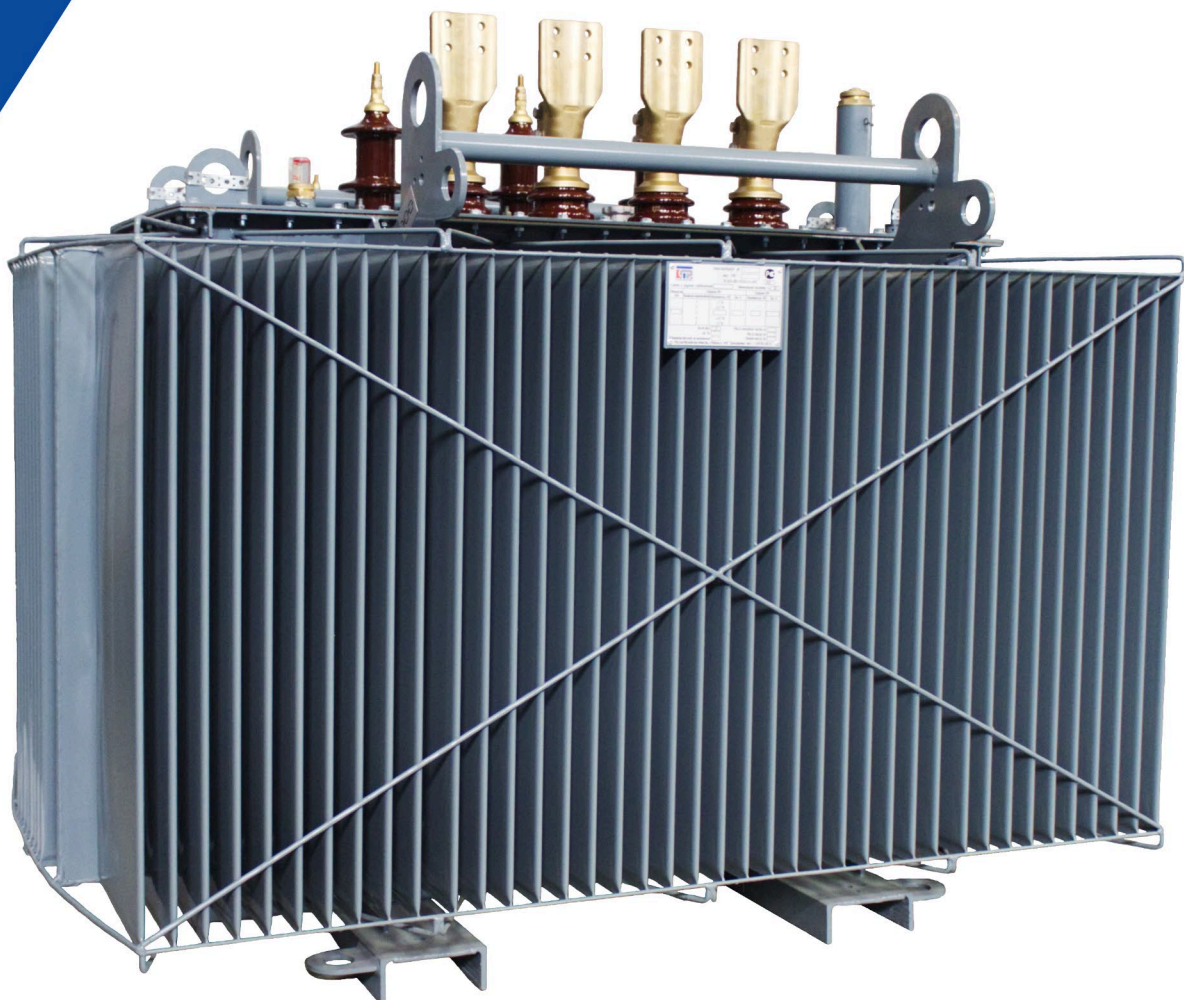


РУКОВОДСТВО ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ

Трансформаторы серии ТМГ

класса напряжения до 35 кВ



СОДЕРЖАНИЕ

НАЗНАЧЕНИЕ	3
ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ	4
СОСТАВ И УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА.....	4
КОНТРОЛЬНО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИГНАЛИЗИРУЮЩАЯ АППАРАТУРА.....	6
МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ	7
УПАКОВКА И КОНСЕРВАЦИЯ	7
МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ.....	8
ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК.....	9
ИЗМЕРЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ	11
ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА	12
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ	12
ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ	13
УТИЛИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА	14
ПРИЛОЖЕНИЯ.....	16
ПРИЛОЖЕНИЕ А	16
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	21
ПРИЛОЖЕНИЕ В.....	22
ПРИЛОЖЕНИЕ Г	23
ПРИЛОЖЕНИЕ Д.....	24
ПРИЛОЖЕНИЕ Е.....	26
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж.....	27
ПРИЛОЖЕНИЕ З	28
ПРИЛОЖЕНИЕ И	30
ПРИЛОЖЕНИЕ К.....	32
ПРИЛОЖЕНИЕ Л.....	33
ПРИЛОЖЕНИЕ М.....	34
ПРИЛОЖЕНИЕ Н	35
ПРИЛОЖЕНИЕ П	36
ПРИЛОЖЕНИЕ Р	39
ПРИЛОЖЕНИЕ С.....	40
ПРИЛОЖЕНИЕ Т.....	41
ПРИЛОЖЕНИЕ У.....	42
ПРИЛОЖЕНИЕ Ф	46
ПРИЛОЖЕНИЕ Х	47

В связи с постоянным совершенствованием конструкции и технологии изготовления трансформаторов, в настоящем руководстве могут иметь место отдельные расхождения между руководством и изделием, не влияющие на работоспособность и технических характеристики трансформатора.

Настоящее руководство по эксплуатации (далее по тексту РЭ) распространяется на масляные понижающие трехфазные двухобмоточные силовые трансформаторы общего назначения мощностью от 16 до 4000 кВА класса напряжения 6, 10, 20 и 35 кВ. РЭ содержит техническое описание, инструкцию по эксплуатации и приложения. Трансформаторы соответствуют требованиям ГОСТ 11677 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", ГОСТ Р 52719 "Трансформаторы силовые. Общие технические условия", техническим условиям ТУ 3411-005-01354533-2015 «Трансформаторы силовые масляные серии ТМГ мощностью 16...4000 кВА класса напряжения до 35 кВ».

При эксплуатации изделий дополнительно необходимо пользоваться «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ), РД 34.45-51.300-97 «Объем и нормы испытаний электрооборудования» (Нормы испытаний), «Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ, РД 153-34.003.150-2000 «Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок» и местными инструкциями.

1. НАЗНАЧЕНИЕ

1.1 Трансформаторы серии ТМГ на напряжение 6,10,20, 35 кВ предназначены для питания потребителей электроэнергии общего назначения.

1.2 Трансформаторы предназначены для эксплуатации в районах с умеренным климатом на открытом воздухе (исполнение У1 (УХЛ1) по ГОСТ 15150-69), при этом:

- окружающая среда не взрывоопасная, не содержащая токопроводящей пыли;
- высота установки над уровнем моря не более 1 000 м., иное значение указывается в виде дополнительных требования в опросном листе трансформатора;
- режим работы длительный;
- температура окружающей среды от минус 45°С до плюс 40°С;(для У1)
- температура окружающей среды от минус 25°С до плюс 40°С; (для У3)
- трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибраций, ударов, в химически активной среде.

1.3 Условное обозначение трансформаторов:

Пример записи условного обозначения трансформатора мощностью 1000 кВА герметичного исполнения с высшим напряжением 10кВ и низшим напряжением 0.4кВ, схемой и группой соединения Д/Ун-11, климатического исполнения У, категории размещения I:

"Трансформатор типа ТМГ-1000/10-У1;10/0,4кВ; Д/Ун-11 ТУ 3411-005-01354533-2015.»

1.4 Дополнительные требования к изделию указывается после условного обозначения, например, «с мановакуумметром и электроконтактным термометром».

1.5 По требованию заказчика трансформатор может быть заполнены негорючими жидким диэлектриком.

2. ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

2.1 Технические характеристики для трансформатора указываются на паспортной табличке, размещенной на трансформаторе, и в паспорте трансформатора, который выдается на каждое изделие.

2.2 Общий вид, габаритные, установочные размеры, масса трансформатора и его частей приведены в приложении А.

2.3 Регулирование напряжения осуществляется переключателем типа ПБВ (переключение без возбуждения) при снятой нагрузке и напряжении путем переключения ответвлений обмотки ВН.

2.4 Электрические схемы и группы соединения обмоток трансформатора приведены в приложении Л.

2.5 Трансформатор герметичного исполнения, т.е. залитое в трансформатор масло не имеет сообщения с окружающей средой. Температурные изменения объема масла, возникающие в процессе эксплуатации, компенсируются за счет изменения объема гофр бака.

3. СОСТАВ И УСТРОЙСТВО ТРАНСФОРМАТОРА

3.1 Общий вид трансформатора приведен в приложении А.

3.1.1 Основные узлы трансформатора:

1) гофробак;

2) активная часть;

3) крышка бака,

4) транспортные ролики, поставляемые комплектно с трансформатором (по желанию заказчика). По желанию заказчика трансформатор может быть укомплектован виброопорами (виброгасители).

3.2 Гофробак трансформатора.

3.2.1 Гофробак трансформатора состоит из гофростенок, выполненных из стального листа толщиной 1,2-1,5 мм, верхней рамы и дна с приваренными к нему лапами (опорами) из стального швеллера.

3.2.2 В нижней части бака имеется пробка для отбора пробы и слива масла, а также пластины заземления, расположенные с 2-х сторон. Наружная поверхность бака окрашена атмосферостойкими красками серых тонов (возможно изменение тона окраски по требованию заказчика).

3.3 Крышка.

3.3.1. На крышке трансформаторов расположены (см. приложение А):

- вводы ВН и НН;
- переключатель ПБВ с выведенной наружу ручкой переключения;
- серьги для подъема и перемещения трансформатора;
- гильза для установки спиртового термометра (термометр поставляется в заводской упаковке комплектно с защитным кожухом);
- поплавковый указатель уровня масла;
- патрубок для заливки трансформатора маслом с установленным на него предохранительным клапаном;

По заказу потребителя на крышке трансформатора устанавливается:

- электроконтактный термометр;
- мановакуумметр;
- пробивной предохранитель;
- газовое реле;
- интегрированный датчик безопасности;
- распределительная коробка с выходами термодатчиков РТ-100 (см. приложение Ф).

Для трансформаторов в исполнении с защитой выводов на крышке устанавливается дополнительный защитный металлический кожух, а ввод силовых кабелей осуществляется через вводные патрубки в стенках кожуха (немагнитная нержавеющая труба), с обеспечением степени защиты IP54; по желанию заказчика возможно рассмотрение иных вариантов конструктивного исполнения вводных устройств (сальников), обеспечивающих степень защиты кожуха не ниже IP54.

3.4 Активная часть.

3.4.1 Активная часть трансформатора жестко скреплена с крышкой трансформатора. Активная часть состоит из магнитопровода, обмоток ВН и НН, нижних и верхних ярмовых прессующих балок, отводов ВН и НН, переключателя ответвлений обмоток ВН.

3.4.2 Магнитопровод плоскошихтованный, со ступенчатым сечением стержня, собран из пластин анизотропной холоднокатаной электротехнической стали, по схеме шихтовки «step-lap».

3.4.3 Обмотки ВН - многослойные цилиндрические, выполнены из медного или алюминиевого провода круглого или прямоугольного сечения с бумажной или эмалевой изоляцией. Межслойная изоляция выполнена из кабельной бумаги.

3.4.4 Обмотки НН изготавливаются из алюминиевой или медной ленты или провода. Межслойная изоляция выполнена из кабельной бумаги.

3.4.5 Нижние и верхние ярмовые балки изготовлены из стандартного проката (швеллеры или профиль квадратного сечения).

3.4.6 Отводы обмоток ВН выполнены из провода с усиленной изоляцией.

Отводы обмоток НН- из алюминиевых или медных шин прямоугольного сечения.

3.4.7 Переключатель ответвлений обмоток (ПБВ) речный, обеспечивает регулирование напряжения обмотки ВН в пределах $\pm 5\%$ от номинального ступенями по 2.5% при отключенном от сети трансформаторе. Общий вид переключателя и инструкция по пользованию переключателем приведены в приложении 3.

3.5 Вводы ВН и НН съемные. Вводы НН трансформаторов мощностью 250 кВА и более комплектуются контактным зажимом, трансформаторы меньшей мощности-по требованию заказчика»

Материал контактного зажима - латунь. Конструкция и размеры вводов ВН и НН приведены в приложениях И и К соответственно.

3.6 Трансформатор заполнен очищенным и дегазированным трансформаторным маслом, имеющим пробивное напряжение в стандартном разряднике не менее 40 кВ. Марка масла указывается в паспорте на трансформатор.

4. КОНТРОЛЬНО - ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЕ ПРИБОРЫ И СИГНАЛИЗИРУЮЩАЯ АППАРАТУРА

4.1 Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура устанавливается на трансформатор по заказу потребителя.

4.2. Контроль температуры верхних слоев масла в баке трансформатора может осуществляться двумя способами:

- визуально, обслуживающим персоналом по показаниям спиртового термометра, установленного в гильзе на крышке бака (стандартное исполнение);
- дистанционно, при установке электроконтактных термометров, включенных в цепи управления и сигнализации (опция).

4.3 Защита бака трансформаторов типа ТМГ от избыточного давления свыше 30 кПа

осуществляется предохранительным клапаном, который устанавливается на трубу для заливки масла, расположенную на крышке (стандартное исполнение).

4.4 Для контроля внутреннего давления и сигнализации о предельно допустимых величинах давления на крышке трансформатора может быть установлен электроконтактный мановакуумметр (опция).

4.5 Трансформаторы, предназначенные для питания собственных нужд станций и подстанций или для установки внутри зданий, комплектуются газовым реле (опция).

4.6 Трансформаторы, укомплектованные сигнализирующими приборами, снабжаются клеммной коробкой, предназначенной для подключения приборов к цепям управления, сигнализации и защиты.

4.7 Все контрольно-измерительные приборы поставляются в заводской упаковке и устанавливаются на месте монтажа трансформатора. Инструкции по установке приборов и монтажная и электрическая схемы приведены в приложениях Р, С, Т, У, Ф. Соединительные провода в комплект поставки не входят.

4.8 Эксплуатация контрольно-измерительных приборов производится в соответствии с руководством по эксплуатации на данные приборы.

5. МАРКИРОВКА И ПЛОМБИРОВАНИЕ

5.1 Трансформаторы снабжены табличкой, расположенной на длинной стенке бака трансформатора со стороны вводов НН, на которой указаны основные технические характеристики трансформатора.

5.2 Фазы вводов трансформатора ВН и НН промаркированы возле мест установки.

5.3 Заземление промаркировано знаком заземления по ГОСТ 21130.

5.4. На крышке бака возле каждой серьги для подъема нанесена маркировка «Место строповки».

5.5 На баке трансформатора нанесен транспортный знак «Центр тяжести».

5.6 Пломбирование трансформатора осуществляется путем установки пломб (5 штук) на трансформатор. Места установки пломб:

- пробка отбора пробы масла (нижняя часть бака) - 1 шт.;

- указатель уровня масла (крышка бака) - 1 шт.;

- патрубок для заливки масла - 1 шт.;

- на болтах, крепящих крышку с рамой бака и расположенных на коротких сторонах крышки трансформатора - 2 шт.

-на устанавливаемые приборы при их заказе (мановакуумметр, интегрированный датчик

безопасности и т.д).

Пломбирование трансформаторов не допускает неконтролируемой разборки трансформатора и слива масла.

5.7. При нарушении пломб предприятие - изготовитель снимает с себя гарантийные обязательства, установленные техническими условиями.

6. УПАКОВКА И КОНСЕРВАЦИЯ

6.1 Трансформатор отправляют потребителю в собранном виде, залитым трансформаторным маслом.

6.2 На время транспортирования вводы ВН и НН защищены от повреждений решетчатым ящиком или защитными колпаками.

6.3 Контрольно-измерительные приборы и сигнализирующая аппаратура, не предназначенная для работы в условиях тряски и вибрации, на трансформатор не устанавливаются и транспортируются в заводской упаковке. Установка данных приборов осуществляется заказчиком на месте эксплуатации согласно инструкции завода-изготовителя.

6.4 Токоведущие части (шпильки, шайбы, гайки и контактные зажимы), а также - заземляющие болты и шайбы подвергаются консервации на время хранения трансформатора.

6.5 Консервацию производят на предприятии-изготовителе смазкой ЦИАТИМ -201 ГОСТ 6267 или аналогичной в соответствии с требованиями ГОСТ 23216. Срок годности консервации 12 месяцев. По истечении указанного срока производят осмотр и переконсервацию.

6.6 После прибытия трансформатора к месту разгрузки должен быть произведен его осмотр заказчиком, совместно с представителем транспортирующей организации. Проверяется целостность пломб, определяется состояние (наличие или отсутствие повреждений) трансформатора, а также наличие масла на транспортном средстве и трансформаторе. При обнаружении поврежденный трансформатора составляется акт установленной формы.

7. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ

7.1. При монтаже и вводе в эксплуатацию трансформаторов необходимо соблюдать «Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации», местные инструкции, «Типовые правила пожарной безопасности для промышленных предприятий» и требования настоящего «Руководства по эксплуатации».

7.2. Трансформатор или его активную часть разрешается поднимать только за специально предназначенные для этой цели серьги:

- трансформатор в сборе и активную часть (при выемке из трансформатора) – за петли на

крышке, возле которых нанесена маркировка «Место строповки».

Схемы строповки трансформатора и активной части приведены в приложении М.

- активную часть без крышки - за верхние балки магнитопровода.

7.3. Категорически запрещается:

- производить работы и переключения на трансформаторе, включенном в сеть, хотя бы с одной стороны;

- оставлять переключатель в промежуточном положении, т.е. без фиксации. Инструкция по пользованию переключателем приведена в приложении З;

- эксплуатировать трансформатор с поврежденными вводами (трещины, сколы, течь масла из-под уплотнительных прокладок);

- эксплуатировать трансформатор без масла или с пониженным уровнем масла (в соответствии с приложением Ж);

- включать трансформатор без заземления бака;

- нарушать герметичность трансформаторов во время хранения (отворачивать пробку для взятия пробы масла, снимать указатель уровня масла, уплотнительные прокладки и т.д.);

- поднимать трансформатор за транспортные скобы, предназначенные для раскрепления изделия при транспортировке.

Внимание: огневые работы проводить в соответствии с правилами пожарной безопасности, т.к. трансформаторное масло является горючей жидкостью, трудно поддающейся тушению.

8. ПОДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА К РАБОТЕ И ПУСК

8.1 При монтаже и вводе трансформатора в эксплуатацию необходимо выполнять требования «Инструкции по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно». ВСН 342-75.

8.2 Трансформатор вводится в эксплуатацию без ревизии активной части после проведения нижеуказанных измерений с оформлением акта согласно инструкции ВСН 342-75.

8.3 Перед включением трансформатора необходимо:

- изучить сопроводительную техническую документацию, подготовить монтажную площадку, оборудование и материалы;

- произвести внешний осмотр трансформатора и убедиться в отсутствии течей масла, деформации узлов, сколов и трещин на изоляторах, проверить состояние маслоуплотнительных соеди-

нений и целостность пломб.

- провести протяжку болтовых соединений крепления крышки к баку трансформатора, обеспечив моменты затяжки

Таблица 1

Диаметр резьбы	Момент затяжки, Н*м
M8	23
M10	44

- проверить затяжку гаек на изоляторах ВН и НН. Затяжка проверяется на нижней гайке стержня изолятора

Моменты затяжки резьбовых соединений изоляторов

Таблица 2

Изолятор	Диаметр резьбы	Момент затяжки (не более), Н*м
20кВ/250А	M12	14
35кВ/250А	M12	14
1кВ/250А	M12	14
1кВ/630А	M20	24
1кВ/1000А	M30x2	36
1кВ/2000А	M42x3	50
1кВ/3150А	M48x3	50
3кВ/4500А	M55x3	50

- убедиться, что поплавков указателя уровня (красного цвета) находится, не ниже метки минимального уровня масла, нанесенной на поверхность прозрачного колпачка указателя (см. приложение Ж). Ввод в эксплуатацию допускается, если указатель уровня масла находится выше метки максимального уровня масла, что связано с конструктивными особенностями трансформатора.

Внимание: запрещается включать трансформатор под напряжение при уровне масла ниже минимального.

Для трансформаторов ТМГ в случае нахождения поплавка ниже минимальной отметки при отрицательных температурах окружающей среды, необходимо выполнить следующее: убедиться в отсутствии течи масла из трансформатора, выполнить нагрев трансформатора согласно п. 8.3 до температуры +10°C. Если после нагрева уровень масла не восстановился выше минимальной отметки, сообщить об этом производителю

- снять консервирующую смазку с токоведущих частей вводов ВН и НН трансформатора и протереть изоляторы вводов ветошью, смоченной бензином, затем протереть узлы сухой ветошью;

- заземлить бак трансформатора;
- установить трансформатор на транспортные ролики или виброопоры. Допускается устанавливать и крепить трансформатор непосредственно на фундамент. Присоединительные размеры указаны в таблице Б1 приложения Б;
- снять транспортную заглушку с гильзы термометра, залить в неё 50 гр. трансформаторного масла, распаковать, установить и закрепить термометр с защитной оправой;
- провести замеры и испытания трансформатора:
 - а) измерить сопротивление обмоток постоянному току на всех положениях переключателя
 - б) измерить сопротивление изоляции НН-бак, ВН-бак, ВН-НН;
 - в) измерить коэффициент трансформации на всех положениях переключателя, установить и зафиксировать переключатель в нужном положении (инструкция по пользованию переключателем приведена в приложении 3); измерения проводить согласно разделу 9 настоящего РЭ.
 - г) проверить сопротивление изоляции цепей защиты и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе.

Для трансформаторов **со сквозным штепсельным вводом на стороне ВН** произвести монтаж адаптера «RAYCHEM» на соответствующем кабеле согласно монтажной инструкции (см. приложение У).

Для трансформаторов **с защитой выводов** (с установкой защитного кожуха) при монтаже вводных кабелей необходимо соблюдать следующие дополнительные требования:

- при оконцевании жил вводных кабелей гильзы наконечников и части жил кабелей, находящиеся внутри кожуха, изолировать установкой трубки термоусаживаемой высоковольтной типа ТСТ HV класса 10 кВ (IEC 60684-3-240), либо ее аналога;
- выдерживать минимально допустимые расстояния внутри кожуха между открытыми токоведущими частями разных фаз и заземленными частями металлоконструкций согласно ПУЭ как для закрытых распределительных устройств (ЗРУ) на напряжение 10 и 6 кВ;
- использовать способ ввода в кожух через входные патрубки и (при необходимости) фиксации силовых кабелей, вне трансформатора, специальными фиксирующими приспособлениями согласно требованиям ПУЭ, исключающий дальнейшее повреждение (растрескивание под воздействием давления кабелей) установок вводов на крышке;
- для реализации кожухом своих герметизирующих свойств следует обеспечить плотное прилегание поверхности вводного кабеля к стенкам вводных патрубков кожуха через установку необходимого количества слоев вышеуказанной термоусаживаемой трубки (с усадкой каждого

слоя!) на участок вводного кабеля в месте стыка «кабель-патрубок», и далее дополнительно установить отрезок такой трубки на кабель снаружи, вплотную к месту стыка «кабель-патрубок»

(см. Приложение Н).

Расположение основных элементов трансформатора данного типа представлено на Рис.А3 в приложении А, с размерами в таблице Б2 приложения Б.

Отбор пробы масла и испытания трансформаторного масла не производятся.

В период гарантийного срока доливку масла производит представитель завода-изготовителя.

8.3. Вскрытие трансформатора и ревизию активной части в течении гарантийного срока производят в исключительных случаях (если дефекты не могут быть устранены без вскрытия трансформатора) только в присутствии представителя завода-изготовителя или по его письменному разрешению. При необоснованной ревизии активной части трансформатора предприятие-изготовитель снимает гарантию, установленную техническими условиями.

8.4 Установить на трансформатор контрольно-измерительные приборы, если они входят в комплект поставки. При монтаже и проверке контрольно-измерительных приборов и защитных устройств необходимо руководствоваться инструкциями, прилагаемыми к ним.

8.5 Завести все провода от приборов в клеммную коробку, расположенную на крышке бака, и произвести их подключение к распределительному устройству в соответствии с выбранной схемой защиты трансформатора.

8.6 Подводящие кабели или шины к вводам необходимо устанавливать на опоры во избежание возникновения механических напряжений на зажимы высшего или низшего напряжения трансформатора. Конструкции опор и расстояние от опор до зажимов ВН и НН трансформатора должны быть рассчитаны по току трехфазного КЗ, действующему на подводящие кабели и шины, согласно ПУЭ.

После монтажа подсоединить шины и (или) кабели к трансформатору и проверить момент затяжки всех резьбовых соединений динамометрическим ключом согласно таблице 3.

Таблица 3 – Диаметр резьбы для проверки момента затяжки

Диаметр резьбы	Момент, Н*м для наружных соединений
M8	15 ... 22
M10	30 ... 40
M12	60 ... 75
M14	70 ... 100
M16	110 ... 140

При подключении необходимо выдержать минимальные расстояния между незащищенными фазными проводами, между незащищенными фазными проводами и заземленными частями, а

также между кабелями и обмотками ВН согласно ПУЭ.

8.7 Первое включение трансформатора производится при отключенной нагрузке (в режиме

холостого хода) и номинальном напряжении на время не менее 30 мин, для наблюдения за состоянием трансформатора.

Включать трансформатор в сеть, руководствуясь местными инструкциями.

8.8 Для трансформаторов ТМГ с двумя вводами на фазу со стороны НН кабели подключаются равномерно на оба ввода для каждой фазы, согласно рис. А4 в приложении «А».

Для этого необходимо выполнить обязательное условие – кабельные подводы каждой из фаз разделить на две параллели (ветви), где каждая из этих фазных ветвей имеет одинаковое суммарное сечение жил кабелей.

Например, если подключение производится через восемь кабелей на фазу НН, то четыре из них (первая ветвь) подключаются на один ввод НН данной фазы, а оставшиеся четыре (вторая ветвь) - на второй ввод НН этой же фазы.

При этом перемычка между одноименными вводами каждой из фаз НН не требуется.

9. ИЗМЕРЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК ИЗОЛЯЦИИ

9.1 Измерение характеристик изоляции производят согласно требованиям ПУЭ и "Объему и нормам испытания электрооборудования" или по местным инструкциями, если они не противоречат вышеуказанным документам.

9.2. Замеры сопротивлений изоляции производить при температуре трансформатора не ниже плюс 10 °С. За температуру трансформатора принимается температура верхних слоев масла (по показаниям термометра в кармане крышки трансформатора). Измерения электрических характеристик изоляции, произведенные при отрицательных температурах, должны быть повторены в возможно короткие сроки при температуре изоляции не ниже 10°С, для этого необходимо нагреть трансформатор до требуемой температуры одним из методов, изложенных в «Инструкция по монтажу силовых трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно» ВСН-342-75

9.3 После нагрева трансформатора произвести измерения сопротивления изоляции обмоток.

9.4 Сопротивление изоляции измерять мегомметром на напряжение 2 500 В с верхним пределом измерения не ниже 10 000 Мом. Последовательное измерение сопротивления изоляции обмоток производить с интервалом не менее, чем 2 минуты. После каждого измерения снять остаточный потенциал с испытываемой обмотки с помощью заземляющей штанги.

9.5 Трансформатор разрешается включать в эксплуатацию, если состояние изоляции соответствует действующим «Объему и нормам на испытание электрооборудования».

10. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

10.1 Эксплуатация трансформатора осуществляется согласно настоящему руководству, дей-

ствующим правилам по эксплуатации электроустановок и ГОСТ 11677.

10.2 Допустимые превышения напряжения +10% от номинального.

10.3 Вводы и отводы нейтрали обмотки НН трансформаторов рассчитаны на продолжительную нагрузку током, равным 100% номинального фазного тока обмотки НН.

10.4 Наибольшие допустимые систематические нагрузки и аварийные перегрузки трансформатора соответствуют требованиям ГОСТ 14209 и приведены в приложении Н.

10.5 Трансформатор допускает ударные толчки током. При этом отношение ударного тока нагрузки к номинальному не должно превышать:

- 4.0 - при числе толчков тока в сутки до 3;
- 2.0 - при числе толчков тока в сутки свыше 3 до 10;
- 1.3 - при числе толчков тока в сутки от 10 до 1000. Продолжительность толчков до 15 с.

11. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ

11.1 В процессе эксплуатации трансформатора техническое обслуживание осуществляется в соответствии с действующими нормами, правилами по технике безопасности и пожарной безопасности электроустановок.

11.2 Для своевременного обнаружения неисправностей трансформатора необходимо проводить периодические внешние осмотры без отключения трансформатора.

При осмотре убедиться в отсутствии механических повреждений бака, изоляторов, течей масла, целостности лакокрасочных покрытий.

Периодичность и объем профилактических испытаний проводиться в соответствии с местными инструкциями и правилами по технической эксплуатации электроустановок. Нормы испытаний - в соответствии с «Объемами и нормами на испытание электрооборудования».

Для трансформаторов с защитой выводов (с установкой защитного кожуха) осмотр изоляторов вводов, кабелей и их контактных соединений проводить *с обязательным отключением трансформатора* от сети и последующим вскрытием крышки защитного кожуха, периодичность осмотра - 1 раз в год (во время текущего ремонта).

11.3 Текущий ремонт.

В объем текущего ремонта входит:

- наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте;

- чистка изоляторов и бака;
- проверка уплотнений;
- прокрутка переключателя;

- подкраска поврежденных мест лакокрасочного покрытия;
- выявление и устранение причин снижения уровня масла.

В случае, если для устранения неисправности необходимо проводить работы на активной части трансформатора, следует руководствоваться указаниями приложения Д.

12. ПРАВИЛА ХРАНЕНИЯ И ТРАНСПОРТИРОВАНИЯ

12.1 Трансформатор должен храниться в вертикальном положении. Хранение в закрытом помещении, под навесом или на открытых площадках.

12.2 Условия хранения трансформатора 8 ГОСТ 15150 (на открытых площадках при температуре от минус 60°C до плюс 50°C). Срок хранения - до одного года.

12.3 При длительном хранении трансформатора необходимо периодически, 1 раз в год, производить переконсервацию.

12.4 Трансформаторы могут перевозиться всеми видами транспорта, в соответствии с правилами перевозок груза, действующими на транспорте данного вида и в соответствии с ТУ на ТМГ.

12.5 Крепление трансформатора на транспортных средствах от опрокидывания должно производиться стяжными ремнями или растяжками за транспортные скобы, расположенные на баке, при этом растяжки и ремни не должны ложиться на гофростенки бака. От продольных и поперечных перемещений трансформатор должен раскрепляться упорными или распорными брусками, прикрепленными к полу транспортного средства (гвоздям, шурупами, болтами и т.д.).

Не допускается транспортирование трансформаторов, не раскрепленных относительно транспортных средств.

12.6 Условия транспортирования трансформаторов в части воздействия климатических факторов – по группе условий хранения 8 ГОСТ 15150, в части воздействия механических факторов – Л ГОСТ 23216 с корректировкой по скорости транспортировки, а именно:

- по дорогам с асфальтовым покрытием (дороги 1-й, 2-й категории) на расстояние до 1000 км со скоростью до 80 км/ч, свыше 1000 км со скоростью до 70 км/ч.
- по дорогам с асфальтовым или бетонным покрытием 3-й категории на расстояние до 250 км со скоростью до 70 км/ч, свыше 250 км со скоростью до 60 км/ч.
- по булыжным и гравийным дорогам (дороги 4-й категории) на расстояние до 50 км со скоростью до 40 км/ч, свыше 50 км со скоростью до 30 км/ч.

- не допускается транспортировать трансформаторы автомобильным транспортом по грунтовыми дорогам (дороги 5-й категории) с превышением скорости свыше 30 км/час.

Не допускается при транспортировке по дорогам любой категории резких торможений и разгонов (ускорение не более 1*g), излишних вибраций и толчков.

12.7 Погрузочно-разгрузочные работы выполнять с соблюдением правил техники безопасности и мер, исключающих повреждения трансформатора и его узлов

12.8 Подъем и перемещение трансформатора осуществлять согласно схеме строповки, приведенной в приложении М.

13. УТИЛИЗАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Для утилизации отработанного трансформаторного масла рекомендуется затаривание его в герметичные емкости с последующей регенерацией или сжиганием на полигонах в пригодных для этого установках.

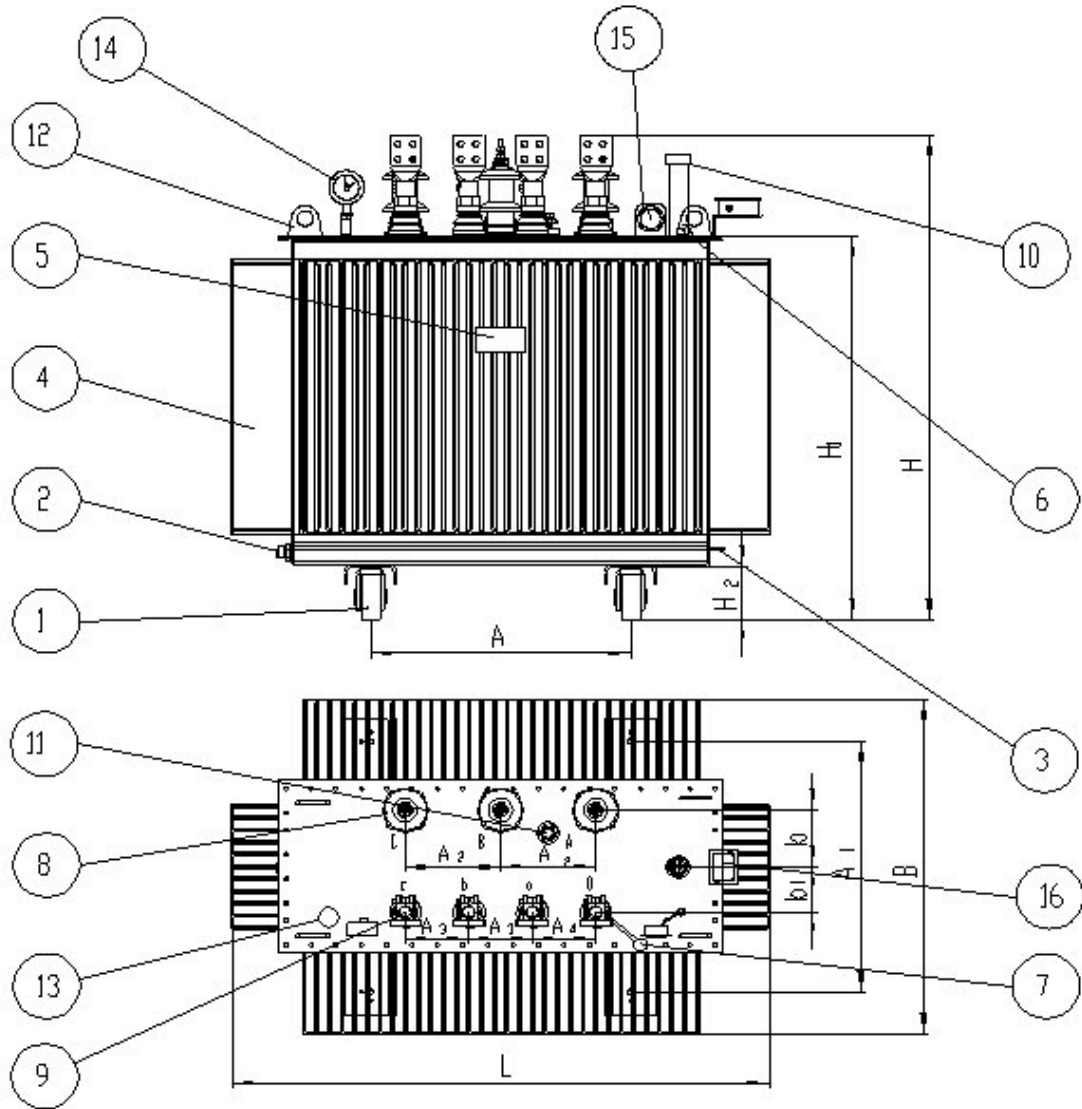
При разливе масла необходимо собрать его в отдельную тару, место разлива протереть сухой тканью. При разливе на открытой площадке место разлива засыпать песком с последующим его удалением.

Отходы черных и цветных металлов подлежат использованию как вторичное сырье и не должны складироваться на полигонах.

Сдавать отходы разрешается только квалифицированным органам, занимающимся их обезвреживанием.

ПРИЛОЖЕНИЯ

Приложение А
(обязательное)



- 1-ролик транспортный;
- 2-пробка отбора пробы масла;
- 3-клемма заземления;
- 4-бак;
- 5-паспортная табличка;
- 6-гильза термометра;
- 7-пробивной предохранитель (устанавливается по заказу потребителя)
- 8-ввод ВН;
- 9-ввод НН;
- 10-патрубок для заливки масла с предохранительным клапаном;
- 11-ручка переключателя;
- 12-серьга для подъема трансформатора.
- 13-поплавковый указатель уровня масла.
- 14-Мановакуумметр.
- 15-Электроконтактный термометр.
- 16-Клемная коробка.

Рисунок А1 – Общий вид трансформатора типа ТМГ

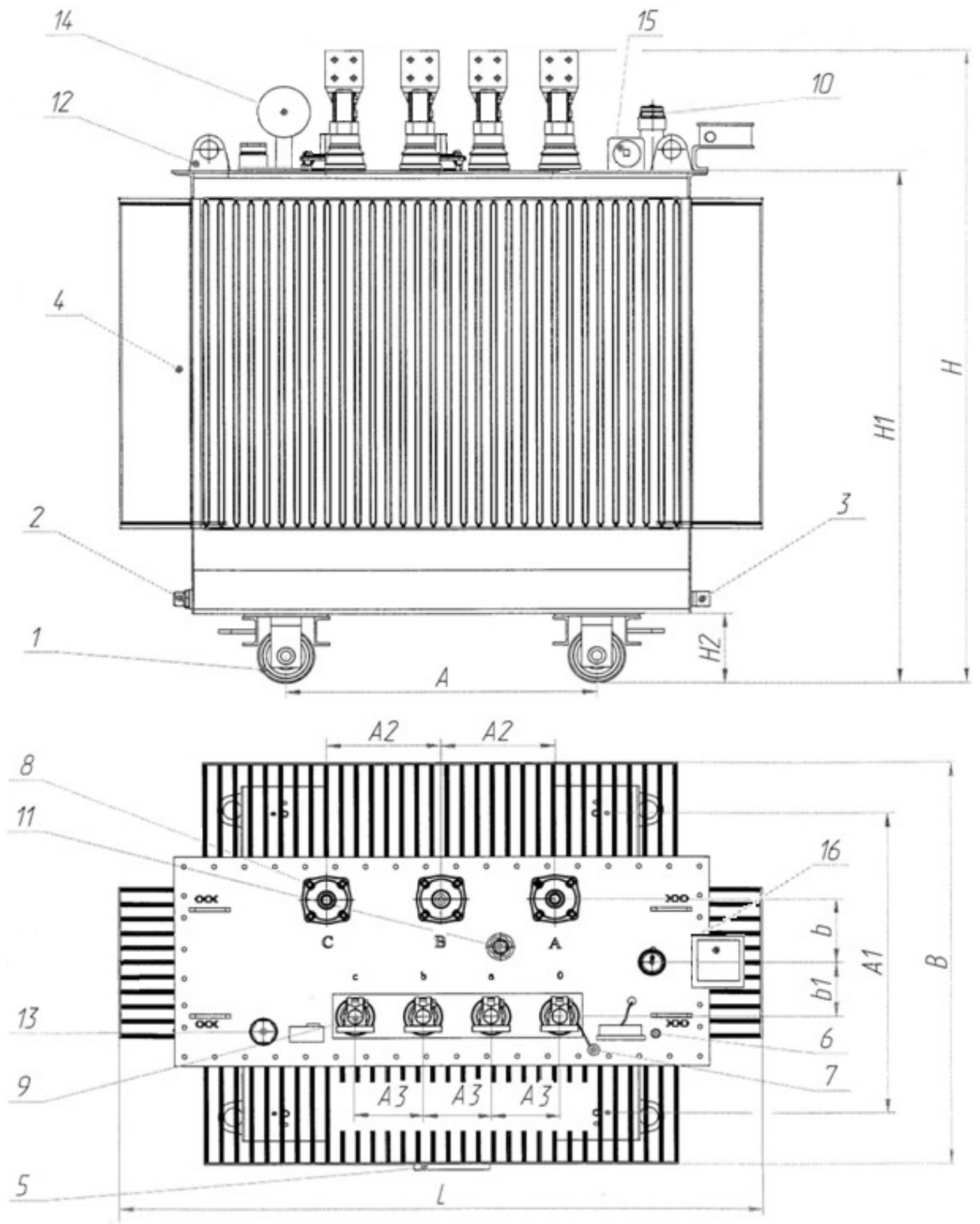


Рисунок А2 - Общий вид трансформатора ТМГ со сквозными штепсельными вводами ВН класса 20 кВ (климатическое исполнение У3)

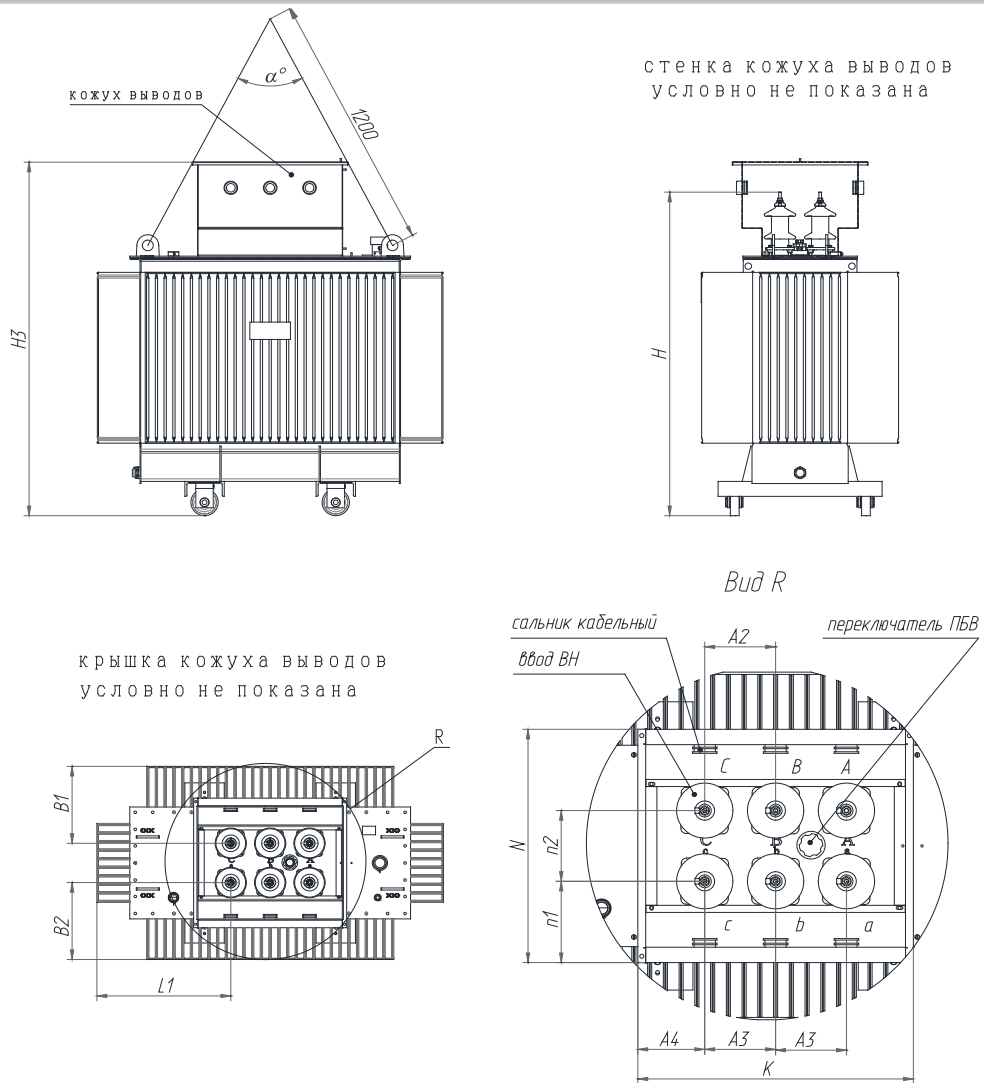


Рисунок А3 - Общий вид трансформатора ТМГ с защитой вводов НН и ВН, класс IP54 (с установкой защитного кожуха на крышке трансформатора).

Примечание: расположение основных элементов трансформатора смотреть на рис. А1 в приложении А.

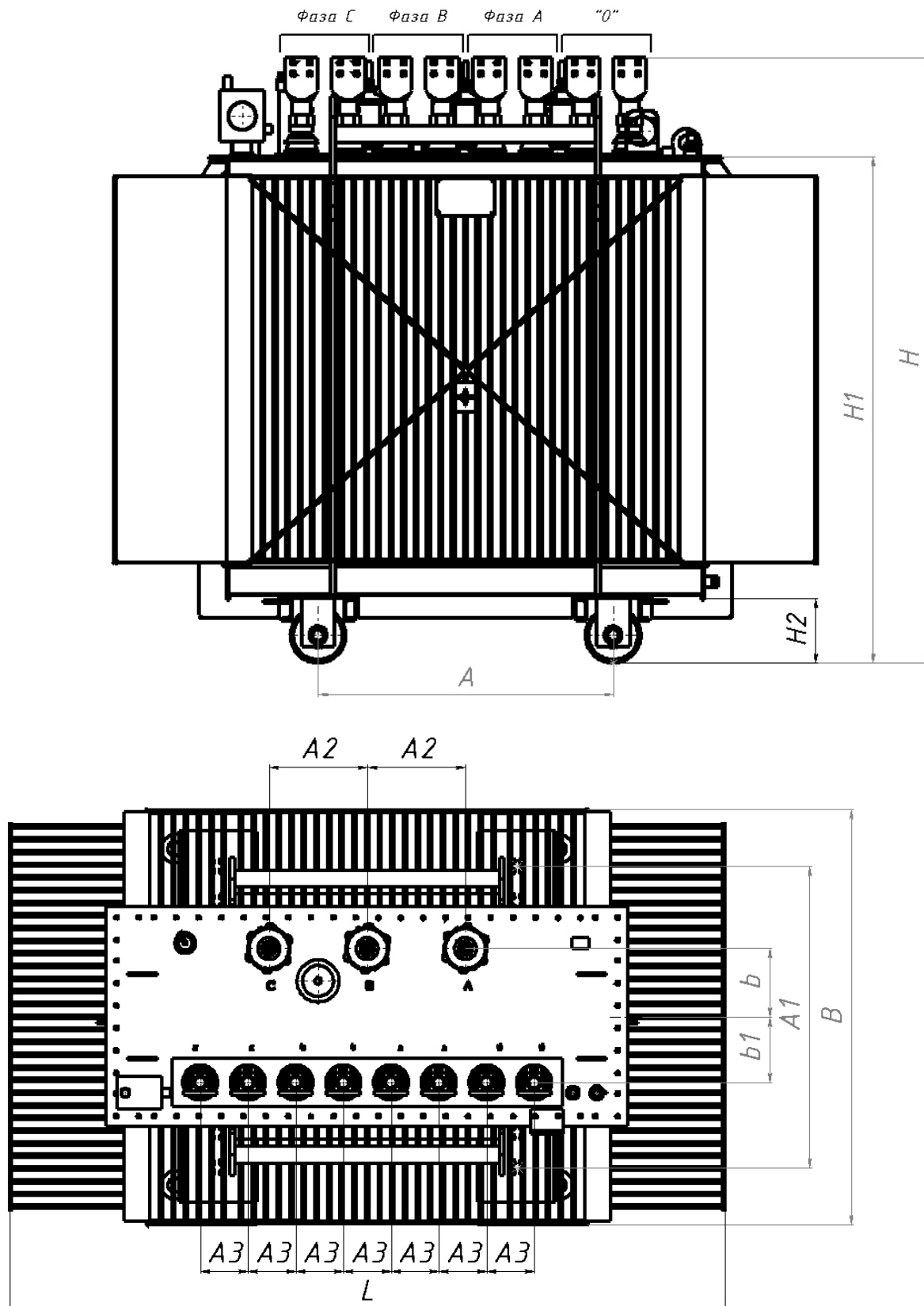


Рисунок А4 - Общий вид трансформатора ТМГ с двумя выводами НН на каждую фазу.

Примечание: расположение основных элементов трансформатора смотреть на рис. А1 в приложении А.

Таблица А1 - Массы трансформаторов, активных частей трансформаторов и масла.

Мощность трансформатора, кВ·А	Класс напряжения, кВ.	Полная масса трансформатора, кг	Масса активной части трансформатора, кг	Масса масла, кг
16	6; 10; 20	200	105	40
25	6; 10; 20	230	105	59
32	6; 10; 20	250	145	65
40	6; 10; 20	290	190	65
63	6; 10; 20	414	232	85
100	6; 10; 20	480	290	120
160	6; 10; 20	670	340	180
250	6; 10; 20	920	530	190
400	6; 10; 20	1 160	750	215
	35	1 600	870	455
М* 400	6; 10; 20	1 500	850	320
630	6; 10; 20	1 900	1 180	340
М 630	6; 10; 20	1 950	1 100	440
800	6; 10; 20	2 055	1 085	440
1 000	6; 10; 20	2 400	1 430	505
М 1 000	6; 10; 20	2 680	1 370	654
1 250	6; 10; 20	2 900	1 620	730
1 600	6; 10; 20	3 550	1 950	850
М 1 600	6; 10; 20	3 700	1 887	820
2 000	6; 10; 20	4 200	1 960	1 150
2 500	6; 10; 20	5 450	2 450	1 160
	35	7 500	3 590	2 200
3 200	6; 10; 20	8 200	3 310	2 300
4 000	6; 10; 20	9 615	5 365	1 850

М*-трансформатор ТМГ с блоком обмоток НН-ВН из медного провода/ленты

Приложение Б
(справочное)

Таблица Б1 - Габаритные и установочные размеры трансформатора по рис. А1

Тип трансформатора	Класс напряжения, кВ	Размеры, в мм										
			1	2	3		1	1	2			
ТМГ-16	6; 10; 20	00	00	00	00	7	7	20	51	94	18	42
ТМГ-25	6; 10; 20	00	00	00	00	7	7	20	51	80	32	095
ТМГ-32	6; 10; 20	00	00	00	00	7	7	20	51	91	34	095
ТМГ-40	6; 10; 20	00	00	00	00	7	7	20	51	91	34	095
ТМГ-63	6; 10; 20	00	00	50	00	00	00	00	51	01	68	068
ТМГ-100	6; 10; 20	00	00	50	00	30	20	45	51	25	15	190
ТМГ-160	6; 10; 20	00	00	00	50	30	20	60	51	025	55	270
ТМГ-250	6; 10; 20	00	00	00	50	30	20	040	51	095	95	355
ТМГ-400	6; 10; 20	00	00	00	50	40	05	160	51	395	55	390
	35			90		72	82	126	51	395	55	467
ТМГ-630	6; 10; 20	00	00	00	50	52	27	290	51	585	05	597
ТМГ-800	6; 10; 20	20	20	00	80	60	25	290	83	625	095	627
ТМГ-1000	6; 10; 20	20	20	00	80	74	49	430	83	654	122	724
ТМГ-1250	6; 10; 20	20	20	00	80	77	52	396	83	835	205	775
ТМГ-1600	6; 10; 20	20	20	00	00	02	65	520	83	956	275	857
ТМГ-2000	6; 10; 20	070	070	00	00	12	72	579	32	278	365	057
ТМГ-2500	6; 10; 20	070	070	00	50	04	69	790	32	278	368	140
	35			90		63	78	833	32	278	368	217
ТМГ-3200	6; 10; 20	070	070	50	70	43	33	823	32	549	475	192
ТМГ-4000	6; 10; 20	070	070	00	50	50	50	033	32	639	600	391
ТМГМ*-400	6; 10; 20	00	00	00	50	37	47	96	51	390	70	305
ТМГМ-630	6; 10; 20	00	00	00	50	52	27	046	51	695	040	305
ТМГМ-1000	6; 10; 20	20	20	00	80	84	59	188	83	020	300	654
ТМГМ-1600	6; 10; 20	20	20	00	00	92	67	297	83	185	330	645

Таблица Б2 - Габаритные и установочные размеры трансформатора по рис. А3, класса напряжения 6 и 10 кВ

Тип трансформатора	Размеры, в мм													
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
ТМГ-160(180)	227	378	70	10	32	00	80	20	70	07	87	74		
ТМГ-630	525	656	60	60	12	00	80	80	70	07	12	84		

Прочие габаритные размеры – см. рис. А1 и данные таблицы Б2.

**Приложение В
(справочное)****Требования к трансформаторному маслу**

1. Трансформаторы должны быть заполнены трансформаторным маслом с физико-техническими показателями по ГОСТ 10121 и ТУ38.101.025 «Масло трансформаторное гидрокрекинга ГК» с пробивным напряжением в стандартном разряднике не менее 40 кВ.
2. Допускается при заливке трансформаторов класса 10 кВ смешивать в любых соотношениях различные марки трансформаторных масел, не бывших в эксплуатации.
3. Масса масла в зависимости от типа и мощности трансформатора указана в таблице А1 приложения А.

Сушка силовых трансформаторов.

1. Сушка трансформатора производится, если по каким-либо причинам сопротивление изоляции обмоток в результате замеров не соответствует «Нормам на испытание электрооборудования» (после капитального ремонта или в результате разгерметизации трансформатора и утечке масла).

2. Сушка должна производиться на специализированных предприятиях.

3. Сушка активной части трансформатора производится без масла одним из следующих методов, изложенных в инструкции ВСН 342-75:

Другие способы сушки допускаются, если они обеспечивают качество сушки не хуже перечисленных и безопасны для трансформатора.

Допускается использование постоянного и переменного тока в обмотках в качестве источников тепла при сушке, при этом величина тока устанавливается не более $0.9 \cdot I_n$ во всех обмотках.

3.2. Во время сушки активной части должно быть обеспечено поддержание температуры:

- обмоток в пределах плюс 95-105 °С;
- магнитной системы не ниже плюс 90 °С.

Сушка считается законченной, если сопротивление изоляции остается неизменным в течение 3 часов при практически неизменной температуре обмоток, находящихся в указанных выше пределах.

Ревизия трансформатора.**1. Требования к условиям проведения ревизии и сроки.**

1.1 Ревизия, с указанным ниже объемом работ, производится в исключительных случаях на специализированных предприятиях, при нарушении требований настоящей инструкции в части транспортирования, хранения, выгрузки, эксплуатации, которые привели к появлению дефектов в трансформаторе, и эти дефекты не могут быть устранены без вскрытия трансформатора.

1.2 Моментом начала ревизии считается начало слива масла. Ревизия должна проводиться в сухом, закрытом, защищенном от пыли и атмосферных осадков помещении. Условия, при которых допускается проведение ревизии активной части трансформатора вне помещения, приведены в таблице Д1, при этом предусматривают выполнение следующих требований:

1.2.1 Температура активной части должна быть равна или выше температуры окружающего воздуха.

1.2.2 Работы с трансформатором при слитом масле проводить в ясную погоду, без атмосферных осадков или в помещении. Температура и влажность должны измеряться каждые 3 часа.

1.2.3 Перед началом работ активная часть должна быть разогрета до температуры, превышающей температуру окружающего воздуха, не менее чем на 10°C, но при этом температура активной части должна быть не ниже 20°C.

1.3 Продолжительность и условия проведения работ, проводимых на трансформаторе при слитом масле, приведены в таблице К1.

1.4 Продолжительность работ с трансформатором при слитом масле, при температуре окружающего воздуха выше 0°C и относительной влажности воздуха менее 80% может быть увеличена в 2 раза против указанной в таблице, если при вскрытии и проведении работ температура активной части постоянно поддерживается выше температуры окружающего воздуха не менее чем на 10°C.

1.5 При нарушении продолжительности работ по п. 1.3 и 1.4 настоящего приложения, трансформатор должен быть подвергнут сушке. Сушка производится по методике, изложенной в приложении Г.

2. Объем и последовательность работ.

2.1 Из бака трансформатора слить 10-20 л. масла через нижнюю сливную пробку, открутить все болтовые соединения крышки к баку.из

2.2 Поднять активную часть за крышку, установить на деревянный настил.

Запрещается проводить работы на весу.

2.3 Отсоединить вводы ВН и НН, снять изоляторы, снять колпак привода переключателя, снять крышку бака, поднять активную часть трансформатора за ярмовые балки, установить активную часть на деревянный настил.

2.4 Проверить затяжку крепежа активной части. Замеченные ослабления устранить.

2.5 Осмотреть состояние контактных поверхностей переключателя, проверить работу переключателя.

2.6 Выполнить необходимые работы для устранения обнаруженных дефектов.

2.7 Очистить доступные внутренние поверхности бака от механических примесей.

2.8 Промыть активную часть струей трансформаторного масла, которое после промывки слить. Промывку производить после завершения всех работ, измерений и проверок, непосредственно перед опусканием активной части в бак.

2.9 Заменить уплотнительную прокладку (между рамой бака и крышкой) из пробковой полосы. К применению допускаются только оригинальные (от завода-изготовителя) запасные части (компоненты прокладки) во избежание нарушения герметичности стыка «рама бака-крышка» и нарушения гарантийных условий эксплуатации трансформатора.

Внимание: прокладка заменяется при любых работах с изделием, включающих в себя его вскрытие (разъем соединения «рама-крышка»)!

Далее нужно опустить активную часть в бак и произвести затяжку болтов равномерно по периметру.

2.10 Долить масло в трансформатор через заливной патрубок, предварительно сняв с него клапан сброса давления (см. приложение А).

2.11 Оставить трансформатор для выхода остатков воздуха из активной части, на срок не менее 40 часов. После отстоя трансформатора долить масло (при необходимости), проверить целостность и состояние уплотнительной прокладки и установить на место клапан сброса давления. Все работы по доливке и герметизации трансформатора проводить с учетом требований п.11.3.

Таблица Д1 – Размещение трансформатора

Размещение трансформатора	Температура окружающего воздуха, °С						
	20 и более		0 до 20		ниже 0	независимо от температуры	
	Относительная влажность воздуха %						
	менее 65	65-80	менее 65	65-80	Независимо влажности	более 80	Дождь, туман
в помещении	без прогрева (п.1.2.1)	без прогрева (п.1.2.1)	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3
вне помещения	без прогрева (п.1.2.1)	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев п.1.2.3	Прогрев 1.2.3	не допускается
продолжительность соприкосновения активной части с воздухом	24 ч	16 ч	24 ч	16 ч	8 ч	12 ч	не допускается

**Приложение Е
(обязательное)**

Таблица Е1 - Объем и периодичность работ по обслуживанию и проверке технического состояния трансформатора

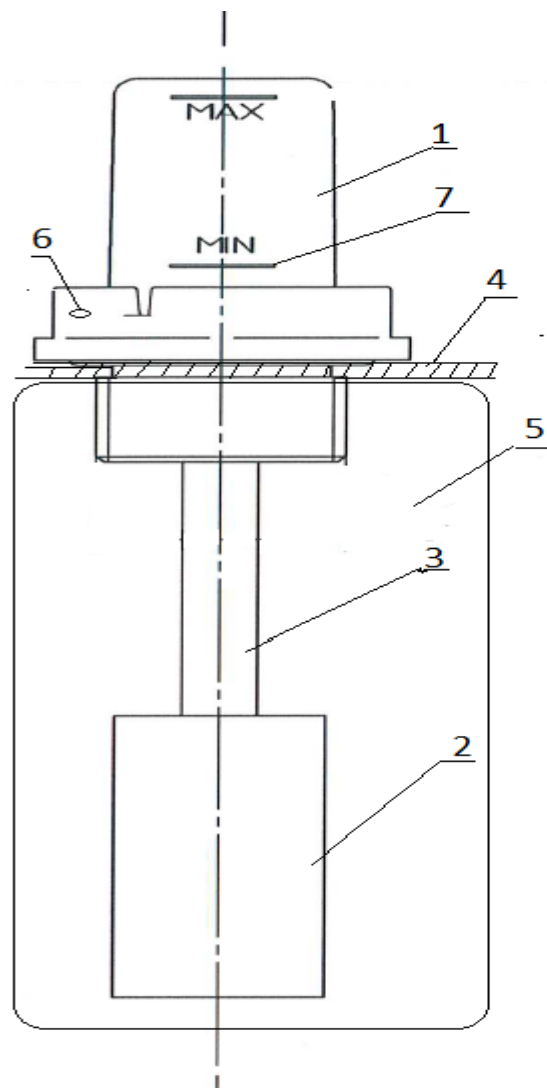
Наименование работ	Оп ерация контроля	Регла- ментные и ремонтные операции	Периодичность
1. Трансформатор			Согласно действующих правил ПУЭ
1.1 Внешний осмотр	+	+	
1.2 Контроль величин нагрузки и напряжения	+	+	то же
1.3 Контроль уровня масла (при наличии приборов контроля)	+	+	то же
1.4 Периодические испытания трансформатора	-	+	Согласно документу «Объем и нормы испытаний электрооборудования»
2. Переключатель ответвлений обмотки	-	+	
2.1 Снятие окисной пленки (прокрутка переключателя)			при переключениях

Конструкция и принцип действия указателя уровня масла.

Проверка уровня масла производится визуально. Осмотр проводить в плоскости, перпендикулярной вертикально установленному поплавку (рис. Ж1).

При максимальном уровне масла поплавков (2) находится в верхнем положении, при уменьшении объема масла в баке поплавков опускается вниз. При опускании верхней части поплавка ниже метки минимального уровня, необходимо отключить трансформатор и долить масло согласно п.11.3.

Внимание: не включать трансформатор, если уровень масла ниже минимального.



- 1 - Прозрачный корпус;
- 2 - Поплавок;
- 3 - Стержень;
- 4 - Крышка бака;
- 5 - Масло трансформаторное;
- 6 - Ушко для пломбирования;
- 7 - Метка минимального уровня (темно синего цвета).

Рисунок Ж1 - Конструкция указателя уровня масла

Приложение 3
(справочное)

Инструкция по пользованию реечным переключателем ПБВ

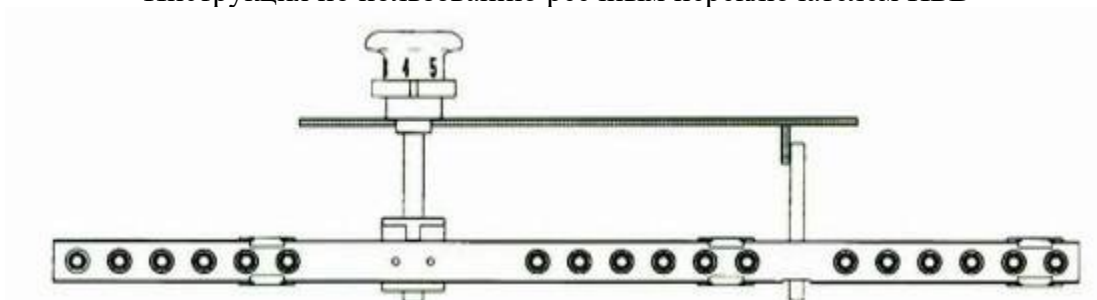


Рисунок 31 «Общий вид реечного переключателя ПБВ»

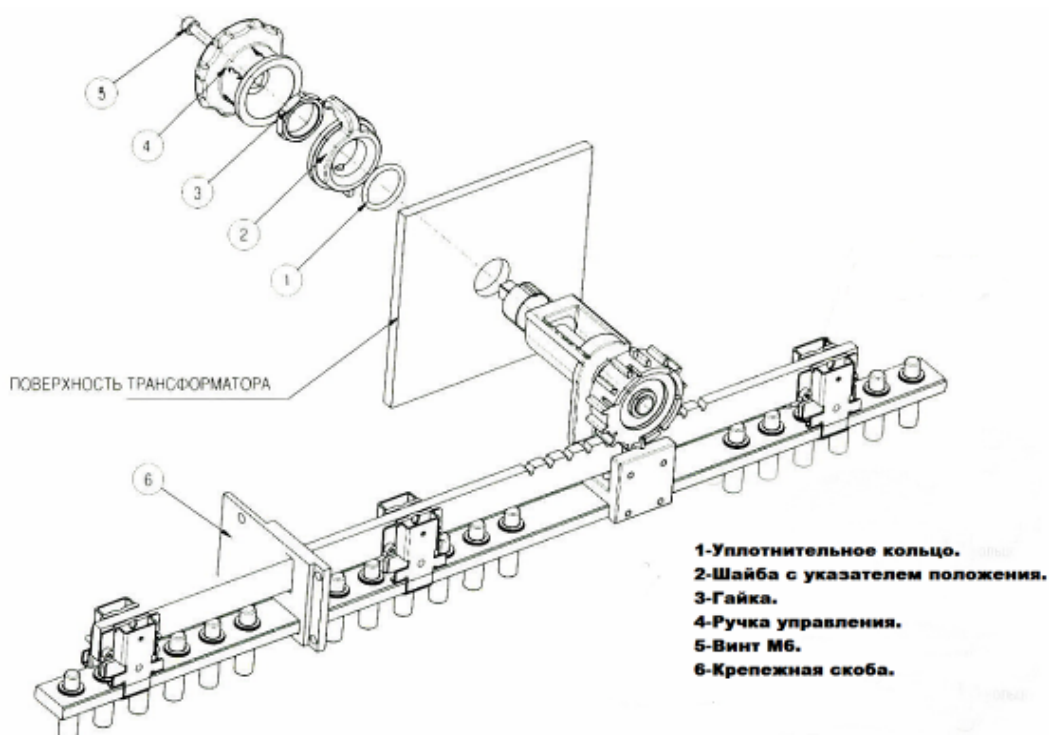


Рисунок 32 - Схема установки переключателя на крышку трансформатора

Переключатель предназначен для переключения ступеней напряжения трансформатора при отключенном от сети трансформаторе (переключение без возбуждения). В стандартном исполнении переключатель осуществляет регулирование напряжения в диапазоне $\pm 2 \times 2,5\%$ от номинального. Перед переключением необходимо отключить трансформатор как со стороны высшего, так и со стороны низшего напряжения.

Для переключения трансформатора необходимо:

1. Вытянуть ручку управления поз 4 вверх (подается вверх с достаточным усилием) и вывести ее из зацепления с гайкой поз 3.

2. Последовательно произвести прокручивание ручки управления от положения 1 до положения 5 для снятия окисной пленки с контактов. Установленное положение определяется цифрой на ручке управления, совмещенной с вертикальным указателем на шайбе поз.2.

3. Установить переключатель в нужное положение. При достижении любого разрешенного положения переключателя ручка автоматически фиксируется.

4. Убедиться, что ручка плотно сидит на гайке поз.3, при этом гайка визуально не просматривается.

Запрещается включение трансформатора, если ручка управления вытянута вверх и не зафиксирована в каком-либо положении переключения.

Внимание: Полная проверка работы переключателя производится перед вводом в эксплуатацию по результатам измерения сопротивлений обмоток постоянному току и проверки коэффициента трансформации на всех положениях переключателя.

Приложение И
(справочное)

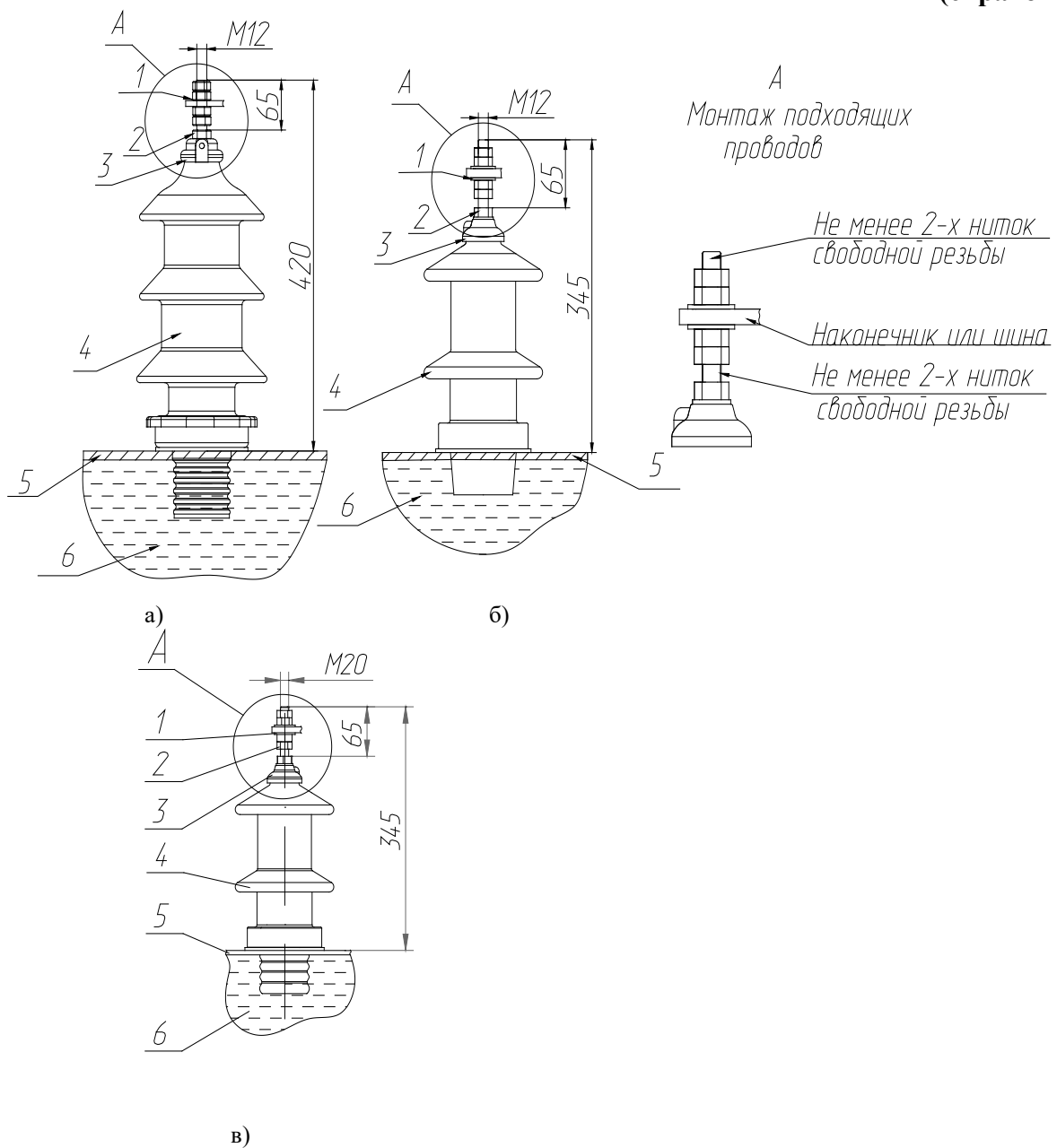


Рисунок И1 - Конструкция и габаритные размеры вводов ВН класса 20 кВ/250А (а), 10 кВ/250А (б) и 10 кВ/630А (в)

- 1 - Шайбы латунные (2 шт.);
- 2 - Гайка латунная M12 (для вводов на 250 А, 5 шт.) либо M20 (для вводов на 630 А, 5 шт.);
- 3 - Колпачок;
- 4 - Изолятор;
- 5 - Крышка бака;
- 6 - Масло трансформаторное.

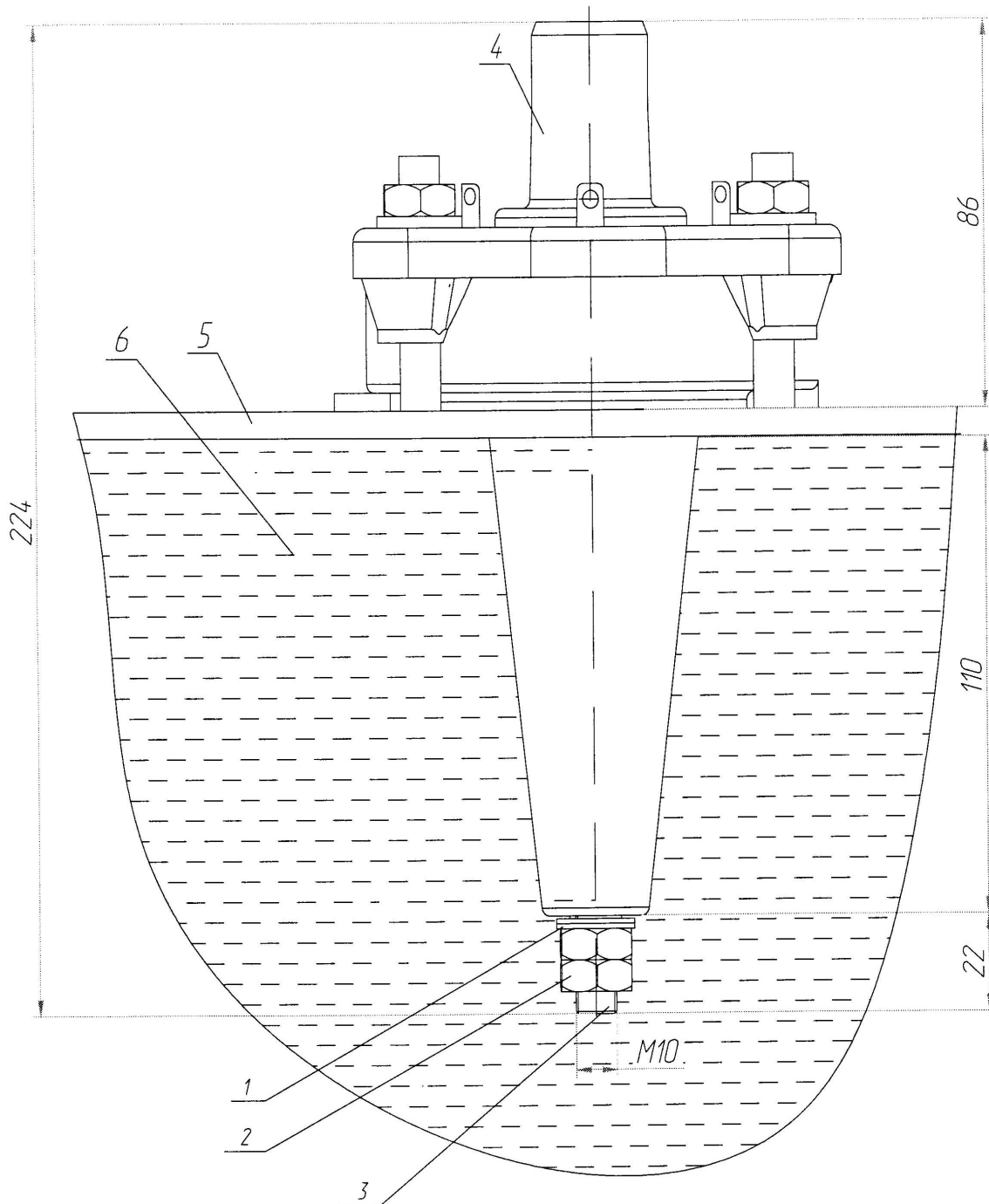


Рисунок И2 - Конструкция и габаритные размеры сквозного штепсельного ввода ВН класса 20 кВ, применяемый с экранированным адаптером фирмы «Rauchem» (климатическое исполнение У3)

- 1 - Шайбы латунные (2 шт.);
- 2 - Гайка латунная М10 (2 шт.);
- 3 - Сквозная шпилька;
- 4 - Изолятор;
- 5 - Крышка бака;
- 6 - Масло трансформаторное.

Приложение К
(справочное)

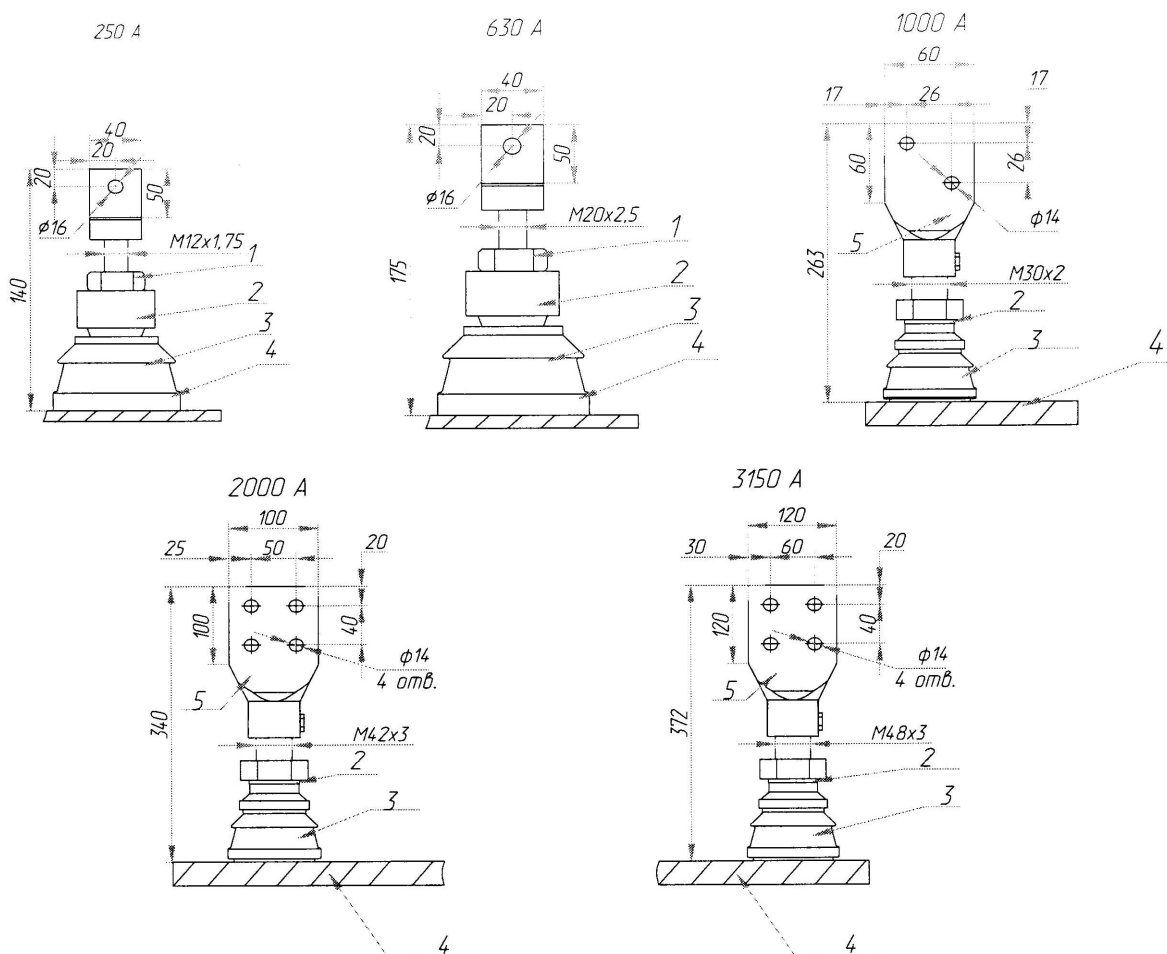


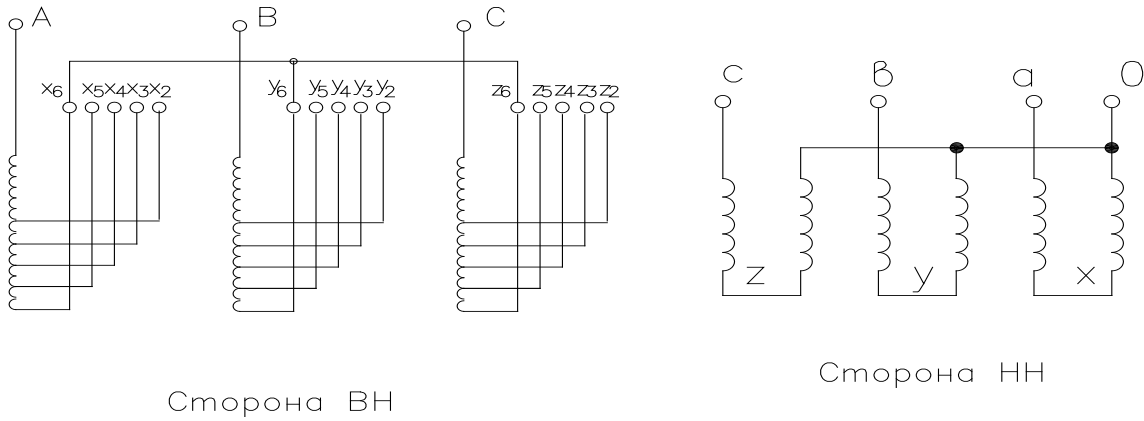
Рисунок К1 - Конструкция и габаритные размеры вводов НН

- 1 - Гайка латунная (3 шт. нормальной высоты; 2 шт. контрогайки низкие);
- 2 - Колпачок;
- 3 - Изолятор;
- 4 - Крышка бака;
- 5 - Съемный контактный зажим.

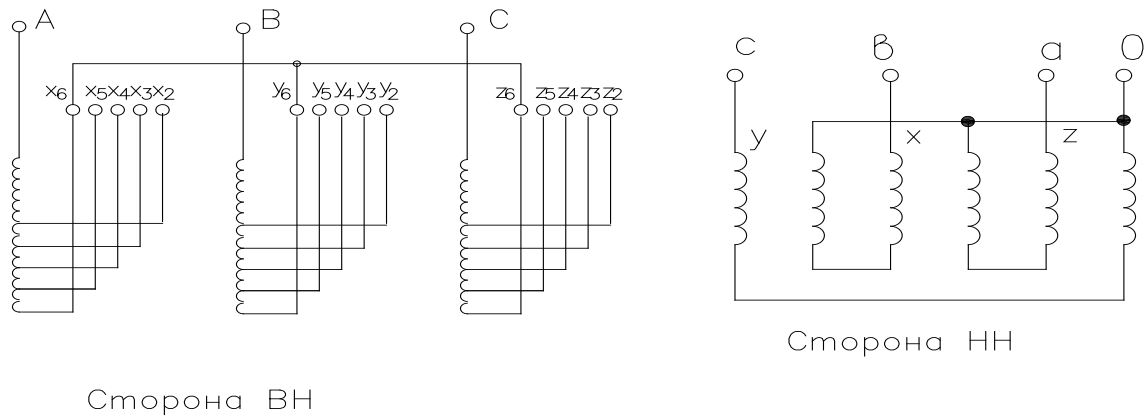
Таблица К1 – Типы изолятора и их применение

Тип изолятора	Нормативный документ (ГОСТ, DIN)	Номинальное напряжение, кВ	Номинальный ток изолятора, А	Длина пути тока утечки, мм	Применяемость (тип трансформатора)
1 кВ/250	DIN EN 50386	1	250	60	ТМГ - 25...ТМГ - 160
1 кВ/630	DIN EN 50386	1	630	75	ТМГ 250...ТМГ - 400
1 кВ/1000	DIN EN 50386	1	1000	75	ТМГ-630
1 кВ/2000	DIN EN 50386	1	2000	75	ТМГ - 1 000, ТМГ - 1 250, ТМГ - 2 500 (по два ввода на фазу)
1 кВ/3150	DIN EN 50386	1	3150	75	ТМГ - 1 600, ТМГ - 2 000, ТМГ - 3 200 (по два ввода на фазу)

1. Схема соединения Y/Y_n-0



2. Схема соединения Y/Z_n-11



3. Схема соединения D/Y_n-11

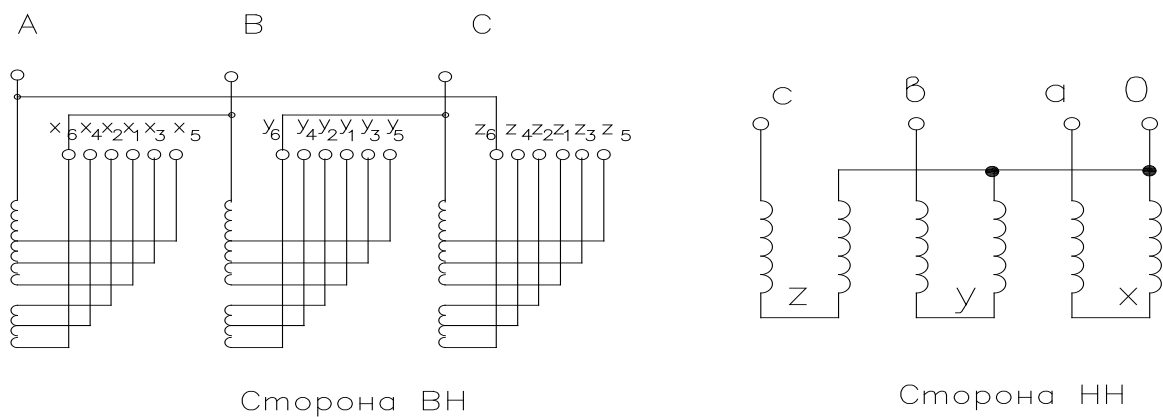


Рисунок Л1 - Схемы и группы соединений обмоток трансформаторов

Приложение М
(обязательное)

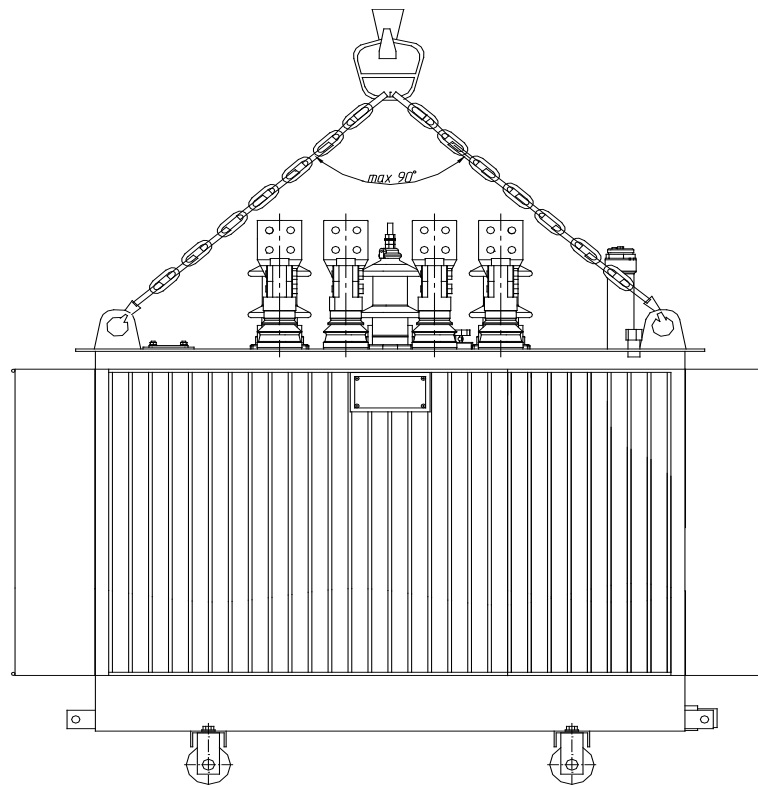


Рисунок М1 - Схема строповки трансформатора

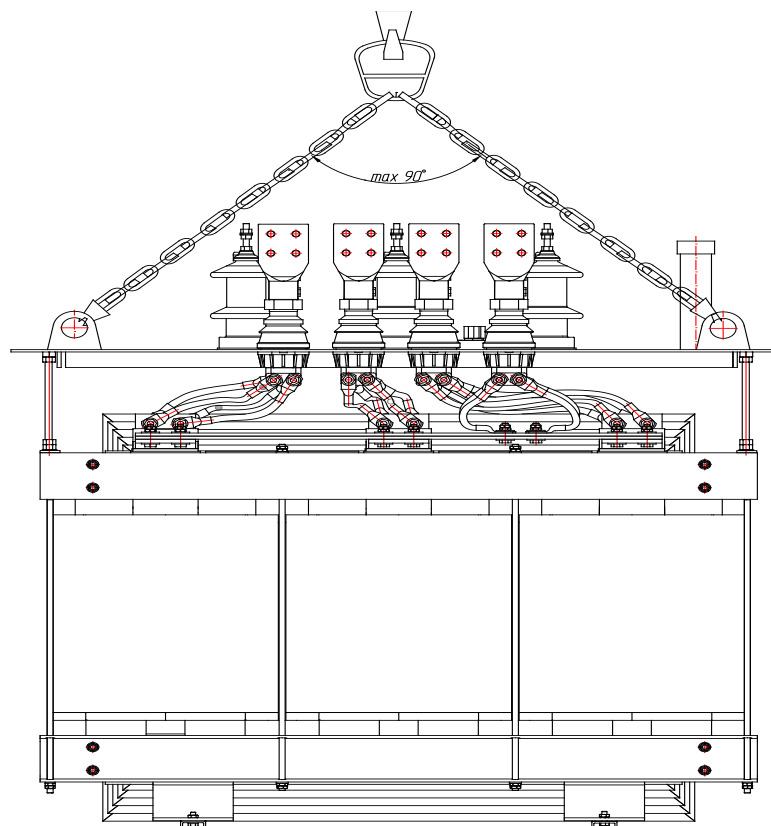


Рисунок М2 - Схема строповки активной части трансформатора

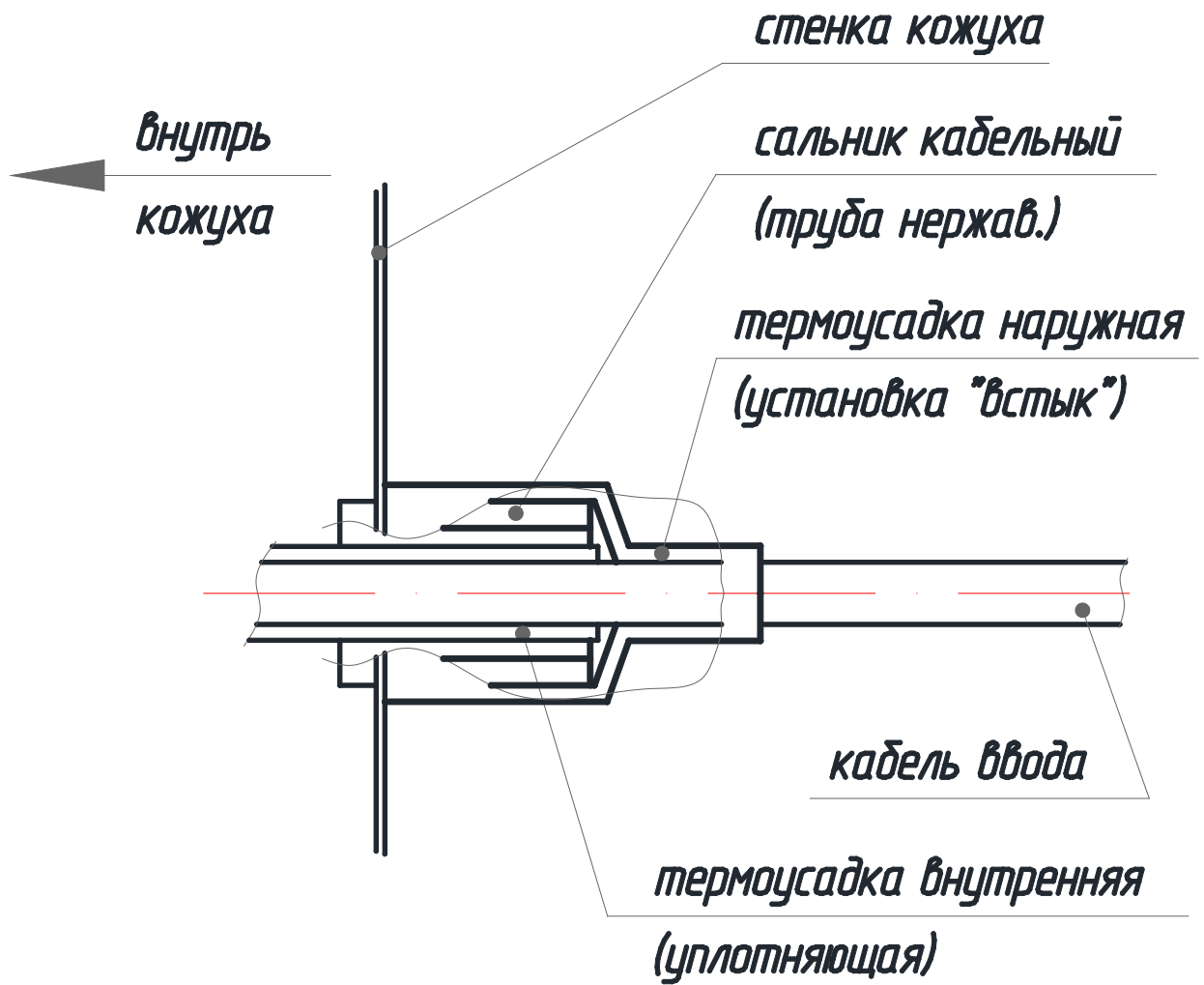


Рисунок Н1 - Схема дополнительного уплотнения сальника вводного кабеля

Приложение II
(рекомендуемое)

Максимально допустимые систематические и допустимые аварийные перегрузки трансформатора.

В таблицах П1 - П8 приведены значения K_2 и t для суточного двухступенчатого графика нагрузки при различных значениях K_1 и температуры охлаждающей среды $Q_{охл}$.

В таблицах П9 - П10 приведены значения допустимых аварийных перегрузок без учета предшествующей нагрузки.

$Q_{охл}$ - температура охлаждающей среды, °С.

K_1 - начальная нагрузка, предшествующая нагрузке K_2 или нагрузка после снижения K_2 , в долях номинальной мощности или номинального тока.

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{ном}} = \frac{I_1}{I_{ном}}$$

K_2 - нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой;

K_1 - в долях номинальной мощности или номинального тока.

$$K_2 = \frac{S_2}{S_{ном}} = \frac{I_2}{I_{ном}}$$

t – продолжительность нагрузки K_2 на двухступенчатом суточном графике нагрузки, ч.

Норма максимально допустимых систематических нагрузок.

Таблица П1 - $Q_{охл} = -25^\circ\text{C}$

t, ч	K ₁								
	0. 25	0. 5	0. 7	0. 8	0. 9	1. 0	1. 1	1. 2	1. 3
0.5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
1.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
2.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
4.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
8.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 48	1. 44
24. 0	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37	1. 37

Таблица П2 - $Q_{охл} = -20^\circ\text{C}$

t, ч	K ₁								
	0. 25	0. 5	0. 7	0. 8	0. 9	1. 0	1. 1	1. 2	1. 3
0.5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
1.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5

2.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 43
4.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5	1. 5
8.0	1. 5	1. 5	1. 5	1. 49	1. 48	1. 47	1. 45	1. 43	1. 37
0	24. 33	1. 33	1. 33	1. 33	1. 33	1. 33	1. 33	1. 33	1. 33

Таблица ПЗ - $Q_{\text{охл}} = -10^{\circ}\text{C}$

t, ч	K ₁								
	0.2 5	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	1.2	
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
4.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4 7	1.4 9
8.0	1.4 4	1.4 3	1.4 2	1.4 1	1.4	1.4	1.3 8	1.3 6	1.3 2
0	24. 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5	1.2 5

Таблица П4 - $Q_{\text{охл}} = 0^{\circ}\text{C}$

t, ч	K ₁							
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	1.1	
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.46
4.0	1.5	1.5	1.49	1.47	1.44	1.4	1.4	1.33
8.0	1.36	1.35	1.33	1.32	1.31	1.29	1.29	1.25
0	24.	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17	1.17

Упрощенные таблицы допустимых аварийных перегрузок

Таблица П5 - $Q_{\text{охл}} = 10^{\circ}\text{C}$

t, ч	K ₁						
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0	
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
2.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.4
4.0	1.46	1.43	1.4	1.37	1.33	1.33	1.27
8.0	1.27	1.26	1.24	1.23	1.21	1.21	1.18
0	24.	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09	1.09

Таблица П6 - $Q_{\text{охл}} = 20^{\circ}\text{C}$

t, ч	K ₁

	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9	1.0
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00
1.0	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.00
2.0	1.5	1.5	1.49	1.43	1.5	1.00
4.0	1.37	1.34	1.29	1.37	1.33	1.00
8.0	1.18	1.17	1.15	1.23	1.21	1.00
24.	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
0						

Таблица П7 - $Q_{охл} = 30^{\circ}\text{C}$

t, ч	K₁				
	0.25	0.5	0.7	0.8	0.9
0.5	1.5	1.5	1.5	1.5	1.12
1.0	1.5	1.5	1.5	1.45	1.03
2.0	1.5	1.45	1.35	1.26	0.97
4.0	1.27	1.23	1.17	1.11	0.94
8.0	1.09	1.07	1.04	1.01	0.92
24.	0.91	0.91	0.91	0.91	0.91
0					

Таблица П8 - $Q_{охл} = 40^{\circ}\text{C}$

t, ч	K₁			
	0.25	0.5	0.7	0.8
0.5	1.5	1.5	1.5	1.01
1.0	1.5	1.5	1.35	0.92
2.0	1.39	1.31	1.17	0.86
4.0	1.16	1.11	1.02	0.83
8.0	0.99	0.96	0.91	0.82
24.	0.81	0.81	0.81	0.81
0				

Таблица П9 - Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки							
	25°С	20°С	10°С	0°С	10°	20°	30°	40°
	-	-	-	С	С	С	С	С
0.5	2.0	1.9	1.7	1.7	1.7	1.5	1.4	1.3
1.0	1.9	1.9	1.7	1.7	1.6	1.4	1.3	1.3
2.0	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3	1.3
4.0	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
8.0	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
24.	1.7	1.6	1.6	1.5	1.5	1.4	1.3	1.2
0								

Таблица П10 - Допустимые аварийные перегрузки без учета предшествующей нагрузки, не превышающей 0,8 номинального тока

t, ч	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды во время перегрузки
-------------	---

	25°C -	20°C -	10°C -	0° C	10° C	20° C	30° C	40° C
0.5	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8
1.0	2.0	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7
2.0	2.0	2.0	1.9	1.9	1.8	1.7	1.6	1.5
4.0	1.9	1.8	1.7	1.7	1.6	1.5	1.4	1.3
8.0	1.7	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4	1.3	1.2
24. 0	1.7	1.7	1.5	1.5	1.5	1.4	1.2	1.2

Инструкция по установке электроконтактного термометра.

При установке электроконтактного термометра пользоваться «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации» на электроконтактные термометры.

Схема установки электроконтактного термометра приведена на рис. Р1. Установка производится в следующей последовательности:

1. Распаковать электроконтактный термометр поз. 4
2. Установить передвигные указатели электроконтактного термометра на необходимые отметки:
 - правую стрелку электроконтактного термометра- на отметке 100°С (сигнал на отключение трансформатора);
 - левую стрелку установить на отметке 90°С (предупреждающий сигнал о перегреве трансформатора).
3. Перед установкой термометр заземлить.
4. Установить электроконтактный термометр в рабочее положение, закрепив его на пластине поз.3, приваренной к крышке бака поз.2 при помощи крепежа поз.1, поставляемого комплектно с трансформатором.
5. Подсоединить проводами клеммник поз.5 манометрического термометра к коробке зажимов, установленной на трансформаторе, в соответствии с монтажной схемой, приведенной на рис. Т1.

Внимание: соединительные провода в комплект поставки не входят.

6. Выкрутить заглушку из стакана поз.7, вваренного в крышку трансформатора.
7. Залить в стакан трансформаторное масло в количестве 50 гр.
8. Установить щуп контактного термометра поз.6 в стакан.
9. Уплотнение всех резьбовых соединений обеспечить лентой ФУМ (ТУ 6-05-1388-86).

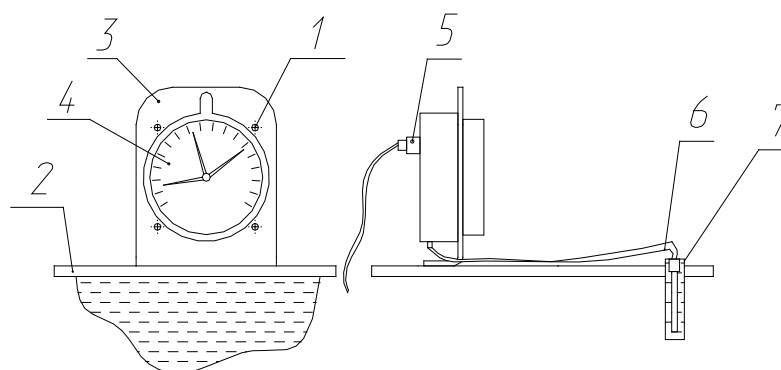


Рисунок Р1 - Установка электроконтактного термометра

- | | |
|---------------------------------|------------|
| 1. Болт крепежный; | 5. Разъем; |
| 2. Крышка бака; | 6. Щуп; |
| 3. Пластина; | 7. Стакан. |
| 4. Электроконтактный термометр; | |

Инструкция по установке мановакуумметра.

При установке мановакуумметра пользоваться «Техническим описанием и инструкцией по эксплуатации» на мановакуумметр.

Схема установки мановакуумметра приведена на рис. С1.

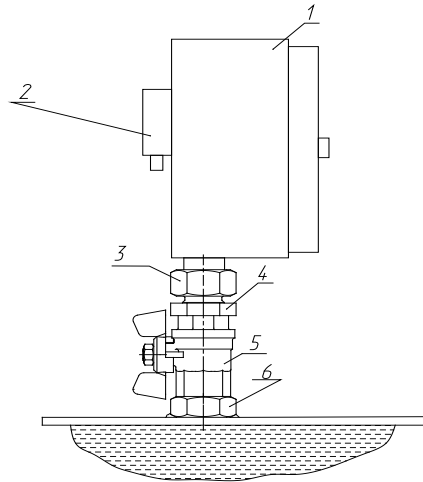


Рисунок С1 - Установка мановакуумметра

- 1. Мановакуумметр;
- 2 Разъем
- 3 Штуцер;
- 4 Контргайка;
- 5 Кран шаровой 3/4;
- 6 Нипель;

1. Распаковать мановакуумметр.

2. Установить мановакуумметр (рис. С1), для этого предварительно снять со штуцера крана находящегося на крышке пробку, устанавливаемую на время транспортирования, отвернуть штуцер и навернуть его на мановакуумметр (наворачивание производить до отказа). После чего навернуть мановакуумметр вместе со штуцером и контргайкой на кран, расположив лицевой частью к выводам НН и зафиксировать контргайкой. 3. Для соединения мановакуумметра с внутренним объёмом бака снять пломбу с рукоятки крана и повернуть рукоятку крана в вертикальное положение. Рукоятку крана в этом положении необходимо опломбировать. Одну из сигнальных стрелок мановакуумметра установить против отметки шкалы, указывающей давление 0,025 МПа (0,25 кгс/см²) (max избыточное давление внутри бака при номинальной нагрузке трансформатора), вторую стрелку установить напротив отметки -0,035 МПа (-0,35 кгс/см²).

4. Присоединить электроконтактный термометр к клеммной коробке в соответствии с монтажной схемой рис. Т1.

5. Уплотнение всех резьбовых соединений обеспечить лентой ФУМ (ТУ 6-05-1388-86).

Приложение Т
(справочное)

Электроконтактный термометр(разъем)

Мановакуумметр(разъем)

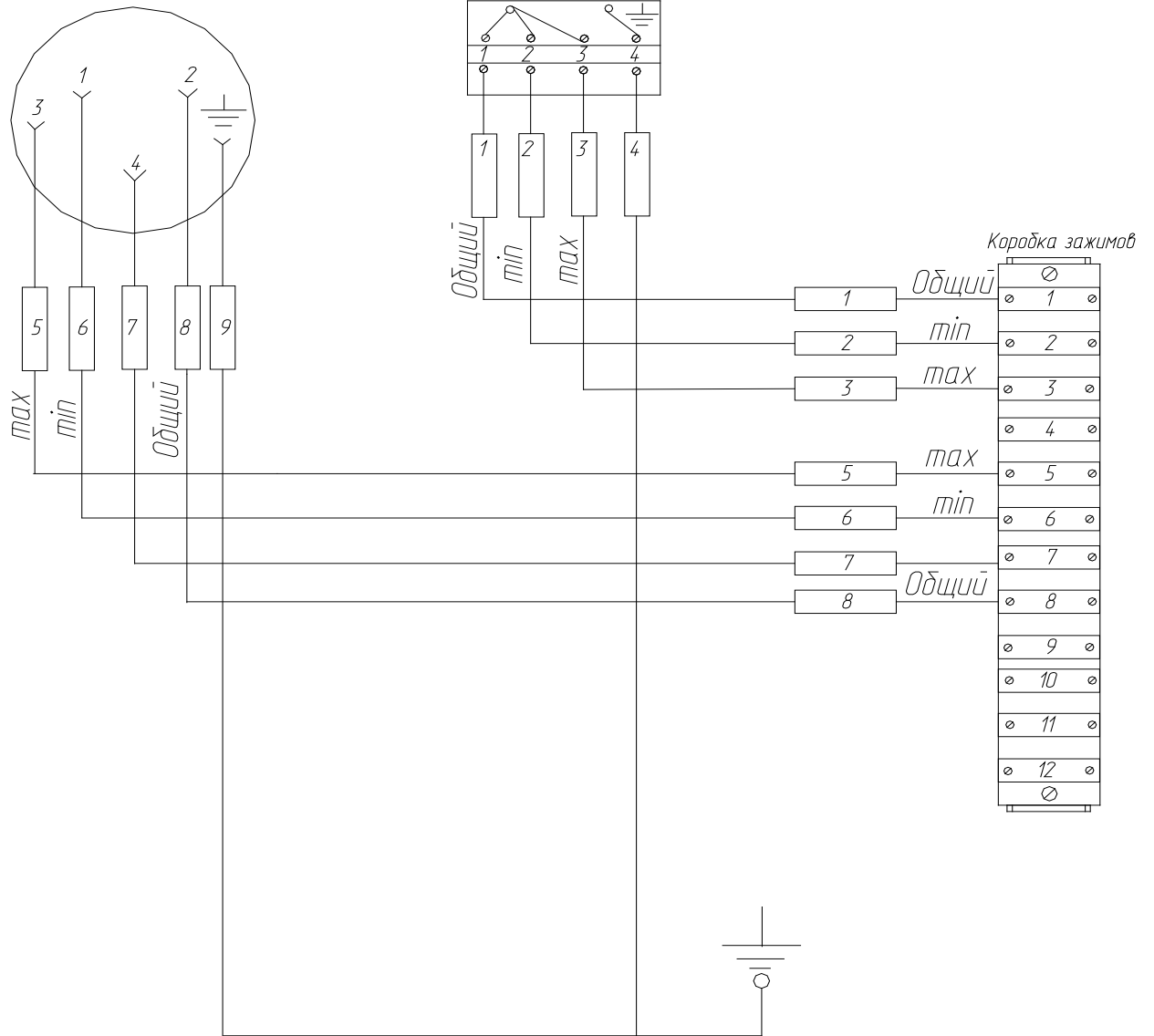


Рисунок Т1 - Монтажная схема соединения коробки зажимов с приборами «(опция)»

**Монтажная инструкция по установке экранированного адаптера на 250 А
для присоединения одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией
без брони напряжением 12-24 кВ**

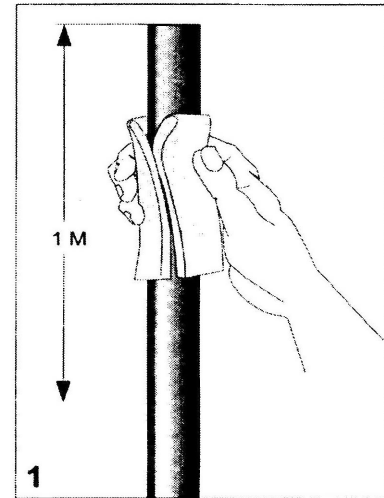
Внимание!

Необходимо соблюдать действующие правила техники безопасности при работе с высоковольтным оборудованием. Для получения более полной информации по технике безопасности обращайтесь к уполномоченным органам энергоснабжения.

До начала работы

Проверьте, что набор материалов, который Вы собираетесь использовать, соответствует кабелю. Сверьте этикетку набора с названием монтажной инструкции. Не исключено, что компоненты и рабочие операции подверглись усовершенствованию с тех пор, как Вы в последний раз монтировали данные изделия. Внимательно прочтите и следуйте последовательности операций, как указано в монтажной инструкции.

Информация, содержащаяся в монтажных инструкциях, предназначена для описания правильного метода монтажа изделия. Однако фирма Райхем не может контролировать рабочие условия, которые могут повлиять на установку изделия. За соответствие метода монтажа рабочим условиям установки Заказчик ответственность несет Заказчик. Обязательства (гарантии), которые принимает на себя фирма Райхем, содержатся в Стандартных условиях продажи данного изделия и ни при каких обстоятельствах фирма Райхем не несет ответственность за любые повреждения – будь то случайные, косвенные или являющиеся следствием неправильного применения или обращения с изделиями.


Подготовка кабеля

Зачистить и обезжирить наружный покров кабеля на длине 1 метр.

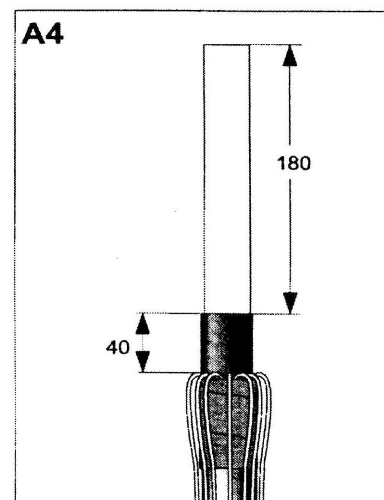
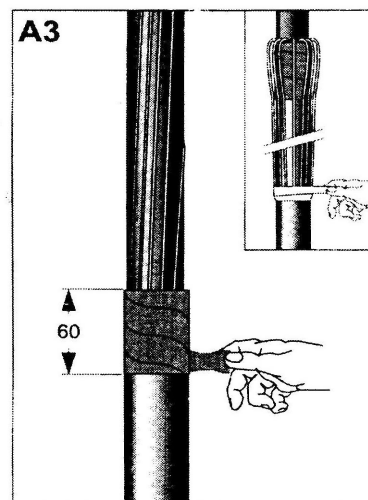
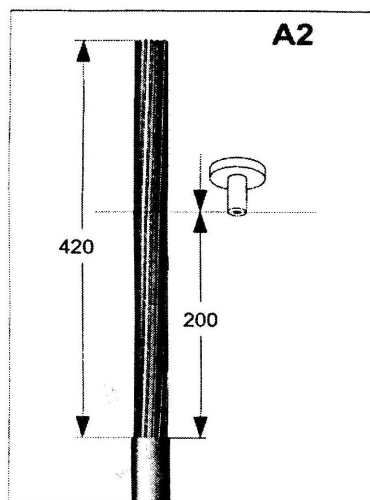
А. Кабель с провололочным экраном

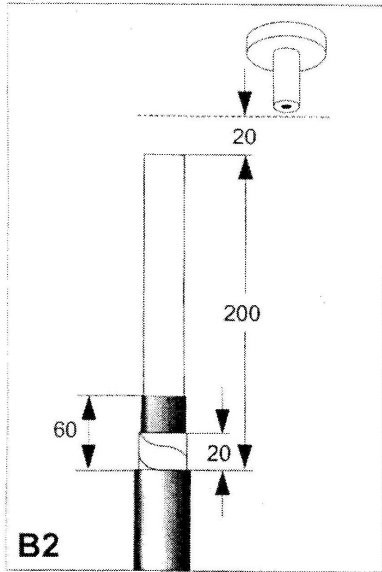
Установить кабель в положение для работы. Отмерить по длине наружного покрова 200 мм ниже центра вводного изолятора (бушинга). Обрезать кабель на длину 420 мм над отметкой и снять наружный покров на этой длине.

У окончания наружного покрова на длине 60 мм наложить один слой подмотки герметизирующей лентой красного цвета с небольшим перекрытием и натяжением. Отогнуть проволоки экрана на подмотку так, чтобы отдельные проволоки не пересекались. Зафиксировать концы проволок лентой ПВХ.

Удалить полупроводящий экран жилы, не доходя 40 мм до среза наружного покрова. Поверхность изоляции должна быть свободна от всех следов проводящего материала.

Примечание: Не оставляйте засечек на изоляции. Сгладьте все неровности.





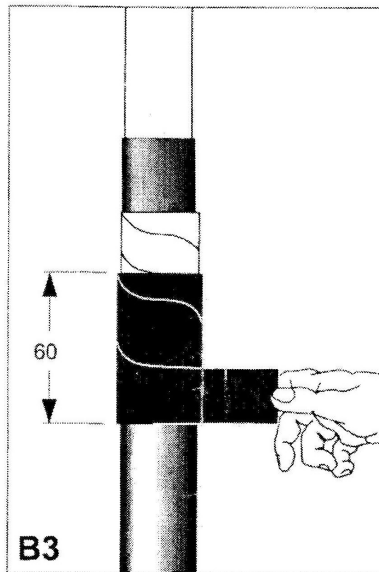
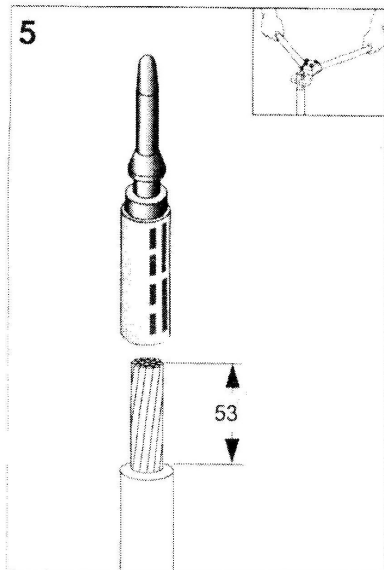
B2. Кабель с ленточным экраном

Обрезать кабель в соответствии с рисунком. Снять наружный покров на длине 200 мм. Смотать ленты металлического экрана и аккуратно оборвать их в 20 мм от среза покрова. Удалить полупроводящий экран жилы, не доходя 60 мм до среза наружного покрова. Поверхность изоляции должна быть свободна от всех следов проводящего материала.

Примечание: Не оставляйте засечек на изоляции. Сгладьте все неровности.

Удалить изоляцию в соответствии с размером, указанным на рисунке. Установить кабельный наконечник, сориентировав его отверстие с отверстием бушинга, и опрессовать, используя инструмент для опрессовки алюминия по сечению, указанному на наконечнике.

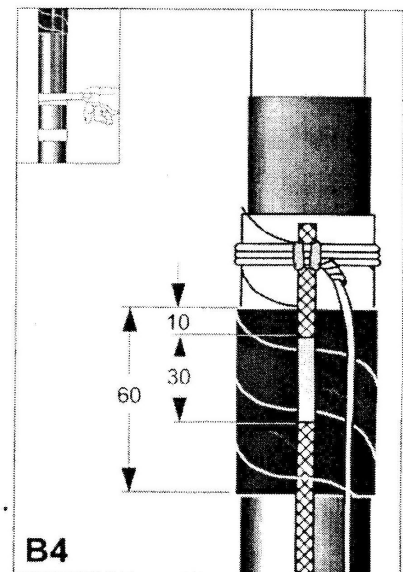
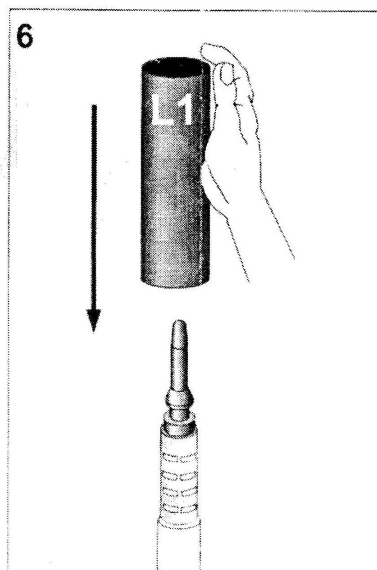
Примечание: Используйте матрицы шириной 7 мм.



B3

У окончания наружного покрова на длине 60 мм наложить один слой подмотки герметизирующей лентой красного цвета с небольшим перекрытием и натяжением.

Очистить и обезжирить изоляцию и наконечник. Проверить фазировку кабелей и надвинуть на каждый термоусаживаемую трубку с соответствующей маркировкой: L1, L2, L3.

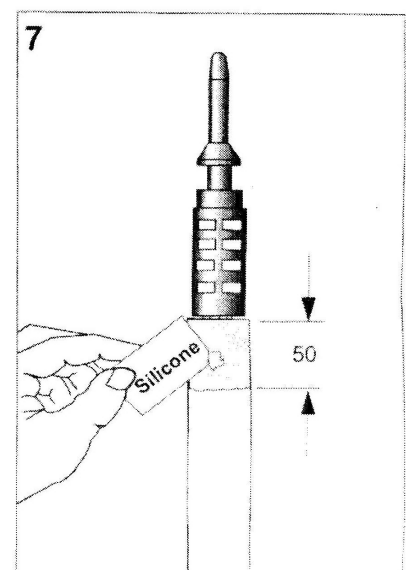


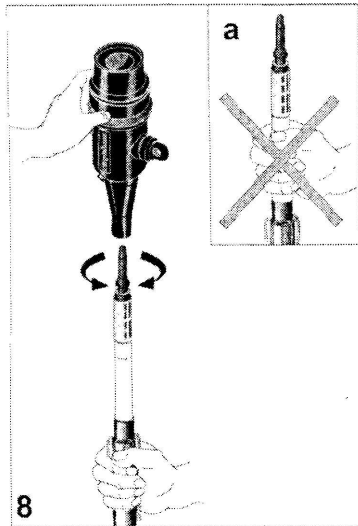
B4

Закрепить провод заземления на ленточном экране проволочным бандажом и припаять его (или использовать другой эквивалентный способ). Оставить свободный конец проволоки бандажа длиной 300 мм для заземления адаптера.

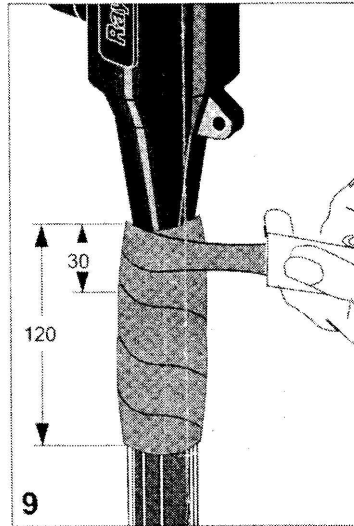
Блокировка влаги на проводе заземления (пропаянный участок длиной 30 мм) должна располагаться в 10 мм от среза покрова. Закрепить окончание проводника и проволоки лентой ПВХ.

Обильно нанести силиконовую смазку на окончание изоляции на длине 50 мм.

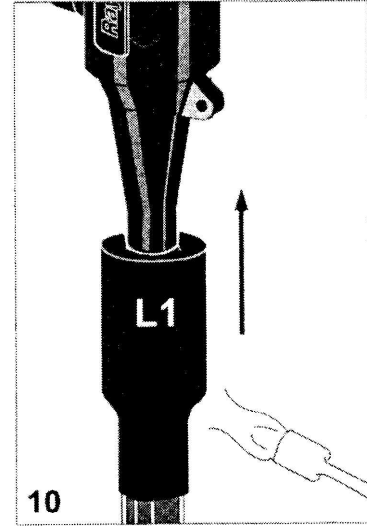




Надвинуть адаптер на разделку. Контактная часть адаптера должна быть обращена к вводному изолятору. Резьбовое отверстие наконечника должно располагаться внутри адаптера по центру контактной части.
Примечание: Не прикасайтесь к поверхности изоляции.



Начиная в 30 мм выше среза наружного покрова (на корпусе адаптера), наложить слой красной ленты вокруг кабеля и адаптера на участке длиной 120 мм.



Установить трубку так, чтобы она полностью покрывала область подмотки и усадить её пламенем горелки, начиная с нижнего края.

А. Проволочный экран.

Отделить 3 проволоки от экрана и пропустить их через отверстие в адаптере и закрепить скруткой.

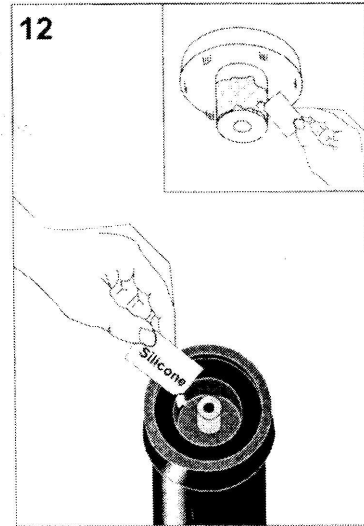
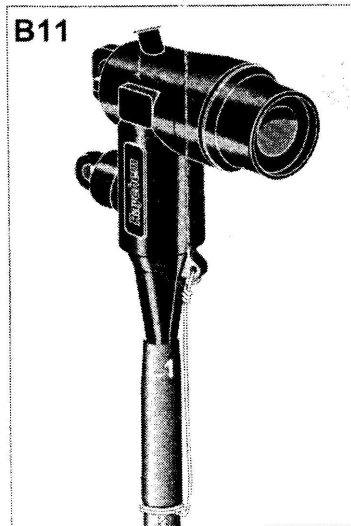
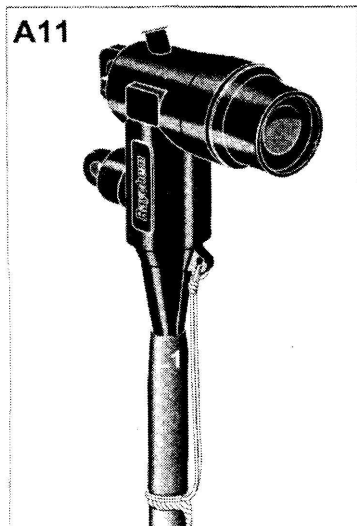
Закрепить проволоки экрана проволочным биндажом на наружном покрове у окончания трубки, затем скрутить их между собой в качестве провода заземления.

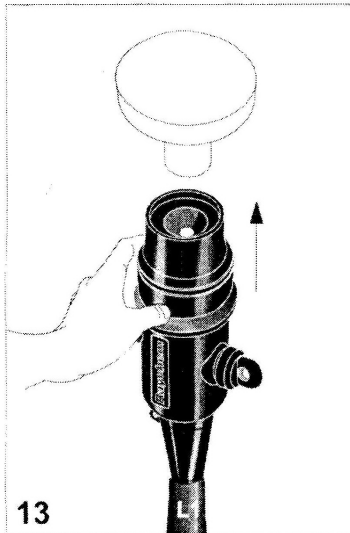
В. Ленточный экрэн.

Закрепить проволоку, пропущенную в отверстие заземления адаптера. У окончания трубки наложить на провод заземления проволочный биндаж.

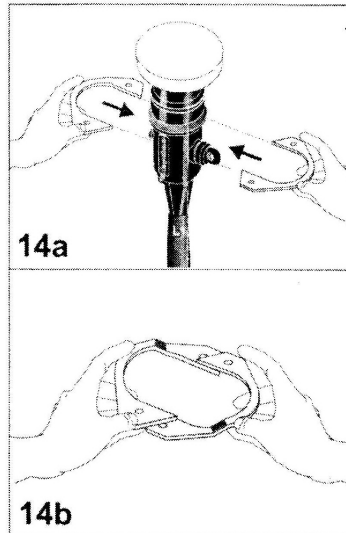
Подтянуть конец биндажной проволоки и пропустить его через отверстие в адаптере и закрепить скруткой.

Обильно нанести силиконовую смазку на вводной изолятор и на внутреннюю поверхность адаптера.

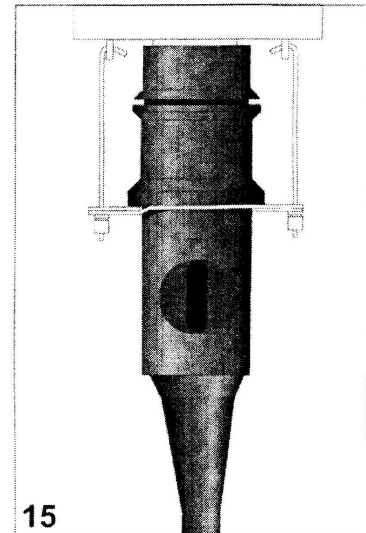




13
Установка адаптера.
Надвинуть адаптер на вводной изолятор (бушинг).



14a
14b
Закрепить зажимные полукольца вокруг корпуса адаптера выше точки подключения измерительного прибора. Убедитесь в правильности установки полуколец. Они должны образовывать ровную поверхность.



15
Пропустить стяжки через отверстия в полукольцах и закрепить их на вводном изоляторе (бушинге). Туго затянуть гайки от руки.

Монтаж закончен.

**Приложение Ф
(справочное)**

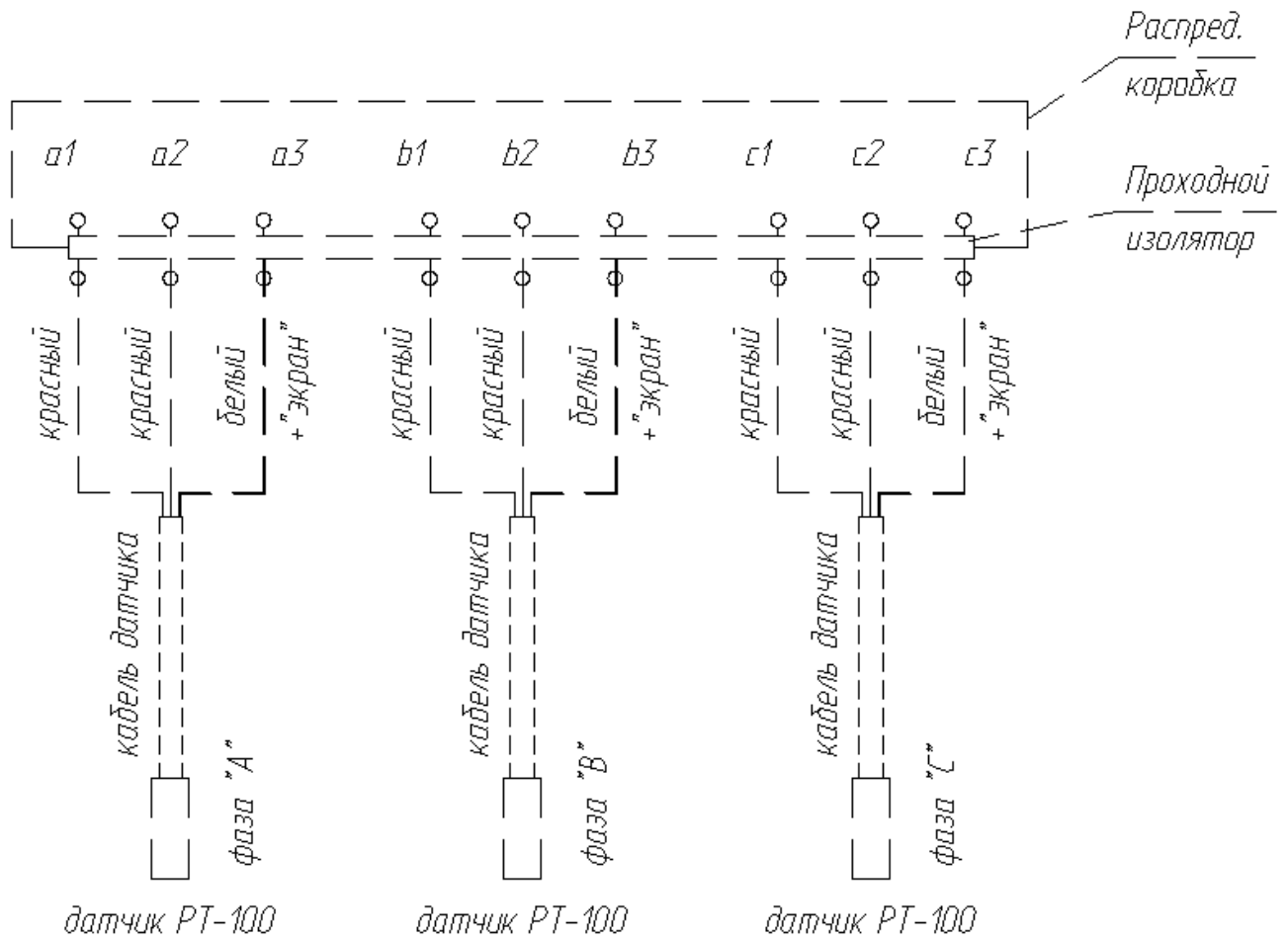


Рисунок Ф1 - Схема подключения термодатчиков PT-100 к распределительной коробке

Приложение X
(справочное)

Описание интегрированного датчика безопасности.

ИДБ (интегрированный датчик безопасности) предусмотрен для интегрирования функций, выполняемых несколькими устройствами, в один компактный и надежный прибор, который способен заменить их использование. ИДБ гарантирует ряд преимуществ, от экономического до функционально-эстетического эффекта.

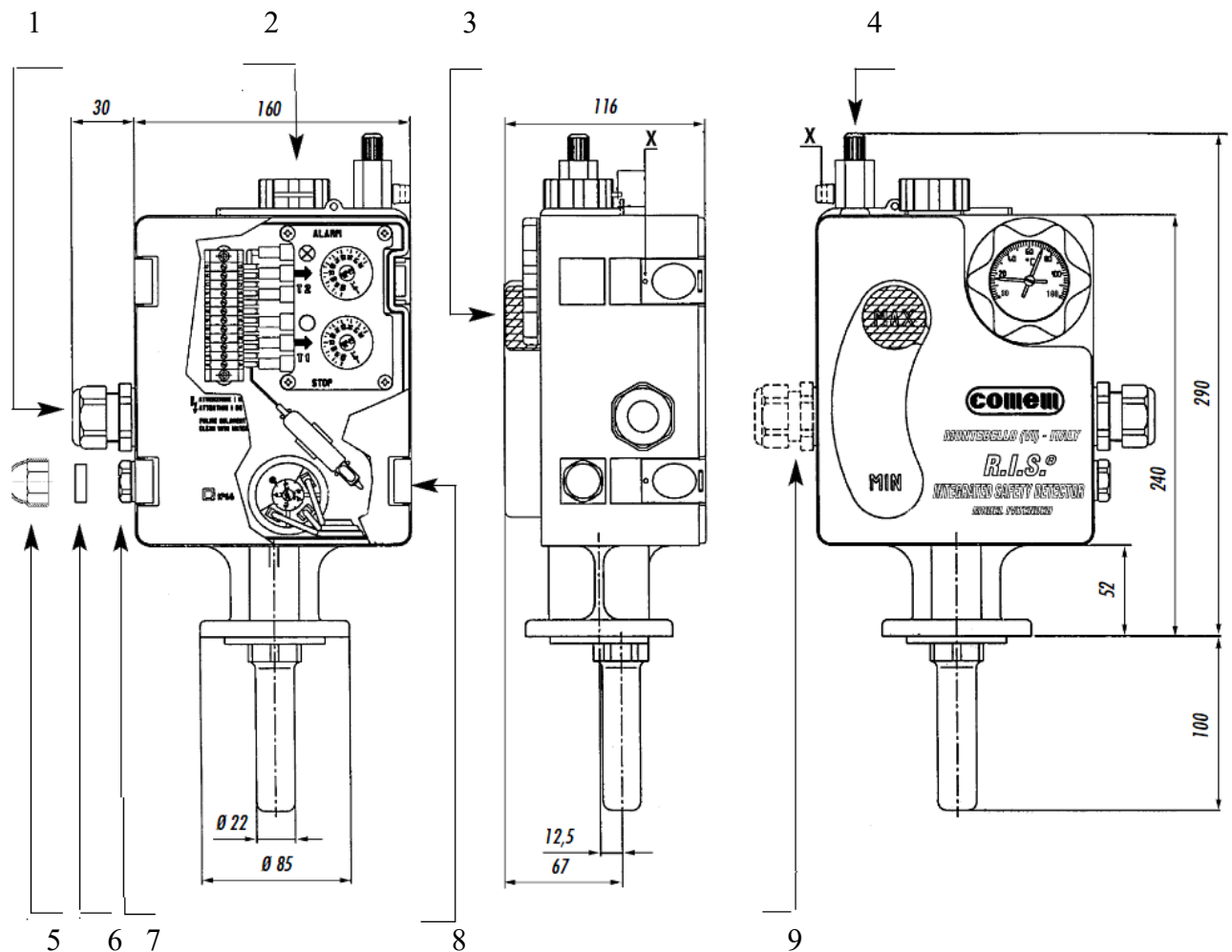


Рисунок X1 - Общий вид ИДБ

- 1- кабельный ввод
 - 2- устройство заливной горловины
 - 3- магнит для контрольных испытаний
 - 4- газовый клапан 1/8"
 - 5- защитный колпачок
 - 6- замкнутый магнит
 - 7- стыковочный расширитель 3/8" (максимальный крутящий момент 12 Н*м)
 - 8- вентиляционный клапан
 - 9- по требованию
- дет. «х» - закрывание отверстия.

ИДБ состоит из прочного пластикового корпуса, который водонепроницаемый и устойчивый к климатическим воздействиям, в котором размещается набор устройств, сохраняющих под постоянным контролем условия эксплуатации трансформатора.

Данный прибор измеряет:

1. Давление: датчик давления включает / отключает цепь при величине давления в диапазоне (от 100 500 мбар) при эксплуатации трансформатора.
2. Температура: визуальное освидетельствование температуры масла и максимального температурного уровня. Термовыключатель «Т2» (сигнализация или остановка) включает / отключает электрическую цепь заранее установленного температурного уровня (от 30°С до 120°С).
3. Уровень масла: визуальная индикация уровня масла плюс срабатывание сигнализации через включение/отключение электрической цепи.
4. Газование: датчик включает/отключает электрическую цепь, когда достигнут максимальный уровень газа (max. 170 см³)

Описание и функции	Измененное значение	Проверочные испытания
<p>Уровень масла Устройство указывает какое-либо развитие газообразования или изменение уровня масла.</p> <ul style="list-style-type: none"> - Незначительные изменения уровня масла или любого незначительного развитие газообразования обозначается положением поплавка между "MIN" и "MAX" на дисплее. - В случае значительных изменений уровня масла или газа поплавок останавливается на "MIN" и открывает / закрывает цепь аварийной сигнализации. - Любого скопившийся газ может быть выпу- 	<p>max 170 см³</p>	<p>Местонахождения магнита близко к поплавку (между MAX и MIN). Оттянуть его вниз, пока не достигнет "MIN". Чтобы сбросить с плавающей точки в правильном положении обратить магнитом вверх и отсоединить.</p>
<p>ДАВЛЕНИЕ (Выключатель давления) Эта функция измеряет внутреннее давление в трансформаторе. Нормальный уровень устанавливается в соответствии с инструкциями изготовителя трансформатора. Когда давление превышает предварительно установленный уровень схема срабатывает через N / 0 или N / C.</p>	<p>100 - 500 mbar</p>	<p>С внутренним давлением не менее 100 мбар установить ручку регулировки в реле давления на минимум.</p>

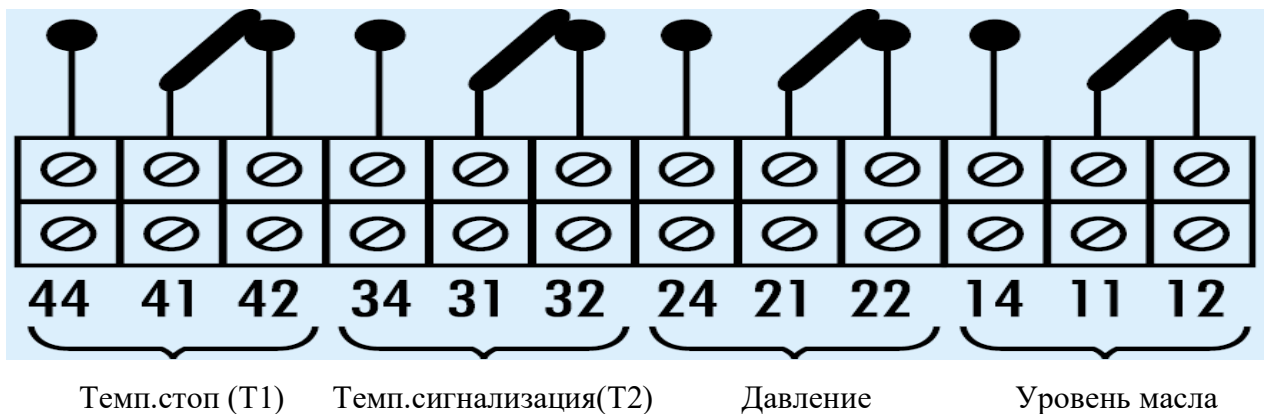
<p>ТЕМПЕРАТУРА: "Т2" ТЕРМОВЫКЛЮЧАТЕЛЬ (сигнализация}</p> <p>Функция измеряет внутреннюю температуру масла в трансформаторах. Нормальное рабочее значение установлено в соответствии с инструкциями производителей трансформаторов. При предварительно установленной температуре цепь аварийной сигнализации срабатывает через N / 0 или N / C переключателем (Т2).</p>	<p>30 - 120 °С</p>	<p>Откройте заднюю крышку, используя обе руки, не создавая рычаг только с одной стороны.</p>
<p>«Т1» ТЕРМОВЫКЛЮЧАТЕЛЬ (ОСТАНОВКА) Функция измеряет внутреннюю температуру масла в трансформаторах. Нормальное рабочее значение установлено в соответствии с инструкциями производителей трансформаторов. При достижении предварительно установленной температуры на остановку схема срабатывает через N / 0 или N / C переключателем (Т1).</p>	<p>30 - 120 °С</p>	<p>Регулятор аварийного выключателя "Т2" должен быть установлен в ноль. Регулятор выключателя "Т1" должен быть установлен в ноль.</p>
<p>ТЕРМОМЕТР Измеряет температуру внутри трансформатора, с визуализацией на приборе через защитное окно. Термометр оснащен повторной установкой</p>	<p>30 - 160 °С</p>	<p>Защитное окно должно быть отвинчено, указатель должен быть установлен в ноль.</p>

Основные характеристики устройства.

Степень защиты (EN60529)	IP66
Степень ударопрочности	IK07
Стойкость к солевому туману	1 000 ч.
Сопротивление к ультрафиолетовому излучению	500 ч.
Температурная стойкость	- 40°C + 120°C
Подключение кабеля (провод Ø13 ... 18 мм)	PG 21
Кабельная коробка (EN5005/ EN 60947-7-1/IEC947-7-1)	согласно стандарту
Сечение провода для использования в клеммной коробке	до 2,5 mm ²
Макс. расчётное давление	500 мбар
Электрические характеристики	Изолированный корпус

Ток	Переменный ток						Постоянный ток									
	Омический			Индукционный (cos φ 0.5)			Омический			Индукционный (L/R 40 ms)						
Напряжение	20	27	4	20	7	4	27	8	4	27	1	48	22	42	4	
Контакты прерывания питания уровень масла / газовый затвор	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	A	2	A	2	A	2
Контакты прерывания питания Реле давления	A	A	A	,5A	,5A	,5A	,6A	,6A	,6A	,6A	,6A	0	,6A	0	,6A	0
Контакты прерывания питания Термостат	6A	6A	6A	A	A	A	,6A	,6A	,6A	,6A	,6A	0	,6A	0	,6A	0

Схема по стандарту EN 50005



Испытания.

ИДБ уверенно прошел типовые испытания как по европейским стандартам EN 50216-1 и EN 50216-3, так и по внутренним техническим стандартам «Сомет», которые перечислены ниже.

Типовые испытания:

- перегрузка давлением 2,5 бар в течении двух минут при температуре масла 115°C;
- работа при экстремальных температурах от - 40 °C до 120°C;
- классификация по степени защиты IP 66: EN60529;
- классификация по условиям окружающей среды: 4K2, 4Z2, 4B1, 4C2, 4S3(по EN60721-3-4);
- механические вибрации 4M4 (ускорение 250 m/sec². Временной спектр “Т”: 11 ms), в соответствии с EN 60721-3-4;
- классификация по сейсмическим условиям уровень 2 класс 0, в соответствии с EN 60068;

- условие наклона при работе: 15°;
- газ или масляный объем для контактной коммутации при температуре окружающей среды и при средней рабочей температуры трансформатора: макс. 170 см³;
- контактное время отклика: <0.5 секунды;
- разрешенная максимальная величина магнитного поля: 25 мТл (не считая ИДБ), согласно EN 50216-3;
- механическая защита от ударов IK 07 (согласно EN 50102);
- испытания на герметичность- 1000 часов в солевом растворе насыщенной атмосферы по UNI-ISO 9227-93;
- испытания на защищенность от ультрафиолетового излучения в соответствии с UNI ISO 4892.

Приёмо-сдаточные испытания.

Перед отправкой каждое устройство также подвергают следующим приемо-сдаточным испытаниям:

- Испытания на герметичность: 30 минут - 1 бар - при температуре масла 90°С;
- Работа термостатов;
- Работа реле давления;
- Работа датчика уровня масла.

Опции.

Пневматическая насосная группа/ повторное заполнение маслом. Код: 5400806001.

Условия поставки.

ИДБ (код продукта 1SD4039000) поставляется в одной твердой коробке (размеры: 400x200x160 мм, вес: 2,2 кг) в комплекте со следующими аксессуарами:

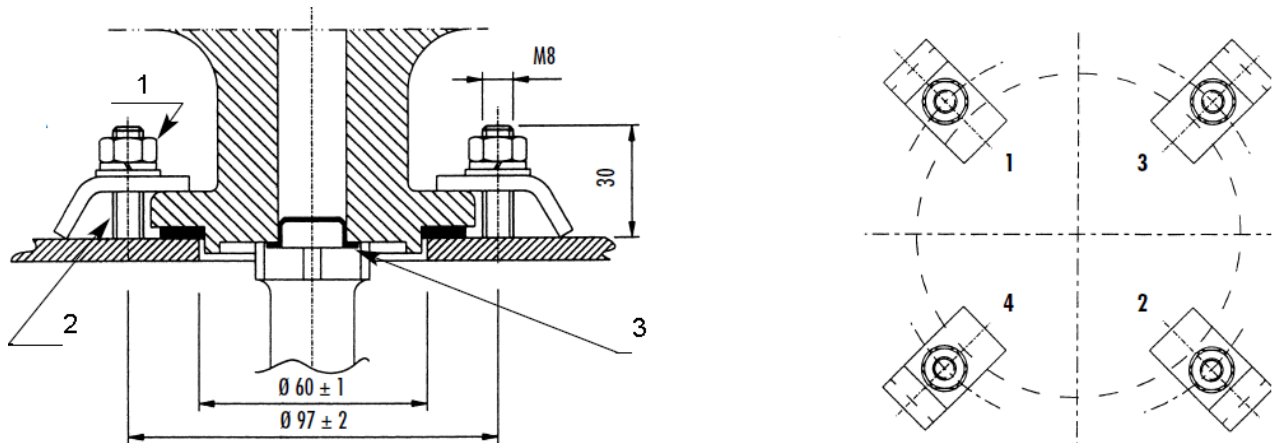
- Инструкция по установке и эксплуатации;
- Крепёжный набор;
- Испытательный отчёт.

Инструкция по монтажу к баку трансформатора.

- необходимо тестовое отверстие Ø 60 ± 1 для прибора на баке трансформатора;
- плоская прокладка (поставляется в комплекте);
- нержавеющая стальная крепёжная скоба (4 шт. в упаковке);
- шайба из нержавеющей стали плоская, в соответствии с UNI 6592 Ø 8,4 (4 шт в упаковке);
- шайба пружинная из нержавеющей стали, в соответствии с UNI 1751 Ø 8,4 (4 шт в упаковке);
- нержавеющая стальная гайка M8, в соответствии с UNI 5588 (4 шт в упаковке).

Равномерно затянуть гайки крест-накрест с крутящим моментом $3 \div 4 \text{ Н}^*\text{м}$ в последовательности, указанной на рис. X2.

В связи с деформацией во время подъема крышки трансформатора может быть утечка масла, поэтому рекомендуем использовать крышки подходящей толщины (не менее 6-8 мм).

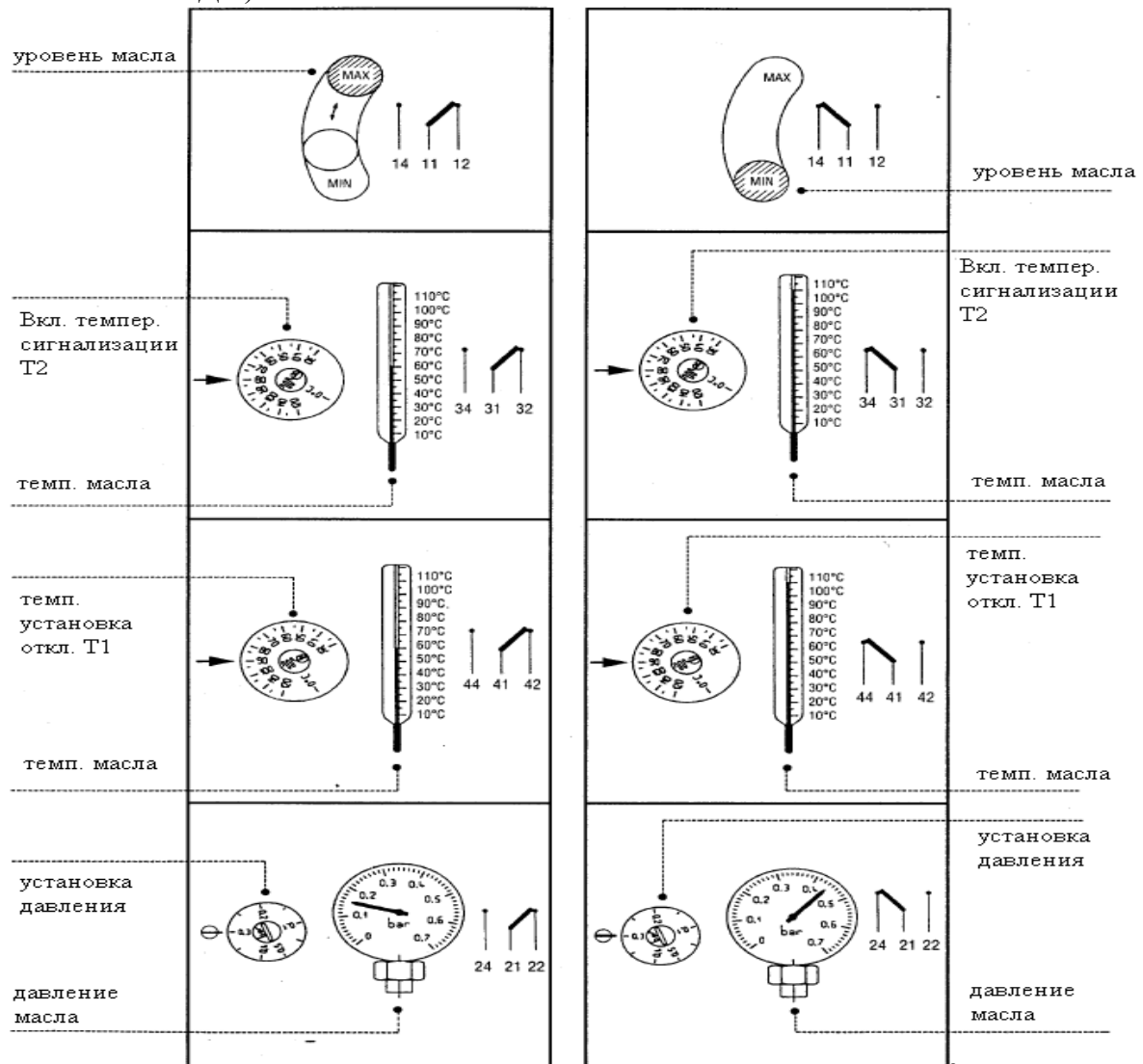


1. Герметизирующий момент затяжки 6-8 Н*м
2. Четыре резьбовые шпильки под углом 90° или три – под углом 120°, по окружности
3. Защитный колпачок перед установкой удалить

Рисунок X2 - Монтаж прибора к крышке трансформатора

Нормальные условия работы
(вмешательство ИДБ)

Ненормальные условия работы



Установка и рабочие инструкции.

- Перед установкой устройства снимите защитный колпачок с выпускного отверстия для масла;
- Убедитесь, что опорная поверхность гладкая и ровная;
- Защитить устройство ИДБ во время любых покрасочных работ;
- Устанавливать ИДБ только после операции сушки трансформатора;
- Отключить напряжение питания перед работой с ИДБ;
- Эксплуатация и техническое обслуживание ИДБ должны выполняться только квалифицированным персоналом;
- Производитель ИДБ «Comet» не несет ответственности при неправильной установке или использовании устройства;
- Гарантийный срок эксплуатации ИДБ 12 месяцев;

- Не используйте мощные растворители или бензин для очистки! Используйте влажную ткань.

Внимание!

- Не используйте масляный фильтр на ИДБ для общего заполнения трансформатора, только для установки ИДБ;

- Во время заполнения ИДБ с маслом убедитесь, что сливной кран открыт и заполнить пока поплавков не достигнет "МАХ" позиции;

- После заполнения полностью закрыть сливной кран и крышку заливной горловины.

Затянуть вручную, инструмент не требуется.

- После установки термического указателя, затянуть защитное стекло вручную;

- Проверить надёжность установки кабельного ввода;

- Соединение осуществляется при комнатной температуре (около 23°C) с крутящим моментом максимум 12 Нм;

- При подключении расширителя использовать герметик типа «Loctite 542»;

- Магнит, используемый в поплавке: проверить его расположение в стыковочном расширителе 3/8";

- В случае серьезных изменений уровня масла или при высоком выделении газа поплавков достигнет "MIN" позиций, вызывая включение звуковых сигналов, тогда необходимо стравить газ или добавить масло.

Инструкция для установки уровня в ИДБ.

Устройство заполнять только маслом, рекомендуемым производителем трансформаторов, при температуре окружающей среды. Во время ввода в эксплуатацию убедитесь, что ИДБ полностью заполнен маслом. По различным причинам, масло может быть ниже установленного уровня. Если трансформатор нагрет, из-за высокой температуры окружающей среды или из-за своей работы, внутренние давления может увеличиться, что приводит к видимому падению уровня масла в камере устройства.

- Для решения этой проблемы достаточно удалить пробку на рычаге крана 1 (см. рис. X3), частично отвинтить крышку 2, слегка повернуть рычаг крана 1, таким образом, выпуская давление, что вызывает рост уровня масла, пока устройство не будет полностью заполнено. После операции, убедитесь, что крышка 2 закрыта; очистить от любых нефтепродуктов, которые могут просочиться через устройство;

- Когда трансформатор холодный, из-за длительного периода бездействия, и / или когда температура ниже температуры окружающей среды, может образоваться вакуум внутри трансформатора. Дальнейшее падение уровня масла видно во внешней камере устройства. Эта проблема может быть решена путем удаления пробки на крышке 2, отвинчивания крышки и пополнения уров-

ня масла, медленно, при помощи воронки, пока устройство полностью не заполнится, не допуская переполнения. Закройте устройство с крышкой 6, без использования инструментов или ключей. Как только уровень масла в устройстве заполнен, трансформатор может быть запущен в работу.

Инструкции по доливу масла в устройство.

Операции выполняются следующим образом (см рис. X3):

А) Снимите крышку "2", открутите вентиль "3" и его ниппель от крана "1";

В) Снимите крышку "4", к которой подходит насос "5" с помощью резьбового соединения, и поверните рычаг в положение ЗАКРЫТО;

С) Насос должен быть уже установлен, чтобы создать вакуум;

Д) Чтобы восстановить уровень масла внутри ИДБ, откройте рычаг крана "1" и откачайте воздух насосом "5". Далее закройте рычаг крана "1";

Е) Для выпуска воздуха из насоса, поверните рычаг в положение ОТКРЫТО.

Если уровень масла недостаточен, то повторите операции "D" и "E".

После завершения работ, удалите компоненты "5" и "3" и закройте устройство с крышкой "2".

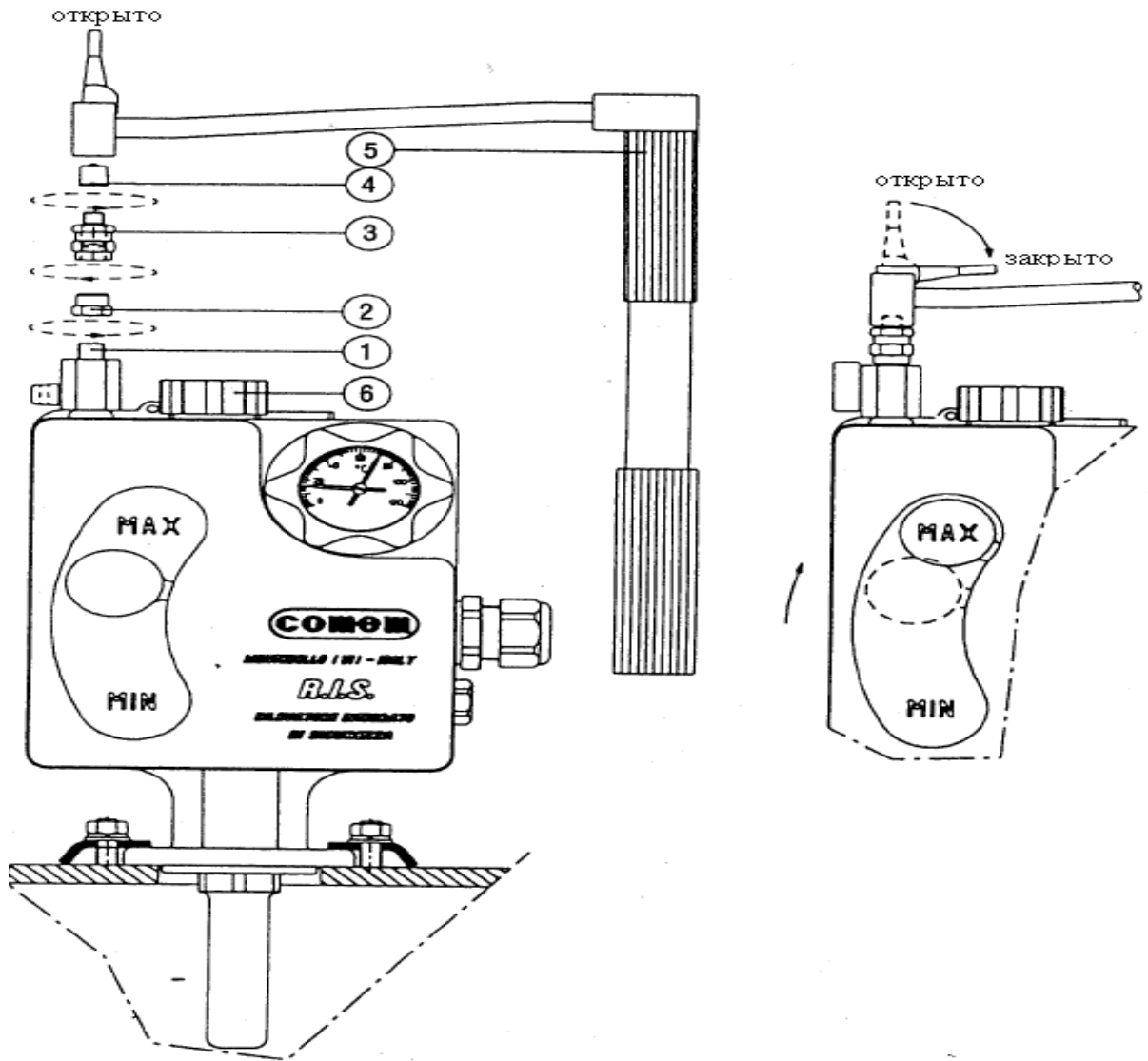


Рисунок ХЗ - Установка уровня в ИДБ.

Лист регистрации изменений

зм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в док-кум.	№ до-кум.	Входящий № сопроводительного докум. и дата	П	Дата
	Измененных	Замененных	Новых	Анулированных					
	2, 7,12	-	1	-	34	059-2009			
	20	-	-	-	34	010-2010		11.02.10	
	3	7-9	-	-	34	064-2011		30.08.11	
	1	12	-	-	35	069-2011		21.09.11	
	3, 12, 3, 4, 34-36	7-34, 12, 3, 4, 34-36	-	-	35	069-2011		13.02.11	
	6, 13	3, 4, 34-36	3	-	36	10-12		24.08.12	
	19	6, 13	-	-	36	80-12		27.09.12	
0	13	19	-	-	47	094		10.11.12	
1	3-	13	3	-	49	103		10.11.12	
2	36	3-	7-46	-	49	116		10.06.13	
3	15	36	1	-	49	049		14.03.14	
4	-17	15	5	-	49	013		28.05.14	
5	8-	-49	-	-	56	023		10.09.14	
6	10	8-	-	-	56	-14		05.12.14	
7	3	10	-	-				28.04.15	
8	17	3	-	-				26.06.17	
9	2	17	-	-				30.07.18	
	11	2	-	-				28.08.20	
	1	11	-	-				10.10.22	
		1	-	-					
ТМГ.000.00.00.00 РЭ									

№	Л	№ доку	П	Д		5
м	ист	мента	одпись	эта		

КОНТАКТЫ:

Телефо +7 (499) 941-08-55
н:
Факс: (495) 580-27-26
E-mail: info@transformator.ru
Адрес: 142104, Московская обл., г. Подольск,
ул. Б. Серпуховская, д. 43, корп. 101, пом. №1

www.transformator.ru