно.

3.6.3. При разгрузке трансформатора с транспортного сочлененного типа необходимо руководствоваться специальной инструкцией по погрузке и разгрузке с данного транспорта.

3.6.4. Разгрузка трансформаторов, перевозимых на транспортных сочлененного типа, производится под руководством персонала, обслуживающего (сопровождающего) транспортер.

3.6.5. Трансформатор может быть установлен сразу при разгрузке на собственные каретки или на шпальную клеть.

Перед установкой необходимо произвести осмотр кареток и катков, проверить наличие смазки на осях катков и при необходимости смазать солидолом.

После подъема трансформатора на нужную высоту установить каретки в соответствии с габаритным чертежом.

3.6.6. При необходимости перекачки трансформатора на собственных каретках необходимо закрепить канаты на специальные приспособления на баке и с помощью электролебедки или трактора с полиспастом произвести перекачку.

Скорость перекачки должна быть не более 8 м/мин.

Перекачку производить плавно, без рывков.

3.6.6.1. Пути, по которым производится перекачка трансформаторов, должны быть выполнены в соответствии с проектом и приняты заказчиком по акту. Они должны быть горизонтальными (уклон не более 1%), прямолинейными (отклонение от прямолинейности в горизонтальной плоскости не более 0,1%), смещение стыкуемых рельсов относительно друг друга в вертикальной плоскости не более 1 мм, в горизонтальной — не более 2 мм, зазор между стыкуемыми рельсами не должен превышать 5 мм. Применяемые рельсы должны быть типа не менее Р 50 и обеспечивать под нагрузкой (при перекачивании) прогиб не более 3 мм.

3.6.6.2. Допускается производить перекачку в направлении продольной и поперечной осей трансформаторов, имеющих 4 каретки, а также вдоль поперечной оси трансформаторов, имеющих более 4 кареток по путям с уклоном до 2%.

3.6.6.3. При перекачке трансформатора на собственных каретках сила трогания составляет 1 кН (100 кгс), сила перекачки 0,6 кН (60 кгс) на 1 т массы трансформатора.

Направление тяговой силы при перекачке должно совпадать с направлением перемещения трансформатора.

При необходимости изменения направления перекачки для поворота кареток поднимать трансформатор следует гидравлическими домкратами.

При этом реборды катков должны быть расположены в соответствии с указаниями габаритного чертежа.

3.6.7. Разгрузку маслонеполненных вводов, устройств РПН, встроенных трансформаторов тока и составных частей системы охлаждения следует производить в соответствии с инструкциями на них.

3.6.8. Работы при выгрузке следует производить с соблюдением требований безопасности и мер, обеспечивающих сохранность трансформатора и составных частей.

3.7. Не позднее, чем через 10 дней после прибытия трансформатора, необходимо произвести предварительную оценку состояния его изоляции.

3.7.1. У трансформаторов, транспортируемых с установленным расширителем, полностью залитых маслом, необходимо проверить:

- 1) уровень масла по маслоуказателю расширителя;
- 2) пробивное напряжение масла из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН;
- 3) тангенс угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) масла из бака трансформатора;
- 4) влагосодержание масла из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН;

При этом уровень и характеристики масла должны быть в соответствии с приложением 2.

3.7.2. У трансформаторов транспортируемых без расширителя, полностью залитых маслом, произвести:

- 1) внешний осмотр;
- 2) проверку наличия избыточного давления или вакуума в баке трансформатора;
- 3) проверку пробивного напряжения масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН;
- 4) проверку тангенса угла диэлектрических потерь масла в баке трансформатора;
- 5) проверку влагосодержания масла в баке трансформатора и баке контактора устройства РПН.

Характеристики масла должны быть в соответствии с требованиями приложения 2:

Проверка наличия избыточного давления или вакуума производится по характерному

шипящему звуку при ослаблении какой-либо из заглушек на баке трансформатора.

При отсутствии избыточного давления или вакуума следует создать в баке избыточное давление газообразного азота по ГОСТ 9293-74 или сухого воздуха до 25 кПа (0,25 кгс/см²)

Допускается создание избыточного давления с помощью воздушного компрессора через силикагелевый воздухоосушитель или с помощью установки для осушки воздуха, либо подкачкой в бак масла, отвечающего требованиям в соответствии с приложением 1.

Трансформатор считается герметичным, если спустя 3 ч давление снизится не более, чем до 23 кПа (0,23 кгс/см²) (при неизменной температуре окружающей среды) При большем снижении давления необходимо восстановить герметичность.

3.7.3. У трансформаторов, транспортируемых без масла, с автоматической подпиткой, необходимо произвести:

- 1) внешний осмотр;
- 2) проверку наличия избыточного давления внутри бака трансформатора;
- 3) проверку пробивного напряжения остатков масла в баке трансформатора и масла в баке контактора устройства РПН;
- 4) проверку влагосодержания остатков масла в баке трансформатора и масла в баке контактора устройства РПН.

Избыточное давление в баке трансформатора, характеристики остатков масла и масла бака контактора должны соответствовать требованиям приложения 2

При отсутствии избыточного давления необходимо проверить герметичность бака трансформатора в соответствии с п. 3.7.2.

3.8. Для трансформаторов с системой охлаждения вида М и Д при отсутствии замечаний по герметичности допускается оценку влагосодержания масла бака трансформатора производить качественно (проба на потрескивание).

3.9. В случае обнаружения, при проверке отклонений от норм и требований следует поставить в известность изготовителя трансформатора и принять меры по устранению причин, вызывающих ухудшение изоляции трансформатора, и к ускорению монтажа.

3.10. Работы, проводимые по транспортированию, и результаты проверки состояния изоляции необходимо оформлять протоколом и учитывать при решении вопроса возможности введения трансформатора в эксплуатацию.

4. ХРАНЕНИЕ

4.1. Необходимо принять меры по сокращению до минимума времени нахождения трансформатора в транспортном состоянии и не допускать его хранения более 4 месяцев со дня отправки с завода (дата отправки с завода указана в железнодорожной накладной).

Для трансформаторов, транспортируемых без масла, установить постоянный контроль за наличием избыточного давления газа в баке. Контролировать избыточное давление не реже чем 1 раз в сутки в течение первых 10 дней, а в дальнейшем — 1 раз в месяц

В случае израсходования газа в установке автоматической подпитки следует произвести замену баллонов, руководствуясь инструкцией, на установку.

4.2. Если после прибытия трансформатора монтажные работы задерживаются сверх допустимого срока пребывания его в транспортном состоянии указанного в п. 4.1, необходимо установить расширитель и залить трансформатор полностью маслом, предварительно проверив наличие избыточного давления в баке методом, приведенным в разд. 3 настоящего РД

Заливка масла производится снизу бака трансформатора без вакуума в соответствии с приложением 1. Перед заливкой слить остатки масла из бака трансформаторов, транспортируемых без масла.

Заливаемое масло должно соответствовать требованиям приложения 1, за исключением газосодержания. Температура заливаемого масла не должна отличаться от температуры трансформатора более чем на 5 градусов.

К расширителю трансформатора подсоединить воздухоосушитель, заполненный осушающим и индикаторным силикагелем.

4.2.1. Для хранения трансформаторов, оборудованных пленочной защитой масла, необходимо смонтировать расширитель с пленочной защитой и заполнить трансформатор и расширитель маслом. Допускается хранить трансформаторы, оборудованные пленочной защитой масла, не более 8 месяцев со дня прибытия трансформатора при условии заполнения их маслом в соответствии с требованиями п. 4.2.

4.3. Во время хранения трансформатора необходимо ежедневно контролировать уровень масла в расширителе, не реже одного раза в 2 месяца брать пробу масла для проверки ее п.п 1-3,

10 табл. 27.

4.4. Комплектующую аппаратуру, крепеж, резино-технические изделия, транспортируемые в упаковке, хранить на настилах в помещении или под навесом, остальные составные части — на открытой площадке в положении, указанном в эксплуатационной документации трансформатора.

4.5. По результатам хранения составить акт. При нарушении условий хранения необходимо определить объем дополнительных работ и выполнить их до начала монтажных работ.

5. ПОДГОТОВКА К МОНТАЖУ

5.1. Необходимо изучить до начала монтажа эксплуатационную документацию, ППР протоколы и акты, составленные на транспортирование, разгрузку и хранение трансформатора

5.2. Определить объем и последовательность работ по монтажу. Руководствуясь ППР составить план-график проведения монтажа.

5.3. Подготовить для монтажа специальную площадку, установить на ней трансформатор и составные части. Монтаж составных частей, как правило, производится на месте установки (на фундаменте) трансформатора. До установки трансформатора на фундамент, последний должен быть принят под монтаж в соответствии с нормативными документами.

Фундамент под трансформатор должен быть рассчитан на нагрузки, передаваемые катками кареток (сосредоточенные нагрузки).

При установке трансформатора на собственные каретки и перекачки следует руководствоваться указаниями разд. 3.

5.4. Подготовить рельсовый путь, при необходимости транспортирования трансформатора от места его сборки до места установки на фундамент. Рельсовый путь должен отвечать требованиям п. 3.6.

5.5. Подготовить необходимое технологическое оборудование, приборы, оснастку и материалы в соответствии с приложением 3.

Трансформаторное масло подготавливается в количестве, необходимом для полной заливки трансформаторов, транспортируемых без масла, и для доливки трансформаторов, транспортируемых с маслом, с учетом дополнительного количества масла на технологические нужды из расчета 5% от объема масла, заливаемого в трансформатор. Требования к трансформаторному маслу в соответствии с приложением 1.

5.6. Если на данный тип трансформатора нормативными документами предусмотрен шефмонтаж, вызвать шефинженера.

5.7. Подготовить вводы 66—750 кВ, руководствуясь соответствующими -инструкциями па них.

5.8. Подготовить съемные вводы 6—35 кВ, осмотреть и очистить от пыли и влаги их внутренние и наружные поверхности, собрать в соответствии с черт. 1, и испытать вводы напряжением в соответствии с табл. 1 частотой 50 Гц длительностью 1 мин.

Таблица 1

Нормы испытательных напряжений вводов

Наименование параметра	Класс напряжения ввода, кВ							
	3	6	10	15	20	24	27	35
Испытательное напряжение вводов, кВ	24	32	42	55	65	75	80	95

Внутренняя часть вводов 15—35 кВ должна быть полностью заполнена маслом с пробивным напряжением не менее 35 кВ (при заполнении ввода маслом выпустить воздух через верхнее воздухопускное отверстие).

5.9. Подготовить встроенные трансформаторы тока, адсорбционные и термосифонные фильтры, фильтры тонкой очистки масла, устройство РПН, систему охлаждения, газовое реле, отсечной клапан, стрелочный маслоуказатель, предохранительный клапан, руководствуясь соответствующими инструкциями.

5.10. Подготовить расширитель, и газоотводные трубопроводы. Если при транспортировании или хранении нарушена их герметизация, необходимо:

1) расширитель загерметизировать, создать давление воздуха или азота 20 кПа (0,2 кгс/см²), с помощью мыльного раствора проверить герметичность и промыть внутреннюю полость трансформаторным маслом;

2) внутреннюю полость газоотводных трубопроводов очистить, промыть трансформаторным маслом и испытать трубопроводы давлением 300 кПа (3 кгс/см²) в течение 30 мин.

Температура масла при испытании и промывке должна быть не ниже 293 К (20° С), а пробивное напряжение не менее 50 кВ.

Установить на расширитель маслоуказатель и отсечной клапан. При этом необходимо руководствоваться соответствующими чертежами и инструкциями.

Для трансформаторов с пленочной защитой масла следует руководствоваться инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой.

5.11. Подготовить гибкую оболочку пленочной защиты масла, руководствуясь инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой.

5.12. Подготовить цилиндры вводов и прочие изоляционные детали, если они транспортировались в отдельном баке. Проверить масло, с которым транспортировались цилиндры и изоляционные детали. Пробивное напряжение масла должно быть не ниже 50 кВ, а влагосодержание не более 0,0025%.

Если масло не соответствует этим нормам, то изоляционные узлы и детали следует высушить при температуре 368-373 К (95—100° С) в течение 120 ч без вакуума, либо в течение 60 ч при остаточном давлении 665—1330 Па (5—10 мм рт. ст.).

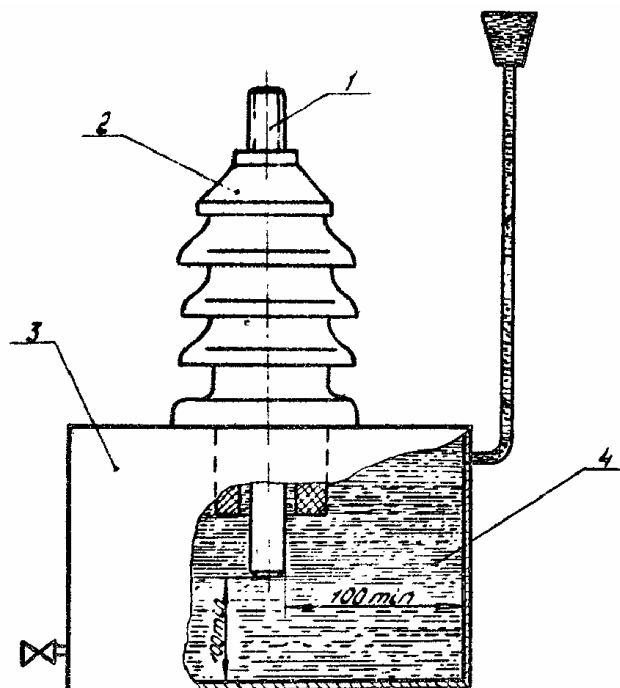
5.13. Произвести оценку состояния изоляции трансформатора в соответствии с п. 3.7.

В случае нарушения условий транспортирования или хранения и неудовлетворительных результатов оценки состояния изоляции следует дополнительно проверить влагосодержание образцов изоляции в соответствии с приложением 4. Полученные результаты оформить актом и учесть при оценке состояния изоляции в соответствии с приложением 2.

Образцы (макет) изоляции закладываются в трансформаторы мощностью более 60 МВА. В процессе изготовления трансформаторов образцы высушиваются до остаточного влагосодержания не более 0,5%.

Макет изоляции предназначен для оценки увлажнения изоляции в процессе транспортирования, хранения, монтажа и эксплуатации трансформатора. Макет состоит из образцов электрокартона трех толщин и используется:

Схема испытания вводов



- 1 – шпилька токоведущая
 - 2 – изолятор
 - 3 – технологический бак
 - 4 – масло трансформаторное
- Черт. 1

1) при предварительной оценке увлажнения изоляции трансформаторов — образцы толщиной 8 мм,

2) при проведении подсушки изоляции трансформаторов - образцы толщиной 1 мм;

3) при определении необходимости и качества сушки используются образцы всех толщин.

Нормы на влагосодержание образцов приведены в приложениях 2, 5, 6, 7.

Место установки макета изоляции указано в эксплуатационной документации трансформатора.

6. МОНТАЖ СОСТАВНЫХ ЧАСТЕЙ

6.1. Монтаж трансформаторов, производится без ревизии активной части, если при транспортировании, разгрузке и хранении не было нарушений, которые могли привести к повреждениям внутри бака. При наличии указанных нарушений до производства монтажных работ производится ревизия с подъемом верхней части бака (или активной части) в объеме и последовательности в соответствии с приложением 8.

Монтаж составных частей необходимо производить в соответствии с требованиями чертежей и инструкций, отправляемых в комплекте эксплуатационной документации трансформатора и с учетом имеющихся на составных частях и деталях маркировки.

Применяемые при монтаже резиновые уплотнения не должны иметь механических повреждений, растрескиваний и расслоений.

При уплотнении разъемов затяжку крепежа необходимо производить равномерно «крест на крест» по всему периметру.

Затяжка считается достаточной, когда резиновое уплотнение сжато до 0,7 ее толщины.

6.2. Особое внимание при монтаже следует уделять обеспечению сохранности активной части при установке составных частей, требующей разгерметизации бака трансформатора (вводов, встроенных трансформаторов тока, изоляционных цилиндров вводов и др.).

В процессе разгерметизации необходимо принимать специальные меры по предохранению трансформатора от увлажнения.

6.2.1 Началом разгерметизации считается вскрытие какой-либо заглушки, открывающей доступ в бак трансформатора окружающего воздуха, окончанием — герметизация бака. Кратковременная разгерметизация, для отбора образцов изоляции в течение не более одного часа, не учитывается при определении продолжительности разгерметизации.

Работы при разгерметизации могут производиться при слитом масле (масло в баке трансформатора находится ниже прессующих колец обмоток, либо полностью отсутствует) или без слива масла (прессующие кольца обмоток закрыты маслом).

6.2.2 Защиту изоляции от увлажнения при разгерметизации следует производить путем подачи в бак трансформатора осушенного воздуха в соответствии с приложениями 9 и 10

Для трансформаторов, залитых маслом до уровня прессующих колец, допускается разгерметизация надмасляного пространства общей продолжительностью не более 2 ч без продувки сухим воздухом, при условии выполнения требований п. 6.2.3 по сохранению от увлажнения изоляции.

6.2.3. Допускается для трансформаторов 110 — 330 кВ мощностью 400 МВА и менее работы при разгерметизации производить без подачи в бак сухого воздуха при условии выполнения следующих требований.

1) температура активной части должна быть не ниже 283 К (10° С) и превышать точку росы окружающего воздуха в течение всего периода разгерметизации не менее, чем на 10 градусов при слитом масле, и не менее чем на 5 градусов при разгерметизации без слива масла.

Если естественные условия окружающей среды не обеспечивают указанного требования по температуре, перед разгерметизацией трансформатор следует нагреть, руководствуясь требованиями инструкций по прогреву трансформаторов;

2) продолжительность разгерметизации не должна превышать 12 ч в случае разгерметизации при слитом масле и 20 ч в случае разгерметизации без слива масла;

3) относительная влажность окружающего воздуха не должна превышать 85%.

В период разгерметизации необходимо организовать непрерывную работу монтажного персонала, чтобы сократить время нахождения трансформаторов в разгерметизированном состоянии.

6.2.4. Температура активной части определяется любым термометром (кроме ртутного), установленным на верхнем ярме магнитопровода.

Для трансформаторов, не подвергавшихся нагреву, допускается температуру активной части определять по температуре масла.

6.2.5. Относительная влажность и точка росы окружающего воздуха определяются в соответствии с приложением 11.

6.3. Монтаж составных частей трансформаторов напряжением до 330 кВ включительно, если при транспортировании, разгрузке или хранении не было нарушений, которые могли привести к ухудшению состояния активной части, производится без слива масла из бака ниже уровня прессующих колец обмоток.

6.4. Для монтажа составных частей трансформаторов напряжением 400 кВ и выше требуется полный слив масла из бака трансформатора.

Полный слив масла для монтажа составных частей требуется также для трансформаторов напряжением 110—330 кВ при нарушении требований по транспортированию либо хранению, когда требуется ревизия (осмотр) активной части.

В трансформаторах, отправляемых без масла, через сливное отверстие в дне бака удаляются остатки масла.

После слива масла необходимо вскрыть монтажные люки и произвести следующие работы:

1) удалить изоляционные цилиндры высоковольтных вводов и крепеж к ним, если они транспортировались в баке трансформатора в транспортном состоянии;

2) снять транспортные детали и детали крепления отводов, руководствуясь эксплуатационной документацией,

3) произвести внешний осмотр состояния механизма и электрических контактов устройства РПН. Для проверки состояния устройства РПН необходимо произвести и цикл переключений вручную при смонтированных приводных механизмах, согласованных с избирателями. При этом проверяется правильность работы механизма и надежность контакта между подвижными и неподвижными контактами, руководствуясь инструкцией на устройство РПН,

4) работы внутри бака должны выполнять квалифицированные специалисты.

Одежда людей должна быть чистой и не иметь металлических застежек. Если имеются карманы, они должны быть очищены от посторонних предметов.

При работе нельзя наступать на изоляционные детали.

Количество крепежа, инструментов и приспособлений должно быть подсчитано и проверено до и после окончания работы;

5) в процессе установки вводов необходимо контролировать изоляционные расстояния «экран ввода — цилиндр ввода», которые должны быть для вводов 220—330 кВ не менее 20 мм, для вводов 400—500 кВ не менее 30 мм, для вводов 750 кВ не менее 60 мм;

«Цилиндр ввода — обмотка, изоляционная перегородка», которые должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации, а при отсутствии в эксплуатационной документации требований они должны быть не менее 20 мм для вводов 220—500 кВ и не менее 30 мм для вводов 750 кВ,

6) проверить состояние и привести в рабочее положение элементы раскрепления активной части в баке трансформатора, руководствуясь указаниями эксплуатационной документации.

6.5 _Если имели место нарушения требований п. 6.2, с целью, оценки состояния изоляции трансформатора в конце разгерметизации производится отбор установленных на активной части образцов изоляции для проверки их влагосодержания.

6.6. При монтаже вводов 110—750 кВ необходимо уделять особое внимание уплотнению шпильки контактной линейного отвода, исправности соединения полости вводов с выносными бачками, надежному размещению соединительных, трубок и манометров.

6.7. При подсоединении отводов обмоток низшего напряжения необходимо обратить особое внимание на изоляционные расстояния гибких связей между собой и другими заземленными и токоведущими элементами, которые должны соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При этом не должно быть натяга гибких соединений и обеспечена надежность контактных соединений.

6.8. В процессе разгерметизации должны быть установлены встроенные трансформаторы тока, вводы, изоляционные цилиндры вводов, охлаждающие устройства навешиваемой на бак трансформатора системы охлаждения, устройства РПН, газоотводный трубопровод и другие составные части, предусмотренные конструкцией трансформатора и демонтированные на время его транспортирования.

Монтаж системы охлаждения может производиться независимо от разгерметизации трансформатора. При этом подсоединение системы охлаждения к баку и заполнение ее маслом производится после заливки трансформатора маслом и принятия мер по исключению попадания воздуха внутрь трансформатора. Указания по раздельной заливке маслом приведены в инструкции по эксплуатации системы охлаждения.

Перед подсоединением выносной системы охлаждения к баку следует придать уклон

трансформатору на фундаменте, если это предусмотрено эксплуатационной документацией трансформатора.

6.9. После установки составных частей, выполненной с разгерметизацией трансформатора, произвести герметизацию, заливку, доливку трансформатора маслом в соответствии с приложением 1

6.10. После выполнения работ по разгерметизации трансформатора исполнители должны внести в журнал монтажа данные о выполнении следующих скрытых работ и проверок:

1) изоляционных расстояний, оговоренных технической документацией — фактические расстояния;

2) правильности установки цилиндров и вводов — фактические расстояния;

3) положения элементов раскрепления активной части — застопорено, отпущено;

4) состояния избирателя встроенных устройств РПН;

5) качества уплотнения контактных шпилек вводов 110—750 кВ.

6.11. Монтаж составных частей, не требующий разгерметизации активной части (расширитель, газовое реле, отсечной клапан, контрольные и силовые кабели, термометры манометрические и другие), может производиться до и после разгерметизации.

Для трансформаторов с пленочной защитой масла до установки расширителя на трансформатор необходимо произвести монтаж гибкой оболочки и вытеснение воздуха, руководствуясь инструкцией на расширитель с гибкой оболочкой. При этом необходимо проверить срабатывание маслоуказателя при максимальном и минимальном уровне масла в расширителе.

Гнездо, в которое устанавливается датчик термометра манометрического, необходимо заполнить трансформаторным маслом.

6.12. Сушка, подсушка изоляции трансформатора, если это требуется в соответствии с приложением 2, производится до окончательной заливки трансформатора маслом, руководствуясь соответственно требованиями приложений 5, 6, 7, 12.

6.13. При наличии путей для перекачки трансформатора на фундамент допускается производить монтаж составных частей, требующий разгерметизации трансформатора, на монтажной площадке, где должны быть организованы необходимые условия для производства работ.

При перекачке трансформатора на собственный фундамент необходимо руководствоваться требованиями п. 3.6.

При подъеме краном полностью собранного трансформатора массой более 200 т схема строповки и подъема должна быть согласована с предприятием-изготовителем.

6.14. После монтажа и подсоединения расширителя к трансформатору необходимо установить требуемый, в зависимости от температуры масла трансформатора, уровень масла в расширителе в соответствии с приложением 1

6.15. Результаты работ по монтажу трансформатора, системы охлаждения, устройства РПН, вакуумирования и заливки маслом оформить соответствующими актами.

7. ИСПЫТАНИЕ И НАЛАДКА

7.1. После сборки трансформатор необходимо испытать на маслоплотность.

Испытание трансформаторов, имеющих пленочную защиту масла, производится путем создания внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа (0,1 кгс/см²).

Испытание остальных трансформаторов производится путем создания избыточного давления азота 10 кПа (0,1 кгс/см²) в надмасляном пространстве расширителя.

Температура масла в баке трансформатора при испытании должна быть не ниже 293 К (20°C) для трансформаторов 220—750 кВ и 283 К (10°C) для трансформаторов 110—150 кВ.

Длительность испытания не менее 3 ч.

Воздухоосушитель на время испытаний должен быть отсоединен.

Трансформатор считается маслоплотным, если при визуальном осмотре отсутствует течь масла.

7.2. Необходимо проверить масло, в баке трансформатора на соответствие требованиям приложения 1, а в баке контактора — на соответствие требованиям инструкции на устройство РПН.

7.3. Необходимо произвести измерение потерь холостого хода при малом напряжении по схемам, по которым производилось измерение при испытаниях на предприятии-изготовителе, руководствуясь указаниями разд. 5 ГОСТ 3484-77 частота и величина подведенного напряжения должны соответствовать паспортным.

Измерение потерь холостого хода производится в начале всех испытаний и измерений, до подачи на обмотки трансформатора постоянного тока (измерения сопротивления обмоток постоянному току, прогрева трансформатора постоянным током, измерения сопротивления изоляции обмоток).

Для трехфазных трансформаторов соотношение потерь не должно отличаться от паспортных соотношений более чем на 5%.

Для однофазных трансформаторов отличие полученных значений потерь от паспортных значений должно быть не более 10%.

В отдельных случаях по согласованию с предприятием-изготовителем могут быть допущены и большие отличия.

7.4. Проверку устройства РПН и ПБВ следует производить, руководствуясь соответствующей инструкцией.

7.5. Проверку коэффициента трансформации на всех ступенях переключения следует производить, руководствуясь указаниями раздела 2 ГОСТ 3484-77.

Измеренный коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации, рассчитанного по номинальным напряжениям.

7.6. Произвести измерение сопротивления постоянному току обмоток, указанных в паспорте трансформатора.

У трансформаторов с устройствами РПН и ПБВ перед измерением сопротивлений обмоток постоянному току необходимо произвести не менее 3 циклов переключения.

Величины сопротивлений трехфазных трансформаторов, полученные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться друг от друга более чем на 2%. Если в паспорте трансформатора из-за конструктивных особенностей есть запись о расхождении более 2%, то необходимо руководствоваться величиной расхождения, указанной в паспорте.

Полученные величины сопротивлений однофазных трансформаторов не должны отличаться более чем на 5% от значений, указанных в паспорте трансформатора.

При оценке результатов измерения сопротивлений обмоток постоянному току температура обмоток определяется в соответствии с приложением 2.

7.7. Произвести изменение характеристик изоляции (B_{60} и $\tan \delta$ трансформатора и оценить полученные результаты в соответствии с приложением 2.

7.8. Рекомендуется произвести испытание изоляции обмоток с номинальным напряжением до 35 кВ, одномоментным испытательным напряжением промышленной частоты, равным 90% значения, указанного в паспорте трансформатора.

После испытания изоляции одномоментным испытательным напряжением следует испытать изоляцию обмоток индуктированным напряжением частотой 50 Гц величиной не выше 1,3 номинального при длительности выдержки 20 с.

При этом вводы нейтрали, имеющие меньшую изоляцию, чем линейные, должны быть заземлены.

7.9. Произвести испытания и наладку системы охлаждения, руководствуясь соответствующей инструкцией.

7.10. Произвести наладку газовой защиты трансформатора.

Работа газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, проверяется в соответствии с инструкцией на газовое реле. Проверка работоспособности газового реле, установленного на трансформаторах с пленочной защитой, путем нагнетания в него воздуха запрещается.

Заполнение газового реле маслом производится при медленном открытии запорной арматуры со стороны расширителя. При этом пробка для выпуска газа из газового реле должна быть открыта.

Величина уставки газового реле должна соответствовать требованиям эксплуатационной документации на трансформатор. При отсутствии в эксплуатационной документации указания, следует принять уставку, соответствующую максимальной чувствительности, исключающую срабатывание реле при пуске и остановке электронасосов системы охлаждения.

7.11. Произвести испытания изоляции между токоведущими и заземленными частями цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном, датчиками температуры и термометрами манометрическим напряжением 1000 В 50 Гц в течение 1 мин при отсоединенных разъемах термометров манометрических. Испытание изоляции термометров манометрических произвести напряжением 750 В 50 Гц в течение 1 мин.

7.12. Произвести проверку установленных трансформаторов тока и отсечного клапана,

руководствуясь соответствующей инструкцией

7.13 Результаты испытаний и наладки оформить актом

7.14. Перед опробованием трансформатора номинальным напряжением необходимо оформить технический акт о монтаже и испытаниях трансформатора, подписанный представителями монтажной организации, эксплуатации, организации, производившей испытания, и шефинженером предприятия-изготовителя (если предусмотрен шефмонтаж).

Акт составляется в двух экземплярах (если предусмотрен шефмонтаж — в трех экземплярах) и утверждается заказчиком.

8. ОПРОБОВАНИЕ И ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

8.1. Если после последней проверки и измерений характеристик изоляции прошло более 3 месяцев, перед опробованием трансформатора необходимо:

- 1) повторить измерение и проверку по п.п. 7.2 и 7.7;
- 2) измерить сопротивление постоянному току обмоток в рабочем положении устройства РПН и ПБВ, предварительно сделав не менее трех циклов переключений;
- 3) произвести хроматографический анализ растворенных газов в масле трансформаторов 100 МВА и более.

8.2. Проверить показания всех термометров и соответствие уровня масла в расширителе температуре масла в баке трансформатора.

8.3. Убедиться в открытии отсечного клапана, запорной арматуры на маслопроводах системы охлаждения и газового реле, отсутствии воздуха в газовом реле. Проверить соответствие указателей положения всех устройств РПН и ПБВ, заземление бака, отсутствие посторонних предметов на трансформаторе и течи масла. Закоротить неиспользуемые вторичные обмотки трансформаторов тока.

8.4. Проверить подсоединение к линейным вводам и нейтрали разрядников, ограничителей перенапряжений, входящих в схему защиты трансформатора в соответствии с проектом.

Неиспользуемые обмотки низшего и среднего напряжения трехобмоточных трансформаторов (автотрансформаторов) должны быть соединены по требуемой схеме в звезду или треугольник и защищены вентильными разрядниками, включенными между вводами каждой фазы и землей. Допускается выполнять защиту неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных первыми от магнитопровода, заземлением одной из вершин треугольника или нейтрали звезды.

Неиспользуемая обмотка однофазных трехобмоточных автотрансформаторов, предназначенная для работы в трехфазной группе по схеме треугольник, может не собираться в треугольник. При этом один конец фазы этой обмотки должен быть заземлен, а другой — защищен вентильным разрядником соответствующего класса напряжения.

Защита неиспользуемых обмоток не требуется, если к ним постоянно присоединена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

8.5. Произвести проверку действия всех предусмотренных защит. Проверка должна быть оформлена документом.

8.6. Сигнальные контакты газового реле следует включить на отключение.

8.7. Включение трансформатора под напряжение необходимо производить с защитами, задействованными на отключение. Включение трансформатора под напряжение производить не ранее чем через 12 ч после последней доливки масла для трансформаторов 110—500 кВ и 20 ч для трансформаторов 750 кВ.

8.8. Включить трансформатор с одной из сторон (высшего, среднего или низшего напряжения) на номинальное напряжение на время не менее 30 мин. с тем, чтобы произвести прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В трансформаторах с системой охлаждения вида Д и ДЦ, для возможности прослушивания, допускается включение трансформатора при отключенных вентиляторах системы охлаждения.

При включении системы охлаждения необходимо дополнительно руководствоваться инструкцией на систему охлаждения и трансформатор.

Произвести несколько включений (3—5 раз) трансформатора толчком на номинальное напряжение для проверки отстойки защит от бросков намагничивающего тока.

8.9. При удовлетворительных результатах опробования защиты перевести в рабочее положение и трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

8.10. У всех трансформаторов, включенных согласно настоящему РД, необходимо отбирать пробы масла:

- 1) из трансформаторов до 220 кВ — после включения через 10 дней, 1 месяц, далее в

соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на конкретный трансформатор;

2) из трансформаторов 330—750 кВ — после включения через 10 дней, 1 месяц, 3 месяца, далее в соответствии с инструкцией предприятия-изготовителя на конкретный трансформатор.

Отобранное масло необходимо проверить по п.п. 1—6, 10, табл. 2 и дополнительно по п. 11 для трансформаторов, имеющих пленочную защиту.

При обнаружении признаков ухудшения состояния масла в начальный период эксплуатации следует обратиться за консультацией на предприятие-изготовитель.

8.11. Рекомендуется производить хроматографический анализ растворенных газов в масле трансформаторов в начальный период эксплуатации в следующие сроки:

1) через 6 месяцев работы трансформаторов 110 кВ мощностью менее 60 МВА;

2) в течение первых 3 суток, через месяц, 3 месяца, 6 месяцев работы трансформаторов 110 кВ мощностью 60 МВА и более, и всех трансформаторов 220—500 кВ;

3) в течение первых 3 суток, через 2 недели, месяц, 3 месяца, 6 месяцев работы трансформаторов 750 кВ.

Оценку результатов производить в соответствии с «Методикой обнаружения повреждений в силовых трансформаторах с помощью анализа растворенных в масле газов».

8.12. Результаты проверок, измерений и опробования необходимо оформить актом.

Справка.

Разработчики РД: Троян Э.Г., Ганзин В.Л., Филиппишин В.Я., Туткевич А.С., Калугин А.Т.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

Обязательное

ОБЪЕМ ПРОВЕРОК И ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНОМУ МАСЛУ. ВАКУУМИРОВАНИЕ И ЗАЛИВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ МАСЛОМ

1. ОБЪЕМ ПРОВЕРОК И ТРЕБОВАНИЯ К ТРАНСФОРМАТОРНОМУ МАСЛУ

1.1. Заливку и доливку трансформаторов производить маслом, не бывшим в эксплуатации.

Не бывшим в эксплуатации следует считать масла, поступающие потребителям непосредственно от предприятий-изготовителей или баз хранения масла, а также масла, залитые в трансформаторы на предприятиях-изготовителях, но не работавшие в них.

1.2. Для заливки и доливки применяются масла в соответствии с табл. 2.

Каждая партия масла, применяемая для заливки и доливки в трансформаторы, должна иметь сертификат предприятия-поставщика масла, подтверждающей соответствие масла стандарту или техническим условиям.

Характеристики масла, прибывшего с трансформатором (залитого в бак на предприятии-изготовителе), указываются в паспорте трансформатора, либо в специальном протоколе, входящем в состав эксплуатационной документации по п.п. 1—6, 10, табл. 2.

1.3. Допускается смешение масел, приведенных в табл. 2, в любых соотношениях если tgδ пробной смеси не превышает tgδ компонента с наибольшими диэлектрическими потерями.

Смесь масел, предназначенных для различных классов напряжения, должна заливаться только в оборудование низшего класса напряжения.

1.4. Масло, прибывшее с предприятия-изготовителя трансформаторов, подвергается проверке по п.п. 1—6, 10, табл. 2. После слива масла в технологические емкости, перед повторной заливкой масло проверяется по п.п. 1—6, 10, табл. 2.

Масло, имеющееся на месте монтажа, подвергается проверке по п.п. 1—10, табл. 2.

В процессе заливки трансформаторов, оборудованных пленочной защитой, масло должно подвергаться дополнительно проверке газосодержания на соответствие требованиям п. 11 табл. 2.

1.5. Заливаемое трансформаторное масло должно быть нагретым до температуры не ниже 283 К (10 °С) для трансформаторов 110 кВ, и не ниже 318 К (45 °С) для трансформаторов 150—750 кВ. В процессе заливки трансформаторов, оборудованных пленочной защитой, масло должно дегазироваться при помощи специальных установок.

2. ВАКУУМИРОВАНИЕ И ЗАЛИВКА ТРАНСФОРМАТОРОВ МАСЛОМ

2.1. Безвакуумная заливка и доливка трансформаторов маслом производится при монтаже

трансформаторов на напряжение 110 кВ, если в эксплуатационной документации нет других указаний, а также трансформаторов всех классов напряжения, подготавливаемых для временного хранения.

2.1.1. Перед заливкой или доливкой необходимо установить расширитель, выхлопную трубу, газоотводный трубопровод и другие составные части, необходимые для работы или хранения трансформатора. На расширителе необходимо смонтировать маслоуказатель и воздухоосушитель.

2.1.2. Собрать схему заливки трансформатора и подсоединить маслопровод к запорной арматуре, расположенной в нижней части бака. Для подачи масла в схеме заливки рекомендуется предусматривать маслоочистительные установки. Применяемые маслопроводы должны быть предварительно очищены и промыты маслом.

2.1.3. Включить маслосос (маслоочистительную установку) и подавать масло в трансформатор со скоростью не более 3 т/ч до достижения требуемого уровня масла в расширителе. Уровень масла в расширителе устанавливается в зависимости от температуры масла в трансформаторе по имеющимся на указателе уровня контрольным меткам. Заливаемое масло должно соответствовать требованиям приложения 1.

2.1.4. Открыть воздухопускные пробки на баке и составных частях и выпустить скопившийся в трансформаторе воздух, повторно проверить отсутствие воздуха в баке через 12ч отстоя масла. Если после выпуска воздуха уровень масла в расширителе понизился ниже требуемого, произвести доливку масла в соответствии с требованиями п. 2.1.3.

2.1.5. Если трансформатор не полностью залит маслом, доливка производится через предназначенный для этого патрубок, расположенный в верхней части бака, либо на расширителе. При доливке необходимо руководствоваться п.п. 2.1.3. и 2.1.4.

2.1.6. Отобрать пробу масла из бака трансформатора и произвести проверку на соответствие требованиям п.п. 1—6, 10, табл. 2.

2.2. Вакуумная заливка трансформаторов напряжением 150 кВ, не оборудованных герметичными видами защит масла.

2.2.1. Установить на баке технологический указатель уровня масла, прибор для измерения остаточного давления и вакуумметр.

2.2.2. Соединить вакуумным трубопроводом бак трансформатора с вакуум-насосом. Вакуумный трубопровод подсоединяется к предусмотренной для этой запорной арматуре в верхней части бака трансформатора. Для вакуумирования трансформаторов необходимо применять вакуумный трубопровод с внутренним диаметром не менее 100 мм, выдерживающий полный вакуум. Во избежание попадания вакуумного масла в трансформатор, при аварийных остановках вакуум-насоса, между баком трансформатора и вакуум-насосом необходимо установить защитное устройство.

2.2.3. Соединить вакуумным трубопроводом бак трансформатора с надмасляным пространством контактора встроенного устройства РПН и полностью между мембраной контактора и транспортной заглушкой, если это предусмотрено инструкцией на устройство РПН.

2.2.4. Проверить герметичность бака трансформатора, для чего включить вакуум-насос, открыть запорную арматуру вакуумного трубопровода и создать в баке остаточное давление не более 665 Па (5 мм рт. ст.), после чего закрыть запорную арматуру вакуумного трубопровода, остановить вакуум-насос и зафиксировать остаточное давление в баке трансформатора. Повторно произвести измерение остаточного давления в баке трансформатора через 1 ч нахождения трансформатора в загерметизированном состоянии.

Трансформатор считается герметичным, если за это время остаточное давление в нем увеличится не более чем на 665 Па (5 мм рт. ст.).

2.2.5. Произвести вакуумирование трансформатора при остаточном давлении не более 665 Па (5 мм рт. ст.) в течение не менее 20 ч, кроме трансформаторов, монтаж составных частей которых производился без слива масла ниже уровня прессующих колец.

2.2.6. Собрать схему заливки и подсоединить подготовленный для заливки трансформатора маслопровод к имеющейся на баке запорной арматуре. Для подачи масла в трансформатор необходимо предусмотреть маслоочистительную установку и фильтры тонкой очистки масла.

В схему заливки рекомендуется установить герметичные фильтры для очистки масла от механических примесей. Маслопроводы должны быть маслоплотными, предварительно очищены и промыты маслом.

2.2.7. Открыть запорную арматуру маслопровода, включить маслоочистительную установку и, поддерживая при помощи вакуум-насоса остаточное давление в баке не более 665 Па (5 мм рт. ст.), произвести заливку масла в трансформатор со скоростью не более 5 т/ч при заливке

недегазированным маслом и без ограничения скорости при заливке дегазированным маслом. Заливаемое масло должно соответствовать требованиям приложения 1.

Заливку прекратить, когда изоляция активной части полностью покроется трансформаторным маслом.

2.2.8. Закрывать запорную арматуру маслопровода, отсоединить маслопровод и вакуумировать надмасляное пространство трансформатора при остаточном давлении не более 665 Па (5 мм рт. ст.) в течение не менее 10 ч, если заливка производилась недегазированным маслом и не менее 2 ч, если заливка производилась предварительно дегазированным маслом.

2.2.9. Закрывать запорную арматуру вакуумного трубопровода, отсоединить вакуумный трубопровод, подавать предварительно осушенный при помощи силикагелевого или цеолитового осушителя воздух в надмасляное пространство и довести давление в нем до атмосферного.

2.2.10. Произвести доливку трансформатора маслом после установки расширителя, выхлопной трубы и других устанавливаемых на верхней части бака составных частей, руководствуясь указаниями п. 2.1.5.

2.2.11. Отобрать пробу масла и произвести проверку на соответствие требованиям п.п. 1—6, 10, табл. 2.

2.3. Заливка трансформаторов, оборудованных пленочной защитой масла.

2.3.1. На крышке бака трансформатора необходимо смонтировать патрубок газового реле с запорной арматурой и другие составные части, для установки которых требуется разгерметизация бака, и, руководствуясь требованиями п. 2.2., собрать схему вакуумирования.

Схема вакуумирования трансформаторов с приставными устройствами РПН должна обеспечивать поддержание одинакового давления с обеих сторон переходной плиты во избежание ее повреждения.

Указания по выполнению такой схемы приводятся в специальных инструкциях.

2.3.2. Произвести проверку герметичности и вакуумирование трансформатора, руководствуясь указаниями п.п. 2.2.4. и 2.2.5. Проверка герметичности и вакуумирование трансформаторов на напряжение 750 кВ производится при остаточном давлении в баке не более 200 Па (1,5 мм рт. ст.). Трансформаторы на напряжение 750 кВ считаются герметичными, если по истечении 1 ч остаточное давление в баке повысится не более, чем на 665 Па (5 мм рт. ст.). Вакуумирование перед заливкой производится в течение не менее 72 ч. При остаточном давлении 133 Па (1 мм рт. ст.) и менее, продолжительность вакуумирования перед заливкой масла может быть уменьшена до 48 ч.

2.3.3. Собрать схему заливки и подсоединить маслопровод к запорной арматуре для слива масла в нижней части бака. Для заливки масла необходимо применять дегазационные установки. Остальные требования к выполнению схемы заливки указаны в п. 2.2.6. Особенности заливки трансформаторов с приставными устройствами РПН приводятся в специальных инструкциях.

2.3.4. Произвести заливку трансформатора дегазированным маслом в соответствии с приложением 1, и указаниями п. 2.2.7.

При этом скорость подачи масла не ограничивается. При заливке трансформаторов на напряжение 750 кВ в баке должно поддерживаться остаточное давление не более 200 Па (1,5 мм рт. ст.).

2.3.5. Произвести вакуумирование надмасляного пространства, руководствуясь указаниями п. 2.2.8.

Вакуумирование трансформаторов на напряжение 750 кВ производится при остаточном давлении не более 200 Па (1,5 мм рт. ст.).

2.3.6. Установить расширитель со смонтированной в нем гибкой оболочкой, газовое реле и соединяющие их патрубки с запорной арматурой. Монтаж гибкой оболочки и заполнение расширителя маслом производится по специальной инструкции, отправляемой в комплекте эксплуатационной документации.

2.3.7. Заполнить расширитель маслом до максимального уровня. Открыть ручную отсечной клапан и запорную арматуру, перекрывающую газовое реле от расширителя. Открыть воздухопускной кран и, выпуская воздух, заполнить газовое реле маслом.

2.3.8. Открыть запорную арматуру, перекрывающую газовое реле от трансформатора и заполнить надмасляное пространство в баке маслом, поступающим из расширителя, при перекрытом вакуумном трубопроводе.

При этом, во избежание полного слива масла из расширителя, произвести своевременную доливку расширителя маслом.

Установить требуемый, в зависимости от температуры масла в баке трансформатора,

уровень масла в расширителе.

2.3.9. Открыть воздухопускные пробка на баке и составных частях и выпустить оставшийся воздух.

2.3.10. Отобрать пробу масла и произвести проверку на соответствие требованиям п.п. 1—6, 10, 11, табл. 2.

2.4. Доливка и обработка масла трансформаторов напряжением 150—330 кВ, установка вводов которых производилась без слива масла ниже уровня прессующих колец.

2.4.1. Доливку трансформаторов напряжением 150 кВ, не оборудованных пленочной защитой, производить в соответствии с требованиями п. 2.1.

2.4.2. Долить трансформатор с установленным расширителем полностью маслом, отвечающим требованиям в соответствии с приложением 1, кроме газосодержания, затем, произвести дегазацию масла в трансформаторе дегазационной установкой по замкнутому циклу «низ бака — расширитель», до норм, (после заливки) в соответствии с табл. 2.

2.4.3. Отобрать пробу масла и произвести проверку на соответствие требованиям пп. 1—6, 10, 11, табл. 2.

При отборе пробы дегазированного масла необходимо принять меры по исключению контакта отбираемого масла с воздухом. Для обеспечения этого требования рекомендуется применять специальные герметичные маслоотборники, например, шприцы по ТУ-64.1.378-78

2.5. Заливка системы охлаждения производится согласно инструкции на систему охлаждения и указаниям п. 6.8 настоящего РД.

Таблица 2

ПРЕДЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ ЗНАЧЕНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА

Наименование показателей	ТУ 38 101 1025-85		ГОСТ 982-80				ТУ 38 101 890-81		ТУ 38 101 281-80		ГОСТ 10121-76		Метод испытания
	ГК		Т-750		Т-1500		ТКП						
Область применения масла	до 750 к В		до 750 кВ		до 750 кВ		до 500 кВ		до 500 к В		до 220 к В		
Стадия проверки	до заливки	после заливки	до заливки	после заливки	до заливки	после заливки	до заливки	после заливки	до заливки	после заливки	до заливки	после заливки	
1. Пробивное напряжение, кВ, не менее для трансформаторов напряжением, кВ 110—500 750	65 70	60 65	65 70	60 65	65 70	60 65	65 —	60 —	65 —	60 —	65 —	60 —	по ГОСТ 6581-75
2. Тангенс угла диэлектрических потерь при 363 К (90 °С), %, не более	0,5	0,7	0,5	0,7	0,5	0,7	2,2	2,6	0,5	0,7	1,7	2,0	
3. Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,01	0,01	0,01,	0,01	0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	по ГОСТ 5985-79
4. Содержание водорастворимых кислот и щелочей	—	—	отсутствие										по ГОСТ 6307-75
5. Содержание механических примесей %, не более	отсутствие												по ГОСТ 6370-83
6. Температура вспышки, определяемая в закрытом тигле, К (°С), не ниже	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	408 (135)	423 (150)	423 (150)	по ГОСТ 6356-75
7. Температура застывания, К (°С), не выше	228 (минус 45)	228 (минус 45)	218 (минус 55)	218 (минус 55)	228 (минус 45)	228 (минус 45)	228 (минус 45)	228 (минус 45)	223 (минус 50)	223 (минус 50)	228 (минус 45)	228 (минус 45)	по ГОСТ 20287-74
8. Стабильность против окисления:													
массовая доля осадка, %, не более	0,015	—	отсутствие	—	отсутствие	—	0,010	—	0,008	—	—	—	по ГОСТ 981-75
кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более	0,10	—	0,15	—	0,20	—	0,10	—	0,05	—	0,10	—	
9. Натровая проба, не более	—	—	0,4	—	0,4	—	0,4	—	—	—	0,4	—	по ГОСТ 19296-73 по ГОСТ 7822-79
10. Влагосодержание, % массы, не более:													
для трансформаторов с	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	

азотной и пленочной защитами масла для трансформаторов без специальных защит масла	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	0,0020	0,0025	
11. Газосодержание, объема, не более	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	0,1	0,2	По инструкции предприятия- изготовителя

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Для трансформаторов с системой охлаждения М и Д при отсутствии замечаний по герметичности допускается оценку влагосодержания масла производить качественно по ГОСТ 1547-84.
2. Проверка газосодержания масла производится приборами, установленными в установках по дегазации масла.
3. Температура застывания проверяется для масла трансформаторов, работающих в районах с холодным климатом.
4. При измерении тангенса угла диэлектрических потерь проба масла дополнительной обработке не подвергается.
5. Применение масла по ГОСТ 10121-76 для трансформаторов 330—500 кВ допускается с разрешения Главного технического управления Министерства энергетики и электрификации СССР.
6. Стабильность против окисления определяется при следующих условиях:
 - 1) длительность окисления — для масел по ГОСТ 10121-76, ТУ 38 101 890-81, ТУ 38 101 281-80 и ТУ 38 101 1025-85 — 14 ч., для масла по ГОСТ 982-80 — 30 ч.;
 - 2) температура окисления — для масел по ГОСТ 10121-76, ТУ 38 101 890-81, ТУ 38 101 1025-85 — 393 К (120°C), для масла по ГОСТ 982-80—403 К (130°C), для масла по ТУ 38 101 1025-85 — 428 К (155°C);
 - 3) расход кислорода — для масел по ГОСТ 10121-76, ТУ 38 101 890-81 и ТУ 38 101 281-80—200 см³/мин., для масел по ТУ 38 101 1025-85, ГОСТ 982-80 — 50 см³/мин.
7. При смешении трансформаторных масел следует учитывать, что масло марки ГК обладает высокими эксплуатационными свойствами в сравнении с другими марками масел. В случае смешения его с другими маслами эксплуатационные характеристики масла ГК ухудшаются и теряется экономическая эффективность его применения.

КОНТРОЛЬ И ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ В ПРОЦЕССЕ ХРАНЕНИЯ, МОНТАЖА И ПЕРЕД ВВОДОМ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ

1. ОЦЕНКА УВЛАЖНЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ И ВЫБОР СПОСОБА ЕЕ ВОССТАНОВЛЕНИЯ

1.1 Сохранение достигнутого при изготовлении влагосодержания изоляции является важнейшей задачей монтажа по обеспечению надежной работы трансформатора, поэтому контроль и оценка состояния изоляции проводится во всех промежуточных состояниях трансформатора путем выполнения требований инструкций, проведения специальных проверок, измерений и испытаний, указанных в последующих пунктах настоящего приложения.

1.2. Сразу же после прибытия трансформатора к месту назначения необходимо установить контроль за соблюдением требований настоящего РД по предотвращению увлажнения изоляции трансформаторов в период их хранения и монтажа по п.п. 4.1—4.3; 6.2 настоящего РД.

1.3. Не позднее 10 дней после прибытия, а также после хранения (перед началом монтажа) необходимо произвести работы по оценке степени увлажнения изоляции, в объеме, указанном в п.п. 3.7; 5.13 настоящего РД.

1.3.1. У трансформаторов, транспортируемых с расширителем, полностью залитых маслом:

- 1) уровень масла должен находиться в пределах контролируемого уровня по маслоуказателю;
- 2) пробивное напряжение масла в баке трансформатора должно быть не ниже 55 кВ;
- 3) $\text{tg } \delta$ масла в баке трансформатора должен быть не более значений, указанных в табл. 2;
- 4) допускается увеличение влагосодержания масла в баке трансформатора не более чем до 0,0020% для трансформаторов 500 — 750 кВ и 0,0025% для трансформаторов 110—330 кВ;
- 5) влагосодержание и пробивное напряжение масла в баке контактора должно соответствовать требованиям инструкции на устройство РПН.

1.3.2. У трансформаторов, транспортируемых без расширителя, не полностью залитых маслом:

- 1) надмасляное пространство должно быть герметичным;
- 2) пробивное напряжение масла в баке трансформатора должно быть не ниже 55 кВ;
- 3) $\text{tg } \delta$ масла в баке трансформатора должен соответствовать п. 1.3.1;
- 4) допускается увеличение влагосодержания масла в баке трансформатора не более чем до 0,0020% для трансформаторов 500 — 750 кВ и 0,0025% для трансформаторов 110—330 кВ;
- 5) влагосодержание и пробивное напряжение масла в баке контактора должно соответствовать требованиям инструкции на устройство РПН.

1.3.3. У трансформаторов, транспортируемых без масла:

- 1) должно быть избыточное давление в баке. Величина избыточного давления не нормируется, а оценивается по его наличию;
- 2) пробивное напряжение остатков масла должно быть не ниже 50 кВ;
- 3) допускается увеличение влагосодержания остатков масла не более 0,0020% для трансформаторов 500—750 кВ и 0,0025% для трансформаторов 110—330 кВ.
- 4) влагосодержание и пробивное напряжение масла в баке контактора должно соответствовать требованиям инструкции на устройство РПН.

1.3.4. Для трансформаторов с системой охлаждения вида М и Д при отсутствии замечаний по герметичности допускается оценку влагосодержания масла производить качественно по ГОСТ 1547-84 (проба на потрескивание).

1.4. После монтажа составных частей производится окончательная оценка увлажнения изоляции трансформатора на основании результатов контроля за соблюдением требований настоящего РД по предотвращению увлажнения и полученных результатов измерений и проверок по п.п. 3.7; 4.1 — 4.3; 6.9.

При отсутствии нарушений указанных требований и положительных результатах проверки трансформатор может быть введен в эксплуатацию без проведения подсушки или сушки.

1.5. Подсушка производится при нарушении требований настоящего РД по предохранению изоляции трансформаторов от увлажнения или получения неудовлетворительных результатов измерений и проверок по п.п. 3.7; 4.1—4.3; 6.9. При этом для трансформаторов более 60 МВА влагосодержание образца изоляции толщиной 3 мм не должно превышать 1%.

1.6. Сушка производится в одном из следующих случаев:

1) при нарушении требований настоящего РД по предохранению изоляции трансформаторов от увлажнения или получения неудовлетворительных результатов измерений и проверок по п.п. 3.7; 4.1—4.3; 6.2; 6.9, если при этом влагосодержание образца изоляции толщиной 3 мм превышает 1%.

2) если на активной части или в баке трансформатора обнаружены следы воды;

3) при хранении трансформатора в транспортном состоянии более 1 года;

4) если продолжительность разгерметизации трансформатора более чем в два раза превышает нормированные значения;

5) при неудовлетворительных результатах подсушки.

1.7. В случае сомнения по выбору метода обработки изоляции рекомендуется обратиться к предприятию-изготовителю трансформатора.

2. МЕТОДИКА ИЗМЕРЕНИИ И ОЦЕНКИ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ

2.1. Измерение характеристик изоляции B_{60} и $\text{tg}\delta$ производится не менее чем через 12 ч после заливки трансформатора и установленного на нем расширителя с маслом при температуре изоляции не ниже-

1) 283 К (10°C) — для трансформаторов 110—150 кВ;

2) 293 К (20°C) — для трансформаторов 220—750 кВ;

3) близкой (разница не более 5 градусов) к температуре, указанной в паспорте для реакторов 500 кВ и выше.

В случае необходимости прогрев трансформаторов производить, руководствуясь инструкцией по прогреву.

Перед измерением необходимо протереть поверхность вводов трансформатора.

2.2. Измерение характеристик изоляции производится по схемам, указанным в паспорте трансформатора.

2.3. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются между собой. Остальные обмотки и бак трансформатора заземляются. Вначале измеряются потери холостого хода, а затем B_{60} и $\text{tg}\delta$ изоляции.

2.4. За температуру изоляции трансформаторов принимается:

1) для трансформатора, не подвергавшегося нагреву, — температуру верхних слоев масла;

2) для трансформатора, подвергавшегося нагреву, — температура обмотки ВН фазы «В», определяемая по сопротивлению обмотки постоянному току. Измерение указанного сопротивления производится не ранее чем через 60 мин после отключения нагрева током в обмотке или через 30 мин после отключения внешнего нагрева.

Температура определяется по формуле:

$$t_x = \frac{B_x}{B_0} \cdot (235 + t_0) - 235, \quad (1)$$

где B_0 — сопротивление обмотки постоянному току, измеренное на предприятии-изготовителе при температуре t_0 , °C (эти значения приведены в паспорте трансформатора).

B_x — измеренное значение сопротивления обмоток постоянному току при температуре t_x .

2.5. Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром на 2500 В.

Перед началом измерения испытываемая обмотка должна быть заземлена не менее чем на 120 с.

Если получен недостоверный результат измерений (неправильный отсчет времени, обрыв в цепи питания мегаомметра), следует произвести повторное измерение по данной схеме. При этом все обмотки предварительно заземляются не менее чем на 300 с.

Показания мегаомметра отсчитываются через 60 с после приложения напряжения к изоляции обмотки. Допускается за начало отсчета принимать начало времени вращения рукоятки мегаомметра.

2.6. Измерение $\text{tg}\delta$ обмоток производится мостом переменного тока по «перевернутой», схеме. Рекомендуется применять мосты типа Р 595, Р 5026.

2.7. Измерение B_{60} и $\text{tg}\delta$ производится с целью получения исходных данных для контроля за состоянием изоляции трансформаторов в процессе эксплуатации и проверки отсутствия нарушения ее состояния после окончания монтажа.

По величинам B_{60} и $\text{tg}\delta$ могут выявляться местные увлажнения и загрязнения изоляционных узлов (изоляционные детали и узлы устройства РПН, изоляции отводов), ухудшение состояния масла.

2.8. Оценка результатов измерений производится путем сравнения их со значениями,

полученными при изготовлении, которые указываются в паспорте трансформатора.

Для сравнения полученные значения B_{60} и $\operatorname{tg}\delta$ изоляции должны быть пересчитаны к условиям паспортного измерения.

При этом сравниваются результаты, полученные при наиболее близких температурах.

2.8.1. Пересчет значений $\operatorname{tg}\delta$ и B_{60} изоляции к температуре паспортного измерения производится по коэффициентам в соответствии с табл. 3.

При повышении температуры изоляции B_{60} уменьшается, а $\operatorname{tg}\delta$ возрастает.

2.8.2. Пересчет значений $\operatorname{tg}\delta$ изоляции с учетом влияния масла производится по формуле

$$\operatorname{tg}\delta_{\phi} = \operatorname{tg}\delta_{\text{из}} - K(\operatorname{tg}\delta_{m_2} - \operatorname{tg}\delta_{m_1}), \quad (2)$$

где $\operatorname{tg}\delta_{\phi}$ — фактическое значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции (с учетом влияния масла),

$\operatorname{tg}\delta_{\text{из}}$ — измеренное и приведенное к паспортной температуре значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции;

$\operatorname{tg}\delta_{m_1}$ — значение $\operatorname{tg}\delta$ масла, залитого на предприятии-изготовителе, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента K_3 в соответствии с табл. 4.

$\operatorname{tg}\delta_{m_2}$ — значение $\operatorname{tg}\delta$ масла, залитого при монтаже, приведенное к температуре измерения характеристик изоляции с помощью коэффициента K_3 в соответствии с табл. 4;

K — коэффициент приведения, зависящий от конструктивных особенностей трансформатора и имеющий приближенное значение 0,45.

Таблица 3

Значения коэффициентов пересчета B_{60} и $\operatorname{tg}\delta$ изоляции

Наименование параметра	Разность температур (Δt), К (°C)											
	1	2	3	4	5	6	7	10	15	20	25	30
Коэффициент пересчета значений $\operatorname{tg}\delta$, K_1	1,03	1,06	1,09	1,12	1,15	1,18	1,21	1,31	1,51	1,75	2,00	2,30
Коэффициент пересчета значений B_{60} , K_2	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,28	1,34	1,50	1,84	2,25	2,75	3,40

Таблица 4

Значения коэффициентов пересчета $\operatorname{tg}\delta$ масла

Наименование параметра	Разность температур (Δt), К (°C)												
	1	2	3	4	5	10	20	30	40	50	60	70	80
Коэффициент пересчета значений $\operatorname{tg}\delta$, K_3	1,04	1,08	1,13	1,17	1,22	1,50	2,25	3,40	5,10	7,50	11,20	17,00	25,50

2.8.3. Полученные значения $\operatorname{tg}\delta$ изоляции, приведенные к паспортной температуре измерения и с учетом влияния $\operatorname{tg}\delta$ масла, не должны отличаться от паспортных, в сторону ухудшения более чем на 50%.

Значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции, приведенные к паспортной температуре, равные или меньшие 1%, следует считать удовлетворительными без сравнения с паспортными значениями.

2.8.4. Сопротивление изоляции B_{60} , измеренное при монтаже и приведенное к температуре паспортного измерения, должно быть не менее 50% от величины, указанной в паспорте трансформатора.

2.8.5. В отдельных случаях по согласованию с предприятием-изготовителем допускаются большие отклонения B_{60} и $\operatorname{tg}\delta$ изоляции от паспортных значений, если эти отклонения могут быть объяснены влиянием другого сорта масла, метода прогрева, либо другими причинами, не связанными с опасным увлажнением.

В этом случае производится проверка влагосодержания образцов изоляции, установленных на активной части трансформаторов, определяется фактическое значение $\operatorname{tg}\delta$ изоляции с учетом влияния $\operatorname{tg}\delta$ масла и результаты со всеми исходными данными сообщаются на предприятие-изготовитель.

Решение о необходимости дополнительной обработки изоляции или возможности введения трансформатора в работу принимается на предприятии-изготовителе на основании

комплексного рассмотрения результатов полученных значений характеристик изоляции и масла, влагосодержания образцов, а также условий транспортирования, хранения и монтажа.

Методика отбора и проверки образцов в соответствии с приложением 4.

2.8.6. Примеры приведения значения $\operatorname{tg} \delta$ изоляции к температуре паспортных измерений:

1) значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, измеренное на монтаже при температуре 295 К (22 °С), составляет 1,1%.

Значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, измеренное на предприятии-изготовителе при температуре 298 К (25 °С) и указанное в паспорте (для этой же схемы измерения), составляет 0,95%.

Разница в температурах измерения

$$\Delta t = 298 (25) - 295 (22) = 3$$

Коэффициент пересчета в соответствии с табл. 3 $K_1 = 1,09$.

Значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, приведенное к температуре 298 К (25 °С) (паспортной).

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = \operatorname{tg} \delta \cdot K_1,$$

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = 1,1 \cdot 1,09 = 1,2\%$$

Приведенное значение $\operatorname{tg} \delta$ п изоляции составляет

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = \frac{1,2 \cdot 100}{0,95} = 126\% \text{ от паспортных данных;}$$

2) значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, измеренное на монтаже при температуре 298 К (25 °С) составляет 1,2%,

Значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, измеренное на предприятии-изготовителе при температуре 295 К (22 °С) и указанное в паспорте (для этой же схемы измерения), составляет 0,9%.

Разница в температурах измерения

$$\Delta t = 298 (25) - 295 (22) = 3$$

Коэффициент пересчета в соответствии с табл. 3 $K_1 = 1,09$.

Значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, приведенное к температуре 295 К (22 °С) (паспортной).

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = \frac{\operatorname{tg} \delta}{K_1} \quad (4)$$

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{п}} = \frac{1,2}{1,09} = 1,1\%$$

Приведенное значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции составляет $\frac{1,1 \times 100}{0,9} = 122\%$ от паспортных данных.

2.8.7. Пример расчета фактического $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, $\operatorname{tg} \delta_{\text{ф}}$.

Значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции, измеренное на монтаже и приведенное к паспортной температуре измерения характеристик изоляции 295 К (22 °С)

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{из}} = 1,1\%$$

Значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, измеренное на предприятии-изготовителе (паспортное) при 363 К (90 °С)

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_1} = 0,5\%.$$

Значение $\operatorname{tg} \delta$ масла, измеренное на монтаже при 363 К (90 °С)

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_2} = 2,2\%$$

Приводим паспортное значение $\operatorname{tg} \delta$ масла к температуре измерения характеристик изоляции 295 К (22 °С).

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_1} = \frac{\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_1}}{K_3} \quad (5)$$

где K_3 — определяется в соответствии с табл. 4. Для разности температур

$$\Delta t = 363 (90) - 295 (22) = 68,$$

$$K_3 = 15,92$$

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_1} = \frac{0,5}{15,92} = 0,031\%$$

Приводим монтажное значение $\operatorname{tg} \delta$ масла к температуре измерения характеристик изоляции 295 К (22 °С).

$$\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_2} = \frac{\operatorname{tg} \delta_{\text{м}_2}}{K_3} \quad (6)$$

где K_3 — определяется в соответствии с табл. 4. Для разности температур

$$\Delta t = 363 (90) - 295 (22) = 68,$$

$$K_3 = 15,92$$

$$\operatorname{tg} \delta m_2 = \frac{2,2}{15,92} = 0,13\%$$

Определяем фактическое значение $\operatorname{tg} \delta$ изоляции

$$\operatorname{tg} \delta \phi = \operatorname{tg} \delta_{\text{из}} - K(\operatorname{tg} \delta m_2 - \operatorname{tg} \delta m_1), \quad (7)$$

$$\operatorname{tg} \delta \phi = 1,1 - 0,45(0,13 - 0,031) = 1,06\%$$

2.8.8. Примеры приведений значения B_{60} изоляции к температуре паспортных измерений:

1) значение B_{60} , измеренное на монтаже при температуре 295 К (22 °С) составляет 510 МОм.

Значение B_{60} , измеренное на предприятии-изготовителе при температуре 298 К (25 °С) и указанное в паспорте (для этой схемы измерения), составляет 530 МОм.

Разница в температурах измерения

$$\Delta t = 298(25) - 295(22) = 3.$$

Коэффициент пересчета в соответствии с табл. 3 $K_2 = 1,13$.

Значение B_{60} , приведенное к температуре 298 К (25°С) (паспортной)

$$B_{60П} = \frac{B_{60}}{K_2} \quad (8)$$

$$B_{60П} = \frac{510}{1,13} = 450 \text{ МОм}$$

Приведенное значение $B_{60П}$ составляет:

$$\frac{450 \times 100}{530} = 85\% \text{ от паспортных данных;}$$

2) значение B_{60} , измеренное на монтаже при температуре 298 К (25°С), составляет 530 МОм.

Значение B_{60} , измеренное на предприятии-изготовителе при температуре 295 К (22 °С) и указанное в паспорте (для этой же схемы измерения), составляет 450 МОм.

Разница в температурах измерения

$$\Delta t = 298(25) - 295(22) = 3$$

Коэффициент пересчета $K_2 = 1,13$. Значение B_{60} , приведенное к температуре 295 К (22° С) (паспортной).

$$B_{60П} = B_{60} \times K_2 \quad (9)$$

$$B_{60П} = 530 \times 1,13 = 600 \text{ МОм}$$

Приведенное значение $B_{60П}$ составляет $\frac{600 \times 100}{450} = 133\%$ от паспортных данных.

ПРИЛОЖЕНИЕ 3 Справочное

Таблица 5

ПЕРЕЧЕНЬ ОСНОВНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ, ПРИБОРОВ, ОСНАСТКИ И МАТЕРИАЛОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ МОНТАЖЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Наименование, тип, стандарт, завод-изготовитель (разработчик конструкции)	Назначение
1. Технологическое оборудование	
1.1. Цеолитовая установка	
1.1.1. Типа М 002А по ТУ 34-3096-73 Разработчик СКТБ треста ЭЦМ Изготовитель: Новомосковский электромонтажный завод, г. Новомосковск Тульской обл.	Для сушки трансформаторного масла и заливки трансформаторов напряжением до 110 кВ
1.1.2. Типа БЦ-77-1100 по ТУ 34-43-1090-77 Изготовитель: Свердловский завод электромонтажных конструкций	
1.2. Дегазационная установка типа УВМ-1 по ТУ 34-43-1347-78, УВМ-2*	Для сушки, дегазации трансформаторного масла и заливки

	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ	трансформатора
	Изготовитель: завод электромонтажных изделий, п. Комсомольский Харьковской обл.	
1.3.	Вакуумная установка типа «Иней-2» по ТУ 34-43-1510-77, «Иней-4»*	Для сушки и подсушки изоляции активной части
	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ	
	Изготовитель: Приднепровский завод монтажных изделий г. Приднепровск Днепропетровской обл.	
1.4.	Комплекс 110*	Для обработки трансформаторного масла и осушки воздуха при разгерметизации трансформатора
	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ	
	Изготовитель: Приднепровский завод монтажных изделий г. Приднепровск Днепропетровской обл.	
1.5.	Вакуум-насос типа НВЗ-75, НВЗ-150, АВЗ-125 по ГОСТ 14707-82	Для вакуумирования трансформатора
1.6.	Установка осушки воздуха типа «Суховей» по ТУ 34-43-1511-77, «Суховей-2М»*	Для предохранения изоляции активной части от увлажнения во время разгерметизации трансформатора
	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ.	
	Изготовитель: Приднепровский завод монтажных изделий г. Приднепровск Днепропетровской обл.	
1.7.	Выпрямительная установка:	
1.7.1.	Типа ВУ-650 по ТУ 32-1218-72	Для прогрева трансформатора постоянным током
	Изготовитель: Гидроэлектромонтаж, г. Ленинград	
1.7.2.	Типа ТП-9-1000/460Н-1У5* по ТУ 34-43-10034-81	Для прогрева трансформатора постоянным током
	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ	
	Изготовитель: завод электромонтажных изделий, п. Комсомольский Харьковской обл.	
1.8.	Маслонагреватель типа НТМЛ-160*	Для прогрева трансформатора маслом
	Разработчик СКТБ треста ЭЮМ	
	Изготовитель: завод электромонтажных изделий, п. Комсомольский Харьковской обл.	
1.9.	Фильтр тонкой очистки масла:	
1.9.1.	Типа ФОСН-60 по ТУ-63-6-75	Для очистки трансформаторных масел от механических примесей
	Изготовитель: «Реготмас», г. Москва	
1.9.2.	Типа ФГН-30 по ТУ-23.1.85-75	
	Изготовитель: Ровенский завод тракторных запчастей, г. Ровно	
1.10.	Электронасос герметичный трансформаторный типа Т 100/8 Т 100/15 по ГОСТ 17221-80	Для технологических нужд
1.11.	Электронасос шестеренный типа РЗ-4.5; РЗ-30 по ГОСТ 19022-73	То же
1.12.	Емкость, оборудованная масломерным устройством и системой дыхания	Для временного хранения масла, сливаемого из трансформатора при установке составных частей
1.13.	Емкость, оборудованная масломерным устройством и системой дыхания	Для хранения масла, предназначенного для технологических нужд
1.14.	Трансформаторное масло с характеристиками, отвечающими требованиям приложения 1	Для заливки, доливки в трансформатор и технологических нужд
2.	Приборы:	
2.1.	Вакуумметр электронный типа ВСБ	Для измерения остаточных давлений в диапазоне $1,33—4 \times 10^3$ Па (10^{-2} —30 мм рт. ст.) при вакуумировании трансформатора
	Изготовитель: п/я 299, г. Ленинград	
2.2.	Мановакуумметр типа ОБМ по ГОСТ 2405-80	Для измерения избыточных давлений до 100 кПа (1 кгс/см ²) и остаточных до — 1 кгс/см ³ и у трансформаторов, не

2.3.	Прибор контроля влажности типа ИТР-100 Изготовитель: трест Гидроэлектромонтаж	рассчитанных на полный вакуум Для измерения точки росы осушенного воздуха
2.4.	Психрометр аспирационный типа М-34 по ГОСТ 6353-85	Для определения относительной влажности окружающего воздуха
2.5.	Термометр жидкостный типа ТЛ-15 по ГОСТ 9177-74, либо термопреобразователь сопротивления типа ТСМ, ТСП по ГОСТ 6651-84	Для измерения температур в диапазоне 183 — 253 К (минус 90 — минус 20 °С)
2.6.	Течеискатель ультразвуковой типа ТУЗ-5М Изготовитель: СТК ДОСААФ Приокского района, г. Горький	Для определения неплотностей при вакуумировании трансформатора
2.7.	Хроматограф типа «Цвет 102» либо ЛХМ-8Д по ГОСТ 24313-80	Для определения растворенных в масле газов и объемного газосодержания трансформаторного масла
2.8.	Комплект приборов и реактивов для проверки трансформаторного масла	Для определения характеристик масла в соответствии с приложением 1
2.9.	Прибор типа АКОВ-10 по ГОСТ 1594-69	Для определения влагосодержания образцов твердой изоляции в соответствии с приложением 4
2.10.	Комплект приборов для пуско-наладочных испытаний трансформатора и составных частей	Проведение измерений и проверок в соответствии с разделом 7
3.	Такелажное оборудование	
3.1.	Станция насосная передвижная типа НСП-400 по ТУ 22-3038-75 Изготовитель: завод «Строймаш». г. Кемерово	Для погрузочно-разгрузочных работ
3.2.	Домкрат гидравлический типа ДГ-100, ДГ-50 по ТУ 22-3036-74	То же
3.3.	Шпалы деревянные по ГОСТ 78-65	Для проведения такелажных работ
3.4.	Стойка металлическая	Для установки вводов в вертикальное положение
3.5.	Временные подмости (стеллажи) типа СУ-26 ТУ 95-424-77	Для обеспечения безопасной работы на баке трансформатора
3.6.	Вакуумный трубопровод изготавливается по месту из стальной трубы по ГОСТ 3262-75 диаметром не менее 100 мм	Для соединения бака трансформатора с вакуум-насосом
3.7.	Маслопровод изготавливается по месту из стальной трубы по ГОСТ 3262-75 диаметром не менее 50 мм	Для соединения технологических установок с баком трансформатора
4.	Материалы	
4.1.	Двуокись углерода твердая по ГОСТ 12162-77	Для сушки и подсушки изоляции активной части трансформатора
4.2.	Ацетон технический по ГОСТ 2768-84	То же
4.3.	Ткань асбестовая по ГОСТ 6102-78	Для утепления трансформатора
4.4.	Ветошь обтирочная по ГОСТ 4643-75	Для технологических нужд
4.5.	Салфетки технические по ГОСТ 11680-76	То же
4.6.	Клей резиновый по ГОСТ 2199-78	— » —
4.7..	Лента киперная типа К-10-2 по ГОСТ 4514-78	— » —
4.S.	Масло вакуумное типа ВМ-4, ВМ-6 по ГОСТ 23013-78	— » —

* Технологическое оборудование и приборы находятся в стадии разработки или опытной эксплуатации.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. При подготовке к монтажу трансформатора выбор технологического оборудования, приборов, оснастки и материалов необходимо производить, исходя из конкретных условий и особенностей конструкции трансформатора.

2. Допускается применение технологического оборудования, приборов и материалов, не предусмотренных настоящим приложением если их параметры и характеристики не уступают приведенным.

3. Технологическое оборудование и приборы должны быть исправны, иметь технические данные и

ОТБОР И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ ДЕТАЛЕЙ МАКЕТА ТВЕРДОЙ ИЗОЛЯЦИИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АППАРАТА АКОВ-10 ПО ГОСТ 1594-69

1. ОТБОР ОБРАЗЦОВ

1.1. Необходимо подготовить чистый, сухой, герметичный бачок с размерами 100х200х200 мм и крышкой с резиновым уплотнением. При отсутствии бачка подготовить широкогорлый стеклянный сосуд емкостью 3 л, герметизируемый капроновой или стеклянной крышками (удерживаемыми с помощью проволоочных замков).

1.2. Через люк, на котором имеется надпись «Макет изоляции», следует достать один комплект образцов: 6 шт. толщиной 0,5 мм; 3 шт. толщиной 1,0 мм; 1 шт. толщиной 3 мм.

1.3. Поместить образцы в бачок с маслом и загерметизировать. Целесообразно использовать масло из того же трансформатора.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Время нахождения образцов на воздухе от открытия люка до герметизации образцов не более 10 мин. Для этого сразу после выемки из трансформатора образцы должны быть временно помещены в сосуд с маслом.

2. Упакованные в соответствии с п. 1.3. образцы допускается транспортировать и хранить не более 7 суток.

3. При отсутствии масла в трансформаторе сосуд с образцами должен быть заполнен маслом, соответствующим требованиям настоящего РД.

2. ПОДГОТОВКА ОБРАЗЦОВ И АППАРАТУРЫ К АНАЛИЗУ

2.1. Необходимо подготовить по две навески массой 40—60 г материала образцов каждой толщины. Рекомендуется взвесить их с точностью до 0,1 г.

Части образцов с приклеенными дистанционными прокладками при проведении опыта не используются. Перед взвешиванием образец необходимо протереть чистой сухой ветошью.

2.2. С помощью ножниц по металлу разрезать образцы на куски, примерно 10х10 мм (образец в 3 мм ножом расслоить по толщине).

2.3. После разделки рекомендуется образец взвесить повторно для оценки приращения массы образца за время разделки.

2.4. При проведении опыта необходимо руководствоваться следующими указаниями:

1) разделку образцов рекомендуется производить в противне или чашке с трансформаторным маслом, либо в помещении, предварительно вымыв руки и вытерев их насухо;

2) неиспользованные в данном опыте образцы хранить в тех же сосудах, в которых их транспортировали;

3) общее время нахождения образцов на воздухе (в процессе разделки) до их помещения в колбу с уайт-спиритом не должно превышать 15 мин;

4) для образцов каждой толщины проводить анализ по двум параллельным пробам.

2.5. Собрать прибор АКОВ-10 с колбой ККНШ 29-1000 по ГОСТ 1594-69. Ловушка и холодильник должны быть предварительно промыты и просушены. Для нагрева колбы использовать электроплитку с закрытой спиралью, либо специальный колбонагреватель, включенный в сеть через трансформатор, допускающий плавную регулировку напряжения. Во избежание конденсации в холодильнике влаги из окружающей среды верхней части трубки холодильника необходимо установить патрон с осушителем.

2.6. Приготовить 2 л уайт-спирита по ГОСТ 3134-78. С целью снижения погрешности измерения необходимо применять уайт-спирит с температурой кипения при атмосферном давлении в пределах 443-463 К (170—190 °С).

2.7. Налить в колбу 650—700 мл уайт-спирита и произвести его сушку в этом же приборе, задав с помощью трансформатора и уплотнения верхней части колбы асбестовой тканью нагрев так, чтобы из кососрезанного конца холодильника выделялось 2—4 капли жидкости в секунду. Кипятить в течение 1,5—2 ч. По окончании осушки необходимо промыть и просушить ловушку и холодильник.

2.8. Пробу картона поместить в колбу с просушенным уайт-спиритом (температура

последнего не должна превышать 313—323 К (40—50 °С) во избежание испарения воды из образцов до начала анализа).

Примечание. При анализах можно использовать колбы ККНШ-29-500, заполняя колбу уайт-спиритом на 2/3 объема.

3. ПРОВЕДЕНИЕ АНАЛИЗА

3.1. Отрегулировать режим нагрева и произвести кипячение до прекращения видимого увеличения количества воды в ловушке, но не менее 1,5—2 ч.

3.2. Столкнуть в ловушку после окончания перегонки задержавшиеся в трубке холодильника капельки воды при помощи поршня из резины или полиэтилена, надетой на металлический прут. Диаметр поршня должен быть выбран по внутреннему диаметру кососрезанной трубки холодильника.

4. ОКОНЧАНИЕ АНАЛИЗА И ОБРАБОТКА-РЕЗУЛЬТАТОВ

4.1. Отсоединить ловушку от колбы и столкнуть надетым на прут поршнем капельки воды со стенок ловушки.

4.2. Поместить ловушку на 20—30 мин. в горячую воду для осветления (если воды в ловушке собралось небольшое количество до 0,3 см³, а уайт-спирит мутный) и снова охладить до температуры окружающего воздуха.

4.3. Вычислить содержание воды (X) в пробе, в процентах, по формуле:

$$X = -\frac{Y - \Delta}{P_1 \times K} \times 100, \quad (10)$$

где Y — масса воды, собравшейся в ловушке, г; P_1 — масса испытуемого материала до разделки, г;

$\Delta = P_2 - P_1$ — прирост, массы образца за время разделки, г;

P_2 — масса испытуемого материала после разделки, г;

K — коэффициент, учитывающий массу масла, пропитавшего образец (для пропитанного образца $K = 0,7$, для непропитанного $K = 1$).

4.4 Вычислить остаточную влажность образцов каждого вида материала по формуле:

$$X_{cp} = \frac{X_1 + X_2}{2}, \quad (11)$$

как среднее арифметическое двух проб,

где X_1 и X_2 — влагосодержание двух проб, %.

ПРИМЕЧАНИЯ:

1. Одну и ту же порцию уайт-спирита можно использовать в анализах до трех раз.

2. После окончания анализа уайт-спирит из колбы можно слить в сосуд с чистым уайт-спиритом.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

Обязательное

ПОДСУШКА ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УСТАНОВКИ «ИНЕЙ»

1. ВВЕДЕНИЕ

По данной технологии необходимо производить подсушку изоляции трансформаторов, баки которых рассчитаны на полный вакуум. Перед подсушкой масло из бака трансформатора необходимо полностью.

Эффективность подсушки обеспечивается при температуре изоляции, на протяжении всей подсушки, не ниже 293 К (20°С). Контроль температуры изоляции необходимо производить по сопротивлению обмотки ВН постоянному току.

Если температура изоляции ниже 293 К (20°С), необходимо произвести дополнительный нагрев, руководствуясь требованиями инструкции по нагреву трансформаторов.

В процессе проведения работ по подсушке следует выполнять требования безопасности, изложенные в настоящем РД.

При отрицательной температуре окружающего воздуха принять меры по исключению конденсации влаги внутри трансформатора и составных частей в соответствии с приложением

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

2.1. Подготовить технологическое оборудование, приборы и материалы в соответствии с приложением 3 и инструкцией на установку.

Подготовить контейнеры с тепловой изоляцией для транспортирования и хранения двуокиси углерода твердой.

2.2. Рекомендуется собрать схему подсушки в соответствии с черт. 2.'

2.3. Проверить герметичность установки, руководствуясь инструкцией на установку.

3. ПОДСУШКА ИЗОЛЯЦИИ

3.1. Перед началом подсушки необходимо отобрать образцы электрокартона из макета изоляции, установленного внутри трансформатора, и расположить под крышкой трансформатора, в месте, доступном для отбора.

Отбор образцов изоляции производить в соответствии с приложением 4.

3.2. Проверить трансформатор на герметичность в соответствии с приложением 1 и инструкцией на установку.

3.3. Вакуум-насосом предварительного разрежения создать остаточное давление в баке трансформатора не менее 400 Па (3 мм рт. ст.).

3.4. Заполнить охладитель вакуумной установки охлаждающей смесью, руководствуясь инструкцией на установку.

3.5. Включить установку «Иней» и при открытой запорной арматуре 5 и 6 в соответствии с черт. 2, продолжить вакуумирование трансформатора.

3.6. В процессе подсушки необходимо производить следующие работы:

1) добавлять в охладитель установки охлаждающую смесь, поддерживая температуру в нем не выше 203 К (минус 70 °С) ;

2) съем конденсата и измерение воды в нем производить в первые сутки — через 12 ч, в последующие — один раз в сутки, в одно и то же время;

3) одновременно со съемом конденсата необходимо производить проверку герметичности трансформатора в соответствии с приложением 1 и инструкцией на установку.

Снижение значений величины натекания, измеренные при съеме конденсата, свидетельствует об эффективности процесса сушки.

3.7. В процессе подсушки необходимо производить следующие измерения:

1) остаточного давления в трансформаторе — не реже одного раза в 2 ч;

2) температуры охлаждающей смеси в охладителе — не реже одного раза в 2 ч, температура охлаждающей смеси должна быть не выше 203 К (минус 70 °С);

3) все результаты измерений регистрировать в журнале подсушки.

3.8. Подсушку необходимо продолжать до момента, когда:

1) выделение воды в охладителе не будет превышать 0,5 кг в сутки на протяжении последних 48 ч;

2) остаточное давление в баке трансформатора не будет превышать 26 Па (0,2 мм рт. ст.).

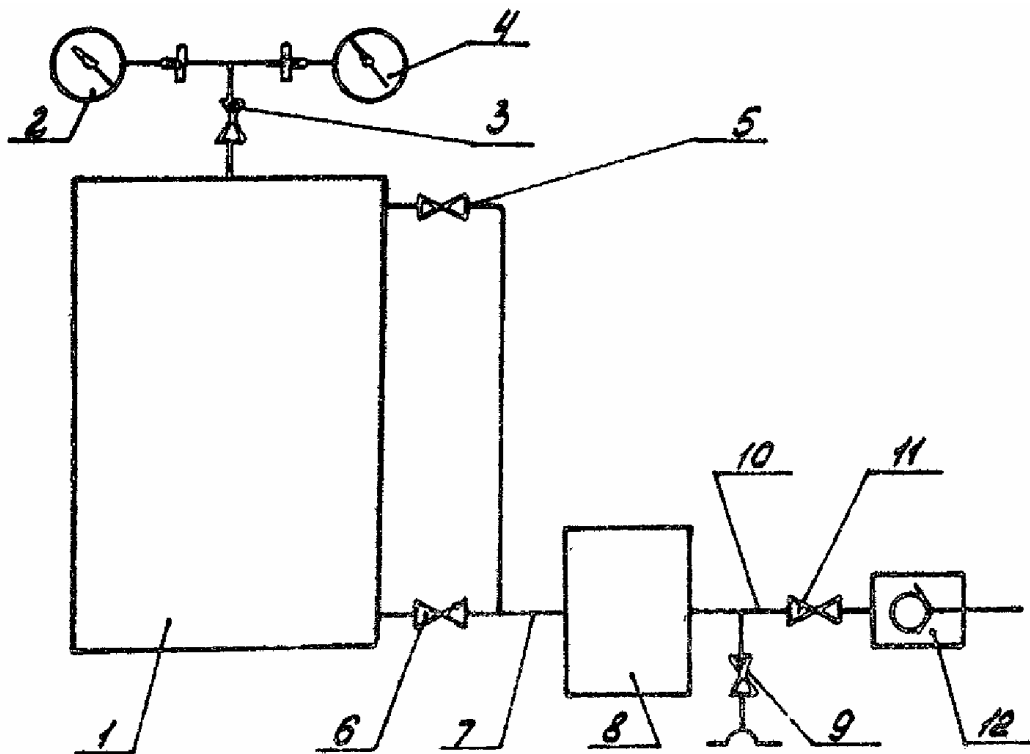
3.9. Закрывать запорную арматуру 6 в соответствии с черт. 2 и произвести заливку трансформатора маслом в соответствии с настоящим РД.

3.10. Отобрать образцы электрокартона толщиной 0,5; 1,0; 3,0 мм, определить их влагосодержание в соответствии с приложением 4, сравнить с влагосодержанием до подсушки. Результаты подсушки считать удовлетворительными, если влагосодержание образцов толщиной 1,0 мм не превышает 1%.

В случае получения неудовлетворительных результатов, повторить подсушку.

3.11. Результаты подсушки оформить актом.

Схема подсушки изоляции с использованием установки "Иней"



1 – трансформатор; 2 – мановакуумметр стрелочный; 3, 5, 6, 9 – запорная арматура;
4 – вакуумметр электронный; 7 – вакуумпровод Ду 100 мм; 8 – установка "Иней";
10 – вакуумпровод Ду 100 мм; 11 – вентиль вакуумный Ду 100 мм; 12 – насос вакуумный
предварительного разрежения

Черт. 2

ПРИЛОЖЕНИЕ 6
Рекомендуемое

ПОДСУШКА ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ МЕТОДОМ ТЕРМОДИФфуЗИИ

1. ВВЕДЕНИЕ

По данной технологии необходимо производить подсушку изоляции трансформаторов напряжением 110—750 кВ.

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

2.1. Собрать схему подсушки в соответствии с черт. 3 с учетом требований приложения 3. Обратный клапан в схеме предусмотрен во избежание создания разряжения в емкости.

При отрицательной температуре окружающего воздуха принять меры по исключению конденсации влаги внутри трансформатора и составных частей в соответствии с приложением 10.

2.2. Отобрать образцы электрокартона из макета изоляции, установленного внутри трансформатора и расположить под крышкой трансформатора, в месте доступном для их отбора.

Отбор образцов изоляции производить в соответствии с приложением 4.

2.3. Собрать и загерметизировать трансформатор. Создать в трансформаторе остаточное давление, величина которого указана в эксплуатационной документации на данный трансформатор. При отсутствии таких указаний для трансформаторов 110 кВ величина

остаточного давления должна быть 545 30 Па (410 мм рт. ст.) и не более 665 Па (5 мм рт. ст.) для трансформаторов 150— 750 кВ.

Проверить герметичность бака трансформатора в соответствии с приложением 1.

2.4. Залить трансформатор маслом до уровня 150—200 мм ниже крышки бака трансформатора. Трансформаторное масло должно быть в соответствии с табл. 2 п.п. 1—6, 10.

2.5. Довести температуру масла в трансформаторе до 353 К (80 °С), руководствуясь требованиями инструкции по прогреву трансформаторов.

Контроль температуры верхних слоев масла производить термометром манометрическим, установленным на одном из люков в верхней части бака трансформатора. При этом капилляр термометра манометрического необходимо расположить между двумя резиновыми прокладками.

2.6. Прогреть трансформатор при температуре верхних слоев масла 353 К (80°С) и указанном остаточном давлении в течение времени не менее указанного в табл. 6.

Таблица 6

Минимальное время прогрева трансформаторов

Напряжение и мощность трансформатора	Время прогрева, ч
750 кВ всех мощностей	76
400 — 500 кВ всех мощностей	72
220 — 330 кВ мощностью 200 МВА и более	72
220 — 330 кВ мощностью менее 200 МВА	54
110 — 150 кВ мощностью более 400 МВА	72
110 — 150 кВ мощностью от 80 до 400 МВА	54
110 — 150 кВ мощностью менее 80 МВА	36

2.7. В период прогрева необходимо производить постоянную циркуляцию масла по схеме «низ — верх» бака.

2.8. По окончании прогрева необходимо отключить нагрев и слить масло из бака трансформатора под вакуумом.

Примечание. В случае невозможности слива масла под вакуумом следует произвести слив масла с одновременным заполнением бака азотом или сухим воздухом. После слива масла довести остаточное давление в баке в соответствии с приложением 6 п. 2.3.

2.9. Продолжить подсушку, вакуумируя трансформатор в течение 20—30 ч.

2.10. Произвести заливку трансформатора маслом в соответствии с приложением 1.

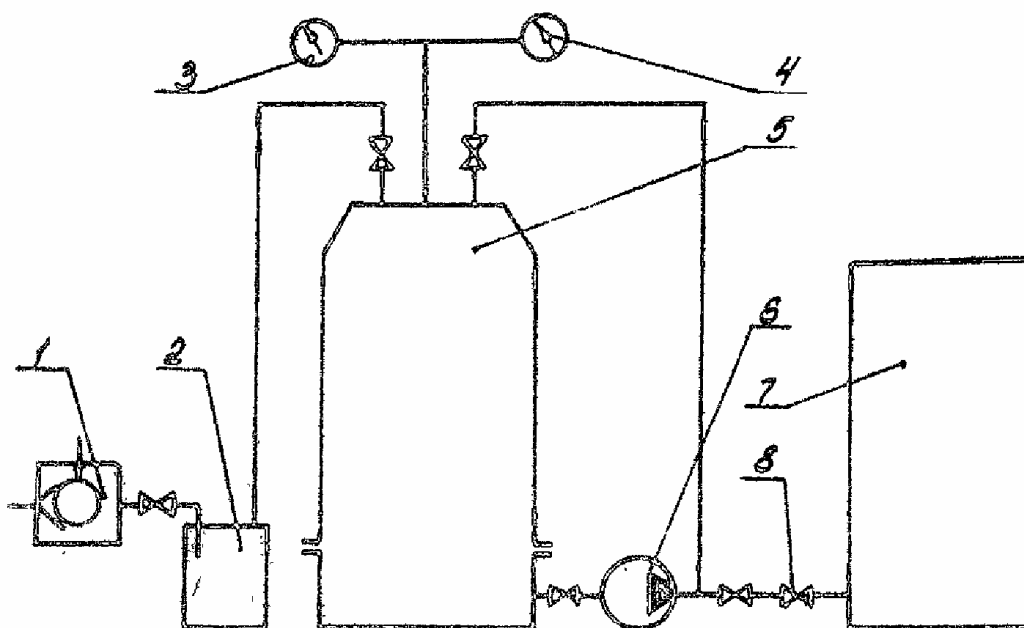
2.11. После окончания подсушки проверить влагосодержание образцов изоляции толщиной 0,5; 1,0; 3,0 мм и сравнить полученные результаты со значениями влагосодержания, полученными ранее.

Результаты подсушки следует считать удовлетворительными, если влагосодержание образцов толщиной 1,0 мм не превышает 1%.

В случае получения неудовлетворительных результатов повторить подсушку.

2.12. Результаты подсушки оформить актом.

Схема подсушки



- 1 – насос вакуумный предварительного разрежения; 2 – промежуточный бак 0,05 м³;
 3 – вакуумметр механический; 4 – вакуумметр электронный; 5 – трансформатор;
 6 – маслосос; 7 – емкость для слива масла (объем емкости не менее объема бака трансформатора); 8 – обратный клапан

Черт. 3

ПРИЛОЖЕНИЕ 7
 Рекомендуемое

СУШКА ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ МЕТОДОМ РАЗБРЫЗГИВАНИЯ НАГРЕТОГО МАСЛА

1. ВВЕДЕНИЕ

По данной технологии необходимо производить сушку увлажненных при транспортировании, хранении, монтаже или эксплуатации трансформаторов, баки которых рассчитаны на полный вакуум.

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

- 2.1. Для проведения сушки необходимо подготовить.
- 1) оборудование, приборы и материалы в соответствии с приложением 3;
 - 2) трансформаторное масло массой 10 т, имеющее характеристики, кроме газосодержания и влагосодержания, в соответствии с приложением 1;
 - 3) металлический рукав по ТУ 22.5570-83 для присоединения разбрызгивателей к коллектору длиной 55 м;
 - 4) печи электронагревательные закрытого типа для дополнительного подогрева из расчета 1,5—2 кВт на квадратный метр дна бака трансформатора, если сушка производится при отрицательной температуре окружающего воздуха;
 - 5) патрубки для контура нагрева и вакуумирования трансформатора в соответствии с черт. 4, 5. Патрубки системы нагрева и вакуумирования изготовить из стальных труб с внутренним диаметром не менее 100 мм. После изготовления внутреннюю полость патрубков системы нагрева, очистить и промыть трансформаторным маслом;

б) коллектор, разбрызгиватели масла и крепления в соответствии с черт. 6. После сверления отверстий внутренние поверхности разбрызгивателей масла очистить металлическими ершами.

2.2. Установить на активную часть трансформатора разбрызгиватели масла в соответствии с черт. 7.

2.3. Собрать схему нагрева и вакуумирования трансформатора в соответствии с черт. 4, 5. Электронасос циркуляции масла в системе нагрева установить так, чтобы обеспечить на входе насоса подпор столба масла не менее 1 м. Маслоподогреватель установить так, чтобы его верх был ниже уровня масла в баке трансформатора.

2.4. Соединить полость баков контактора и избирателя устройства РПН с полостью бака трансформатора вакуумным трубопроводом, если это предусмотрено инструкцией на устройство РПН.

2.5. Отобрать из макета образцы изоляции, толщиной 0,5; 1,0; 3,0 мм для определения их влагосодержания перед сушкой. Закрепить на время сушки образцы изоляции к ближайшему, от смотрового люка, прессующему устройству наружной обмотки.

2.6. Проверить герметичность бака трансформатора в соответствии с приложением 1. Проверить герметичность системы нагрева и вакуумирования с помощью течеискателя. Неплотности устранить.

2.7. Залить трансформатор маслом, отвечающим требованиям п. 2.1. до уровня верхних полок нижних ярмовых балок.

2.8. Отобрать пробу масла из трансформатора и произвести проверку пробивного напряжения, влагосодержания, механических примесей, кислотного числа, температуры вспышки.

2.9. Проверить направление вращения электронасоса циркуляции масла в системе нагрева.

2.10. Утеплить бак трансформатора и закрыть поддонное пространство асбестовой тканью.

3. СУШКА

3.1. Включить вакуумную установку, открыть запорную арматуру на вакуумпроводе и вакуумировать трансформатор.

3.2. При достижении в баке трансформатора остаточного давления не более 399 Па (3 мм рт. ст.) включить электронасос циркуляции масла в система нагрева, включить маслоподогреватель, включить (если температура окружающего воздуха ниже 288 К (15 °С) подогрев дна, заполнить охладитель вакуумной установки охлаждающей смесью.

3.3. Нагреть трансформатор при остаточном давлении не более 399 Па (3 мм рт. ст.) до температуры 353—358 К (80—85 °С) обмотки ВН в течение не менее 48 ч. Измерение температуры обмотки ВН (одной из фаз) производить по сопротивлению ее постоянному току после достижения температуры 348—353 К (75—80 °С) масла на выходе из бака трансформатора.

3.3.1. Следить, чтобы температура масла на выходе из маслоподогревателя не превышала 368 К (95 °С).

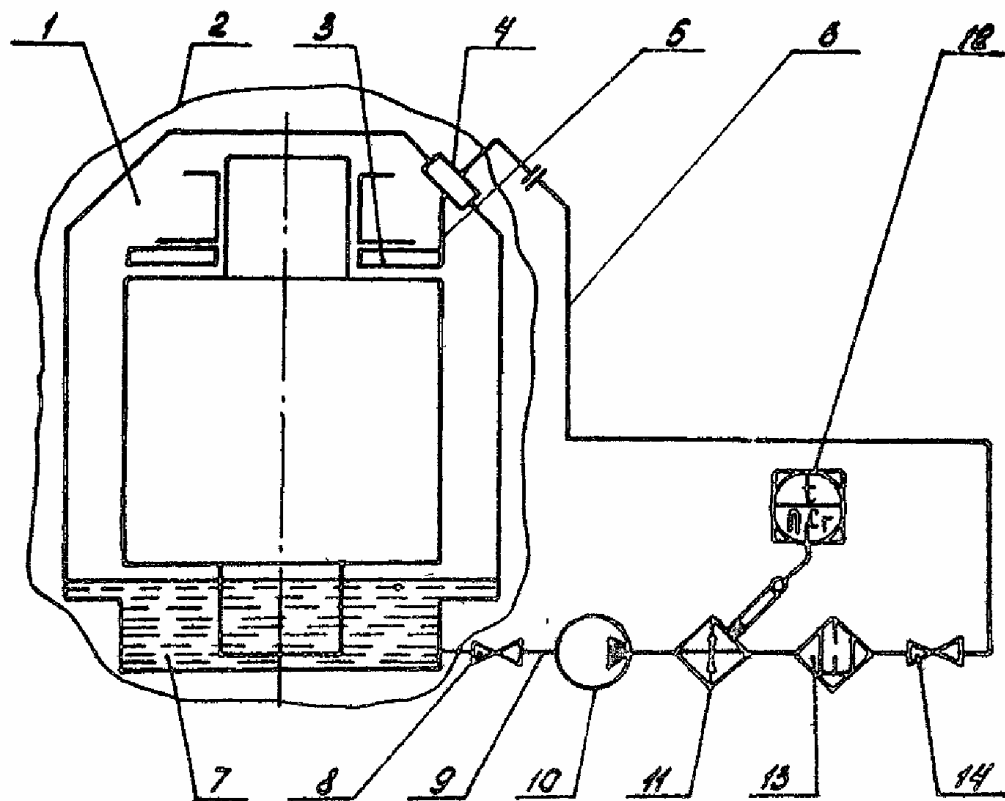
3.3.2. Поддерживать температуру охлаждающей смеси вакуумной установки не выше 203 К (минус 70 °С).

3.3.3. Отбирать из охладителя вакуумной установки конденсат воды и масла через каждые 24 ч нагрева.

3.4. После достижения температуры 348—353 К (75—80 °С) масла на выходе из бака трансформатора и температуры 353—358 К (80—85 °С) обмотки ВН, но не ранее чем через 48 ч, отключить маслоподогреватель, электронасос циркуляции масла, отобрать из охладителя вакуумной установки конденсат.

3.5. Продолжать вакуумирование трансформатора, не отключая подогрев дна, при остаточном давлении не более 53 Па (0,4 мм рт. ст.) в течение не менее 24 ч.

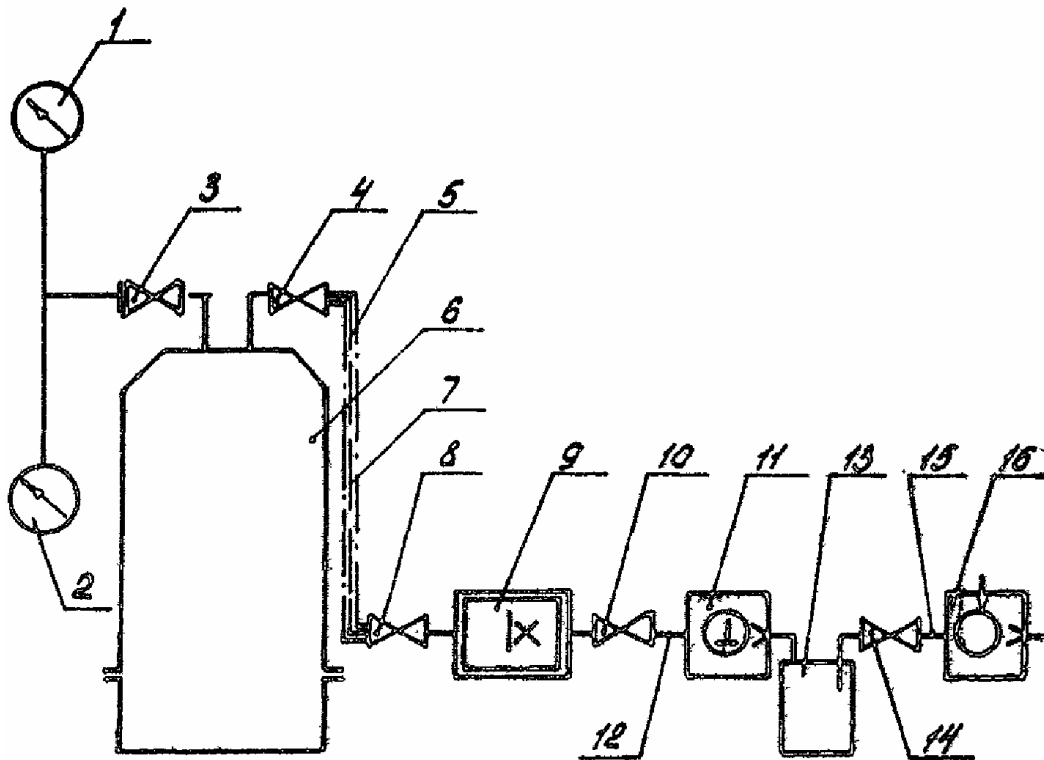
Схема нагрева трансформатора



- 1 – трансформатор; 2 – тепловая изоляция; 3 – разбрызгиватель масла; 4 – коллектор;
 5 – маслопровод гибкий; 6 – маслопровод Ду 100 мм; 7 – масло трансформаторное;
 8 – запорная арматура бака трансформатора; 9 – патрубок Ду 125 мм; 10 – маслосос;
 11 – маслонагреватель; 12 – термометр показывающий сигнализирующий; 13 – фильтр;
 14 – запорная арматура Ду 100 мм.

Черт. 4

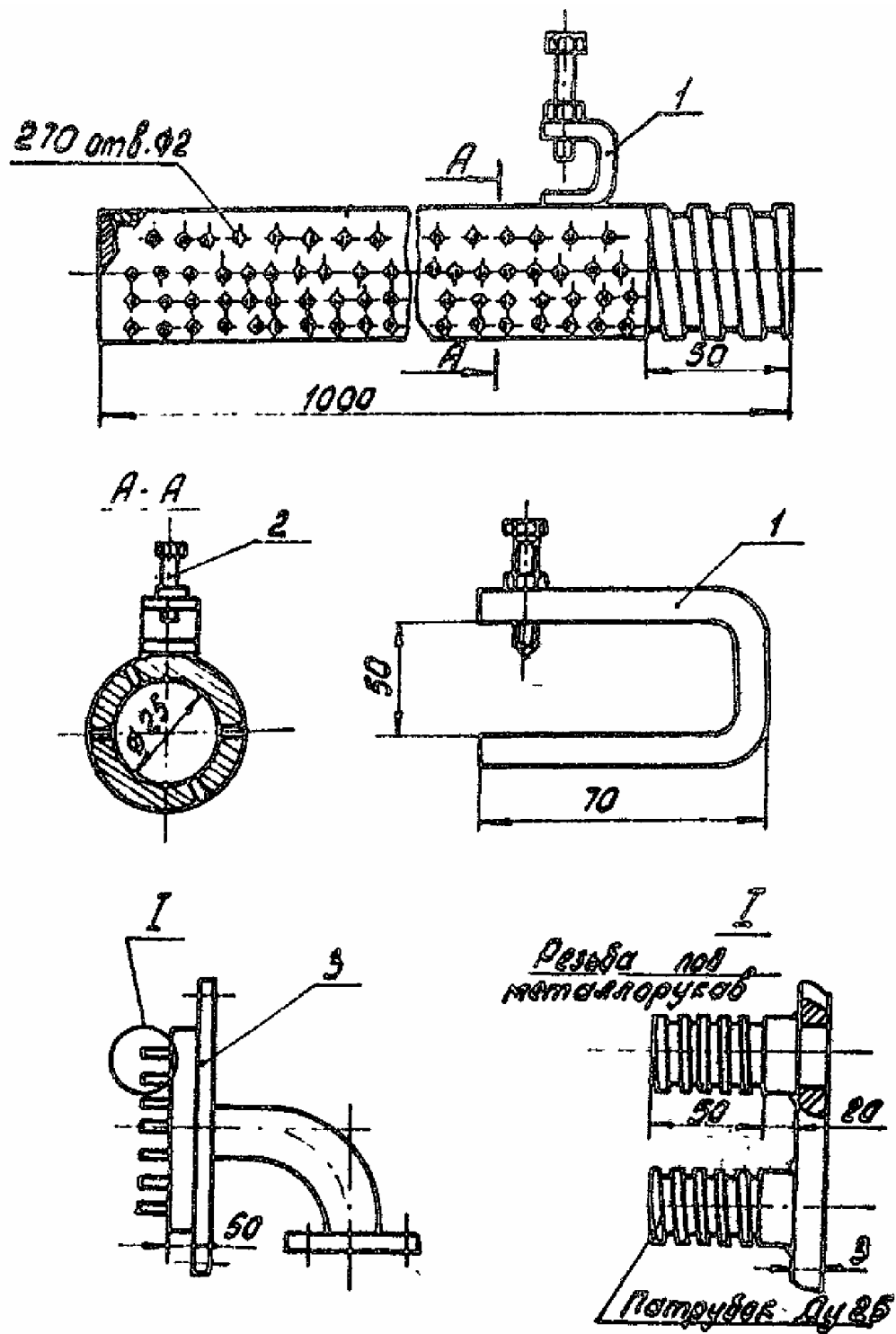
Схема вакуумирования трансформатора



1 – вакуумметр механический; 2 - вакуумметр электронный; 3, 4 – запорная арматура;
 5, 12, 15 – вакуумпровод Ду 100 мм; 6 – трансформатор; 7 – теплоизоляция; 8, 10, 14 – затвор
 вакуумный Ду 100 мм; 9 – установка "Иней"; 11 – насос вакуумный ДВН; 13 – промежуточный
 бак 0,05 м; 16 – насос вакуумный предварительного разрежения.

Черт. 5

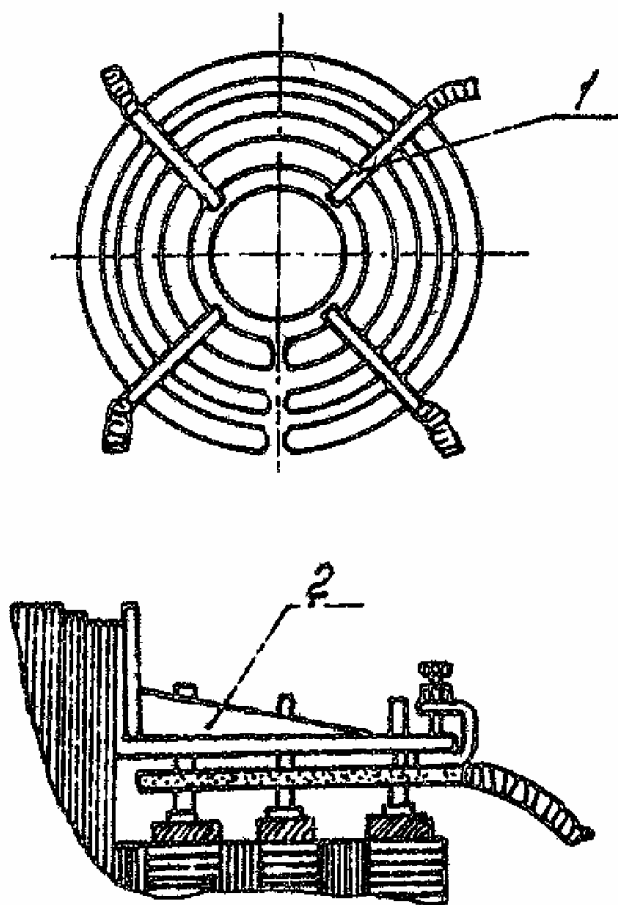
Конструкция коллектора, разбрызгивателей масла и их крепления



1 – трубина; 2 – болт М12х70; 3 – коллектор

Черт. 6

Схема установки разбрызгивателей масла на активной части трансформатора



1 – разбрызгиватель; 2 – верхняя ярмовая балка.

Черт. 7

3.5.1. Поддерживать температуру охлаждающей смеси вакуумной установки не выше 203 К (минус 70 °С).

3.6. Через 24 ч вакуумирования измерить температуру обмотки ВН и отобрать конденсат из охладителя вакуумной установки.

3.7. Продолжать сушку трансформатора, повторяя выполнение операций по пп. 3.3—3.6 до тех пор, когда выделение конденсата воды в охладителе вакуумной установки будет составлять не более 0,3 л за 24 ч. при температуре изоляции (по сопротивлению постоянному току обмотки ВН) не ниже 323 К (50 °С).

Примечание. Продолжительность времени повторных нагревов трансформатора до температуры 353—358 К (80—85 °С) обмотки ВН не нормируется.

3.8. После достижения выделения конденсата воды 0,3 л (и менее) за 24 ч вакуумирования при остаточном давлении не более 53 Па (0,4 мм рт. ст.) включить электронасос циркуляции масла в системе нагрева и, продолжая вакуумирование при остаточном давлении 399 Па (3 мм рт. ст.), охладить трансформатор до температуры обмотки ВН, равной 313—318 К (40—45 °С).

3.9. Производить в процессе сушки, с занесением результатов в журнал, следующие измерения:

- 1) температуры обмотки ВН по сопротивлению постоянному току при достижении температуры 348—353 К (75—80 °С) масла на выходе из бака трансформатора;
- 2) температуры масла на выходе из маслоподогревателя (при нагреве) — через каждый час;
- 3) температуры масла на выходе из бака трансформатора (при нагреве) — через каждый час;
- 4) остаточного давления в баке трансформатора — через каждый час;
- 5) количество конденсата воды и масла — при вскрытии охладителя вакуумной установки.

4. ДЕМОНТАЖ СИСТЕМЫ НАГРЕВА И ЗАЛИВКА ТРАНСФОРМАТОРА МАСЛОМ

4.1. При температуре 313—318 К (40—45°С) обмотки ВН снять вакуум и разгерметизировать трансформатор, соблюдая требования настоящего РД по условиям разгерметизации.

4.1.1. Отобрать пробу масла из трансформатора и определить U пр. $tg\delta$, количественное содержание механических примесей, влагосодержание, кислотное число, температуру вспышки.

4.1.2. Слить полностью масло из трансформатора в отдельную емкость. Остатки масла слить через пробку на дне бака.

4.1.3. Достать из бака трансформатора образцы изоляции, установленные на активной части на время сушки и определить их влагосодержание, которое должно быть не более 1%.

4.1.4. Удалить из бака разбрызгиватели масла с гибкими маслопроводами, снять коллектор разбрызгивателей, отсоединить от трансформатора систему нагрева, смонтировать на трансформаторе неустановленные составные части.

4.1.5. Загерметизировать бак трансформатора, визуально проверить состояние и затяжку уплотнений.

4.1.6. Проверить герметичность трансформатора, руководствуясь требованиями настоящего РД.

4.1.7. Залить трансформатор маслом в соответствии с приложением 1.

4.2. Результаты сушки оформить актом.

Приложение 8
Обязательное

РЕВИЗИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ С ПОДЪЕМОМ СЪЕМНОЙ ЧАСТИ БАКА ИЛИ АКТИВНОЙ ЧАСТИ

1. ТРЕБОВАНИЯ И УСЛОВИЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕВИЗИИ

1.1. Ревизия с подъемом съемной части бака или активной части трансформатора производится при нарушениях требований настоящего РД по транспортированию, разгрузке и хранению, а также при других нарушениях, могущих привести к повреждениям внутри бака трансформатора.

Под ревизией понимается совокупность работ по вскрытию, осмотру, проверке, устранению замеченных неполадок и герметизации трансформатора.

1.2. Продолжительность и условия проведения ревизии с подъемом съемной части бака или активной части трансформатора должны соответствовать требованиям разд. 6 настоящего РД.

Особое внимание необходимо уделить предохранению изоляции трансформатора от попадания на нее пыли и других посторонних частей и атмосферных осадков.

Рекомендуется проводить ревизию в закрытых помещениях, где можно создать необходимые условия.

Работы при ревизии производить в соответствии с приложением 8, а для трансформаторов, имеющих конструктивные особенности, необходимо дополнительно руководствоваться требованиями эксплуатационной документации.

2. ОБЪЕМ И ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ РАБОТ

2.1. Необходимо установить трансформатор по уровню, выверяя горизонтальность рамы бака по разьему.

2.2. Снять заглушки на крышке и стенках бака трансформатора. При разбалчивании заглушек отпускать болты равномерно по всему периметру разьема.

2.3. Удалить цилиндры маслонаполненных вводов, закрепленные на заглушках. Во время ревизии цилиндры вводов хранить в масле или герметичной упаковке.

2.4. Снять транспортные крепления активной части к баку, ослабить распорные элементы.

2.5. Снять приводы и изоляционные валы устройств РПН и ПБВ, если они препятствуют подъему активной части или съемной части бака трансформатора.

Снятые приводы и изоляционные валы необходимо пофазно замаркировать.

Во время ревизии изоляционные валы устройств РПН и ПБВ необходимо хранить в масле или герметичной упаковке.

2.6. Проверить крепление отводов.

Отводы должны быть отсоединены и подвязаны так, чтобы не мешать подъему активной части или съемной части бака трансформатора.

2.7. Отсоединить заземление активной части на бак и отводы трансформаторов тока, если они препятствуют подъему активной части или съемной части бака трансформатора.

2.8. Перед подъемом крышки или съемной части бака трансформатора необходимо отсоединить и закрепить устройства РПН, руководствуясь указаниями эксплуатационной документации.

2.9. Снять крышку и поднять активную часть или снять съемную часть бака. При разбалчивании крышки или съемной части бака необходимо отпускать болты равномерно по всему периметру разъема.

Подъем производить в строгом соответствии с указаниями габаритного чертежа трансформатора. При подъеме следить, чтобы зазор между баком и активной частью был по всему периметру. Подъем с перекосом запрещается.

2.10. Установить активную часть на деревянных подкладках, выложенных горизонтально по уровню. Запрещается производить работы, если активная часть или съемная часть бака находится «на весу».

2.11. Установить временные стеллажи с перилами, обеспечивающими удобную и безопасную работу при ревизии активной части и работах на съемной части бака.

При работах на активной части использование в качестве опор отводов, деревянных креплений, обмоток или изоляционных деталей трансформатора не допускается.

2.12. Проверить затяжку доступных стяжных шпилек и полубандажей ярем, креплений отводов, барьеров, устройств РПН и ПБВ, магнитных шунтов съемной части бака и активной части трансформатора.

Ослабления устранить.

2.13. Проверить силы осевой прессовки обмоток, которые должны соответствовать значениям, указанным в эксплуатационной документации на данный трансформатор. При необходимости силы осевой прессовки довести до норм.

Проверку осевой прессовки и подпрессовку обмоток трансформаторов мощностью более 80 МВА производить с использованием гидродомкратов.

Проверку осевой прессовки и подпрессовку обмоток трансформаторов мощностью до 80 МВА допускается производить моментными ключами.

Осевую прессовку обмоток производить равномерно по всей окружности. После проверки и подпрессовки необходимо затянуть контргайки элементов прессовки.

2.14. Проверить затяжку и подтянуть разъемные соединения отводов, затянуть контргайки.

2.15. Осмотреть изоляцию доступных частей обмоток, отводов, цилиндров, установку вводов и других изоляционных элементов. Замеченные повреждения устранить.

2.16. Осмотреть состояние доступных контактных поверхностей устройств РПН.

2.17. Удалить остатки масла со дна бака. Промыть и очистить доступные внутренние части бака.

2.18. После выполнения всех указанных работ на активной части необходимо произвести следующие измерения и проверки;

1) проверку схемы заземления согласно чертежу;

2) измерение сопротивлений изоляции всех доступных стяжных шпилек, бандажей и полубандажей ярем (в том числе вертикальных ярем разветвленных магнитопроводов) относительно активной стали и ярмовых балок;

3) измерение сопротивления изоляции прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок;

4) измерение сопротивления изоляции ярмовых балок относительно активной стали;

5) измерение сопротивления электростатических экранов относительно обмоток и магнитопровода. Одновременно необходимо проверить наличие цепи между заземляющими шинками экрана.

Измеренные сопротивления должны быть не менее 2 МОм, а сопротивление ярмовых балок относительно активной стали — не менее 0,5 МОм.

После проведения указанных измерений необходимо восстановить схему заземления, руководствуясь эксплуатационной документацией.

2.19. Промыть активную часть струей горячего трансформаторного масла. Характеристики масла должны быть в соответствии с табл. 2 по п.п. 1—6.

2.20. Установить активную часть на дно или в бак трансформатора и установить на место крышку или съемную часть бака.

- 2.21. Восстановить заземление активной части на бак.
- 2.22. Установить вводы и подсоединить к ним отводы. Визуально проверить правильность подсоединения.
- 2.23. Произвести оценку состояния изоляции трансформатора, монтаж и заливку маслом, руководствуясь требованиями настоящего РД.
- 2.3. Результаты ревизии оформить актом.

ПРИЛОЖЕНИЕ 9

Обязательное

ПРЕДОХРАНЕНИЕ ИЗОЛЯЦИИ ОТ УВЛАЖНЕНИЯ ПУТЕМ ПОДАЧИ В БАК ОСУШЕННОГО ВОЗДУХА ПРИ РАЗГЕРМЕТИЗАЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ

1. ВВЕДЕНИЕ

Монтаж трансформаторов по данной технологии допускается производить при отсутствии осадков, тумана и относительной влажности не более 90%.

При производстве работ, необходимо выполнять указания о мерах безопасности в соответствии с разд. 2 настоящего РД.

2. ПОДГОТОВКА К РАБОТЕ

- 2.1. Необходимо подготовить оборудование и приборы в соответствии с приложениями 3, 10.
- 2.2. Подготовить брезент для закрытия люков на баке трансформатора.
- 2.3. Проверить готовность установки осушки воздуха к работе.

3. ПОРЯДОК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ

3.1. Для трансформаторов, транспортируемых без масла.

3.1.1. Необходимо подсоединить установку осушки воздуха к нижней запорной арматуре на баке трансформатора, приняв меры по предотвращению попадания воздуха из окружающей среды в магистраль сухого воздуха.

3.1.2. Включить установку для осушки воздуха и, подавая в бак сухой воздух, одновременно приступить к разгерметизации трансформатора. Подачу сухого воздуха в бак трансформатора следует производить непрерывно на протяжении всего времени разгерметизации. При этом учитывать, что данная технология не полностью предохраняет изоляцию от увлажнения, а лишь значительно замедляет процесс увлажнения. Поэтому во время разгерметизации трансформатора необходимо соблюдать следующие требования:

1) организовать работы таким образом чтобы сократить до минимума время нахождения трансформатора в разгерметизированном состоянии. Общее время разгерметизации не должно превышать 100 ч., а время разгерметизации больших люков под трансформаторы тока и вводы — 3 ч. каждый;

2) производить вскрытие люков и установку составных частей поочередно по одному. Непосредственно после снятия заглушки, до установки очередной составной части, необходимо прикрыть люк брезентовым полотном. Прикрытие должно обеспечивать защиту разгерметизированного бака от прямого попадания в него окружающего воздуха, что особенно важно в ветреную погоду;

3) вскрытие смотрового люка для проникновения человека в бак трансформатора должна производиться на возможно короткое время, прикрывая его предварительно изготовленным картонным щитом;

4) не допускать одновременно вскрытие смотрового и монтажного люков с противоположных сторон бака.

3.1.3. В процессе разгерметизации в начале работ, а затем через каждые 4 ч., измерять точку росы выходящего из установки воздуха. Точка росы должна быть не выше 223 К (минус 50 °С). При отрицательных температурах окружающего воздуха необходимо дополнительно руководствоваться требованиями в соответствии с приложением 10.

3.1.4. После окончания монтажных работ, либо в случае необходимости проведения работ в несколько этапов, должны быть выполнены следующие операции:

- 1) закрыть и уплотнить все заглушки и люки;

2) открыть воздухопускные пробки, расположенные в верхней части бака и в установленных составных частях;

3) продуть бак трансформатора сухим воздухом при помощи установки осушки воздуха, закончить продувку, когда точка росы воздуха, выходящего из верхней запорной арматуры на баке трансформатора, будет не выше 228 К (минус 45 °С);

4) закрыть все пробки и запорную арматуру на трансформаторе, создать в баке избыточное давление сухого воздуха в пределах 10—30 кПа (0,1—0,3 кгс/см²);

5) контролировать давление воздуха в баке в процессе хранения трансформатора.

3.2. Для трансформаторов, заполненных маслом.

3.2.1. Работы по установке составных частей без слива масла, при разгерметизации трансформатора, необходимо производить, в соответствии с п.п. 3.1.2—3.1.4, подсоединив установку осушки воздуха к запорной арматуре в верхней части бака.

3.2.2. Слить трансформаторное масло, с одновременным заполнением бака трансформатора сухим воздухом из установки осушки воздуха, создать избыточное давление 10—30 кПа (0,1—0,3 кгс/см²).

3.2.3. Последующие работы по разгерметизации и монтажу составных частей следует производить в соответствии с п.п. 3.1.1—3.1.4.

3.2.4. Общее время работ по п.п. 3.2.1 и 3.2.3. должно быть не более 100 ч.

ПРИЛОЖЕНИЕ 10
Обязательное

ОСОБЕННОСТИ МОНТАЖА ТРАНСФОРМАТОРОВ ПРИ ОТРИЦАТЕЛЬНОЙ ТЕМПЕРАТУРЕ ОКРУЖАЮЩЕГО ВОЗДУХА

1. ВВЕДЕНИЕ

При выполнении работ в условиях отрицательной температуры окружающего воздуха для обеспечения требуемого состояния трансформаторов необходимо принимать специальные меры, которые должны исключать возможность конденсации и вымораживание влаги внутри трансформатора и составных частей, учитывать изменения свойств применяемых материалов, снижение надежности работы технологического оборудования, точность измерения применяемыми приборами и другие.

2. ТРЕБОВАНИЯ ПО ВЫПОЛНЕНИЮ НАИБОЛЕЕ ОТВЕТСТВЕННЫХ МОНТАЖНО-НАЛАДОЧНЫХ ОПЕРАЦИЙ

2.1. В случае нарушения условий хранения маслоохладителей системы охлаждения вида «ДЦ» (разгерметизация, хранение на открытом воздухе более года), необходимо осушить их внутреннюю поверхность горячим, не ниже 353 К (80 °С), воздухом в течение не менее 5 ч.; либо вскрыть нижнюю и верхнюю крышки маслоохладителя и произвести осмотр на отсутствие льда.

2.2. При разгерметизации защиту изоляции трансформаторов от увлажнения производить:

1) при температуре окружающего воздуха до 263 К (минус 10 °С) в соответствии с требованиями п.п. 6.2.2; 6.2.3;

2) при температуре окружающего воздуха от ниже 263 до 253 К (от минус 10 до минус 20 °С) точка росы осушенного воздуха, подаваемого в бак трансформатора, должна быть не выше 213 К (минус 60 °С);

3) при температуре окружающего воздуха ниже 253 К (минус 20 °С) перед разгерметизацией с использованием осушенного воздуха необходимо произвести прогрев трансформатора до температуры, обеспечивающий в конце разгерметизации температуру активной части не менее 273 К (0 °С), при этом подаваемый в бак трансформатора осушенный воздух должен иметь температуру точки росы не выше 223 К (минус 50 °С). При данной температуре допускается разгерметизация всех трансформаторов без применения установки осушенного воздуха с предварительным прогревом трансформатора в соответствии с п. 6.2.3, руководствуясь инструкцией по прогреву трансформатора.

2.3. При монтаже составных частей (изоляционных цилиндров, установок трансформаторов тока, устройств РПН, высоковольтных вводов) в случаях резкого повышения температуры окружающего воздуха (до положительных температур) необходимо, принять меры по

предотвращению конденсации влаги на них. Для этого приставные устройства РПН и изоляционные цилиндры, находящиеся в транспортных баках, перед монтажом прогреть трансформаторным маслом до положительной температуры, а токоведущие трубы высоковольтных вводов, установки трансформаторов тока просушить путем продувки горячим 353 К (80 °С) воздухом.

Поверхности изоляционных цилиндров и поверхность вводов, устанавливаемую в масло, протереть насухо, после чего производить их установку на трансформатор.

2.4. С целью исключения конденсации влаги на внутренних поверхностях бака трансформатора, незаполненных маслом, при прогреве, подсушке и сушке произвести утепление бака асбестовой, тканью таким образом, чтобы верх бака трансформатора, установки трансформаторов тока, газоотводящие трубы, вакуумный трубопровод и трубы системы охлаждения имели положительную температуру.

2.5. При проведении подсушки изоляции с применением установки «Иней» трансформатор необходимо прогреть до температуры, обеспечивающей в конце подсушки температуру активной части не ниже 293 К (плюс 20 °С).

2.6. При испытаниях и наладке трансформаторов с устройством РПН переключение контактора производить при температуре масла не ниже 248 К (минус 25 °С).

2.7. В связи с понижением эластичности резиновых прокладок затяжку их необходимо производить плавно и равномерно по периметру во избежание появления трещин в теле резины. Новые прокладки перед установкой должны быть выдержаны в теплом помещении в течение не менее 2 ч., обезжирены и высушены.

2.8. При предварительной оценке увлажнения изоляции необходимо учитывать, что при охлаждении растворенная в масле трансформатора влага переходит во взвешенное состояние и выпадает в осадок. Для отечественных масел максимально возможно содержание растворенной в них влаги при охлаждении значительно уменьшается и при низких, температурах может быть меньше указанных в настоящем РД нормированных значений, по которым производится оценка увлажнения трансформаторов. В результате при удовлетворительных значениях параметров масла контролируемых в период предварительной оценки изоляции трансформатора, не исключается возможность наличия в трансформаторе значительного количества влаги. При предварительной оценке состояния изоляции в условиях отрицательных температур особое внимание следует уделять проверке герметичности трансформатора.

Определение относительной влажности и точки росы воздуха по его температуре и разности показаний "сухого" и "влажного" термометров

Температура окружающего воздуха, К (°C)	Разность показаний "сухого" и "влажного" термометров (t _{сух} - t _{влаж}), К (°C)																							
	0		1		2		3		4		5		6		7		8		9		10		11	
	Относительная влажность (φ), % и точка росы (τ) воздуха, К (°C)																							
	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ	φ	τ
253 (-20)	100	253 (-20)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
258 (-15)	100	258 (-15)	51	250,9 (-22,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
263 (-10)	100	263 (-10)	66	258,4 (-14,6)	32	250,9 (-27,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
264 (-9)	100	264 (-9)	68	259,7 (-13,3)	37	253,2 (-19,8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
265 (-8)	100	265 (-8)	70	261 (-12,0)	41	255,1 (-17,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
266 (-7)	100	266 (-7)	72	262,3 (-10,7)	44	257 (-16,0)	18	247,5 (-25,5)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
267 (-6)	100	267 (-6)	74	263,5 (-9,5)	48	258,7 (-14,3)	23	250,9 (-22,1)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
268 (-5)	100	268 (-5)	75	264,7 (-8,3)	51	260,3 (-12,7)	27	253,6 (-19,4)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
269 (-4)	100	269 (-4)	77	265,9 (-7,1)	54	261,9 (-11,1)	32	256,1 (-16,9)	10	244,3 (-28,7)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
270 (-3)	100	270 (-3)	78	267,1 (-5,9)	56	263,3 (-9,7)	35	258,2 (-14,8)	15	249,2 (-23,8)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
271 (-2)	100	271 (-2)	79	268,2 (-4,8)	59	264,8 (-8,2)	39	260,2 (-12,8)	20	252,8 (-20,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
272 (-1)	100	272 (-1)	80	269,4 (-3,6)	61	266,1 (-6,9)	42	262,0 (-11)	24	255,8 (-17,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
273 (0)	100	273 (0)	81	270,5 (-2,5)	63	267,5 (-5,5)	45	263,7 (-9,3)	28	258,4 (-14,6)	11	248,8 (-24,2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
274 (1)	100	274 (1)	83	271,6 (-1,4)	65	268,8 (-4,2)	48	265,3 (-7,7)	32	260,6 (-12,4)	16	253,1 (-19,9)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
275 (2)	100	275 (2)	84	272,6 (-0,4)	68	270,0 (-3,0)	51	266,8 (-6,2)	35	262,6 (-10,4)	20	256,4 (-16,6)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

276	100	276	84	273,6	69	271,1	54	268,3	39	264,5	24	259,2	10	250,0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(3)		(3)		(0,6)		(-1,9)		(-4,7)		(-8,5)		(-13,8)		(-23,0)										
277	100	277	85	274,7	10	272,8	56	269,5	42	266,2	28	261,6	14	254,4	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
(4)		(4)		(1,7)		(-0,8)		(-3,5)		(-6,8)		(-11,4)		(-18,6)										
278	100	278	86	275,8	72	273,3	58	270,7	45	267,7	32	263,7	19	257,8	6	245,9	-	-	-	-	-	-	-	-
(5)		(5)		(2,8)		(0,3)		(-2,3)		(-5,3)		(-9,3)		(-15,2)		(-27,1)								
279	100	279	86	276,9	73	274,5	60	271,9	47	269,1	35	265,5	23	260,7	10	252,2	-	-	-	-	-	-	-	-
(6)		(6)		(3,9)		(1,5)		(-1,1)		(-3,9)		(-7,5)		(-12,3)		(-20,8)								
280	100	280	87	277,9	74	275,6	61	273,1	49	270,4	37	267,1	26	252,9	14	256,5	-	-	-	-	-	-	-	-
(7)		(7)		(4,9)		(2,6)		(0,1)		(-2,6)		(-5,9)		(-10,1)		(-16,5)								
281	100	281	87	279,0	75	276,8	63	274,3	51	271,7	40	268,7	29	264,9	18	259,5	7	250,1	-	-	-	-	-	-
(8)		(8)		(6,0)		(3,8)		(1,3)		(-1,3)		(-4,3)		(-8,1)		(-13,5)		(-22,9)						
282	100	282	88	280,1	76	277,9	64	275,6	53	272,9	42	270,1	31	265,7	21	262,0	11	254,9	-	-	-	-	-	-
(9)		(9)		(7,1)		(4,9)		(2,6)		(-0,1)		(-2,9)		(-6,3)		(-11,0)		(-18,1)						
283	100	283	88	281,1	76	279,1	65	275,8	54	274,2	44	271,5	34	268,4	24	264,3	14	258,5	5	247,0	-	-	-	-
(10)		(10)		(8,1)		(6,1)		(3,8)		(1,2)		(-1,5)		(-4,60)		(-8,7)		(-14,5)		(-26,0)				
284	100	284	88	282,2	77	280,2	66	278,0	56	275,6	46	272,8	36	269,9	26	266,3	17	261,4	8	253,3	-	-	-	-
(11)		(11)		(9,2)		(7,2)		(5,0)		(2,6)		(-0,2)		(-3,1)		(-6,7)		(-11,6)		(-19,7)				
285	100	285	89	283,2	78	281,3	68	279,2	57	276,9	48	274,2	38	271,4	29	268,1	20	263,9	11	257,5	-	-	-	-
(12)		(12)		(10,2)		(8,3)		(6,2)		(3,9)		(1,2)		(-1,6)		(-4,9)		(-9,1)		(-15,5)				
286	100	286	89	284,3	79	282,4	69	280,4	59	278,1	49	275,7	40	272,8	31	269,8	23	266,0	14	260,8	6	251,8	-	-
(13)		(13)		(11,3)		(9,4)		(7,4)		(5,1)		(2,7)		(-0,2)		(-3,2)		(-7,0)		(-12,2)		(-21,2)		
287	100	287	89	285,3	79	283,5	70	281,5	60	279,4	51	277,0	42	274,3	34	271,4	25	268,0	17	263,5	9	256,7	-	-
(14)		(14)		(12,3)		(10,5)		(8,5)		(6,4)		(4,0)		(1,3)		(-1,6)		(-5,0)		(-9,5)		(-16,3)		
288	100	288	90	286,4	80	284,6	71	282,7	60	280,6	52	278,4	44	275,8	36	272,9	27	269,8	20	265,9	12	260,4	5	250,4
(15)		(15)		(13,4)		(11,6)		(9,7)		(7,6)		(5,4)		(2,8)		(-0,1)		(-3,2)		(-7,1)		(-12,5)		(-22,6)
289	100	289	90	287,4	81	285,7	71	283,8	62	281,8	54	279,7	46	277,3	37	274,5	30	271,5	22	268,0	15	263,4	8	256,2
(16)		(16)		(14,4)		(12,7)		(10,8)		(8,8)		(6,7)		(4,3)		(1,5)		(-1,5)		(-5,0)		(-9,6)		(-16,8)
290	100	290	90	288,4	81	286,7	72	285,0	64	283,0	55	281,0	47	278,6	39	276,1	32	273,1	24	269,9	17	265,9	10	260,2
(17)		(17)		(15,4)		(13,7)		(12,0)		(10,0)		(8,0)		(5,6)		(3,1)		(0,1)		(-3,1)		(-7,1)		(-12,8)
291	100	291	91	289,5	82	287,8	73	286,1	65	284,2	56	282,2	49	280,0	41	277,6	34	274,8	27	271,7	20	268,1	13	263,4
(18)		(18)		(16,5)		(14,8)		(13,1)		(11,2)		(9,2)		(7,0)		(4,6)		(1,8)		(-1,3)		(-4,9)		(-9,6)
292	100	292	91	290,5	82	288,9	74	287,2	65	285,4	58	283,5	50	281,3	43	279,0	35	276,4	29	273,4	22	270,1	15	266,1
(19)		(19)		(17,5)		(15,9)		(14,2)		(12,4)		(10,5)		(8,3)		(6,0)		(3,4)		(0,4)		(-2,9)		(-6,9)
293	100	293	91	291,5	83	289,9	74	288,3	66	286,5	59	284,7	51	282,6	44	280,4	37	278,0	30	275,1	24	272,0	18	268,4
(20)		(20)		(18,5)		(16,9)		(15,3)		(13,5)		(11,7)		(9,6)		(7,4)		(5,0)		(2,1)		(-1,0)		(-4,6)
294	100	294	91	292,5	83	291,8	75	289,4	67	287,7	60	285,9	52	283,9	46	281,8	39	279,4	32	276,8	26	273,8	20	270,5
(21)		(21)		(19,5)		(18,8)		(16,4)		(14,7)		(12,9)		(10,9)		(8,8)		(6,4)		(3,8)		(0,8)		(-2,5)
295	100	295	92	293,6	83	292,1	76	290,5	68	288,8	61	287,1	54	285,2	47	283,1	40	280,9	34	278,4	28	275,6	22	272,4
(22)		(22)		(20,6)		(19,1)		(17,5)		(15,8)		(14,1)		(12,2)		(10,1)		(7,9)		(5,4)		(2,6)		(-0,6)
296	100	296	92	294,6	84	293,1	76	291,6	69	289,9	61	288,2	55	286,4	48	284,4	42	282,3	36	279,9	30	277,3	24	274,3

(23)		(23)		(21,6)		(20,1)		(18,6)		(16,9)		(15,2)		(13,4)		(11,4)		(9,3)		(6,9)		(4,3)		(1,3)
297	100	297	92	295,6	84	294,2	77	292,6	69	291,1	62	289,4	56	287,6	49	285,7	43	283,7	37	281,4	31	278,9	26	276,1
(24)		(24)		(22,6)		(21,2)		(19,6)		(18,1)		(16,4)		(14,6)		(12,7)		(10,7)		(8,4)		(5,9)		(3,1)
298	100	298	92	296,6	84	295,2	77	293,7	70	292,2	63	290,5	57	288,8	50	287,0	44	285,0	38	282,9	33	280,5	27	277,9
(25)		(25)		(23,6)		(22,2)		(20,7)		(19,2)		(17,5)		(15,8)		(14,0)		(12,0)		(9,9)		(7,5)		(4,9)
299	100	299	92	297,6	85	296,2	78	294,8	71	293,3	64	291,7	58	290,0	51	288,2	46	286,3	40	284,3	34	282,0	29	279,6
(26)		(26)		(24,6)		(23,2)		(21,8)		(20,3)		(18,7)		(17,0)		(15,2)		(13,3)		(11,3)		(9,0)		(6,6)
300	100	300	92	298,7	85	297,3	78	295,8	71	294,4	65	292,8	59	291,2	52	289,5	47	287,6	41	285,7	36	283,5	30	281,2
(27)		(27)		(25,7)		(24,3)		(22,8)		(21,4)		(19,8)		(18,2)		(16,5)		(14,6)		(12,7)		(10,5)		(8,2)
301	100	301	93	299,7	85	298,3	78	296,9	72	295,4	65	293,9	59	292,3	53	290,7	48	288,9	42	287,0	37	284,9	32	282,7
(28)		(28)		(26,7)		(25,3)		(23,9)		(22,4)		(20,9)		(19,3)		(17,7)		(15,9)		(14,0)		(11,9)		(9,7)
302	100	302	93	300,7	86	299,4	79	298,0	72	296,5	66	295,0	60	293,5	54	291,9	49	290,1	43	288,3	38	286,3	33	284,2
(29)		(29)		(27,7)		(26,4)		(25,0)		(23,5)		(22,0)		(20,5)		(18,9)		(17,1)		(15,3)		(13,3)		(11,2)
303	100	303	93	301,7	86	300,4	79	299,0	73	297,6	67	298,2	61	294,6	55	293,0	50	291,4	44	298,6	39	267,7	34	285,7
(30)		(30)		(28,7)		(27,4)		(26,0)		(24,6)		(23,2)		(21,6)		(20,0)		(18,4)		(16,6)		(14,7)		(12,7)
313	100	313	-	-	-	-	-	-	-	-	71,5	306,9	-	-	-	-	-	-	-	-	48	299,9	-	-
(40)		(40)										(33,9)									(26,9)			
323	100	323	-	-	-	-	-	-	-	-	74	317,1	-	-	-	-	-	-	-	-	54	311,1	-	-
(50)		(50)										(44,1)									(38,1)			
333	100	333	-	-	-	-	-	-	-	-	76,5	327,3	-	-	-	-	-	-	-	-	57,5	321,5	-	-
(60)		(60)										(54,3)									(48,5)			

СУШКА ИЗОЛЯЦИИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ИНДУКЦИОННЫМ МЕТОДОМ

1. ВВЕДЕНИЕ

По данной технологии необходимо производить сушку увлажненных при транспортировании, хранении и монтаже трансформаторов напряжением 110 кВ, баки которых не рассчитаны на полный вакуум.

2. ПОДГОТОВИТЕЛЬНЫЕ РАБОТЫ

2.1. Сушку активной части трансформаторов производить с установленными трансформаторами тока и усиленными заглушками, с временными вводами класса напряжения не менее 10 кВ, установленными вместо постоянных вводов.

2.2. В зимнее время сушку и пропитку активной части трансформаторов рекомендуется производить в помещении или тепляке.

2.3. Подготовка к сушке и пропитке:

2.3.1. Установить бак с активной частью на каретки с наклоном 2% в сторону маслосливного отверстия в дне бака.

Перед сушкой активной части удалить со дна бака остатки масла.

2.3.2. Установить на активную часть трансформатора термодатчики для контроля температуры в соответствии с черт. 8:

- 1) 1, 2 — в масляном канале верхнего ярма магнитопровода среднего стержня;
- 2) 3 — на нижнем ярме магнитопровода,
- 3) 4 — на изоляции, находящегося на наименьшем расстоянии от входа подогретого воздуха;
- 4) 5, 6 — в трубе, подводящей нагретый воздух в бак, отводящей воздух из бака;
- 5) 7, 8 — внутри бака трансформатора, посередине между активной частью и стенкой бака;
- 6) 9, 10 — по торцам активной части трансформатора посередине высоты обмотки.

Закрепить провода термодатчиков, имеющих надежную изоляцию, на расстоянии не менее 350 мм от неизолированных токоведущих элементов активной части, пропустить их между двумя резиновыми уплотнениями любого люка, обеспечив герметичность бака при вакуумировании.

Проверить отсутствие замыканий проводников термодатчиков и произвести контрольные измерения.

Предусмотреть возможность свободного удаления термодатчиков по окончании сушки. Составить акт на установку термодатчиков.

Длина каждого провода термодатчика должна быть не менее 15 м. Термодатчики должны быть проверены и градуированы. К комплекту термодатчиков и прибора для измерения электродвижущей силы (э. д. с.), необходимо приложить инструкцию по методике измерения температур.

2.3.3. Установить снаружи бака трансформатора термодатчики в соответствии с черт. 8.

- 1) 11, 12 — на стенке бака между балками жесткости по высоте бака в двух точках;
- 2) 13 — на середине крышки бака под теплоизоляцией;
- 3) 14, 15 — на наружной поверхности дна бака.

Определить на баке трансформатора места с максимальными температурами (с помощью переносного термодатчика при включенной индукционной обмотке и установить в этих местах термодатчики.

Для обеспечения непосредственного контакта с наружной стенкой бака допускается приварка металлических пластин толщиной 1—1,5 мм.

2.3.4. Установить дополнительно на баке трансформатора термометры с пределом измерений 273—423 К (0—150°C).

2.3.5. Концы одноименных обмоток ВН, СН, НН необходимо закоротить и присоединить к соответствующим для измерения $\Delta C/C$ обмоток в процессе сушки.

Во избежание замыкания и получения заниженных значений отношения абсорбционной емкости к емкости геометрической ($\Delta C/C$) изоляции необходимо закрепить все отводы и временные провода на активной части и снаружи бака, обеспечив расстояние от заземленных частей и между проводами не менее 100 мм.

Проверить возможность проведения измерений. Измерение $\Delta C/C$ производится приборами

ЕВ-3, ПКВ-7, ПКВ-8, ПЕКИ-1.

Измерение $\Delta C/C$ изоляции обмоток трансформатора производить по схемам в соответствии с приложением 2. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединить вместе, если они не были соединены внутри бака при подсоединении обмоток к выводам. Остальные обмотки и бак трансформатора необходимо заземлить.

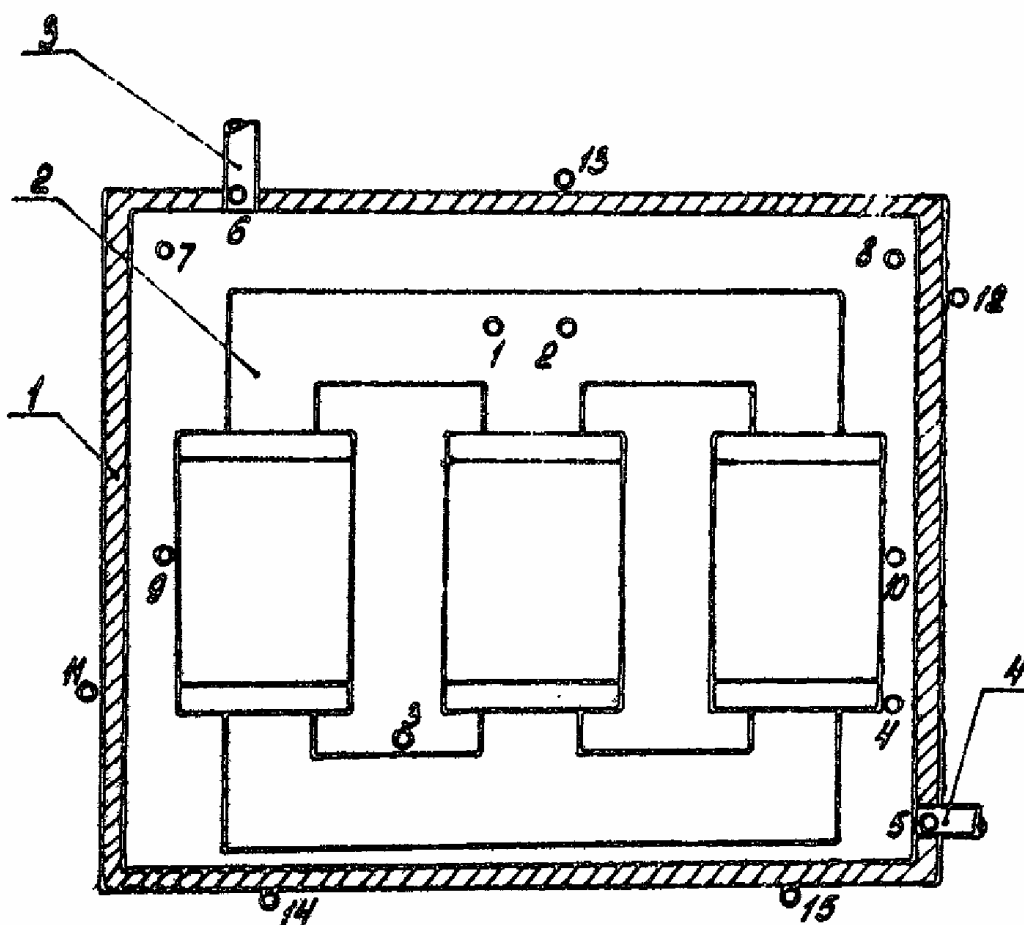
Во избежание искажения результатов, измерения необходимо производить при отключенной индукционной обмотке.

2.3.6. Установить приборы для измерения остаточного давления в местах, удобных для наблюдения, подсоединив их к верхней части бака трансформатора.

2.3.7. Подсоединить к баку трансформатора трубопроводы системы вакуумирования, и заливки масла.

2.3.8. Подсоединить к запорной арматуре для слива масла трубу диаметром не менее 50 мм с запорной арматурой и фильтром, необходимые для обеспечения циркуляции в баке трансформатора очищенного и подогретого воздуходувкой воздуха.

Установка термодатчиков на активной части и на баке трансформатора



1 – трансформатор; 2 – активная часть; 3 – труба к вакуум-насосу; 4 – труба для подачи подогретого воздуха

Черт. 8

Для более эффективного удаления паров влаги трубопроводы от вакуум-насоса и воздушного фильтра расположить с противоположных сторон бака трансформатора.

2.3.9. Подсоединить к маслосливному отверстию бачок для слива остатков масла из бака трансформатора в процессе сушки.

2.3.10. Проверить герметичность бака трансформатора, для чего включить вакуум-насос, открыть запорную арматуру трубопровода и создать в баке остаточное давление 54,5 кПа (410

мм рт. ст.), после чего закрыть запорную арматуру вакуумного трубопровода остановить вакуум-насос и зафиксировать величину остаточного давления в баке трансформатора. Повторно произвести изменение остаточного давления в баке трансформатора через 1 ч нахождения трансформатора в загерметизированном состоянии.

Трансформатор считается герметичным, если за это время остаточное давление в нем увеличится не более, чем на 665 Па (5 мм рт. ст.).

При большем натекании установить и устранить его причины.

Во избежание механических повреждений бака трансформатора при вакуумировании необходимо предусмотреть отключение вакуум-насоса при остаточном давлении ниже 54,5 кПа (410 мм рт. ст.), задействовав его электроконтактным стрелочным вакуумметром.

2.3.11. Намотать на баке трансформатора индукционную обмотку. Расчет параметров индукционной обмотки приведен в инструкции по прогреву, а также в «Методических рекомендациях по прогреву силовых трансформаторов», выпущенных специализированным центром научно-технической информации Союзтехэнерго Министерства энергетики и электрификации СССР.

2.3.12. Подготовить, руководствуясь приложением 3, и подсоединить к баку трансформатора оборудование и приборы в соответствии с черт. 9.

3. СУШКА

3.1. Включить обогрев и в течение не менее 24 ч при атмосферном давлении запорная арматура 8 в соответствии с черт. 9 открыта, довести температуру воздуха в баке трансформатора до 373 К (100 °С).

Контроль за температурой вести по среднему значению двух термодатчиков 7 и 8, установленных в соответствии с черт. 8 в воздухе между активной частью и стенкой бака. После получения температуры воздуха в баке 373 К (100 °С) начинается режим прогрева.

3.2. Продолжить прогрев до получения на магнитопроводе (термодатчики 1—3) температуры не ниже 358 К (85 °С), а на изоляции трансформатора в пределах 358—378 К (85—105 °С) термодатчики 9—10.

Через каждые 2 ч прогрева активной части создавать на 30 мин. остаточное давление 74,5 кПа (560 мм рт. ст.) с подачей в бак трансформатора осушенного воздуха, нагретого воздушодувкой до температуры не ниже 323 К (50 °С). Регулировку заданной величины остаточного давления производить запорной арматурой 8, установленной в соответствии с черт. 9. Продолжительность прогрева должна быть не менее 120 ч.

3.3. В процессе прогрева и сушки температура изоляции и магнитопровода не должна превышать 378 К (105 °С), а стенок и крышки бака — 388 К (115 °С).

Местные перегревы необходимо устранять после отключения индукционной обмотки одним из следующих методов:

- 1) удалением витков от стенок бака;
- 2) экранированием витков от стенок бака;
- 3) изменением электрической схемы индукционной обмотки;
- 4) уменьшением толщины теплоизоляции бака трансформатора.

3.4. После окончания прогрева создать остаточное давление 54,5 КПа (410 мм рт. ст.). Включить подачу подогретого воздуха, поступающего в бак трансформатора через силикагелевый осушитель. Сушку производить при остаточном давлении 54,5 кПа (410 мм рт. ст.) с постоянной подачей осушенного воздуха до прекращения изменения значений отношения абсорбционной емкости к гометрической емкости изоляции ($\Delta C/C$).

Отключить подачу воздуха в бак трансформатора и при остаточном давлении 54,5 кПа (410 мм рт. ст.) продолжить сушку, регулируя остаточное давление в баке трансформатора при помощи запорного устройства, установленного в соответствии с черт. 9, до получения установившихся значений $\Delta C/C$ изоляции в течение 48 ч.

При этом продолжительность сушки с момента достижения в баке остаточного давления 54,5 кПа (410 мм рт. ст.) с подачей в бак воздуха должна быть не менее 9 суток.

3.5. По окончании сушки активной части, не снимая вакуума в баке и не останавливая вакуум-насос, отключить прогрев и охладить активную часть до температуры 338—358 К (65—85 °С) в измеряемых точках 1—3, 9—10.

3.6. Залить, не снимая вакуума, в трансформатор не менее одной тонны масла для промывки дна бака и слить через бак для слива остатков масла в соответствии с черт. 9.

3.7. Произвести заливку трансформатора маслом, имеющего температуру 323—333 К (50—60 °С), со скоростью не более 3 т/ч. Температуру масла и скорость заливки необходимо

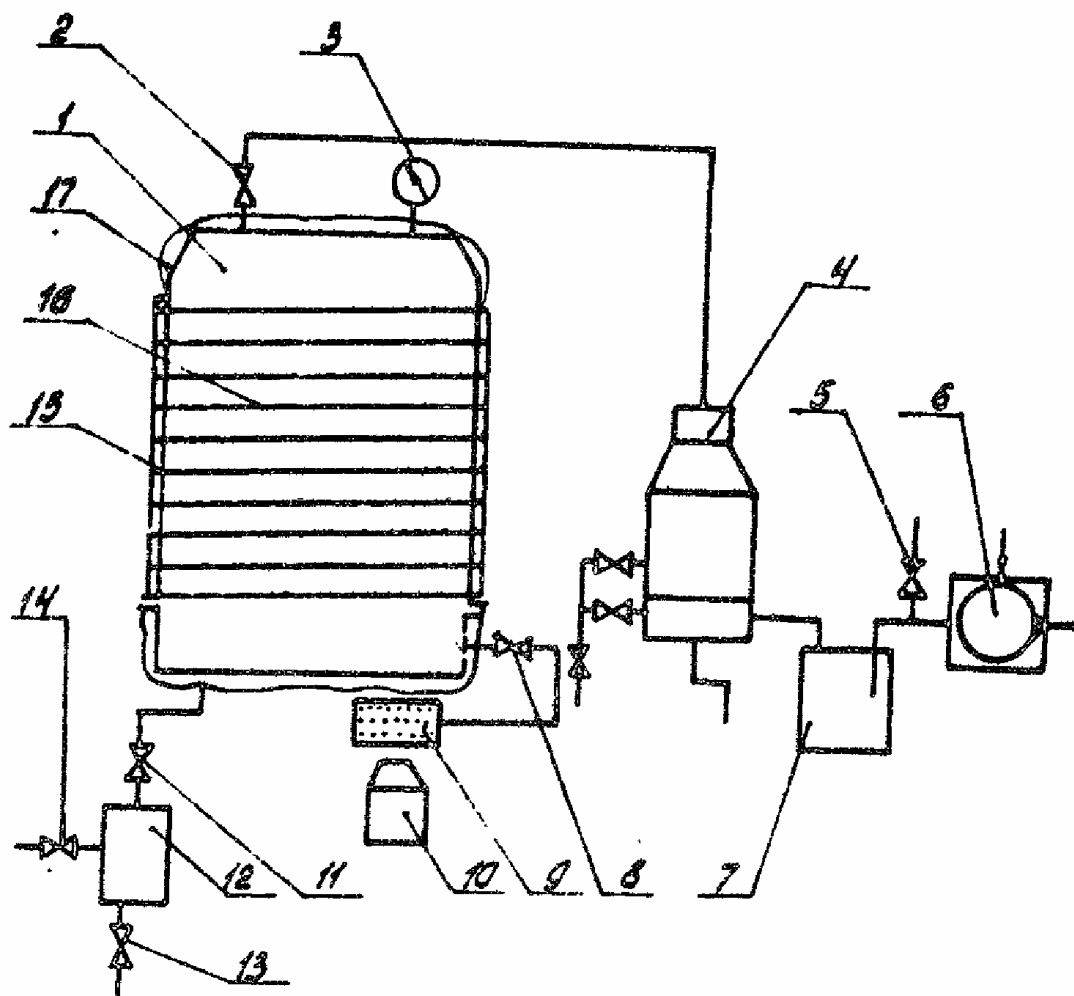
контролировать в процессе всей заливки. Трансформаторное масло, приготовленное для заливки и пропитки изоляции, должно соответствовать приложению 1 пп. 1—10, табл. 2.

Прекратить заливку, когда изоляция активной части будет полностью покрыта маслом. Продолжить вакуумировку активной части и трансформаторного масла при остаточном давлении 54,5 кПа (410 мм рт. ст.) в течение не менее 10 ч.

После чего снять вакуум и пропитать изоляцию активной части при атмосферном давлении в течение не менее 12 ч.

Примечание. Вакуум необходимо снимать с подачи в бак трансформатора осушенного до точки росы не выше 223 К (минус 50 °С) воздуха, либо воздуха, пропускаемого через силикагелевый воздухоосушитель, заполненный сухим силикагелем, масса силикагеля должна быть не менее 5 кг.

Схема сушки



1 – трансформатор; 2, 5, 8, 11, 13, 14 – запорная арматура; 3 – электроконтактный стрелочный вакуумметр; 4 – охлаждающая колонка; 6 – вакуумный насос предварительного разрежения; 7 – промежуточный бак 0,05 м³; 9 – воздухоосушительный фильтр; 10 – воздухоудовка; 12 – бак для слива остатков масла 0,05 м³; 15 – деревянные стойки; 16 – индукционная обмотка; 17 – тепловая изоляция

Черт. 9

3.8. Особенности сушки трансформаторов с устройствами РПН:

- 1) соединить полость бака контактора с баком трансформатора трубопроводом с внутренним диаметром не менее 25 мм;
- 2) установить на бакелитовых цилиндрах бака контактора по два термоматчика;
- 3) температура во время сушки на бакелитовых цилиндрах бака контактора не должна

превышать 358—368 К (85—95°C);

4) после сушки масло из бака контактора слить и заполнить его свежим трансформаторным маслом;

5) снять круговую диаграмму устройства РПН.

3.9. Слить масло из бака трансформатора, произвести ревизию активной части с подъемом съемной части бака или активной части, заменой, при необходимости, резиновых уплотнений, удалением термодатчиков с активной части и выполнением всего объема работ в соответствии с приложением 8. Составить акт на удаление термодатчиков с активной части.

Признаками достаточной степени удаления влаги из изоляции трансформаторов, подвергнутых сушке, является соблюдение режимов сушки и выполнение критериев окончания сушки в соответствии с приложением 12 п. 3.4.

3.10. Произвести заливку трансформатора маслом в соответствии с приложением 1.

3.11. Результаты сушки оформить актом.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения

2. Указания мер безопасности

3. Транспортирование и разгрузка

4. Хранение

5. Подготовка к монтажу

6. Монтаж составных частей

7. Испытание и наладка

8. Опробование и ввод в эксплуатацию

Приложение 1

Объем проверок и требований к трансформаторному маслу. Вакуумирование и заливка трансформаторов маслом

Приложение 2

Контроль и оценка состояния изоляции трансформаторов в процессе хранения, монтажа и перед вводом в эксплуатацию

Приложение 3

Перечень основного технологического оборудования, приборов, оснастки и материалов, применяемых при монтаже трансформаторов

Приложение 4

Отбор и определение влагосодержания деталей макета твердой изоляции с использованием аппарата АКОВ-10 по ГОСТ 1594-69

Приложение 5

Подсушка изоляции трансформаторов с использованием установки «Иней»

Приложение 6

Подсушка изоляции трансформаторов методом термодиффузии

Приложение 7

Сушка изоляции трансформаторов методом разбрызгивания нагретого масла

Приложение 8

Ревизия трансформаторов с подъемом съемной части бака или активной части

Приложение 9

Предохранение изоляции от увлажнения путем подачи в бак осушенного воздуха при разгерметизации трансформаторов

Приложение 10

Особенности монтажа трансформаторов при отрицательной температуре окружающего воздуха

Приложение 11

Определение относительной влажности и точки росы воздуха по его температуре и разности показания «сухого» и «влажного» термометров

Приложение 12

Сушка изоляции трансформаторов индукционным методом