



**ЭЛЕКТРОЩИТ
САМАРА**

ОКПД 2 27.11.41.000

Утвержден
ОРТ.142.008 РЭ - ЛУ

**ТРАНСФОРМАТОРЫ МАСЛЯНЫЕ
ДЛЯ ПИТАНИЯ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ ТИПА ТМПНГ-СЭЩ
МОЩНОСТЬЮ ДО 1200 КВА ВКЛЮЧИТЕЛЬНО
КЛАССА НАПРЯЖЕНИЯ ДО 10 КВ ВКЛЮЧИТЕЛЬНО**

РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

ОРТ.142.008 РЭ

Содержание:

Введение.....	3
1 Описание и работа.....	4
1.1 Описание и работа трансформатора.....	4
1.2 Описание и работа составных частей трансформатора.....	7
2 Использование по назначению.....	9
2.1 Эксплуатационные ограничения.....	9
2.2 Подготовка трансформатора к использованию.....	9
2.3 Использование трансформатора.....	14
2.4 Действия в экстремальных условиях.....	16
3 Техническое обслуживание.....	16
3.1 Техническое обслуживание трансформатора и составных частей трансформатора.....	16
4 Текущий ремонт.....	18
4.1 Текущий ремонт трансформатора.....	18
5 Хранение.....	19
6 Транспортирование.....	20
7 Утилизация.....	21
7.1 Меры безопасности при утилизации.....	21
7.2 Общие указания.....	21
Приложение А (справочное) Ссылочные нормативные документы.....	23
Приложение Б (обязательное) Требования к качеству жидких диэлектриков..	26
Приложение В (рекомендуемое) Восстановление покрытия.....	29
Приложение Г (обязательное) Ревизия части активной.....	30

ВВЕДЕНИЕ

Настоящее руководство по эксплуатации распространяется на трансформаторы масляные для питания погружных насосов типов ТМПНГ-СЭЩ мощностью до 1200 кВА включительно класса напряжения до 10 кВ включительно.

ТМПНГ-СЭЩ – герметичный трансформатор с гофрированным баком без расширителя.

Руководство по эксплуатации предназначено для ознакомления с устройством трансформатора и устанавливает основные требования при проведении работ по погрузке, разгрузке, использованию по назначению, техническому обслуживанию, текущему ремонту, хранению, транспортировке и утилизации.

Работы должны осуществляться квалифицированным персоналом, имеющим опыт проведения данных работ в соответствии с проектом производства работ, составленным по действующим нормативным документам.

В период производства работ и сразу после их завершения необходимо оформить соответствующую нормативную документацию.

Дополнительная информация по трансформатору или составным частям предоставляется по запросу потребителя.

Перечень ссылочных нормативных документов приведен в приложении А.

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ: ВЫСОКАЯ ОПАСНОСТЬ ПОРАЖЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ ТОКОМ!

В данном руководстве по эксплуатации приняты следующие сокращенные обозначения:

ЭД – эксплуатационная документация;

ВН – высшее напряжение;

НН – низшее напряжение;

УП ПБВ – устройство переключающее ПБВ;

ЗИП – запасные части, инструменты и принадлежности.

1 ОПИСАНИЕ И РАБОТА

1.1 Описание и работа трансформатора

1.1.1 Назначение трансформатора

Масляный трансформатор для питания погружных насосов - трансформатор, предназначенный для преобразования электрической энергии в установках, предназначенных для питания погружных электронасосов добычи нефти, в том числе в составе частото-регулируемого асинхронного электропривода.

Режим работы при стационарной установке указан в паспорте трансформатора.

Трансформатор предназначен для эксплуатации при высоте установки над уровнем моря не более 1000 метров.

Категория размещения трансформатора при эксплуатации - 1, 2, 3 или 4 по ГОСТ 15150. Категория размещения указана в паспорте трансформатора.

Трансформатор предназначен для эксплуатации в климатических исполнениях У, ХЛ, УХЛ и Т по ГОСТ 15150. Климатическое исполнение указано в паспорте трансформатора.

Трансформатор предназначен для эксплуатации при рабочих значениях влажности воздуха по ГОСТ 15150.

Отклонение питающего трансформатор напряжения от номинального, а также форма кривой напряжения, несимметрия фаз, отклонение частоты от номинальной должны соответствовать требованиям ГОСТ 13109.

Трансформатор предназначен для эксплуатации в атмосфере типов I и II по ГОСТ 15150.

Трансформатор предназначен для эксплуатации при интенсивности землетрясения указанной в паспорте трансформатора.

Пример записи условного обозначения трансформатора в других документах и (или) при заказе:

«Трансформатор ТМПНГ-СЭЩ-630/10-11 УХЛ1; 2,00/0,40; 3,10/1,23; Ун/У-0; ТУ 3411-077-15356352-2012»,

где:

- ТМПНГ-СЭЩ: трехфазный, с естественной циркуляцией жидкого диэлектрика для питания погружных насосов и герметичный;

- 630: номинальная мощность, кВА;

- 10: класс напряжения высшего напряжения, кВ;

- УХЛ: климатическое исполнение;

- 1: категория размещения;

- 2,00: номинальное высшее напряжение, кВ;

- 0,40: номинальное низшее напряжение, кВ;

- 3,10: максимальное высшее напряжение, кВ;

- 1,23: минимальное высшее напряжение, кВ;

- Ун: схема соединения высшего напряжения;

- У: схема соединения низшего напряжения;

- 0: группа соединения обмоток трансформатора.

По требованию потребителя трансформаторы могут быть предназначены для особых условий эксплуатации, установленных договором на поставку, и отраженных в паспорте трансформатора.

1.1.2 Технические характеристики

Технические характеристики трансформатора указаны в паспорте трансформатора.

Габаритные, установочные и присоединительные размеры трансформатора указаны в габаритном чертеже.

Нагрузочная способность трансформатора соответствует требованиям ГОСТ Р 52719.

Допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки соответствуют ГОСТ 14209.

Электрическая прочность изоляции трансформатора соответствует ГОСТ 1516.3.

Трансформатор допускает продолжительную работу при превышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10 % более номинального напряжения данного ответвления.

По требованию потребителя трансформаторы могут иметь особые технические характеристики, установленные договором на поставку, и отраженные в паспорте трансформатора.

1.1.3 Состав трансформатора

Трансформатор состоит из следующих составных частей:

- часть активная;
- бак, заполненный жидким диэлектриком;
- крышка;
- вводы;
- УП ПБВ;
- арматура;
- клеммная коробка (в зависимости от модификации трансформатора);
- зажимы аппаратные штыревые (в зависимости от модификации трансформатора);
- наконечник кабельный (в зависимости от модификации трансформатора);
- комплект запасных частей и необходимый специальный инструмент согласно ведомости ЗИП (в зависимости от модификации трансформатора);
- контрольные, сигнальные и защитные устройства (в зависимости от модификации трансформатора);

Примечание – В зависимости от модификации трансформатора, по требованию потребителя, состав может отличаться от указанного.

1.1.4 Устройство и работа трансформатора

Трансформатор состоит из составных частей, приведенных в пункте 1.1.3.

Трансформатор – статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

1.1.5 Средства измерения, инструмент и принадлежности

Средства измерения, инструмент и принадлежности входят в состав контрольных, сигнальных и защитных устройств трансформатора описание которых приведено в пункте 1.2.

1.1.6 Маркировка и пломбирование

Основные данные трансформатора содержатся на табличке на баке трансформатора.

Дублирование заводского номера трансформатора выполнено на пластине на крышке трансформатора.

Маркировка фаз вводов ВН и НН выполнена на баке трансформатора.

Маркировка УП ПБВ выполнена на крышке трансформатора.

Маркировка места заземления выполнена по ГОСТ 21130 на баке трансформатора.

Маркировка строповых устройств для подъема трансформатора выполнена знаком «Место строповки».

Необходимые основные, дополнительные и информационные надписи для упакованных демонтированных составных частей и запасных частей выполнены на упаковке.

Необходимые основные, дополнительные и информационные надписи для не упакованных демонтированных составных частей и запасных частей выполнены на демонтированных составных частях и запасных частях.

На время транспортирования пломбируются:

- защитные кожуха вводов;
- защитные кожуха УП ПБВ;

На время гарантийного срока пломбируется:

- крышка;
- клапан предохранительный;
- кран для слива и заливки жидкого диэлектрика бака;
- маслоуказатель;

ВНИМАНИЕ: ПРИ НАРУШЕНИИ ПЛОМБ, УСТАНОВЛЕННЫХ НА ВРЕМЯ ГАРАНТИЙНОГО СРОКА, ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРМ!

1.1.7 Упаковка

Составные части трансформатора, демонтированные на время транспортирования и хранения, упаковываются в тару, обеспечивающую их сохранность в процессе транспортирования и хранения.

Трансформатор транспортируется и хранится без упаковки с обеспечением сохранности и герметичности в процессе транспортирования и хранения.

Примечание - По требованию потребителя трансформаторы могут быть упакованы для транспортирования и хранения.

Трансформатор на время транспортирования и хранения не подвергается временной противокоррозионной защите, обозначение ВЗ-0 по ГОСТ 9.014.

Эксплуатационная документация на трансформатор и его составные части упакованы не ниже КУ-2 по ГОСТ 23216.

1.2 Описание и работа составных частей трансформатора

1.2.1 Часть активная

Часть активная - единая конструкция, включающая в собранном виде остов трансформатора, обмотки с их изоляцией, отводы, части регулирующего устройства, а также все детали, служащие для их механического соединения.

Часть активная располагается в баке трансформатора.

Остов - единая конструкция, включающая в собранном виде магнитную систему со всеми деталями, служащими для ее соединения и для крепления обмоток.

Магнитная система - комплект пластин из электротехнической стали, собранных в определенной геометрической форме, предназначенный для локализации в нем основного магнитного поля трансформатора.

Обмотка - совокупность витков, образующих электрическую цепь, в которой суммируются электродвижущие силы, наведенные в витках, с целью получения высшего, среднего или низшего напряжения трансформатора.

Отводы - совокупность электрических проводников, служащих для соединения обмоток трансформатора с вводами, устройствами переключения ответвлений обмоток и другими токоведущими частями.

1.2.2 Бак

Бак - бак, в котором размещается часть активная с жидким диэлектриком.

Бак трансформатора является несущим элементом для составных частей трансформатора.

Бак трансформатора представляет собой металлическую сварную конструкцию, состоящую из рамы, дна и боковых стенок.

Марка жидкого диэлектрика указана в паспорте трансформатора

1.2.3 Крышка

Крышка трансформатора является несущим элементом для составных частей трансформатора.

Крышка располагается на баке трансформатора.

1.2.4 Ввод

Ввод - контактный зажим, имеющий гальваническую связь с обмотками и предназначенный для присоединения трансформатора к внешней цепи.

Вводы располагаются на баке трансформатора.

1.2.5 УП ПБВ

УП ПБВ - устройство, предназначенное для изменения соединений ответвлений обмоток при невозбужденном трансформаторе.

УП ПБВ располагаются на крышке трансформатора.

1.2.6 Арматура

Арматура - устройство, устанавливаемое на баке и предназначенное для управления потоками рабочих сред путём изменения площади проходного сечения и предназначенное для перекрытия потока среды (жидкого диэлектрика).

Арматура располагается на баке трансформатора.

1.2.7 Клеммная коробка

Клеммная коробка применяется для удобства разводки и монтажа кабелей, присоединяемых с одной стороны от контрольных, сигнальных и защитных устройств трансформатора и с другой стороны – к шиту управления.

Клеммная коробка располагается на крышке трансформатора.

1.2.8 Зажим аппаратный штыревой

Зажим аппаратный штыревой предназначен для присоединения ввода трансформатора, выполненного в виде резьбового цилиндрического штыря, к внешней цепи, выполненной в виде плоской лапки с отверстиями.

Зажимы аппаратные штыревые располагаются на вводе трансформатора.

1.2.9 Наконечник кабельный

Наконечник кабельный предназначен для присоединения ввода трансформатора, выполненного в виде резьбового цилиндрического штыря, к внешней цепи, выполненной в виде кабеля.

Наконечники кабельные располагаются на вводе трансформатора.

1.2.10 Клапан предохранительный

Клапан предохранительный предназначен для защиты бака трансформатора от разрушения, связанного с быстрым ростом в нем внутреннего давления.

Клапан предохранительный располагается на баке трансформатора.

1.2.11 Термометр показывающий

Термометр показывающий - прибор для контроля температуры.

Термометр показывающий располагается на крышке трансформатора.

1.2.12 Термометр показывающий электроконтактный

Термометр показывающий электроконтактный - прибор для контроля температуры.

Термометр показывающий электроконтактный располагается на крышке трансформатора.

1.2.13 Маслоуказатель поплавковый

Маслоуказатель поплавковый - прибор для контроля уровня жидкого диэлектрика в баке трансформатора.

Маслоуказатель поплавковый располагается на крышке трансформатора.

2 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПО НАЗНАЧЕНИЮ

2.1 Эксплуатационные ограничения

Эксплуатация трансформаторов должна производиться в соответствии с ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

Включение трансформатора под полную нагрузку в зимнее время допускается при температуре верхних слоев жидкого диэлектрика минус 40 °С и выше. При более низких температурах верхних слоев жидкого диэлектрика в нормальных режимах работы трансформаторы должны включаться с нагрузкой не более 50% номинальной, и после прогрева жидкого диэлектрика до необходимой температуры нагрузка может быть увеличена до номинальной.

Эксплуатация трансформаторов должна производиться только со станциями управления со встроенным выходным фильтром, обеспечивающим коэффициенты искажения синусоидальности кривой выходного напряжения не превышающие приведенные в ГОСТ 13109.

2.2 Подготовка трансформатора к использованию

2.2.1 Меры безопасности при подготовке трансформатора

При подготовке к использованию трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.2.2 Подготовка трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо изучить ЭД на трансформатор и его составные части.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо демонтировать защитные элементы, установленные на время транспортирования и провести внешний осмотр трансформатора и составных частей трансформатора. При обнаружении повреждения трансформатора или составных частей трансформатора, необходимо составить акт и связаться с изготовителем. При обнаружении утерянных составных частей трансформатора, необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить специальную площадку или оборудование. До установки трансформатора на площадку или в оборудование, последние должны быть приняты в соответствии с нормативными документами.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить необходимое технологическое оборудование, приборы, приспособления, оснастку, инструменты и материалы.

ПРЕДОСТЕРЕЖЕНИЕ: ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ, ПРИБОРЫ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ, ОСНАСТКА, ИНСТРУМЕНТЫ И МАТЕРИАЛЫ ИЗГОТОВИТЕЛЕМ НЕ ПОСТАВЛЯЮТСЯ.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить проект производства работ, составленный по действующим нормативным документам.

Перед началом монтажа необходимо установить трансформатор на площадку или в оборудование для монтажа.

Перед началом работ по подготовке трансформатора и составных частей трансформатора к монтажу необходимо подготовить материалы.

Перед началом монтажа необходимо очистить изоляторы вводов от грязи и влаги (при наличии) ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134.

Перед началом монтажа необходимо подготовить и испытать термометр показывающий согласно ЭД изготовителя.

Перед началом монтажа необходимо подготовить и испытать термометр показывающий электроконтактный согласно ЭД изготовителя.

Результаты подготовки оформить актом.

2.2.3 Монтаж трансформатора и составных частей трансформатора

Монтаж составных частей трансформатора производится без ревизии части активной, согласно руководству по эксплуатации и монтажному чертежу.

При нарушении требований настоящего руководства по эксплуатации, которые могли привести к появлению дефектов в трансформаторе, устранение которых

невозможно без ревизии части активной, монтаж необходимо вести с ревизией части активной. Условия проведения ревизии части активной согласно приложению Г.

ВНИМАНИЕ: ПРОВЕДЕНИЕ РЕВИЗИИ ЧАСТИ АКТИВНОЙ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА ДОЛЖНО БЫТЬ СОГЛАСОВАНО С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Рекомендации по возможности монтажа трансформатора и составных частей трансформатора при температурах окружающего воздуха ниже плюс 10 °С предоставляются по запросу потребителя.

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

Затяжку метизов уплотнений необходимо производить равномерно «крест - накрест» по всему периметру. При затяжке уплотнений, при отсутствии канавок, допускается усадка уплотнений не более чем на 30 % толщины.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ МОНТАЖ УПЛОТНЕНИЙ И ЗАТЯЖКА МЕТИЗОВ УПЛОТНЕНИЙ ПРИ ТЕМПЕРАТУРЕ УПЛОТНЕНИЙ НИЖЕ МИНУС 10 °С!

Таблица 1 – Момент силы при затяжке гайки ввода

Диаметр шпильки ввода, мм	10x1,50	12x1,75	20x2,50	30x2,00	42x3,00	48x3,00	55x3,00
Момент силы, Н*м	-	12	20	30	50	60	70

Таблица 2 – Момент силы при затяжке гайки крепления ввода

Диаметр шпильки ввода, мм	10x1,50	12x1,75	20x2,50	30x2,00	42x3,00	48x3,00	55x3,00
Момент силы, Н*м	14	-	-	-	-	-	-

Таблица 3 – Момент силы при затяжке гаек трансформатора и составных частей трансформатора (максимально допустимые значения)

Диаметр болта, мм	5	6	8	10	12	16	20	24	30	36
Момент силы, Н*м	4,9	8,5	21,0	41,0	70,0	175,0	352,0	606,0	1213,0	2112,0

Демонтировать заглушку термометрической трубки с трансформатора. Заполнить термометрическую трубку не подготовленным жидким диэлектриком. Монтировать термометр показывающий или термометр показывающий электроконтактный и термобаллон на трансформатор. Подключить разъемы термометра показывающего электроконтактного к термометру показывающему электроконтактному.

Монтировать зажимы аппаратные штыревые на вводы.

Монтировать наконечники кабельные на вводы.

Произвести перемещение трансформатора к месту эксплуатации.

Подключить заземление трансформатора.

Подключить внешние цепи к клеммной коробке.

Результаты монтажа оформить актом.

2.2.4 Подготовка средств измерения, входящих в состав трансформатора

Уровень жидкого диэлектрика контролировать по маслоуказателю поплавковому. Уровень жидкого диэлектрика на контрольных метках маслоуказателя поплавкового не должен быть ниже минимального уровня. Уровень жидкого диэлектрика на контрольных метках маслоуказателя поплавкового не должен превышать максимальный уровень меток.

ВНИМАНИЕ: НАЛИЧИЕ В КОЛБЕ МАЛОУКАЗАТЕЛЯ ПОПЛАВКОВОГО ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА НЕ ЯВЛЯЕТСЯ ДЕФЕКТОМ!

Температуру жидкого диэлектрика контролировать по термометру показывающему или термометру показывающему электроконтактному. Уставку на «СИГНАЛ» термометра показывающего электроконтактного необходимо выставить на отметку – плюс 90 °С, уставку на «ОТКЛЮЧЕНИЕ» – на отметку плюс 95 °С.

Результаты подготовки оформить актом.

2.2.5 Испытания трансформаторов

Все работы по испытаниям трансформаторов производить на окончательно собранном, залитым жидким диэлектриком трансформаторе.

Испытания и измерения производить не ранее, чем через 12 часов после всех работ, связанных со сливом или доливом жидкого диэлектрика, при температуре жидкого диэлектрика не ниже плюс 10°С.

Демонтировать арретир клапана предохранительного.

Рекомендуется измерить потери холостого хода трансформатора при номинальном напряжении, при номинальном напряжении менее или равном 380 В, или при малом напряжении, при номинальном напряжении более 380 В. Для трехфазного трансформатора соотношение фазных потерь не должно отличаться от паспортных соотношений более чем на 5%. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

Измерить сопротивление изоляции трансформатора. Действительным сопротивлением изоляции является сопротивление, измеренное через 60 с после появления на трансформаторе напряжения, при котором проводили измерение. Дополнительно измерить сопротивлением изоляции, измеренное через 15 с после появления на транс-

форматоре напряжения, при котором проводили измерение. Сопротивление изоляции обмоток должно быть не ниже значений, приведенных в таблице 4. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.3.

Таблица 4 – Сопротивление изоляции обмоток

$T_{\text{ОБМ}}, ^\circ\text{C}$	10	20	30	40	50	60	70
$R_{60}, \text{МОм}$	450	300	200	130	90	60	40

Рекомендуется измерить сопротивления обмоток постоянному току на всех ответвлениях трансформатора. Перед проведением измерения необходимо произвести 5-кратную прогонку УП ПБВ по всему диапазону. Величины сопротивлений обмоток постоянному току, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2%, если иное не указано в паспорте. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

Рекомендуется измерить коэффициент трансформации на всех ответвлениях трансформатора. Величины коэффициентов трансформации, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз не должны отличаться более чем на 2%. Методика проведения измерения согласно ГОСТ 3484.1.

Рекомендуется измерить сопротивление изоляции цепей управления и вспомогательных цепей мегаомметром на напряжение 1000 В. Измеренное сопротивление изоляции должно быть не менее 1 МОм.

Рекомендуется испытать цепи управления и вспомогательные цепи приложенным кратковременным напряжением промышленной частоты величиной 1 кВ в течение 1 минуты.

Результаты испытаний оформить протоколами испытаний.

2.2.6 Включение трансформатора в работу

Если после монтажа прошло более трех месяцев, произвести испытания по п. 2.2.5.

При соответствии результатов испытаний трансформатора и составных частей трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации трансформатор может быть введён в эксплуатацию.

При несоответствии результатов испытаний трансформатора и составных частей трансформатора требованиям настоящего руководства по эксплуатации необходимо обратиться за рекомендациями к изготовителю.

Перед включением под напряжение произвести проверку действия всех предусмотренных проектом защит.

Перед включением под напряжение произвести проверку положения арматуры.

Перед включением под напряжение произвести проверку показаний всех средств измерений.

Перед включением под напряжение произвести переключение УП ПБВ на основное ответвление.

Перед включением под напряжение произвести проверку отсутствия посторонних предметов на трансформаторе.

Перед включением под напряжение произвести проверку заземления бака.

Перед включением под напряжение произвести проверку подсоединения к вводам разрядников и ограничителей перенапряжения согласно проекту.

Испытать трансформатор включением толчком на номинальное напряжение. В процессе 3-5-кратного включения трансформатора на номинальное напряжение не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

При удовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение трансформатор может сдан в эксплуатацию.

При не удовлетворительном проведении испытания включением толчком на номинальное напряжение необходимо составить акт и связаться с изготовителем.

Результаты испытаний оформить протоколами испытаний.

Сдачу в эксплуатацию оформить актом с приложением всех протоколов испытаний.

2.3 Использование трансформатора

2.3.1 Меры безопасности при использовании трансформатора

При использовании трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.3.2 Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения трансформатора

Порядок действия обслуживающего персонала при выполнении задач применения трансформатора должен соответствовать ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовым правилам пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

2.3.3 Перечень режимов работы трансформатора

Трансформаторы предназначены для нормальных условий работы по ГОСТ Р 52719.

По требованию потребителя трансформаторы могут быть предназначены для особых условий работы, установленных договором на поставку, и отраженных в паспорте трансформатора.

2.3.4 Перечень возможных неисправностей в процессе использования трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении

Таблица 5 – Перечень возможных неисправностей в процессе использования трансформатора по назначению и рекомендации по действиям при их возникновении

Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Превышение минимальной метки уровня жидкого диэлектрика на маслоуказателе поплавковым	Произвести внешний осмотр трансформатора	<i>ЗАПРЕЩАЕТСЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА ПРИ УРОВНЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА НИЖЕ УРОВНЯ МИНИМАЛЬНОЙ МЕТКИ! ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРИМЕНЕНИЕ НЕ ПОДГОТОВЛЕННОГО ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА!</i>
	При наличии течи жидкого диэлектрика отключить трансформатор, восстановить герметичность трансформатора и восстановить соответствующий средней температуре уровень жидкого диэлектрика. Включить трансформатор	
	При отсутствии течи жидкого диэлектрика отключить трансформатор и восстановить соответствующий средней температуре уровень жидкого диэлектрика. Включить трансформатор	
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше 95 °С на термометре показывающем	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности радиаторов отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	

Продолжение таблицы 5

Неисправность	Рекомендации по действиям	Примечание
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше уставки на «СИГНАЛ» термометра показывающего электроконтактного	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности радиаторов отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	
Превышение температуры жидкого диэлектрика выше уставки на «ОТКЛЮЧЕНИЕ» термометра показывающего электроконтактного	Произвести внешний осмотр трансформатора	
	При наличии загрязнения поверхности радиаторов отключить трансформатор, очистить поверхность и включить трансформатор	
	При наличии несоответствия нагрузки восстановить соответствие нагрузки	

Неисправности в процессе использования трансформатора оформить актами.

Рекомендации по возможным неисправностям в процессе использования трансформатора по назначению не приведенные в таблице 5 предоставляется по запросу потребителя.

2.4 Действия в экстремальных условиях

При возникновении экстремальных условий необходимо отключить трансформатор и пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

3.1 Техническое обслуживание трансформатора и составных частей трансформатора

3.1.1 Меры безопасности при техническом обслуживании трансформатора и составных частей трансформатора

При техническом обслуживании трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

3.1.2 Общие указания

Работающий трансформатор и составные части трансформатора следует подвергать техническому обслуживанию в течении всего срока службы.

Трансформаторы и составные части трансформаторов без отключения должны осматриваться в следующие сроки:

- в установках с постоянным дежурным персоналом или с местным персоналом: для главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформатор собственных нужд – один раз в сутки; для остальных трансформаторов - один раз в неделю;
- в установке без постоянного дежурного персонала – не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных пунктах – не реже одного раза в шесть месяцев.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и составных частей трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным персоналом потребителя.

При периодических осмотрах трансформатора и составных частей трансформаторов следует контролировать:

- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавкового;
- температуру жидкого диэлектрика по термометру показывающему, термометру показывающему электроконтактному;
- состояние вводов (наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, течей жидкого диэлектрика через уплотнения);
- состояние УП ПБВ;
- состояние клапана предохранительного;
- состояние термометра показывающего, термометра показывающего электроконтактного;
- состояние маслоуказателя поплавкового;
- состояние уплотнений;
- отсутствие течей жидкого диэлектрика;
- отсутствие механических повреждений;
- состояние покрытия;
- наличие постороннего шума;
- состояние заземления.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или других резких изменениях погодных условий необходимо провести внеочередные осмотры трансформаторов и составных частей трансформаторов, при этом необходимо контролировать:

- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавкового;
- температуру жидкого диэлектрика по термометру показывающему, термометру показывающему электроконтактному;
- состояние вводов (наличие или отсутствие трещин, сколов фарфора, течей масла через уплотнения).

4 ТЕКУЩИЙ РЕМОНТ

4.1 Текущий ремонт трансформатора

4.1.1 Меры безопасности при текущем ремонте трансформатора и составных частей трансформатора

При текущем ремонте трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

4.1.2 Общие указания

Текущие ремонты трансформаторов и составных частей трансформаторов с выводом их из работы производить:

- для главных трансформаторов электростанции и подстанций, основных и резервных трансформатор собственных нужд – не реже одного раза в два года;
- для трансформаторов, установленных в местах усиленного загрязнения – по локальными нормативным документам;
- для всех остальных трансформаторов – по мере необходимости, но не реже одного раза в четыре года.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов и составных частей трансформаторов указанные сроки могут быть изменены ответственным персоналом потребителя.

Текущий ремонт производить без ревизии активной части.

Текущий ремонт производить в следующем объеме:

- наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;
- очистка изоляторов и бака;
- восстановление покрытий;
- доливка подготовленного жидкого диэлектрика согласно таблице Б.1 приложения Б в случае необходимости;

- проверка уровня жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому;
- проверка арматуры;
- проверка уплотнений;
- проверка вводов;
- проверка клапана предохранительного;
- проверка термометра показывающего, термометра показывающего электро-контактного;
- проверка маслоуказателя поплавкового;
- проверка УП ПБВ согласно ЭД изготовителя с 5-кратной прогонкой по всему диапазону;

Приемка трансформаторов после текущего ремонта проводится ответственным персоналом потребителя.

Капитальный ремонт трансформаторов и составных частей трансформаторов производить в зависимости от результатов измерений, условий работы, состояния трансформатора и данных по состоянию однотипного оборудования, работающего в аналогичных условиях.

Результаты текущего ремонта оформить актом.

5 ХРАНЕНИЕ

Началом хранения считается дата отгрузки трансформатора и составных частей трансформатора от изготовителя.

Хранение трансформатора необходимо производить по ГОСТ 23216 и по группе условий хранения 8 по ГОСТ 15150.

Хранение составных частей трансформатора необходимо производить по ГОСТ 23216 и по группе условий хранения 5 по ГОСТ 15150.

Необходимо принять меры по сокращению до минимума времени нахождения трансформатора и составных частей трансформатора в транспортном состоянии и не допускать их хранения в транспортном состоянии более 6 месяцев с даты отгрузки от изготовителя.

При хранении при отрицательных температурах трансформатор необходимо ставить на подставки, препятствующие его примерзанию к грунту. В случае примерзания необходимо перед подъемом освободить опоры от грунта.

При хранении трансформатора необходимо обеспечить регулярный контроль состояния трансформатора и составных частей трансформатора.

При хранении контролировать:

- отсутствие течей жидкого диэлектрика не реже одного раза в один месяца;
- уровень жидкого диэлектрика по маслоуказателю поплавковому не реже одного раза в один месяца;
- состояние покрытия.

ВНИМАНИЕ: ПРИ НАРУШЕНИИ УСЛОВИЙ ХРАНЕНИЯ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА РАБОТЫ ПО УСТРОЕНИЮ НАРУШЕНИЙ ДОЛЖНЫ БЫТЬ СОГЛАСОВАНЫ С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ!

Результаты хранения оформить актом.

6 ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ

Транспортирование трансформатора необходимо осуществлять по ГОСТ 23216 и ГОСТ 15150.

Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия климатических факторов - в соответствии с группой условий хранения по ГОСТ 15150, раздел 5;

Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия механических факторов - Ж по ГОСТ 23216.

Трансформатор поставляется герметизированным с демонтированным составными частями и полностью заполненным жидким диэлектриком.

Перевозка трансформаторов осуществляется железнодорожным, водным и автомобильным транспортом в соответствии с указаниями, изложенными в договоре.

Крепление трансформатора и демонтированных составных частей трансформатора на транспортных средствах осуществляется в соответствии с правилами, действующими на транспорте соответствующего вида.

Не допускается транспортирование трансформатора и демонтированных составных частей без крепления относительно транспортного средства.

ВНИМАНИЕ: ТРАНСФОРМАТОР МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 1000 КВА ДОЛЖЕН БЫТЬ УСТАНОВЛЕН НА ТРАНСПОРТНОМ СРЕДСТВЕ СВОЕЙ ДЛИННОЙ СТОРОНОЙ ПО НАПРАВЛЕНИЮ ДВИЖЕНИЯ!

ЗАПРЕЩАЕТСЯ УСТАНОВКА ТРАНСФОРМАТОРА МОЩНОСТЬЮ БОЛЕЕ 1000 КВА ПЕРПЕНДИКУЛЯРНО НАПРАВЛЕНИЮ ДВИЖЕНИЯ!

ЗАПРЕЩАЕТСЯ КАНТОВАТЬ ТРАНСФОРМАТОР!

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРИ ПЕРЕВОЗКЕ ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ СПУСКАТЬ С ГОРКИ!

После прибытия трансформатора и составных частей трансформатора к месту разгрузки должен быть проведен его осмотр потребителем совместно с представителем транспортирующей организации.

При осмотре особое внимание следует обратить на следующее:

- состояние крепления трансформатора и составных частей трансформатора на транспорте;

- состояние пломб;

- состояние уплотнений;

- состояние арматуры;

- состояние покрытий;

- отсутствие механических повреждений;

- отсутствие течей жидкого диэлектрика;

- состояние вводов;

- состояние клапана предохранительного;

- маслоуказателя;

- состояние упаковки;
- состояние датчика удара.

Результаты осмотра оформить актом.

Погрузки и разгрузку трансформатора и составных частей трансформатора производить с соблюдением требований безопасности и мер обеспечивающих сохранность трансформатора и составных частей трансформатора.

Погрузки и разгрузку трансформатора производить краном соответствующей грузоподъемности.

Места и схемы стропления указаны в ЭД.

ВНИМАНИЕ: ТРАНСФОРМАТОР НЕОБХОДИМО ПОДНИМАТЬ ТОЛЬКО ЗА СПЕЦИАЛЬНО ПРЕДНАЗНАЧЕННЫЕ ДЛЯ ЭТОЙ ЦЕЛИ СТРОПОВЫЕ УСТРОЙСТВА СО ЗНАКОМ «МЕСТО СТРОПОВКИ»!

Результаты транспортирования оформить актом.

7 УТИЛИЗАЦИЯ

7.1 Меры безопасности при утилизации трансформатора и составных частей трансформатора

При утилизации трансформатора и составных частей трансформатора дополнительно необходимо пользоваться ГОСТ 12.1.004, ГОСТ 12.2.007.0, ГОСТ 12.2.007.2, ПОТЭУ, РД 34.45-51.300, «Типовыми правилами пожарной безопасности для промышленных предприятий» и «Правилами устройства электроустановок», а также другими локальными и национальными нормативными документами, при выполнении условий, указанных в настоящем руководстве по эксплуатации.

7.2 Общие указания

Трансформатор утилизировать после длительной эксплуатации, в том случае если капитальный ремонт нецелесообразен.

Утилизацию трансформатора и составных частей трансформатора осуществить согласно национальным законам по охране окружающей среды.

Утилизацию выполнить специализированными компаниями, занимающимися утилизацией трансформаторов и составных частей трансформатора, или потребителем без нанесения вреда окружающей среде.

Составные части трансформатора утилизировать в процессе эксплуатации при их повреждении, в период снятия с гарантии, либо по результатам текущего ремонта.

Жидкий диэлектрик утилизировать или регенерировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации или регенерации.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ВЫЛИВАНИЕ ЖИДКОГО ДИЭЛЕКТРИКА В КАКОЙ-ЛИБО ВОДОЕМ ИЛИ КАКОЙ-ЛИБО ВИД ПОЧВЫ!

Составные части трансформатора, пропитанные жидким диэлектриком, должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Металлоконструкции утилизировать без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Другие составные части трансформатора должны быть утилизированы без нанесения вреда окружающей среде согласно национальным законам об утилизации.

Приложение А
(справочное)

Ссылочные нормативные документы

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
ГОСТ 9.014-78 «ЕСЗКС. Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования»	1
ГОСТ 12.2.007.0-94 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования»	2, 3, 4, 7
ГОСТ 12.2.007.0-75 «ССБТ. Изделия электротехнические. Общие требования безопасности»	2, 3, 4, 7
ГОСТ 12.2.007.2-75 «ССБТ. Трансформаторы силовые и реакторы электрические. Требования безопасности»	2, 3, 4, 7
ГОСТ 1516.3-96 «Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции»	1
ГОСТ 3134-78 «Уайт-спирит. Технические условия»	2, приложение В
ГОСТ 3484.1-88 «Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний»	2
ГОСТ 3484.3-88 «Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции»	2
ГОСТ 3484.5-88 «Трансформаторы силовые. Испытания баков на герметичность»	2
ГОСТ 5985-79 «Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа»	приложение Б
ГОСТ 6307-75 «Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей»	приложение Б
ГОСТ 6356-75 «Нефтепродукты. Метод определения температуры вспышки в закрытом тигле»	приложение Б
ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей»	приложение Б
ГОСТ 6581-75 «Материалы электроизоляционные жидкие. Методы электрических испытаний»	приложение Б

Продолжение таблицы А.1

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
ГОСТ 7822-75 «Масла нефтяные. Метод определения растворенной воды»	приложение Б
ГОСТ 13109-97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения»	1
ГОСТ 13344-79 «Шкурка шлифовальная тканевая водостойкая. Технические условия»	приложение В
ГОСТ 14209-85 «Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Допустимые нагрузки»	1
ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды»	1, 5, 6
ГОСТ 17216-2001 «Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей»	приложение Б
ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»	приложение Б
ГОСТ 21130-75 «Изделия электротехнические. Зажимы заземляющие и знаки заземления. Конструкция и размеры»	1
ГОСТ 23216-78 «Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний»	1, 5, 6
ГОСТ Р 52719-2007 «Трансформаторы силовые. Общие технические условия»	1, 2
«Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок»	2, 3, 4, 7
«Правила устройства электроустановок»	2, 3, 4, 7

Продолжение таблицы А.1

Обозначение документа, на который дана ссылка	Номер раздела, подраздела, пункта, подпункта, перечисления, приложения, разрабатываемого документа, в котором дана ссылка
РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования»	2, 3, 4, 7
«Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий»	2, 3, 4, 7

Приложение Б
(обязательное)

Требования к качеству жидких диэлектриков

ВНИМАНИЕ: ПРИ СМЕШИВАНИИ РАЗНЫХ МАРОК ЖИДКИХ ДИЭЛЕКТРИКОВ БЕЗ СОГЛАСОВАНИЯ С ИЗГОТВИТЕЛЕМ, ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Требования к качеству свежих жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в новое электрооборудование приведены в таблице Б.1.

Требования к качеству эксплуатационных жидких диэлектриков приведены в таблице Б.2.

Требования к качеству регенерированных и очищенных жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта приведены в таблице Б.3.

Таблица Б.1 - Требования к качеству свежих жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в новое электрооборудование

Наименование показателя	До заливки	После заливки
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	60,0	55,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,02	0,02
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	135,0	135,0
4. Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/г), не более	0,002 (20)	0,0025 (25)
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	1,7	2,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	Отсутствие	Отсутствие
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,2	0,18
9. Температура застывания, согласно ГОСТ 20287, °С, не выше	-	-

Таблица Б.2 - Требования к качеству эксплуатационных жидких диэлектриков

Наименование показателя	Ограничивающая область нормального состояния	Предельно допустимое
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	40,0	35,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,1	0,25
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	Снижение более чем на 5°С в сравнении с предыдущим анализом	125,0
4. Влагосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/г), не более	-	0,003 (30)
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	8,0/12,0	10,0/15,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	0,014	-
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,1	-

Таблица Б.3 - Требования к качеству регенерированных и очищенных жидких диэлектриков, подготовленных к заливке в электрооборудование после его ремонта

Наименование показателя	До заливки	После заливки
1. Пробивное напряжение согласно ГОСТ 6581, кВ, не менее для класса напряжения до 35 кВ	60,0	55,0
2. Кислотное число согласно ГОСТ 5985, мг КОН/г масла, не более	0,05	0,05

Продолжение таблицы Б.3

Наименование показателя	До заливки	После заливки
3. Температура вспышки в закрытом тигле согласно ГОСТ 6356, °С, не ниже	130,0	130,0
4. Влажосодержание согласно ГОСТ 7822, % массы (г/т), не более	0,002 (20)	0,0025 (25)
5. Содержание механических примесей согласно ГОСТ 6370, % (класс чистоты согласно ГОСТ 17216)	Отсутствие	Отсутствие
6. Тангенс угла диэлектрических потерь при 90°С согласно ГОСТ 6581, %, не более	5,0	6,0
7. Содержание водорастворимых кислот и щелочей согласно ГОСТ 6307 (качественно)	Отсутствие	Отсутствие
8. Содержание антиокислительной присадки АГИДОЛ-1 (2,6-дитретбутил-4-метил-фенол или ионол) согласно РД 34.43.105-89, % массы, не менее	0,2	0,18
9. Температура застывания, согласно ГОСТ 20287, °С, не выше	-	-

ПРИЛОЖЕНИЕ В (рекомендуемое)

Восстановление покрытия

Работы по восстановлению покрытия производить при температуре окружающего воздуха от плюс 5 до плюс 30 °С, относительной влажности воздуха не более 80% при отсутствии осадков, тумана, росы и воздействия агрессивных агентов.

Работы по восстановлению покрытия производить при температуре окрашиваемой поверхности выше температуры точки росы не менее чем на 3 °С.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ НАНОСИТЬ ЛАКОКРАСОНЫЕ МАТЕРИАЛЫ НА ПОКРЫТЫЕ ИНЕЕМ И ЛЬДОМ ПОВЕРХНОСТИ!

При проведении работ по восстановлению покрытия при температуре ниже плюс 15 °С лакокрасочные материалы предварительно выдержать в помещении с температурой окружающего воздуха выше плюс 15 °С, при этом лакокрасочные материалы наносить небольшими партиями для обеспечения температуры лакокрасочных материалов выше плюс 15 °С.

В качестве эмалевых лакокрасочных материалов применять эмаль WINNER два слоя. Цвет: RAL 7032. Толщина покрытия равна от 60 до 100 мкм.

Восстановление покрытия, поврежденного до металла:

- очистить поверхность ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- сушить 5 минут;
- произвести механическую подготовку поверхности при помощи шлифовальной бумаги 14А зернистостью не более 6-Н по ГОСТ 13344;
- очистить поверхность ветошью без ворса и уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- очистить поверхность ветошью без ворса;
- подготовить эмаль WINNER: перемешать эмаль не менее 5 минут до однородного состояния. При необходимости эмаль WINNER разбавить уайт – спиритом по ГОСТ 3134;
- нанести эмаль WINNER;
- сушить 5 часов при температуре плюс 20±2 °С. При температуре ниже плюс 20±2 °С время сушки увеличивается.
- нанести второй слой эмали WINNER;
- сушить 5 часов при температуре плюс 20±2 °С. При температуре ниже плюс 20±2 °С время сушки увеличивается.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(обязательное)

Ревизия части активной

ВНИМАНИЕ: ПРОВЕДЕНИЕ РЕВИЗИИ ЧАСТИ АКТИВНОЙ В ПЕРИОД ГАРАНТИЙНОГО СРОКА ДОЛЖНО БЫТЬ СОГЛАСОВАНО С ИЗГОТОВИТЕЛЕМ. В ПРОТИВНОМ СЛУЧАЕ ИЗГОТОВИТЕЛЬ ИМЕЕТ ПРАВО СНЯТЬ ГАРАНТИЮ, УСТАНОВЛЕННУЮ ДОГОВОРом!

Ревизия части активной – совокупность работ по демонтажу, осмотру, измерениям, испытаниям и устранению выявленных дефектов активной части, с последующим монтажом активной части.

Ревизию части активной рекомендуется проводить в закрытом, сухом, защищенном от пыли и атмосферных осадков помещении.

Началом ревизии части активной следует считать демонтаж любой составной части, открывающей доступ окружающего воздуха в трансформатор.

Окончанием ревизии части активной следует считать монтаж всех составных частей, прекращающих доступ окружающего воздуха в трансформатор.

Условия проведения ревизии части активной приведены в таблице Г.1.

Таблица Г.1 - Условия проведения ревизии части активной

Размещение трансформатора	При температуре окружающего воздуха, °С						
	от плюс 20 и более		от 0 до плюс 20		ниже 0	независимо от температуры	
	При относительной влажности воздуха, %						
	менее 65	от 65 до 80	менее 65	от 65 до 80	независимо от влажности	более 80	дождь, туман
В помещении	выполнить		выполнить		выполнить	выполнить	
	а		в	в	г	д	д
Вне помещения	выполнить		выполнить		выполнить	выполнить	работы запрещены
	а, б	в	д	д	г, б	д, б	

Буквы а, б, в, г, д указывают на выполнение следующих требований:

а) температура части активной равна или выше температуры окружающего воздуха;

б) монтажные работы при слитом жидком диэлектрике производить в ясную погоду. При ненастной погоде над трансформатором соорудить шатер. Температуру и относительную влажность воздуха измерять каждый час;

в) перед началом работ часть активную прогреть до температуры, измеренной на верхнем ярме, превышающей температуру окружающего воздуха не менее, чем на 10 °С;

г) перед началом работ часть активную прогреть до установленной температуры (не менее плюс 20 °С);

д) во время работ прогреть часть активную, чтобы температура, измеренная на верхнем ярме, была выше температуры окружающего воздуха не менее, чем на 10 °С.

Продолжительность работ, проводимых на трансформаторе при слитом жидком диэлектрике и соблюдении условий, приведенных в таблице Г.1, не должна превышать времени, указанного в таблице Г.2.

Таблица Г.2 - Продолжительность работ

Продолжительность соприкосновения части активной с окружающим воздухом ч, не более			
При относительной влажности воздуха и температуре окружающего воздуха выше 0 °С, %			При температуре окружающего воздуха ниже 0 °С
до 65	от 65 до 75	более 75	12
24	26	12	

Температура части активной, измеренная на верхнем ярме, во время ревизии части активной должна превышать точку росы окружающего воздуха не менее чем на 10 °С.

Измерение температуры части активной производить термометром любого типа (кроме ртутного) на верхнем ярме магнитной системы.

Измерение температуры окружающего воздуха и относительной влажности воздуха производить каждый час.

Измерение относительной влажности воздуха производить непосредственно перед ревизией активной части.

Измерение температуры окружающего воздуха производить термометром любого типа (кроме ртутного).

Измерение относительной влажности воздуха производить аспирационным психрометром любого типа. Относительная влажность воздуха определяется по таблице Г.3.

Демонтировать составные части УП ПБВ, если они мешают подъему части активной.

Отключить контрольные кабели, демонтировать крепление металлорукава с кабелями, если они мешают подъему части активной.

Слить жидкий диэлектрик из бака в чистые емкости.

Произвести подъем часть активную за строповые устройства на крышке. Подъем производить в строгом соответствии с габаритным чертежом, при подъеме следить за равномерностью зазора между баком и частью активной. Не допускается подъем с перекосом.

Установить часть активную на деревянных подкладках, выложенных горизонтально по уровню.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ПРОВОДИТЬ РАБОТЫ НА ЧАСТИ АКТИВНОЙ НАХОДЯЩЕЙСЯ НА «ВЕСУ»!

Монтировать временные стеллажи с перилами, обеспечивающими безопасную работу при ревизии части активной, при необходимости.

ЗАПРЕЩАЕТСЯ ИСПОЛЬЗОВАТЬ В КАЧЕСТВЕ ОПОР ЭЛЕМЕНТЫ ЧАСТИ АКТИВНОЙ!

Произвести проверку затяжку стяжных элементов остова, затяжку стяжных элементов осевой прессовки обмоток, крепление отводов и других элементов части активной. При наличии дефектов устранить их.

Произвести визуальный осмотр доступных частей обмоток, отводов и других элементов части активной. При наличии дефектов устранить их.

Произвести проверку УП ПВВ согласно ЭД изготовителя. При наличии дефектов устранить их.

Измерить сопротивление стяжных элементов остова, предварительно демонтировав заземление, относительно магнитной системы и балок ярем. После проведения измерения монтировать заземление.

Измерить сопротивление балок ярем, предварительно демонтировав заземление, относительно магнитной системы. После проведения измерения монтировать заземление.

Промыть часть активную подготовленным жидким диэлектриком.

Удалить остатки жидкого диэлектрика в баке и в расширителе, промыть и очистить внутренние поверхности ветошью без ворса.

Произвести подъем часть активную за строповые устройства на крышке. Подъем производить в строгом соответствии с габаритным чертежом, при подъеме следить за равномерностью зазора между баком и частью активной. Не допускается подъем с перекосом.

Установить часть активную в бак.

Монтировать демонтированные составные части.

Произвести безвакуумную заливку подготовленного жидкого диэлектрика в бак через арматуру в нижней части бака:

- перевести положение арматуры из положения «ЗАКРЫТО» в положение «ОТКРЫТО»;

- открыть воздухопускные пробки;

- подать подготовленный жидкий диэлектрик со скоростью не более 3 м³/ч и температурой не ниже плюс 10 °С;

- остановить подачу жидкого диэлектрика при достижении соответствующего температуре уровня жидкого диэлектрика на контрольных метках маслоуказателя поплавкового;

- перевести положение арматуры из положения «ОТКРЫТО» в положение «ЗАКРЫТО»;

- выпустить воздух из всех предусмотренных конструкцией трансформатора воздухопускных пробок и вводов.

Таблица Г.3 - Психрометрическая таблица

Показания сухого термометра, °С	Разность показаний сухого и влажного термометров, °С										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
0	100	81	63	45	28	11	-	-	-	-	-
1	100	83	65	48	32	16	-	-	-	-	-
2	100	84	68	51	35	20	-	-	-	-	-
3	100	84	69	54	39	24	10	-	-	-	-
4	100	85	70	56	42	28	14	-	-	-	-
5	100	86	72	58	45	32	19	6	-	-	-
6	100	86	73	60	47	35	23	10	-	-	-
7	100	87	74	61	49	37	26	14	-	-	-
8	100	87	75	63	51	40	28	18	7	-	-
9	100	88	76	64	53	42	34	21	10	-	-
10	100	88	76	65	54	44	34	24	14	5	-
11	100	88	77	66	56	46	36	26	17	8	-
12	100	89	78	68	57	48	38	29	20	11	-
13	100	89	79	69	59	49	40	31	23	14	6
14	100	89	79	70	60	51	42	34	25	17	9
15	100	90	80	71	61	52	44	36	27	20	12
16	100	90	81	71	62	54	46	37	30	22	15
17	100	90	81	72	64	55	47	39	32	24	17
18	100	91	82	73	65	56	49	41	34	27	20
19	100	91	82	74	65	58	50	43	35	29	22
20	100	91	83	74	66	59	51	44	37	30	24
21	100	91	83	75	67	60	52	46	39	32	26
22	100	92	83	75	68	61	54	47	40	34	28
23	100	92	84	76	69	61	55	48	42	36	30
24	100	92	84	77	69	62	56	49	43	37	31
25	100	92	84	77	70	63	57	50	44	38	33
26	100	92	85	78	71	64	58	51	46	40	34
27	100	92	85	78	71	65	59	52	47	41	36
28	100	93	85	78	72	65	59	53	48	42	37
29	100	93	85	79	72	66	60	54	49	43	38

Продолжение таблицы Г.3

Показания сухого термометра, °С	Разность показаний сухого и влажного термометров, °С										
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
30	100	93	86	79	73	67	61	55	50	44	39

Таблица Е.4 – Точки росы

Температура воздуха, °С	Температура точки росы при относительной влажности воздуха, %														
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	
-10	-23,2	-21,8	-20,4	-19	-17,8	-16,7	-15,8	-14,9	-14,1	-13,3	-12,6	-11,9	-10,6	-10	
-5	-18,9	-17,2	-15,8	-14,5	-13,3	-11,9	-10,9	-10,2	-9,3	-8,8	-8,1	-7,7	-6,5	-5,8	
0	-14,5	-12,8	-11,3	-9,9	-8,7	-7,5	-6,2	-5,3	-4,4	-3,5	-2,8	-2	-1,3	-0,7	
+2	-12,8	-11	-9,5	-8,1	-6,8	-5,8	-4,7	-3,6	-2,6	-1,7	-1	-0,2	-0,6	1,3	
+4	-11,3	-9,5	-7,9	-6,5	-4,9	-4	-3	-1,9	-1	0	0,8	1,6	2,4	3,2	

Продолжение таблицы Е.4

Температура воздуха, °С	Температура точки росы при относительной влажности воздуха, %													
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
+5	-10,5	-8,7	-7,3	-5,7	-4,3	-3,3	-2,2	-1,1	-0,1	0,7	1,6	2,5	3,3	4,1
+6	-9,5	-7,7	-6	-4,5	-3,3	-2,3	-1,1	-0,1	0,8	1,8	2,7	3,6	4,5	5,3
+7	-9	-7,2	-5,5	-4	-2,8	-1,5	-0,5	0,7	1,6	2,5	3,4	4,3	5,2	6,1
+8	-8,2	-6,3	-4,7	-3,3	-2,1	-0,9	0,3	1,3	2,3	3,4	4,5	5,4	6,2	7,1
+9	-7,5	-5,5	-3,9	-2,5	-1,2	0	1,2	2,4	3,4	4,5	5,5	6,4	7,3	8,2
+10	-6,7	-5,2	-3,2	-1,7	-0,3	0,8	2,2	3,2	4,4	5,5	6,4	7,3	8,2	9,1
+11	-6	-4	-2,4	-0,9	0,5	1,8	3	4,2	5,3	6,3	7,4	8,3	9,2	10,1
+12	-4,9	-3,3	-1,6	-0,1	1,6	2,8	4,1	5,2	6,3	7,5	8,6	9,5	10,4	11,7
+13	-4,3	-2,5	-0,7	0,7	2,2	3,6	5,2	6,4	7,5	8,4	9,5	10,5	11,5	12,3
+14	-3,7	-1,7	0	1,5	3	4,5	5,8	7	8,2	9,3	10,3	11,2	12,1	13,1

Продолжение таблицы Е.4

Температура воздуха, °С	Температура точки росы при относительной влажности воздуха, %													
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
+15	-2,9	-1	0,8	2,4	4	5,5	6,7	8	9,2	10,2	11,2	12,2	13,1	14,1
+16	-2,1	-0,1	1,5	3,2	5	6,3	7,6	9	10,2	11,3	12,2	13,2	14,2	15,1
+17	-1,3	0,6	2,5	4,3	5,9	7,2	8,8	10	11,2	12,2	13,5	14,3	15,2	16,6
+18	-0,5	1,5	3,2	5,3	6,8	8,2	9,6	11	12,2	13,2	14,2	15,3	16,2	17,1
+19	0,3	2,2	4,2	6	7,7	9,2	10,5	11,7	13	14,2	15,2	16,3	17,2	18,1
+20	1	3,1	5,2	7	8,7	10,2	11,5	12,8	14	15,2	16,2	17,2	18,1	19,1
+21	1,8	4	6	7,9	9,5	11,1	12,4	13,5	15	16,2	17,2	18,1	19,1	20
+22	2,5	5	6,9	8,8	10,5	11,9	13,5	14,8	16	17	18	19	20	21
+23	3,5	5,7	7,8	9,8	11,5	12,9	14,3	15,7	16,9	18,1	19,1	20	21	22
+24	4,3	6,7	8,8	10,8	12,3	13,8	15,3	16,5	17,8	19	20,1	21,1	22	23

Продолжение таблицы Е.4

Температура воздуха, °С	Температура точки росы при относительной влажности воздуха, %														
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	
+25	5,2	7,5	9,7	11,5	13,1	14,7	16,2	17,5	18,8	20	21,1	22,1	23	24	
+26	6	8,5	10,6	12,4	14,2	15,8	17,2	18,5	19,8	21	22,2	23,1	24,1	25,1	
+27	6,9	9,5	11,4	13,3	15,2	16,5	18,1	19,5	20,7	21,9	23,1	24,1	25	26,1	
+28	7,7	10,2	12,2	14,2	16	17,5	19	20,5	21,7	22,8	24	25,1	26,1	27	
+29	8,7	11,1	13,1	15,1	16,8	18,5	19,9	21,3	22,5	22,8	25	26	27	28	
+30	9,5	11,8	13,9	16	17,7	19,7	21,3	22,5	23,8	25	26,1	27,1	28,1	29	
+32	11,2	13,8	16	17,9	19,7	21,4	22,8	24,3	25,6	26,7	28	29,2	30,2	31,1	
+34	12,5	15,2	17,2	19,2	21,4	22,8	24,2	25,7	27	28,3	29,4	31,1	31,9	33	
+36	14,6	17,1	19,4	21,5	23,2	25	26,3	28	29,3	30,7	31,8	32,8	34	35,1	
+38	16,3	18,8	21,3	23,4	25,1	26,7	28,3	29,9	31,2	32,3	33,5	34,6	35,7	36,9	

Продолжение таблицы Е.4

Температура воздуха, °С	Температура точки росы при относительной влажности воздуха, %													
	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95
±40	17,9	20,6	22,6	25	26,9	28,7	30,3	31,7	33	34,3	35,6	36,8	38	39

Результаты ревизии части активной оформить актом.

