

ОКП 34 1000
ДКПП 31.10.41

УКРАЇНА
ТОВ «УКРЕЛЕКТРОАПАРАТ»
м. Хмельницький

ТРАНСФОРМАТОРИ
СИЛОВІ
МАСЛЯНІ

потужністю від 10 до 6300 кВ·А
на напругу до 35 кВ

НАСТАНОВА ЩОДО ЕКСПЛУАТУВАННЯ
ОВП.460.020

В процесі виробництва трансформатор постійно зазнає конструктивних змін, які спрямовані на покращення експлуатаційних характеристик виробу. Ці зміни можуть не знайти відображення в цій інструкції через використання тиражу друкованого видання.

Ця настанова щодо експлуатування (настанова) призначена для ознайомлення обслуговуючого персоналу з будовою, конструкцією і роботою трансформаторів типу ТМБ, ТМЭ, ТМФ, ТМГ, ТМГФ, ТМ, ТМЗ, ТМЖ потужністю від 10 до 6300 кВ·А на напругу до 35 кВ, а також для практичного керівництва при експлуатуванні трансформаторів.

Персонал, який обслуговує трансформатори, повинен:

- мати спеціальну підготовку, що забезпечує правильну і безпечну експлуатацію трансформаторів;
- твердо знати і чітко виконувати вимоги цієї інструкції;
- вільно розбиратися в тому, які елементи повинні бути відключені в період ремонтних робіт, вміти знайти ці елементи і виконати заходи безпеки, які передбачаються правилами техніки безпеки і цією інструкцією;
- знати правила надання першої допомоги потерпілому від дії електричного струму і вміти практично надати першу допомогу;
- вміти організувати на місці безпечне проведення робіт і вести нагляд за працівниками.

У складі бригади при обслуговуванні трансформатора повинно бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

Настанова містить технічний опис, інструкцію по експлуатуванню та додатки.

Трансформатори відповідають вимогам ДСТУ EN600 76-1:2016 «Трансформатори силові. Частина 1 Загальні відомості», ДСТУ 2105-92 (ГОСТ 11920-93) «Трансформатори силові масляні загального призначення на напругу до 35 кВ включно», ТУ УЗ.49-05758084-016-2000 «Трансформатори типу ТМБ, ТМЭ, ТМФ, ТМГ, ТМГФ, ТМ і ТМЗ потужністю від 10 до 4000 кВ·А класу напруги до 35 кВ», ТУ УЗ.49-05758084-048-99 «Трансформатори типу ТМЖ потужністю від 25 до 2500 кВ·А класу напруги 27 кВ», ТУ У 31.1-00213440-024-2006 «Трансформатори

типу ТМ, ТМГ, ТМСУ, ТМГСУ, ТМН потужністю від 10 до 6300 кВ·А класу напруги до 35 кВ».

Трансформатори розраховані для експлуатації в мережах загальної призначеності характеристики напруги електропостачання повинні відповідати ДСТУ EN 50160: 2023

При вивченні виробів додатково необхідно користуватися «Правилами будови електроустановок (ПБЕ)», «Правилами техніки безпеки при експлуатації електроустановок», «Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж».

1 ПРИЗНАЧЕННЯ

1.1 Трансформатори стаціонарні силові масляні знижуючі трифазні двохобмоточні загального призначення нормального конструктивного виконання потужністю від 10 до 6300 кВ·А напругою до 35 кВ включно, а також трансформатори спеціального конструктивного виконання (фланцеві і герметичні) типу ТМФ, ТМЗ, ТМГ, ТМГФ призначені для потреб економіки.

1.2 Трансформатори придатні для внутрішньої і зовнішньої установки і для роботи в таких умовах:

- висота над рівнем моря до 1000 м;
- температура навколишнього повітря від мінус 45 °С до плюс 40 °С для трансформаторів, призначених для роботи в умовах помірного клімату (виконання «У» по ГОСТ 15150-69); від мінус 60 °С до плюс 40 °С для трансформаторів виконання «ХЛ» (виконання для холодного клімату);
- відносна вологість повітря не більше 80 % при 25 °С для трансформаторів виконання «У» та «ХЛ».

1.3 Трансформатори не призначені для роботи в таких умовах:

- у вибухонебезпечному і агресивному середовищі (що містить гази, випаровування, пил підвищеної концентрації та ін.);
- при вібрації і трясінні;
- при частих включеннях з боку живлення.

Трансформатори типів ТМЭ і ТМБ допускають роботу в умовах тряски і вібрації, пов'язаної з природною роботою екскаваторів і бурових установок, а також вплив інерційних сил при розгоні і гальмуванні поворотної платформи екскаватора з прискоренням до 0,5 м/с², крену і диференту до 10 °.

При включеннях трансформатор зазнає ударних поштовхів струмом. При цьому відношення діючого значення струму до номінального (кратність) не повинно перевищувати значень, вказаних в таблиці 1.

Таблиця 1

Число ударних поштовхів струму за добу	Кратність, не більше
До 3 включень	4,0
Понад 3 до 10	2,0
Понад 10 до 1000	1,3

1.4 Структура умовного позначення типу трансформатора:



При аварійних ситуаціях в трансформаторі: короткому замиканні, загорянні масла, сильному тріску, короні негайно відключити трансформатор з боку ВН і НН (СН) до з'ясування причин і їх усунення (додаток 14).

2 ТЕХНІЧНІ ДАНІ

2.1 Трансформатори випускаються з номінальними напругами

- первинної обмотки (обмотки вищої напруги) 6, 10, 20, 35 кВ включно.

- вторинної обмотки (низької напруги)- 0,4; 6; 6,3; 10; 10,5 кВ

Схеми і групи з'єднання обмоток відповідно Yyn-0, Dyn-11, Yzn-11.

Трансформатори потужністю від 1000 до 6300 кВ·А з напругою первинної обмотки (високої напруги) 35кВ і вторинної обмотки (низької напруги) – 6,3 або 10,5 кВ виготовляється зі схемою й групою з'єднань Yd11 або Yy0.

Трансформатори потужністю від 1000 до 6300 кВ·А з напругою первинної обмотки (високої напруги) 10,5 кВ і вторинної обмотки (низької напруги) – 6,3 кВ виготовляється зі схемою й групою з'єднань Yd11 або Ydn11.

2.2 Регулювання напруги здійснюється перемиканням без збудження (ПБЗ).

Для регулювання напруги трансформатори забезпечуються високоевольтними перемикачами, що дозволяють регулювати напругу ступенями по 2,5 % на величину $\pm 2 \times 2,5$ % від номінального значення при відключеному від мережі трансформаторі з боку НН і ВН.

Перемикач приєднаний до обмотки вищої напруги.

2.3 Значення втрат холостого ходу втрат короткого замикання і напруги короткого замикання трансформаторів вказані в паспорті.

Габаритні розміри і маса наведені в додатку до паспорта.

3 БУДОВА І РОБОТА ВИРОБУ ТА ЙОГО СКЛАДОВИХ ЧАСТИН

3.1 Трансформатори складаються з таких основних вузлів:

- бак з радіаторами (охолоджувачами);
- активна частина;
- вводи;
- маслорозширювач або маслоазоторозширювач;
- термосифонний фільтр і арматура;
- захисні пристрої;
- контрольні прилади.

3.2 Бак трансформаторів зварений, прямокутної форми.

З метою збільшення поверхні охолодження в трансформаторах типів ТМ, ТМЗ можуть бути встановлені радіатори. Вони складаються з

ряду вертикальних охолоджувальних труб, які утворюють паралельні шляхи зверху вниз для масла, що циркулює всередині них.

Баки трансформаторів типу ТМ, ТМГ потужністю 25-2500 кВ·А і ТМГФ потужністю 630 - 2500 кВ·А можуть бути виготовлені з гофрованих (хвилястих) стінок, що забезпечують необхідну поверхню охолодження.

У трансформаторах ТМГ об'ємне розширення масла, що залежить від температури трансформатора, компенсується зміною тиску всередині бака за рахунок зміни конфігурації гофростінок

У нижній частині стінки бака є кран (пробка) для спуску масла, пробка для взяття проби і болт заземлення. Трансформатори типу ТМ, ТМГ, ТМГФ, ТМФ і ТМЗ мають приварену до дна жорстку раму (швелери) з отворами для кріплення трансформатора до фундаменту.

Трансформатори типу ТМ потужністю 160 - 6300 кВ·А, ТМГ потужністю 160 - 25000 кВ·А, ТМГФ потужністю 630 - 2500 кВ·А забезпечуються котками для поздовжнього і поперечного пересування.

Підйом бака і трансформатора в зборі здійснюється за гаки, розташовані під верхньою рамою бака, позначені написом на кришці «Гак для підйому».

3.3 Активна частина складається з остова, обмоток, високовольного перемикача.

Остов складається з магнітопроводу, верхнє і нижнє ярмо якого стягнуті ярмовими балками.

Магнітопровід тристержневий, шихтований з холоднокатаної електротехнічної сталі. Верхні ярмові балки остова мають вушко для підйому активної частини.

Обмотки трансформаторів виконані з алюмінієвого або мідного проводу.

Розташування обмоток концентричне. Регулювання напруги здійснюється за допомогою високовольного трифазного перемикача рейкового типу із ковзаючим контактом.

У перемикачах рейкового типу зроблено самовстановлюючий лінійний ковзний контакт, розташований на рухомій планці. Нерухомі контакти встановлені на нерухомій планці, яка кріпиться до верхньої консолі магнітопроводу. Механізм перемикача (шестерня) металевий.

Кінці регулювальних котушок обмоток ВН підключені до нерухомих контактів рейкового високовольного перемикача. Обертання перемикача проводиться за допомогою металевого валу, нижній кінець якого відповідно з'єднаний через зубчасту рейку з рухомою планкою, а верхній кінець виходить на кришку трансформатора. На верхній кінець вала встановлена рукоятка приводу перемикача.

3.4 Вводи ВН і НН зовнішньої установки, знімні, ізолятори прохідні фарфорові (рис. 1, 2). При струмі вводу 1000 А і вище до верхньої частини струмопровідного стержня кріпиться спеціальний контактний зати́скач з лопаткою, що забезпечує під'єднання плоскої шини.

Вводи в трансформаторах ТМ, ТМГ, ТМГФ, ТМФ, ТМЖ розташовані на кришці, а в трансформаторах типу ТМЗ, ТМБ, ТМЭ – на вузьких стінках бака.

Інструкція по заміні вводів ВН і НН знаходиться в додатку 15.

3.5 Трансформатори типу ТМ, ТМЖ, ТМЭ, ТМБ, ТМФ обладнанні маслорозширювачем. Ємність розширювача забезпечує наявність в ньому масла при всіх режимах роботи трансформатора і при коливаннях температури навколишнього повітря відповідно до п. 1.2.

3.6 На кришці бака трансформаторів типу ТМГ, ТМГФ розташована труба з розвантажувальним клапаном. Розвантажувальний клапан служить для скидання аварійного тиску масла всередині трансформатора.

На кришці бака трансформаторів типу ТМГ, ТМГФ встановлюється поплавковий масловказівник, призначений для контролю рівня масла з метою подальшого попередження пробойів на корпус при аварійному витоку масла з трансформатора.

На вимогу замовника трансформатори ТМГ та ТМГФ можуть комплектуватись універсальним захисним пристроєм типу MCHD або його аналогом, що забезпечує багатофункціональний захист.

3.7 Для безперервного очищення масла від продуктів, що знижують його діелектричні властивості, трансформатори ТМ потужністю 1000 кВ·А і вище з радіаторними баками забезпечуються термосифонними фільтрами. Фільтр заповнений поглинаючою речовиною – сорбентом (силікагелем) (додаток 4).

3.8 Для захисту масла від впливу зовнішньої атмосфери трансформатори типу ТМ, ТМЖ, ТМБ, ТМЭ і ТМФ укомплектовані осушувачем повітря (додаток 2).

Осушувач повітря заповнений сорбентом, який поглинає з повітря, що надходить в трансформатор, пил та вологу. Масляний затвор пропускає повітря через шар сорбенту тільки під час зміни рівня масла в розширювачі.

3.9 На трансформаторах типу ТМ-1600, 2500, 4000, 6300 кВ·А в верхній частині бака встановлено розвантажувальний клапан, який спрацьовує при раптовому підвищенні внутрішнього тиску понад 0,5 атм.

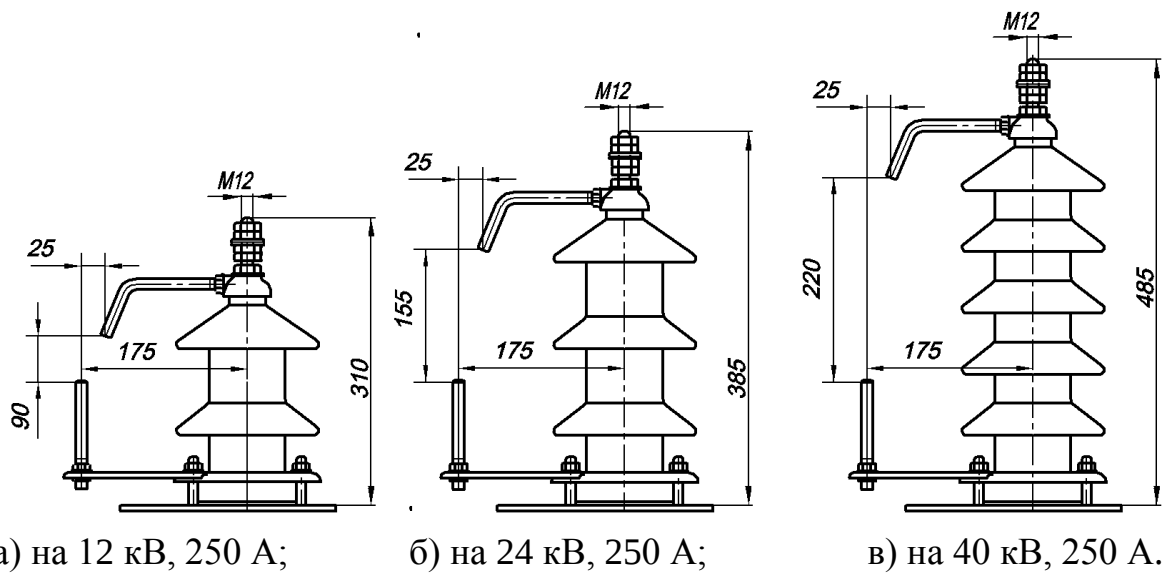
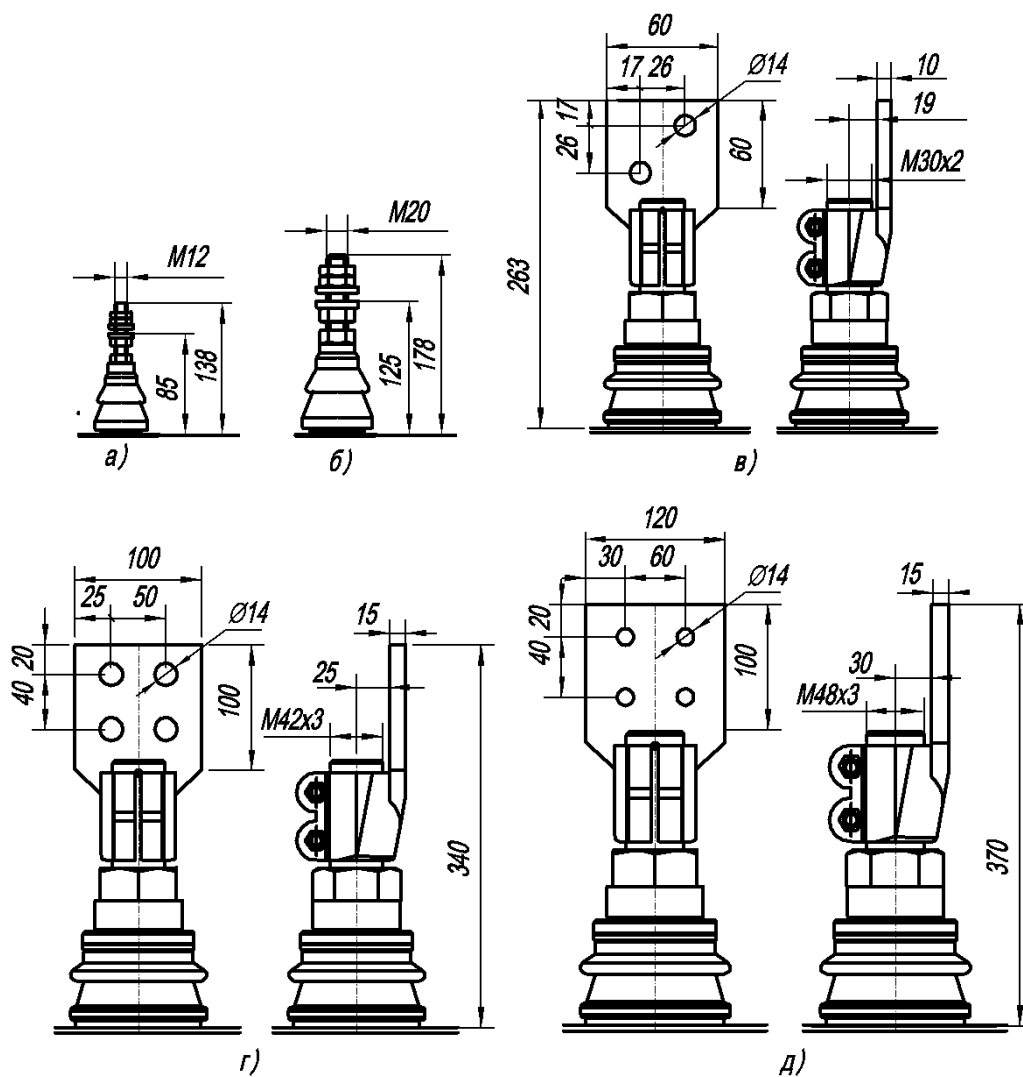


Рисунок 1 – Загальний вид введів



а) на струм до 250 А; б) на струм до 630 А; в) на струм до 1000 А;
г) на струм до 2000 А; д) на струм до 2000 А.

Рисунок 2 – Загальний вид введів на 1 кВ

3.10 Для захисту герметичних трансформаторів типу ТМЗ встановлюється запобіжна діафрагма або реле тиску. При досягненні в баку тиску 0,75 атм пристрій спрацьовує і газ виходить назовні (додаток 13).

3.11 На трансформатори типу ТМ (Б, Э, Ж, Ф) потужністю 1600 кВ·А і більше встановлено газове реле. Реле служить для захисту трансформатора при внутрішніх пошкодженнях, що викликають виділення газу, і при зниженні рівня масла в маслорозширювачі.

3.12 Бак трансформатора повинен бути обов'язково заземлений. Для приєднання шини заземлення в нижній частині бака є пластина з болтом, позначена умовним знаком $\perp$

Перед приєднанням шини контактну поверхню пластини необхідно зачистити. Схема заземлення частин трансформатора представлена в додатку 17.

3.13 Після дво-триразового переміщення трансформатора необхідно зробити підтяжку болтових з'єднань гумових ущільнень по контуру кришки.

3.14 У трансформаторах типу ТМГ, ТМГФ відсутній контакт трансформаторного масла з навколишнім середовищем, об'ємне розширення масла, що залежить від температури трансформатора компенсується зміною тиску всередині бака за рахунок зміни конфігурації й об'єму гофростінок. Відбір проби масла не проводити; перед проведенням пуско-налагоджувальних робіт запобіжний ковпак з розвантажувального клапана зняти.

4 КОНТРОЛЬНО-ВИМІРЮВАЛЬНІ ПРИЛАДИ

4.1 Для контролю рівня масла на трансформаторах встановлюють поплавкові або стрілочні масловказівники. Масловказівник кріпиться на кришці маслорозширювача або на стінці бака в трансформаторах ТМЗ. На масловказівнику нанесені три контрольні мітки, які відповідають рівню масла в непрацюючому трансформаторі при різних температурах:

мінус 45 °С, плюс 15 °С і плюс 40 °С – виконання У;

мінус 60 °С, плюс 15 °С і плюс 40 °С – виконання ХЛ.

На масловказівнику трансформатора типу ТМЗ нанесена контрольна риска, що відповідає рівню масла при температурі герметизації.

На трансформаторах типу ТМГ, ТМГФ встановлено поплавкові масловказівники (додаток 11).

4.2 Для вимірювання температури верхніх шарів масла в баку на кришці трансформаторів передбачені термометри. Термометричні сигналізатори встановлюються на трансформатори серії ТМЗ - 630 ... 2500, ТМГ, ТМ (Б, Э, Ф) потужністю 1000 кВ·А і більше. Схема підключення

кабелів контрольних та захисних приладів трансформатора наведені на рис 3-5.

4.3 Для контролю внутрішнього тиску і сигналізації при гранично допустимих величинах тиску на трансформаторах типу ТМЗ встановлюються електроконтактні мановакуумметри.

4.4 Трансформатори типу ТМ (Б, Э) потужністю 1600 кВ·А і більше, а також трансформатори типу ТМЗ забезпечені коробкою затискачів допоміжних ланцюгів пристроїв сигналізації та захисту. Контакти термометричного сигналізатора, газового реле або мановакуумметра виведені в клемну коробку.

5 МАРКУВАННЯ І ПЛОМБУВАННЯ

5.1 Маркування:

- позначення фаз розташоване на кришці або на вузьких стінках бака біля введів НН і ВН;

- на маслорозширювача нанесені три контрольних мітки, що відповідають рівню масла в непрацюючому трансформаторі при різних температурах (див. розділ 4, п. 4.1);

- маркування місця заземлення виконано по ДСТУ EN ISO 7010:2019 знаком $\perp$;

- на кришці бака навпроти кожного гака зроблений надпис «Гак для підйому».

5.2 Пломбування:

- баків трансформаторів зроблено на болтах, що кріплять кришку з рамою трансформатора по діагоналі;

- пробки для продувки азотом;

- пробки або крана для зливу масла;

- нижньої пробки маслорозширювача.

Пломбування пробок і кранів не допускає розбору їх частин і зливу масла.

При порушенні пломб підприємство-постачальник має право зняти гарантію, встановлену технічними умовами.

6 УПАКОВКА

6.1 Перед упаковкою трансформаторів деталі, що підлягають консервації, перевіряються на відсутність корозії, очищаються від забруднень, знежирюються і просушуються.

6.2 Консервації підлягають:

- виступаючі назовні струмопровідні шпильки, контактні лопатки, шайби, гайки і ковпаки введів;

- заземлюючі болти і шайби;

- всі приварні шпильки;
- контактні затискачі клемної коробки;
- вісі і внутрішні поверхні роликів візка.

6.3 Консервацію проводять на підприємстві-виробнику консерваційним мастилом.

Товщина покриття в межах від 0,5 до 1,5 мм. Термін придатності консервації 12 місяців.

6.4 На час транспортування споживачам трансформатори мають тимчасове захисне покриття (консервацію), вводи та контрольні прилади захищені від ушкоджень.

6.5 Трансформатори відправляють споживачеві повністю зібрані, залиті трансформаторним маслом. Трансформатори типу ТМ (Б, Э, Ж) потужністю 1600 кВ·А і більше поставляються замовнику зі знятим маслорозширювачем, який заповнений трансформаторним маслом (додаток 10).

6.6 Після прибуття трансформатора до місця розвантаження повинен бути проведений огляд виробу замовником спільно з представником транспортуючої організації.

При огляді слід звернути особливу увагу на стан:

- кріплення трансформатора на залізничній платформі або транспорті;
- бака трансформатора, пломб, ущільнень, кранів, пробок.

На баку трансформатора, вводах, розширювачі, вихлопній трубі, термосифонному, повітросушильному фільтрах, приладах не повинно бути будь-яких пошкоджень, всі ущільнення і пломби на місці роз'єму рами і кришки, на кранах та пробках повинні бути справні. На баку, на платформі (або транспорті) не повинно бути слідів трансформаторного масла.

Результати огляду при наявності пошкоджень трансформатора або його складових частин фіксуються в акті.

7 ВКАЗІВКИ ЗАХОДІВ БЕЗПЕКИ

7.1 При монтажі, випробуваннях і включеннях трансформаторів в залежності від умов, роду і місця виконуваних робіт необхідно керуватися відповідними інструкціями з техніки безпеки.

7.2 Трансформатор відповідає вимогам діючих «Правил будови електроустановок».

7.3 При експлуатації і випробуваннях необхідно керуватися «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів», ДНАОП 0.00-1.21-98 (ПБЕЕС).

7.4 Трансформатор експлуатується в зонах, які не належать до пожежонебезпечних зон.

7.5 Трансформатори відносяться до високовольтних електричних апаратів, тому при монтажі та експлуатації необхідно особливу увагу звернути на дотримання всіх норм і правил технічної експлуатації електроустановок споживачів і правил техніки безпеки при експлуатації електроустановок споживачів.

7.6 Піднімати і переміщати трансформатори слід обережно. Трансформатори і їх активні частини піднімають тільки за спеціально призначені для цієї мети деталі (гаки, підйомні скоби).

УВАГА! Піднімати і переміщати тільки за чотири гаки.

7.7 Категорично забороняється проводити перемикання трансформатора під напругою (додаток 1).

7.8 При сушінні або прогріванні трансформаторів електричними нагрівачами або методом втрат в сталі - необхідно зону сушіння огорожувати, щоб виключити можливість доторкання людей до обмотки, яка намагнічує.

При цьому бак, в якому проводиться сушка, заземлюють. Приміщення для сушіння трансформатора і трансформаторного масла потрібно вентилювати.

Забороняється застосовувати для утеплення бака при сушінні легкозаймисті речовини – повсть, деревну стружку, клоччя, папір та ін.

7.9 При ремонті трансформаторів необхідно пам'ятати, що трансформаторне масло є легкозаймистою речовиною, яка має високу температуру горіння і важко піддається гасінню. Тому всі роботи, і особливо пов'язані зі зварюванням, електропайкою і сушінням, слід проводити дуже обережно, відповідно до передбачених протипожежних правил.

7.10 У приміщеннях, де встановлені трансформатори, не повинні зберігатися легкозаймисті рідини, забороняється курити, запалювати сірники і користуватися опалювальними приладами з відкритим вогнем.

7.11 При аварійних ситуаціях в трансформаторі: короткому замиканні, загорянні масла, сильному тріску, короні, відсутності масла в маслорозширювачі – негайно вжити заходів до відключення трансформатора з боку ВН і НН до з'ясування причин і їх усунення (додаток 14).

8 ПРАВИЛА ЗБЕРІГАННЯ

8.1 Необхідно вжити заходів щодо скорочення до мінімуму часу знаходження трансформатора в транспортному стані і не допускати його зберігання більше ніж 3 місяці з дня прибуття трансформатора.

8.2 Роботи по вивантаженню трансформатора проводити з дотриманням діючих правил техніки безпеки і заходів, що забезпечують збереження трансформатора і його вузлів.

8.3 Трансформатори повинні зберігатися у вертикальному положенні в закритому приміщенні або під навісом, що захищає від попадання вологи.

8.4 Термометричні сигналізатори, термометри, мановакуумметри і інші прилади, які не встановлені і поставляються окремим місцем повинні зберігатися в сухому приміщенні, якщо вони не встановлені на трансформатори.

8.5 Якщо після прибуття трансформатора монтажні роботи затримуються понад допустиме перебування його в транспортному стані (див. п. 8.1), необхідно забезпечити контроль стану масла по п. 9.9.1 цього технічного опису. Герметизовані трансформатори повинні зберігатися при наявності надлишкового тиску азоту в маслоазоторозширювачі близько 0,2 атм.

8.6 Під час зберігання:

- періодично контролювати рівень масла в розширювачі;
- періодично, але не рідше одного разу на три місяці перевіряти стан трансформатора протягом всього терміну зберігання, виявлені патьоки масла, іржу і т. п. негайно усунути;
- періодично оглядати і при необхідності піддавати переконсервації;
- при зберіганні більше шести місяців періодично, але не рідше одного разу на три місяці, перевіряти забарвлення індикаторного силікагелю осушувача повітря. При появі рожевого забарвлення осушувач повітря перезарядити (див. додаток 3);
- періодично підкачувати азот, підтримувати в трансформаторах ТМЗ тиск не менше 0,2 атм.

9 ПІДГОТОВКА ТРАНСФОРМАТОРА ДО МОНТАЖУ

9.1 Вантажно-розвантажувальні роботи проводяться навченим персоналом на обладнанні, яке відповідає чинним правилам будови вантажопідйомних механізмів, з використанням необхідних захисних засобів.

9.2 Перед початком робіт необхідно виконувати вимоги безпеки:

- перевірити придатність до використання засобів захисту, вогнегасників і засобів першої медичної допомоги;
- перевірити наявність захисного заземлення випробувального устаткування і виробу, а також діелектричних килимків біля місць обслуговування устаткування;

- перевірити відсутність механічних пошкоджень ізоляції кабелів, ізоляторів, витікання масла з обладнання;
- перевірити справність сигналізації, блокуючих пристроїв, приладів і обладнання;
- при необхідності місце проведення робіт повинно бути огорожене і встановлено плакати «Небезпечно для життя».

9.3 Підготувати місце для монтажу трансформатора, підйомний засіб, інструмент.

9.4 Підготувати необхідні матеріали: уайт-спірит, технічні серветки.

9.5 Підготувати сухе трансформаторне масло в кількості, необхідній для доливання.

Перелік приладів і обладнання, необхідних для випробувань, встановлюється згідно з обсягом перевірок і випробувань.

Прилади, необхідні при випробуваннях, повинні відповідати чинним правилам ДКСМСУ.

До початку монтажу необхідно: вивчити супровідну технічну документацію, підготувати монтажний майданчик, обладнання та матеріали, підготувати трансформатор і його вузли.

9.6 Зняти консервуюче мастило з усіх вузлів і деталей трансформатора.

9.7 Оглянути і очистити від пилу і вологи зовнішні поверхні вводів.

9.8 Зовнішнім оглядом переконатися у відсутності пошкоджень трансформатора і течі масла. Перевірити рівень масла по масловказівнику. При необхідності долити масло (див. додаток 6).

9.9 Після прибуття трансформатора на місце монтажу необхідно виконати такі дії.

9.9.1 Провести відбір проби масла через пробку в нижній частині бака і визначити пробивну напругу. Пробивна напруга повинна бути не нижче 25 кВ.

У трансформаторах типу ТМГ, ТМГФ відбір проби масла і випробування трансформаторного масла не проводити.

9.9.2 Виміряти опір ізоляції (R_{60}) мегаомметром 2500 В.

Вимірювання проводяться між:

- обмоткою нижчої напруги і корпусом;
- обмоткою вищої напруги і корпусом;
- обмотками вищої і нижчої напруг.

Опір ізоляції для нововведених трансформаторів не повинен бути менше значень, зазначених в таблиці 3.

Таблиця 3

Температура обмотки, °C	10	20	30	40	50	60	70
R_{60}	450	300	200	130	90	60	40

Якщо температура (t_2), при якій проводять вимірювання опору ізоляції при монтажі, відрізняється від температури (t_1) вимірювання ізоляції на підприємстві-виробнику, то необхідно провести перерахунок за допомогою коефіцієнта C , значення якого наведені в таблиці 4.

Таблиця 4

Різниця температур $t_2 - t_1$, °C	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70
Коефіцієнт, C	1,23	1,5	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15	5,1	6,2	7,5	9,2	11,2	13,9	17

Наприклад: t_2 менше t_1 , тоді значення R_{60} , виміряне при монтажі, ділити на коефіцієнт C ;

t_2 більше t_1 , тоді значення R_{60} помножити на коефіцієнт C .

9.9.3 Виміряти опір обмоток постійному струму на всіх положеннях перемикача. Опір обмоток постійному струму слід вимірювати за допомогою приладів класів точності не нижче 0,5.

Величини опору різних фаз, виміряні при однакових положеннях перемикача, не повинні відрізнятися один від одного більш ніж на $\pm 2\%$, якщо немає особливих вказівок в паспорті.

9.9.4 Виміряти коефіцієнт трансформації на всіх положеннях перемикача. Вимірювання проводити таким чином: до однієї з обмоток трансформатора підводять напругу і вимірюють її відповідним вольтметром, одночасно іншим вольтметром вимірюють напругу на іншій обмотці трансформатора. Вимірювання слід проводити вольтметрами класів точності не нижче 0,2. При вимірюванні коефіцієнта трансформації і омічного опору опір проводів вимірюваного ланцюжка має бути не більше 0,001 від внутрішнього опору вольтметрів.

Виміряне значення коефіцієнта трансформації не повинне відрізнятися більше чим на 2% від значень вказаних в паспорті трансформатора.

9.9.5 Якщо електрична міцність трансформаторного масла при випробуванні буде нижчою 25 кВ і значення опору ізоляції нижче значень вказаних в п. 9.9.2 то трансформатор підлягає суцільно однією з прийнятих методів (додаток 12).

9.9.6 Результати випробувань трансформатора оформляються відповідним протоколом. Невідповідність результатів вимірювання вимо-

гам пп. 9.9.3 і 9.9.4 або наявність механічних пошкоджень вказують на можливість внутрішнього пошкодження при транспортуванні

10 МОНТАЖ І МОНТАЖНІ ВИПРОБУВАННЯ

10.1 Монтаж трансформатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III. Монтажні роботи проводяться з використанням необхідних захисних засобів.

10.2 При монтажі необхідно керуватися інструкцією підприємства-виготовлювача для окремих вузлів трансформатора (газового реле, термосигналізатора і ін.) та цією настановою.

10.3 Трансформатори вводять в експлуатацію без ревізії активної частини.

10.4 При порушенні вимог даної інструкції в частині транспортування, розвантаження, зберігання, які можуть привести до появи дефектів в трансформаторі, і не можуть бути усунені без демонтажу кришки та огляду активної частини, необхідно провести ревізію трансформатора у відповідності з додатком 7 цієї інструкції, попередньо проконсультувавшись з підприємством-виробником трансформатора.

10.5 При необґрунтованому пошкодженні пломби встановленої на роз'ємі бака підприємство-виробник має право зняти гарантію.

10.6 Трансформатори, що мають газове реле, встановити на фундамент з підйомом з боку розширювача на 1 – 1,5 °.

10.7 Встановити термосигналізатор на трансформаторах ТМЗ або термометр на трансформатори ТМ (Г, Б, Є, Ф) у випадку, коли він поставляється демонтованим (див. додатки 8, 9).

10.8 Зняти транспортне гумове ущільнення на повітреосушувачі маслорозширювача згідно з додатком 2.

Перезарядити осушувач повітря силікагелем якщо це необхідно (див. додаток 3).

Перезарядку проводити тільки при появі рожевого забарвлення індикаторного силікагелю.

10.9 Перевірити стан рухомих контактів на мановакууметрі і термометричному сигналізаторі, термометрі .

Показчики тиску на мановакууметрі трансформаторів ТМЗ повинні знаходитися проти цифр, що вказують тиск мінус 0,45 і плюс 0,75 кгс/см².

Показчик максимальної температури – права стрілка на термосигналізаторі – повинен перебувати проти 95 °С для трансформаторів типу ТМ (З, Э, Б, Ф), ліву стрілку встановити на температуру 90 °С.

При монтажі та повірці контрольно-вимірювальних приладів і захисних пристроїв слід керуватися окремими інструкціями самих приладів та захисних пристроїв.

10.10 Під'єднати контрольно-вимірювальні прилади та захисні пристрої до системи захисту розподільчого пристрою низької напруги. Монтажні схеми з'єднання приладів у клемній коробці наведені на рис. 3 – 5.

10.11 У трансформаторах серії ТМЗ зніміть упаковку із запобіжної діафрагми (див. додаток 13).

10.12 У трансформаторах типу ТМЗ необхідно перевірити бак на герметичність азотом під тиском 0,2 атм протягом 5 годин при коливанні температури навколишнього повітря не більше $\pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Під час транспортування, проведення вантажно-розвантажувальних робіт, протягом строку зберігання трансформатора та в інших випадках можливе зниження тиску азоту за рахунок часткової розгерметизації, зміни температури трансформатора і навколишнього середовища і навіть при наявності повної герметизації маслоазоторозширювача (за рахунок поглинання азоту маслом). Тому необхідно провести додаткове підживлення азотом. Якщо тиск буде продовжувати знижуватися, то це вказує на порушення герметичності. В цьому випадку необхідно знайти місце порушення і усунути витік азоту. У разі повної розгерметизації необхідно продути трансформатор азотом. Азот підводиться до штуцера відкритого крана в верхній частині бака при відкритому крані з протилежного боку бака протягом години. Після цього кран з протилежного боку бака необхідно закрити, заповнити трансформатор азотом, герметизувати і перевірити бак на герметичність азотом під тиском 0,2 атм протягом 5 годин при коливанні температури навколишнього повітря не більше $\pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Перед включенням трансформатора надлишковий тиск слід знизити до 0,1 атм.

ПРИМІТКА – Азот, виготовлений по ДСТУ ISO 2435:2018, може мати вологу в балонах і газі. Застосування його для заповнення баків трансформаторів можливо тільки після видалення вологи.

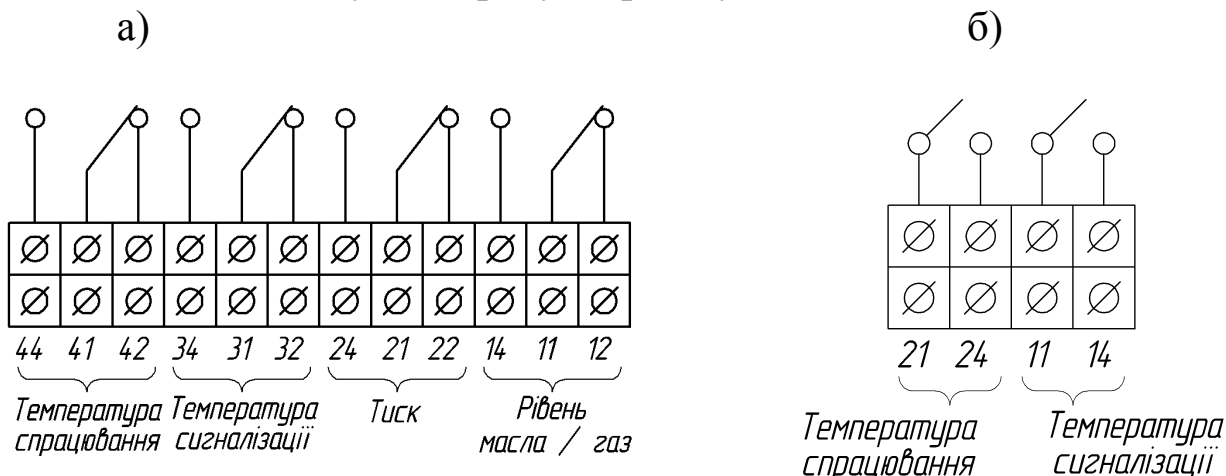
Видалення вологи з балонів з газом, який знаходиться під високим тиском (120–150 атм), робити в такий спосіб:

1) встановити балони на спеціальні пристосування вниз вентилям на час не менше 8 годин;

2) після зазначеної витримки, поступово відкриваючи ventиль балона, випустити з нього суміш газу з водою і після того, як піде газ без води, негайно закрити ventиль;

3) після зливу вологи балони поставити вертикально (вентилем вгору) і користуватися ними для заповнення бака трансформатора можна тільки після восьмигодинного відстою;

4) при заповненні трансформатора азотом з балона необхідно знизити тиск до 0,25–0,5 атм. Для цього необхідно застосувати будь-який редуктор, у якого в камері низького тиску можна створити тиск 0,25–0,5 атм. На заводі застосовується редуктор типу РК-53.



а) трансформатори ТМГ (Ф) з універсальним захисним пристроєм типу МСНД;

б) трансформатори ТМГ із термосигналізатором ВТС-16.

Рисунок 3 – Схема підключення кабелів контрольних та захисних приладів трансформатора

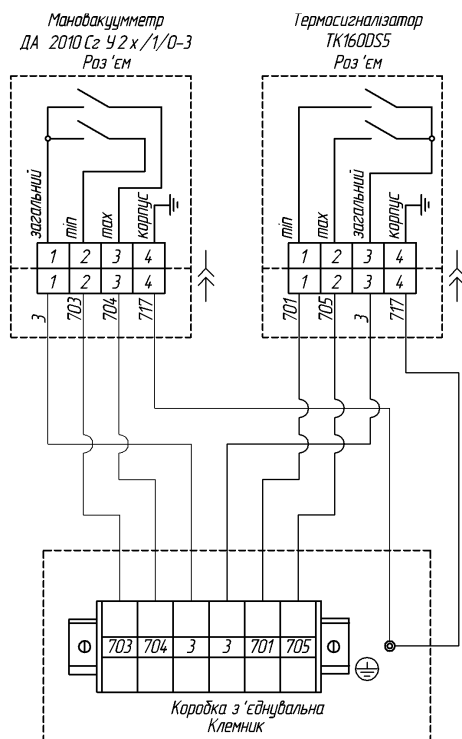
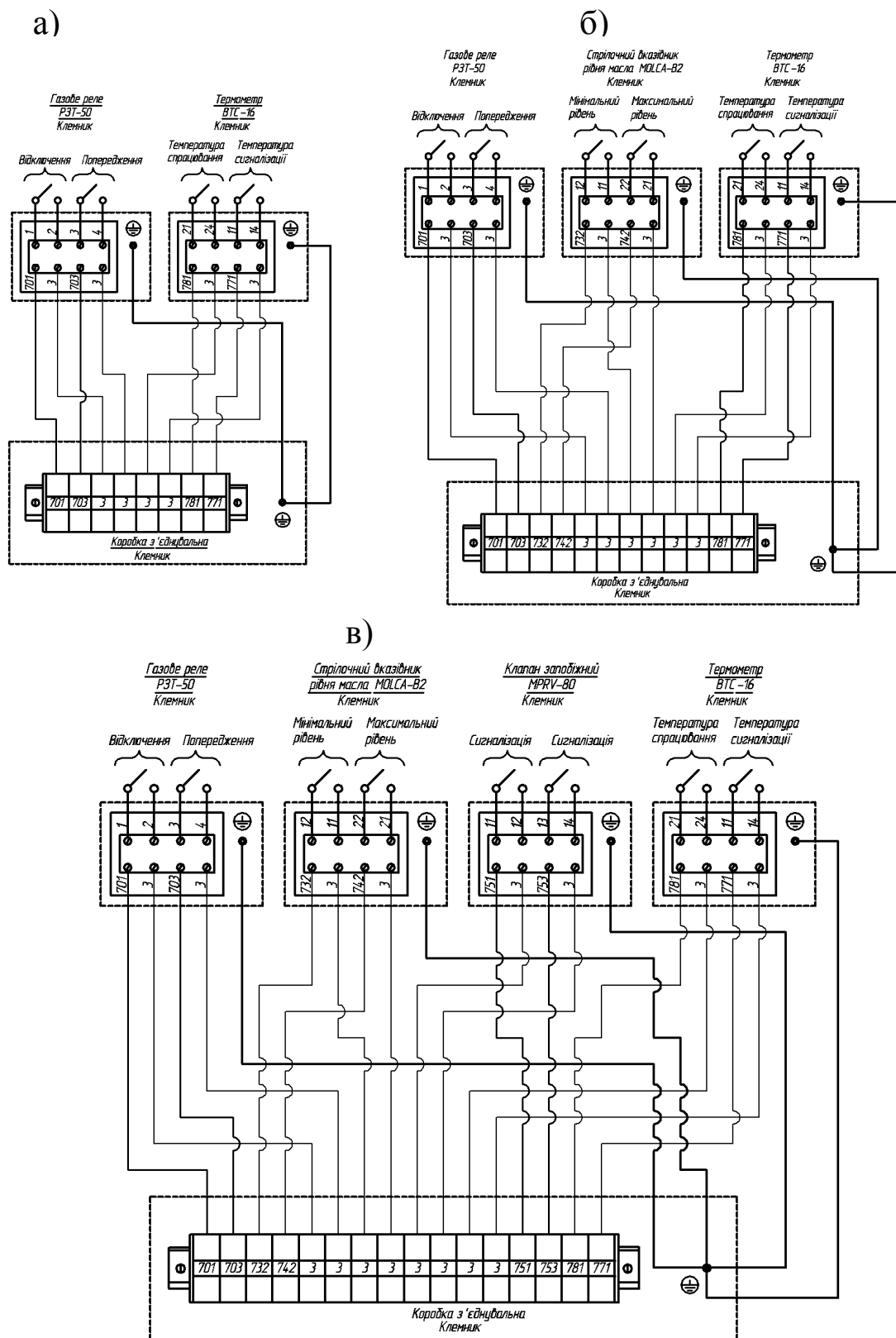


Рисунок 4 – Схема підключення контрольних і захисних приладів трансформатора ТМЗ



- а) з термометричним сигналізатором ВТС та газовим реле РЗТ;
 б) з термометричним сигналізатором ВТС, стрілочним масловказі-
 ником MOLCA та газовим реле РЗТ;
 в) з термометричним сигналізатором, стрілочним масловказіником,
 розвантажувальним клапаном та газовим реле .

Рисунок 5 – Схема підключення контрольних і захисних приладів трансформаторів ТМ (Б, Ф, Е)

11 ВКЛЮЧЕННЯ ТРАНСФОРМАТОРА

11.1 Включення трансформатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади повинно бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III. При включенні трансформатора необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці з використанням необхідних захисних засобів.

11.2 Трансформатор може бути включений без сушіння, якщо вистримані вимоги додатка 12.

11.3 Перед включенням трансформатора повинен бути оформлений в трьох примірниках технічний акт про проведення монтажу, випробувань трансформатора, підписаний представниками монтажно-експлуатаційної організації і експлуатації.

До основного примірника акта (який передається при експлуатації) додаються всі протоколи, перераховані в акті.

11.4 Провести перевірку дії всього передбаченого захисту. Перевірка повинна бути оформлена документацією.

11.5 Перевірити показання термометра, рівень масла в трансформаторі. Поставити перемикач положень в потрібне положення, перевірити заземлення бака, відсутність протікання масла, видалити сторонні предмети з кришки бака.

11.6 Допускається включення трансформатора на номінальне навантаження при температурі повітря в межах, зазначених у п. 1.2.

11.7 Перше включення трансформатора слід провести при відключеному навантаженні (в режимі холостого ходу) в відповідності з «Правилами технічної експлуатації електроустановок споживачів» і «Правилами техніки безпеки і експлуатації електроустановок споживачів» виконати включення трансформатора на номінальну напругу на час не менше 30 хв. для того, щоб провести прослуховування і зробити спостереження за станом трансформатора.

Після зняття напруги зробити кілька включень (три-п'ять разів) трансформатора поштовхом на повну номінальну напругу для перевірки та налаштування встановленого захисту від стрибків струму намагнічування.

При задовільних результатах пробного включення трансформатор може бути включений під навантаження і зданий в експлуатацію.

12 ТЕХНІЧНЕ ОБСЛУГОВУВАННЯ

12.1 Технічне обслуговування трансформаторів повинно проводитися згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві.

Персонал, який обслуговує трансформатори, повинен:

- мати спеціальну підготовку, що забезпечує правильну і безпечну експлуатацію трансформаторів з використанням захисних засобів;
- твердо знати і чітко виконувати вимоги цієї інструкції;
- вільно розбиратися в тому, які елементи повинні бути відключені в період ремонтних робіт, вміти знайти ці елементи і виконати заходи безпеки, передбачені правилами техніки безпеки і цією інструкцією;
- знати правила надання першої допомоги потерпілому від дії електричного струму і вміти практично надати першу допомогу;
- вміти організувати на місці безпечне проведення робіт і вести нагляд за працівниками.

У складі бригади при обслуговуванні трансформатора повинно бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

Під час технічного обслуговування трансформаторів повинні виконуватися заходи безпеки:

- при проведенні робіт присутність сторонніх заборонено, за винятком, коли є дозвіл керівника підрозділу;
- під час виконання вантажно-розвантажувальних робіт кранівник повинен знаходитися на крані і сходити з нього тільки через посадочний майданчик;
- перед виходом на галерею крана вимкнути рубильник і повісити табличку «Не включати, працюють люди!»;
- забороняється відволікатися від своїх обов'язків;
- при виконанні робіт в електроустановках посвідчення з перевірки знань ПТЕ і ПБЕЕС повинні бути на робочих місцях;
- персонал, який проводить випробування, повинен знати місце знаходження кнопок або пристроїв аварійного зняття напруги зі всієї випробувальної схеми;
- при роботі з мегаомметром забороняється торкатися до частин обладнання, що проводять струм, і до яких він подається.

12.2 Трансформатор, що знаходиться в експлуатації, повинен систематично підлягати поточному контролю за роботою під навантаженням і плановим профілактичним оглядам і ремонтам.

12.3 Огляд трансформаторів без їх відключення повинен проводитися в такі терміни з оформленням записів у спеціальному журналі:

- в електроустановках з постійним чергуванням персоналу 1 раз на добу;
- в електроустановках без постійного чергування персоналу – не рідше ніж 1 раз на місяць, а в трансформаторних пунктах – не рідше ніж 1 раз в 6 місяців.

12.4 Під час огляду трансформатора повинні бути перевірені:

- показання термосигналізатора і зроблено відповідний запис;
- відповідність рівня масла в розширювачі температурній позначці;
- стан індикаторного силікагелю в осушувачі повітря. Зміна кольору окремих зерен силікагелю на рожевий свідчить про його зволоження;
- місця ущільнень для виявлення їх дефектів і протікання масла;
- характер гудіння трансформатора (під час роботи повинне бути помірне, рівномірне гудіння, без різкого шуму і тріску);
- стан заземлення бака, розвантажувального клапана, термосифонного фільтра, ізоляторів.

12.5 При поточних ремонтах з відключенням трансформатора відкрити нижню пробку розширювача і спустити осад, що накопичився в ньому, після цього долити необхідну кількість очищеного сухого масла.

12.6 У трансформаторів типів ТМ, ТМФ, ТМЗ, ТМЭ, ТМБ, ТМЖ потужністю 1000 кВ·А і більше проводити скорочений аналіз проби масла, що знаходиться в експлуатації, не рідше одного разу на три роки.

У трансформаторів типу ТМГ, ТМГФ відбір проби масла і випробування трансформаторного масла не проводити на протязі всього періоду експлуатації.

12.7 При спрацюванні газового захисту необхідно з'ясувати причину. Спрацювання захисту на сигнал відбувається в таких випадках:

- при попаданні в трансформатор повітря при очищенні масла;
- при повільному зниженні рівня масла внаслідок наявного протікання масла;
- при пошкодженнях трансформатора, що супроводжуються слабким газоутворенням.

Спрацювання газового захисту на відключення або одночасно на сигнал і відключення свідчить про внутрішні пошкодження, значний витік масла, при яких подальша робота трансформатора неприпустима. Іноді відключення може бути викликано повітрям, яке виділилось з масла.

Необхідно визначити кількість газу, який накопичився в реле, його колір та хімічний склад. Горючість газу вказує на внутрішні пошкодження трансформатора.

За кольором газу можна визначити характер пошкодження: жовтий колір свідчить про пошкодження дерев'яних деталей, біло-сірий – паперу або картону, чорний – масла. Колір газу необхідно визначити негайно після відключення трансформатора, оскільки забарвлення через деякий час може зникнути.

12.8 За вимірювальними приладами контролюється режим роботи трансформатора, вимірюється його навантаження і напруга. У нормаль-

них умовах експлуатації струм повинен бути не вище номінального. Аварійне перевантаження трансформаторів допускається в таких розмірах:

Перевантаження по струму понад номінальний, %	10	20	30	40	70
Тривалість перевантаження, год.	24	4	2	1	0,5

12.9 Допускається робота трансформаторів в помірному кліматі при температурі навколишнього повітря плюс 45 °С за умови, що навантаження трансформатора не буде перевищувати 0,9 від номінального.

12.10 Трансформатори допускають тривалу роботу (при потужності не вище номінальної) при перевищенні напруги на будь-якому відгалуженні будь-якої обмотки на 10 % більше номінальної напруги даного відгалуження. При цьому напруга на будь-якій обмотці не повинна перевищувати найбільшу робочу напругу.

12.11 Допускається тривале перевантаження однієї чи двох обмоток по струму на 5 % номінального струму відгалуження, якщо напруга на відгалуженні не перевищує номінальної.

12.12 Найбільший сталий струм короткого замикання для трансформаторів розраховується за формулою

$$I_n = \frac{U_n}{U_k},$$

де U_n – номінальна напруга;

U_k – напруга короткого замикання.

Найбільша тривалість короткого замикання на затискачах трансформаторів – 4 с.

12.13 Перевищення температури верхніх шарів масла над температурою охолоджуючого середовища не повинно перевищувати 60 °С.

12.14 При експлуатуванні трансформаторів в мережах характеристики напруги електропостачання якої не відповідають вимогам ДСТУ EN 50160:2023 гарантійні зобов'язання на трансформатори не поширюється.

12.15 При помітному зростанні кислотного числа масла (більше 0,1-0,15 мг КОН/г) необхідно провести перезарядку термосифонного фільтра (див. додаток 4).

12.16 Поточні ремонти трансформаторів з їх відключенням проводяться:

– трансформаторів центральних розподільчих підстанцій – не рідше ніж 1 раз на 2 роки;

– трансформаторів, встановлених у місцях посиленого забруднення, – по місцевих інструкціях;

– всіх інших трансформаторів – в міру необхідності, але не рідше ніж 1 раз в 4 роки.

12.17 Огляд трансформатора з його відключенням і підйомом активної частини проводиться в міру необхідності в залежності від результатів вимірювання і стану трансформатора в терміни, встановлені службою експлуатації після 12 років експлуатації трансформатора. Рекомендується такі ремонти проводити вибірково, на трансформаторах, що працюють в найгірших умовах. На підставі результатів проведення цих ремонтів може бути вироблена думка про необхідність проведення капітальних ремонтів протягом усього терміну служби трансформатора.

12.18 Ремонт трансформаторів зі зміною обмоток і переробку трансформаторів (додаток 7) проводити на ремонтних підприємствах, оснащених спеціальним обладнанням.

12.19 Якщо відключення трансформатора не було пов'язано з проведенням на ньому робіт або дією захистів, трансформатор може бути введений в дію без проведення випробувань і вимірювань параметрів за умови проведення попередніх випробувань в строк, який не перевищує 6 місяців.

ІНСТРУКЦІЯ З КОРИСТУВАННЯ ПЕРЕМИКАЧЕМ НАПРУГИ

Перемикання трансформатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При перемиканні трансформатора необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Перемикання необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

Перевірка працездатності перемикаючого пристрою і тиску контактів проводиться на заводі-виробнику і не вимагає додаткової перевірки.

Перемикач призначений для перемикання ступенів напруги трансформатора при відключеному від мережі трансформаторі (перемикання без збудження).

Перед перемиканням необхідно відключити трансформатор як з боку вищої, так і з боку нижчої напруги.

Перемикання збудженого трансформатора не допускається!

У трансформаторах потужністю від 10 до 6300 кВ·А для перемикання необхідно:

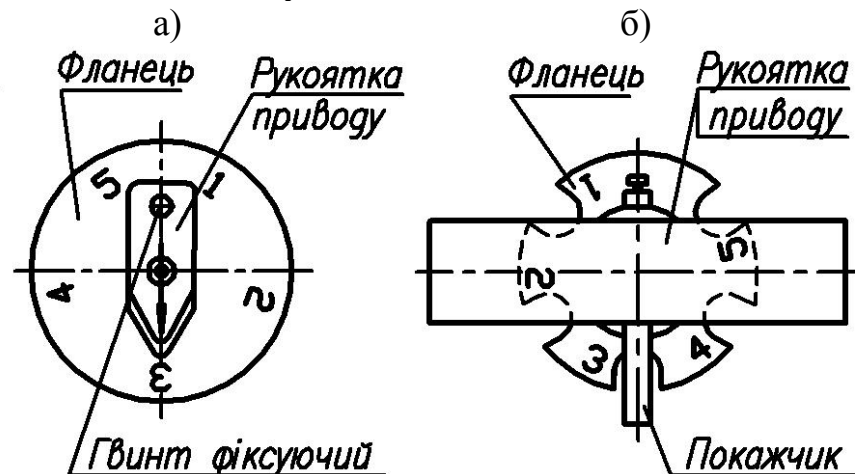
- відкрутити гвинт (рис. 6, а), що фіксує положення рукоятки приводу у фланці;
- повернути рукоятку приводу до появи клацання при співпадінні вісі фіксуючого гвинта з отвором фланця і покажчика рукоятки зі знаком фланця, який відповідає потрібній величині напруги;
- про правильність установки контактів перемикача свідчить наявність вільного обертання фіксуючого гвинта рукоятки за і проти годинникової стрілки на 5 ° відносно отвору у фланці, який відповідає потрібній величині напруги;
- загвинтити фіксуючий гвинт до входу його в отвір фланця.

У трансформаторі ТМ потужністю 6300 кВ·А номінальною напругою ВН 10 або 6 кВ для перемикання необхідно:

- підняти рукоятку приводу перемикача (рис. 6, б). Відстань від рукоятки приводу до фланця повинна бути 12 ... 15 мм;
- повернути рукоятку приводу в піднятому стані до появи клацання при збігу покажчика на рукоятці зі знаком на фланці, який відповідає потрібній величині напруги;

– опустити рукоятку приводу, при цьому помістивши показчик приводу в паз фланця, який відповідає потрібній величині напруги.

Включення трансформатора з незафіксованим положенням рукоятки перемикача не допускається!



а) трансформатори типу ТМ, ТМГ, ТМГФ, ТМФ, ТМЗ, ТМЖ потужністю 25...6300 кВ·А ;

б) трансформатор типу ТМ потужністю 6300 кВ·А номінальною напругою ВН 10 або 6 кВ.

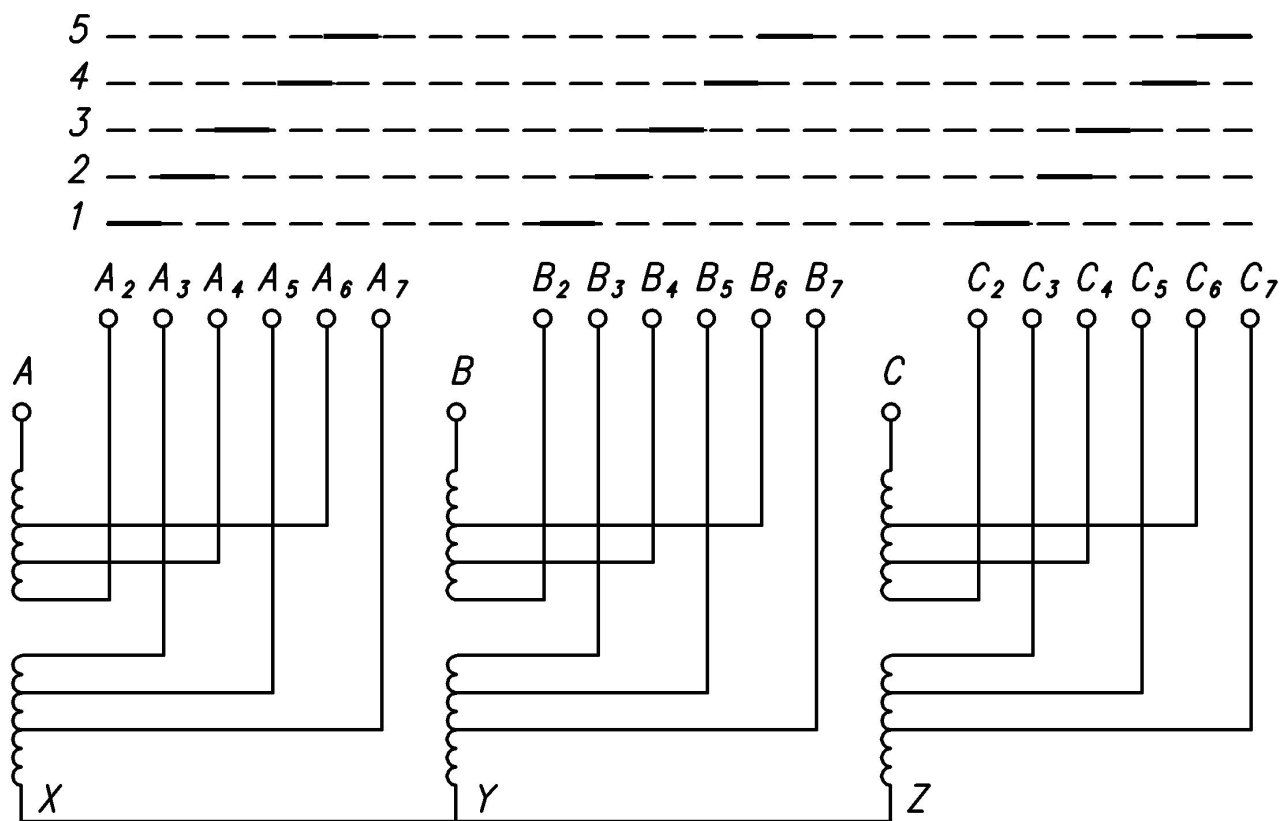
Рисунок 6 – Положення перемикачів трансформаторів

Таблиця положень перемикачів

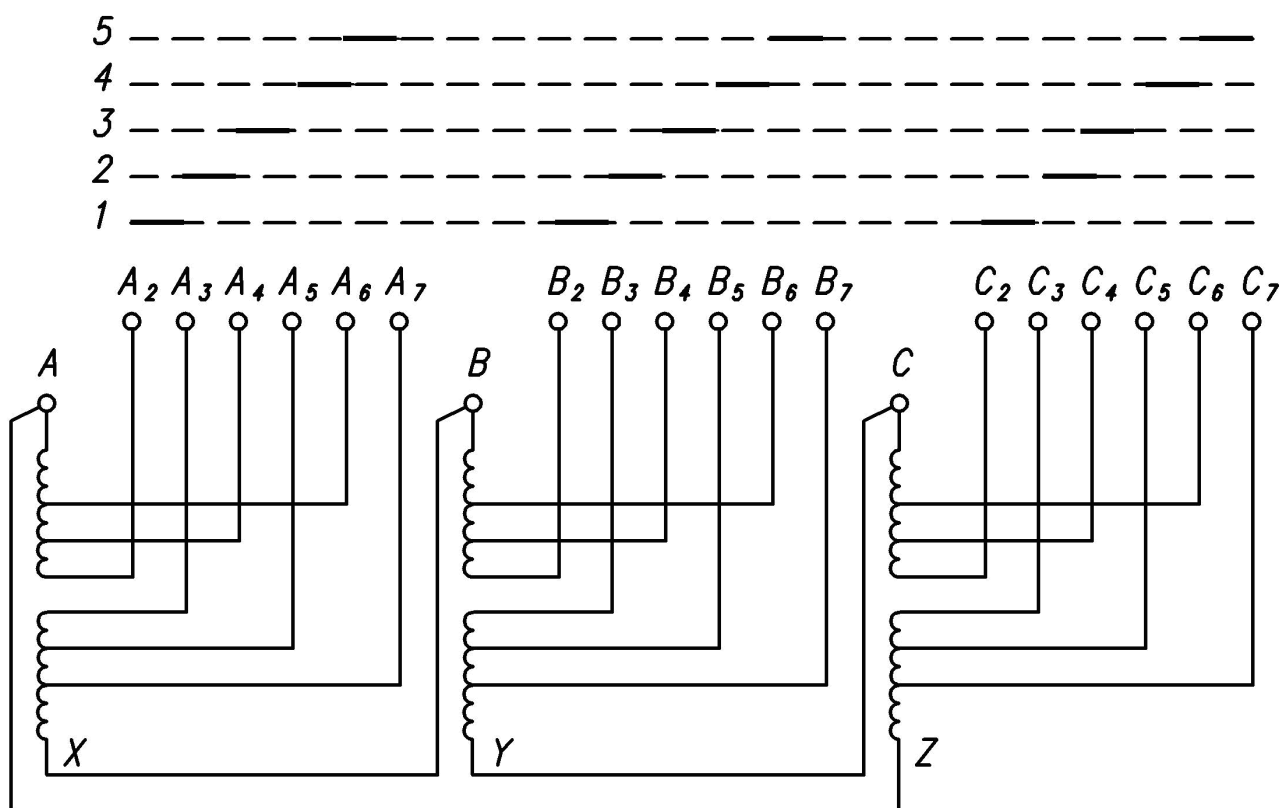
Замикання контактів за схемою	Символічне зображення цифр на фланці	Зміна напруги в процентах
5	5	- 5
4	4	- 2,5
3	3	0
2	2	+ 2,5
1	1	+ 5

Регулювання напруги перемикачем показано на рис. 7.

Для очищення контактної системи перемикача від окису і шламу рекомендується при кожному перемиканні, але не рідше одного разу на шість місяців проводити прокручування перемикача до 10-15 разів в один та інший бік у відключеному стані.



а) «Зірка»



б) «Трикутник»

Рисунок 7 – Регулювання напруги перемикачем в схемах

Додаток 2

ІНСТРУКЦІЯ ПО ПІДГОТОВЦІ ДО РОБОТИ ОСУШУВАЧА ПОВІТРЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТМ (Б, Э, Ж, Ф)

Роботи по підготовці до роботи осушувача повітря трансформаторів повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади повинно бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

УВАГА! Роботи необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

Осушувачі повітря трансформаторів ТМ (Б, Э, Ж, Ф) змонтовані на маслорозширювачі трансформаторів та повністю заправлені дивись рис.8.

УВАГА! Перед включенням трансформатора транспортне гумове ущільнення 9 зняти (див. рис. 8 а, б).

Для демонтажу транспортного ущільнення на осушувачах повітря рисунок 8 а необхідно:

1) для запобігання висипання силікагелю 4 з труби осушувача повітря, притримуючи рукою обойму з затвором 2, притискним фланцем, прозорою кришкою 1 з трансформаторним маслом 3 і гумовим ущільненням 9, відкрутити три гайки М6, які кріплять обойму до корпусу маслорозширювача;

2) зняти гумове транспортне ущільнення 9;

3) встановити на місце затвор. Загвинтити три гайки М6;

4) не допускається висипання силікагелю 4 з труби осушувача повітря;

5) не допускається відсутність трансформаторного масла 3 в прозорій кришці 1 масляного затвора.

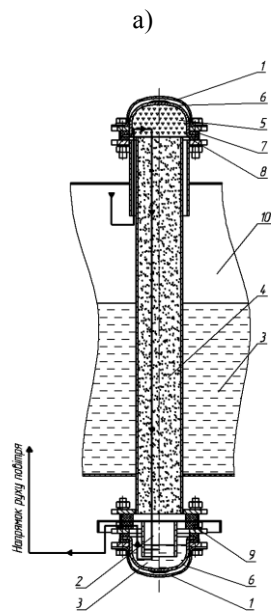
Для демонтажу транспортного ущільнення на осушувачах повітря рисунок 8 б необхідно:

1. відкрутити накривку 11

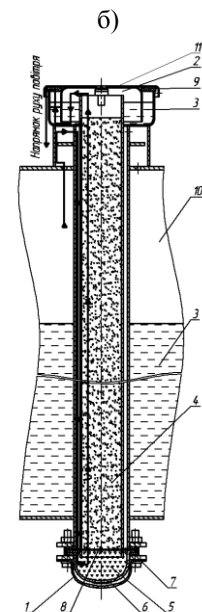
2. зняти гумове транспортне ущільнення 9;

3. не допускається відсутність трансформаторного масла 3 в затворі 2

4. встановити на місце накривку 11. Накривку 11 недокручувати до кінця на 2-3 витка різьби.



1-Накривка (скоба); 2- Затвор; 3-Масло;
4-Силікагель гранульований; 5-Силікагель інди-
каторний; 6 Ковпак; 7-Ущільнення; 8-
Решітка; 9-Ущільнення (тільки на час транспор-
тування; 10-Корпус маслорозширювача.



1-Накривка (скоба); 2-Затвор; 3-Масло;
4-Силікагель гранульований; 5-Силікагель інди-
каторний; 6 Ковпак; 7-Ущільнення; 8-Решітка;
9-Ущільнення (тільки на час транспортування;
10-Корпус маслорозширювача; 11-Накривка.

Рисунок 8 – Осушувач повітря з масляним затвором

Додаток 3

ІНСТРУКЦІЯ ПО ПІДГОТОВЦІ ДО РОБОТИ ОСУШУВАЧА ПОВІТРЯ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТМ (Б, Э, Ж, Ф)

Роботи з перезарядки осушувача повітря трансформаторів повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При перезарядці осушувача повітря трансформаторів необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! При появі рожевого забарвлення індикаторного силікагелю в осушувачі повітря його необхідно перезарядити.

Для перезарядки осушувача повітря (рис. 8а) силікагелем необхідно:

- 1) зняти накривку 1, обойму з затвором 2 прозорий ковпак 6 заповнений маслом в нижній частині осушувача;
- 2) зняти накривку 1, прозорий ковпак 6 разом з решіткою 8 з сигнальним силікагелем;
- 3) прочистити трубу затвора;
- 4) встановити обойму з затвором 2 з притискним фланцем, прозорою кришкою 1 з трансформаторним маслом 3 рис 8а;
- 5) засипати в трубу затвора сухий силікагель гранульований поз. 4;
- 6) засипати сухий сигнальний силікагель поз.5;
- 7) встановити накривку 1, прозорий ковпак 6 разом з решіткою 8 з сигнальним силікагелем на трубу осушувача повітря.

Для перезарядки осушувача повітря (рис. 8б) силікагелем необхідно:

- 1) зняти накривку 1, прозорий ковпак 6 і прочистити затвор 2 і трубу затвора;
- 2) засипати в ковпак 6 сухий індикаторний силікагель 5 і встановити його разом з накривкою 1 на місце;
- 3) зняти накривку 11;
- 4) засипати в трубу затвора 2 сухий гранульований силікагель 4;
- 4) залити в затвор 2 трансформаторне масло 3;
- 5) встановити накривку 11 недокручувати до кінця на 2-3 витка різьби.

ІНСТРУКЦІЯ ПО ЗАРЯДЦІ ТЕРМОСИФОННОГО ФІЛЬТРА

Роботи по зарядці термосифонного фільтра повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші - групу III.

При зарядці термосифонного фільтра необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Роботи по зарядці термосифонного фільтра необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

Для зарядки термосифонного фільтра застосовується сорбент – силікагель марки КСК або гранульований по ГОСТ 3956-76.

Сорбенти, доставлені в негерметичній упаковці, перед засипанням в фільтр необхідно просушити при температурі 140 ° С протягом 8 годин.

Сорбенти, доставлені в справній герметичній тарі, можуть застосовуватися без сушіння. Розкриття тари повинно проводитися безпосередньо перед засипанням сорбенту в фільтр.

Для перезарядки термосифонного фільтра необхідно (рис. 10):

1) злити масло з розширювача через нижню пробку (для трансформаторів з газовим реле перекрити кран газового реле);

2) зняти кришку 1 термосифонного фільтра, вийняти сітку 3 з сорбентом і видалити сорбент;

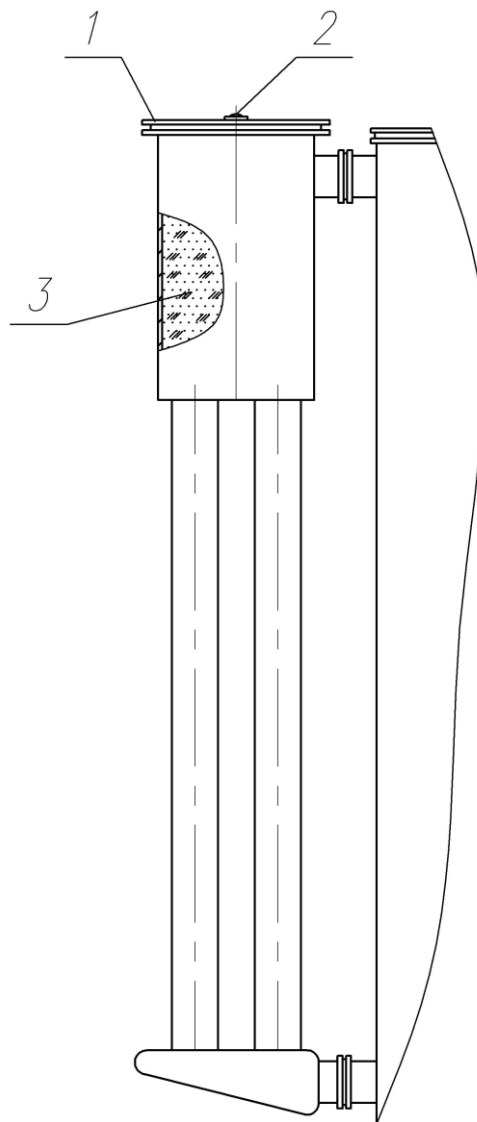
3) засипати в сітку просушений і просіяний сорбент і встановити її на місце;

4) закрити кришку термосифонного фільтра;

5) долити масло в розширювач і випустити повітря з бачка термосифонного фільтра через верхню пробку 2. Наявність циркуляції масла через термосифонний фільтр підтверджується більшим нагріванням верхньої частини фільтра в порівнянні з нижньою.

У таблиці вказана маса силікагелю для зарядки термосифонного фільтра в залежності від потужності трансформатора.

Потужність трансформатора, кВ·А	Маса силікагелю для зарядки фільтра, кг
1000	9,2
1600	13,0
2000	19,0
2500	21,0
3150	26,0
4000	28,0
6300	35,0



1 – кришка; 2 – пробка; 3 – сітка.

Рисунок 9 – Термосифонний фільтр

ІНСТРУКЦІЯ ПРО ЗЛИВ, ЗАЛИВКУ, ДОЛИВАННЯ І ПОРЯДОК ЗМІШУВАННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ

Роботи по зливанню, заливці і доливанню трансформаторних масел повинні проводитися працівниками, які пройшли спеціальну підготовку згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Злив, заливку, доливання масла необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

1 Злив масла провести:

- в трансформаторах потужністю 1000 кВ·А і вище через кран для спуску масла, що розташований на дні бака;
- в трансформаторах потужністю 10 ... 630 кВ·А через отвір під пробку для зливу і взяття проби масла.

Трансформаторне масло злити в заздалегідь підготовлену тару. Після закінчення зливу масла через отвір в дні бака злити залишки масла з бака.

2 Заливання масла провести:

- для трансформаторів ТМГ через трубу розвантажувального клапана. Заливання масла проводити при температурі трансформатора 20 ± 5 °С до рівня $2/3$ труби попередньо ослабивши шпильки вводів ВН для випуску повітря, після чого встановити розвантажувальний клапан та за затягнути шпильки вводів.
- для трансформаторів типу ТМЗ через отвір в кришці під реле тиску (отвір під установку запобіжної діафрагми).
- для трансформаторів ТМ (Б, Э, Ж) через отвір уставки пробки на маслорозширювачі;

3 Доливку трансформатора ТМ (Б, Э, Ж) маслом зробити в такій послідовності.

3.1 Через отвір під пробку на маслоазоторозширювачі, долити в трансформатор масло до рівня, що відповідає температурі масла трансформатора, під час заливки за шкалою масловказівника. Для доливання можна використовувати масло, яке задовольняє умовам:

- електрична міцність 35 кВ;

- падіння температури спалаху в трансформаторі не більше ніж на 5 °C від початкової;
- кислотне число не більше 0,2 мг КОН/г;
- реакція водної витяжки нейтральна, допускається вміст водорозчинних кислот не більше 0,01 мг КОН/г;
- натрова проба базового масла, оптична щільність в кюветі 20 мм, не більше 0,4;
- відсутність механічних домішок (візуально).

3.2 Послабити пробку термосифонного фільтра, і гайки вводу для виходу повітря.

3.3 Після появи масла в отворах пробки, останню закрутити до ущільнення.

4 Ця інструкція поширюється на випадки змішування товарних трансформаторних масел, які не були в експлуатації, показники яких відповідають вимогам таких стандартів і технічних умов: ГОСТ 982-80, ГОСТ 10121-76.

5 Дія інструкції поширюється на випадок використання зазначених вище масел на місцях монтажу трансформаторів у споживачів, а також при доливці масла в трансформатори при ревізіях і оглядах.

6 Такими, що не були в експлуатації, слід вважати масла, які надходять споживачам безпосередньо від підприємств-виробників або баз зберігання масла, а також масла, залиті в трансформатори на підприємствах-виробниках, але які не були у роботі.

7 Масла по ГОСТ 982-80 (сорт ТК), що не містять антиокислювальну присадку (неінгібовані масла), допускається змішувати один з одним в будь-яких співвідношеннях.

8 Масла, що містять антиокислювальну присадку «іонол» (інгібовані масла) по ГОСТ 982-80, ГОСТ 10121-76, допускається змішувати один з одним в будь-яких співвідношеннях.

9 Допускається змішувати інгібовані трансформаторні масла з неінгібованими у виняткових випадках.

При цьому стабільність суміші повинна бути не нижче стабільності неінгібованого масла.

**ІНСТРУКЦІЯ
ПО ДОЛИВЦІ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА
З ТРАНСПОРТУВАЛЬНОЇ ЄМНОСТІ
В МАСЛОРОЗШИРЮВАЧ ТРАНСФОРМАТОРА**

Трансформатори типу ТМ потужністю 1600 кВ·А і вище можуть транспортуватися замовнику зі знятим маслорозширювачем разом з окремою ємністю, заповненою трансформаторним маслом злитим з маслорозширювача.

Для доливання трансформаторного масла в маслорозширювач необхідно встановити на трансформатор згідно додатку 10. Для заливки масла необхідно зняти заводську пломбу з горловини ємності з трансформаторним маслом і пробку для заливки трансформаторного масла, що знаходиться у верхній частині маслорозширювача.

Долити трансформаторне масло в маслорозширювач, контролюючи рівень залитого масла за шкалою масловказівника, розміщеного на торцевій кришці маслорозширювача.

Інші вимоги щодо підготовки трансформатора до експлуатації згідно з цим керівництвом.

РЕВІЗІЯ ТРАНСФОРМАТОРА

Ревізію трансформатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

УВАГА! Ревізію необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

При ревізії трансформатора необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці.

1 Вимоги до умов проведення ревізії та її терміни.

1.1 Ревізія з вказаним нижче обсягом робіт є обов'язковою для всіх трансформаторів при наявності зовнішніх пошкоджень, допущених при транспортуванні, вивантаженні, перевезенні до місця монтажу і зберігання, що викликають припущення про можливість внутрішніх пошкоджень.

Ревізія проводиться за погодженням із заводом-виробником. Результати ревізії оформляються актом. Моментом початку роботи вважається початок зливу масла.

1.2 Температура активної частини в процесі огляду повинна перевищувати температуру точки роси навколишнього повітря не менше ніж на 5 °C і у всіх випадках повинна бути не нижче 10 °C. Якщо природні умови навколишнього середовища не забезпечують виконання цієї вимоги, то трансформатор перед оглядом слід нагріти. Температура активної частини визначається будь-яким термометром (крім ртутного), який встановлюється на верхньому ярмі.

Температура точки роси навколишнього повітря в залежності від його температури і вологості визначається за таблицею 5.

Відносна вологість повітря визначається психрометром по різниці показань сухого і змоченого термометрів за даними таблиці 6.

1.3 Огляд трансформатора повинен проводитися при стійкій ясній погоді без опадів. Тривалість робіт, пов'язаних з розгерметизацією бака, які проводяться при дотриманні умов п. 1.2, не повинна перевищувати:

- 24 години при відносній вологості до 75 %;
- 16 годин при відносній вологості до 85 %.

Якщо час огляду перевищує вказаний в даному пункті, але не більше ніж в 2 рази, то повинна бути проведена контрольна підсушка трансформатора (додаток 12).

1.4 При відносній вологості навколишнього повітря більше 85 % трансформатор допускається оглядати тільки в закритому приміщенні або в тимчасовому (тепляку), де можна створити необхідні умови для огляду.

Таблиця 5 – Визначення точки роси повітря

Температура повітря, °C	Відносна вологість, %														
	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20
0	-0,1	-2,0	-3,0	-3,5	-4,4	-5,0	-6,8	-7,5	-8,5	-9,8	-11,0	-12,8	-14,5	-15,5	-19,0
5	3,5	2,5	1,8	0,8	-0,2	-0,1	-2,0	-3,8	-4,3	-5,5	-7,0	-9,0	-10,5	-13,0	-15,3
10	8,5	7,5	6,5	5,8	4,5	3,4	2,8	1,0	-0,5	-1,8	-3,8	-4,5	-6,5	-3,0	-11,8
15	13,3	12,4	11,0	10,2	9,5	8,3	7,0	5,7	4,3	2,5	1,0	-1,0	-3,0	-4,8	-8,0
16	14,3	13,3	12,2	11,3	10,3	9,0	8,0	6,5	5,0	3,5	1,8	-0,3	-2,0	-4,3	-7,0
17	15,7	14,3	13,2	12,2	11,0	10,0	8,6	7,5	6,0	4,5	2,4	0,8	-1,5	-3,5	-6,5
18	16,4	15,2	14,3	13,3	12,0	10,9	9,8	8,3	6,8	5,8	3,5	1,5	-0,8	-3,0	-5,5
19	17,3	16,4	15,2	14,3	13,0	11,8	10,5	9,8	7,8	6,1	4,4	2,4	0,5	-2,3	-4,8
20	18,2	17,3	16,1	15,3	14,0	12,7	11,5	10,2	8,6	7,0	5,3	3,2	1,0	-1,5	-4,3

Продовження таблиці 5

Температура повітря, °C	Відносна вологість, %														
	90	85	80	75	70	65	60	55	50	45	40	35	30	25	20
21	19,2	18,3	17,2	16,3	15,0	13,8	12,4	11,0	9,5	8,0	6,3	4,3	2,0	-0,7	-3,5
22	20,3	19,3	18,3	17,2	16,0	14,8	13,4	11,8	10,5	8,8	7,0	5,0	3,0	0	-3,0
23	21,2	20,3	19,3	18,3	17,0	15,1	14,4	13,0	11,5	9,7	8,0	6,0	3,5	1,0	-2,0
24	22,1	20,9	20,3	19,3	17,8	16,6	15,4	13,9	12,4	10,6	8,9	6,9	4,5	1,3	-1,2
25	23,3	22,2	21,1	20,2	19,0	17,7	16,4	14,8	13,2	11,5	9,8	7,6	5,5	2,5	-0,2
26	24,2	23,1	22,1	21,0	20,1	18,7	17,3	15,8	14,3	12,4	10,5	8,5	6,3	3,5	0
27	25,1	24,2	22,8	22,0	20,8	19,6	18,2	16,8	15,4	13,3	11,5	9,5	7,0	4,3	1,0
28	26,9	25,0	23,2	22,8	21,8	20,3	19,1	17,6	16,0	14,3	12,2	10,3	8,0	5,0	2,0
29	27,1	25,8	24,9	23,8	22,6	21,3	20,1	18,5	17,0	15,2	13,3	11,0	8,5	6,0	2,5
30	28,2	27,0	25,3	24,8	23,8	22,3	21,3	18,7	17,9	16,1	14,6	11,8	9,5	6,9	3,0
31	29,1	28,2	27,0	26,0	24,5	23,2	22,4	20,5	19,3	17,0	15,3	13,3	10,3	7,6	4,5
32	30,1	29,1	28,0	26,8	25,5	24,2	22,8	21,4	19,8	18,0	16,0	13,5	11,0	8,5	5,0
33	31,0	29,8	29,0	27,8	26,5	25,3	23,7	22,3	20,7	18,9	17,2	14,8	12,0	9,3	6,0
34	31,8	30,9	29,8	28,6	27,3	26,1	24,6	23,4	21,5	19,5	17,9	15,5	13,3	10,0	6,3
35	33,0	31,7	30,5	29,5	28,3	26,8	25,4	23,9	22,3	20,5	18,5	16,3	13,8	10,7	7,3

Таблиця 6 – Визначення відносної вологості повітря

Показання змоченого термометра, °C	Відносна вологість повітря, % при різниці показань сухого і змоченого термометрів, °C																					
	0	0,5	1	1,5	2	2,5	3	3,5	4	4,5	5	5,5	6	6,5	7	7,5	8	8,5	9	9,5	10	
0	100	90	81	73	64	57	50	43	36	31	26	20	16	11	7	3	–	–	–	–	–	
1	100	90	82	74	66	59	52	45	39	33	29	23	19	16	11	7	–	–	–	–	–	
2	100	90	83	75	67	61	54	47	42	35	31	26	23	18	14	10	–	–	–	–	–	
3	100	90	83	76	69	63	56	48	44	39	34	29	26	21	17	13	10	–	–	–	–	
4	100	91	84	77	70	64	57	51	46	41	36	32	28	24	20	16	14	11	–	–	–	
5	100	91	85	78	71	65	59	54	48	43	39	34	30	27	23	19	17	13	10	–	–	
6	100	92	85	78	72	66	61	56	50	45	41	35	33	29	26	22	19	16	13	10	–	
7	100	92	86	79	73	67	62	57	52	47	43	39	35	31	28	25	22	18	15	12	11	
8	100	92	86	80	74	68	63	58	54	49	45	41	37	33	30	27	25	21	18	15	14	
9	100	93	86	81	75	70	65	60	55	51	47	43	39	35	32	29	27	24	21	18	17	
10	100	94	87	82	76	71	66	61	57	53	48	45	41	38	34	31	28	26	23	21	19	
11	100	94	88	82	77	72	67	62	58	55	50	47	43	40	36	33	30	28	25	23	20	
12	100	94	88	82	78	73	68	63	58	56	52	48	44	42	38	35	32	30	27	25	22	
13	100	94	88	83	78	73	69	64	61	57	53	50	46	43	40	37	34	32	29	27	24	
14	100	94	89	83	79	74	70	65	62	58	54	51	47	45	41	39	36	34	31	29	26	
15	100	94	89	84	80	74	71	67	63	59	55	52	49	46	43	41	37	35	33	31	28	
16	100	95	90	84	80	76	72	67	65	60	57	53	50	48	44	42	39	37	34	32	30	
17	100	95	90	84	81	76	73	68	65	61	58	54	52	49	46	44	40	39	35	34	31	
18	100	95	90	85	81	76	74	69	66	62	59	56	53	50	47	45	42	40	37	35	33	
19	100	95	91	85	82	77	74	70	66	63	60	57	54	51	48	46	43	41	39	37	34	
20	100	95	91	86	82	78	75	71	67	64	61	58	55	53	49	47	44	43	40	38	36	
21	100	95	91	86	83	79	75	71	68	65	62	59	56	54	51	49	46	44	41	38	37	
22	100	95	91	87	83	79	76	72	69	65	63	60	57	55	52	50	47	45	42	40	38	
23	100	96	91	87	83	80	76	72	69	66	63	61	58	56	53	51	48	46	43	41	39	
24	100	96	92	88	84	80	77	73	70	67	64	62	59	56	53	52	48	47	44	42	40	
25	100	96	92	88	84	81	77	74	70	68	65	63	59	58	54	52	50	47	45	44	42	

2 Обсяг і послідовність робіт

2.1 Вантажно-розвантажувальні роботи проводяться навченим персоналом на обладнанні, яке відповідає чинним правилам будови вантажопідіймальних механізмів, з використанням необхідних захисних засобів.

2.2 Встановити трансформатор за рівнем, вивіряючи горизонтальність рами бака по роз'єму. З бака трансформатора злити масло. Від'єднати привод перемикача і вводи.

2.3 Зняти кришку бака. Від'єднати активну частину від бака. Зняти пластину розкріплення активної частини в баку. Витягти активну частину з бака.

2.4 Встановити активну частину на дерев'яний настил. Забороняється проводити роботи, якщо активна частина знаходиться у висячому положенні.

2.5 Встановити тимчасові стелажі, що забезпечують зручність і безпеку робіт при ревізії активної частини.

Використання будь-яких деталей і вузлів трансформатора в якості опор при роботах на активній частині трансформатора забороняється!

2.6 Перевірити затягування стяжних шпильок, ярем, кріплень відводів, перемикача та інших елементів активної частини. Помічені ослаблення усунути підтяжкою гайок.

2.7 Перевірити затягування гвинтів вісьового пресування обмоток. Підтягування гвинтів провести рівномірно по всьому колу.

2.8 Перевірити затягування і підтягнути роз'ємні з'єднання відводів, затягнути контргайки, оглянути ізоляцію доступних частин обмоток, відводів, перемикачів та інших елементів.

2.9 Оглянути стан контактних поверхонь перемикача, перевірити дію перемикача.

2.10 Всі виявлені на активній частині дефекти усунути.

2.11 Промити активну частину струменем трансформаторного масла, характеристики якого повинні відповідати нормам.

ПРИМІТКА – Промивання проводити після проведення всіх вимірювань і перевірок на активній частині безпосередньо перед опусканням в бак.

2.12 Видалити залишки масла з дна бака і маслорозширювача. Промити і очистити доступні внутрішні поверхні бака і маслорозширювача.

3 Завершальні роботи

3.1 Опустити активну частину в бак. Через отвір в кришці вивести відводи. Встановити кришку і зробити затяжку болтів, попередньо приклеївши гумовим клеєм до рами роз'єму гумовий шнур. Затягування можна вважати нормальним, коли прокладка затиснута до 2/3 початкової товщини.

3.2 Приєднати відводи до вводів. Приєднати привод перемикача. Особливу увагу звернути на правильність сполучення приводу і перемикача.

3.3 Провести контроль стану ізоляції.

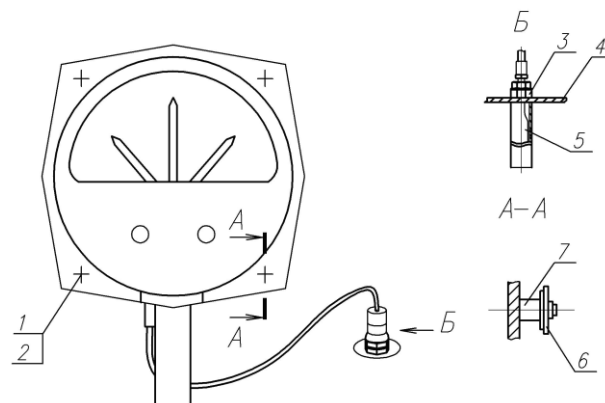
ІНСТРУКЦІЯ З ВСТАНОВЛЕННЯ ТЕРМОМЕТРИЧНОГО СИГНАЛІЗАТОРА ТРАНСФОРМАТОРІВ ТМЗ

Роботи по установці термометричного сигналізатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При установці термометричного сигналізатора необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Роботи по установці термометричного сигналізатора необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі. Для установки термометричного сигналізатора необхідно:

- розпакувати термометричний сигналізатор;
- встановити пересувні покажчики приладу на температурні позначки за п. 10.8 цього ТО. Монтаж електропроводів сигнального пристрою провести відповідно до інструкції і монтажної схеми по монтажу та експлуатації заводу-виробника;
- для кріплення приладу на трансформатор на бобишки 7 встановити гумові прокладки 6, прилад прикріпити гвинтом М5 1 і шайбою 2 (рис. 11);
- зняти з бобишки під термобалон 3 дерев'яну пробку;
- залити трансформаторне масло в гільзу;
- встановити в гільзу термобалон 5;
- рукав під'єднати до коробки сполучної.



1 – гвинт М5х16; 2 – шайба 5; 3 – бобишка під термобалон; 4 – стінка (кришка) бака; 5 – термобалон термосигналізатора; 6 – прокладка; 7 – бобишка М5.

Рисунок 11 – Установка термосигналізатора

ІНСТРУКЦІЯ ПО ВСТАНОВЛЕННЮ ТЕРМОМЕТРА

Роботи з установки термометра ТТЖМ повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При установці термометра необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Роботи з установки термометра необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

Для установки термометра необхідно (рис. 12):

- 1) розпакувати термометр;
- 2) залити трансформаторне масло в гільзу 8;
- 3) одягнути шайби 2 і 9 на термометр 4;
- 4) вставити термометр 4 в гільзу 8 і надіти трубку 3 з ковпаком 1;
- 5) надіти хомут 10 і закріпити болтом 5, гайкою 6 і шайбою 7.

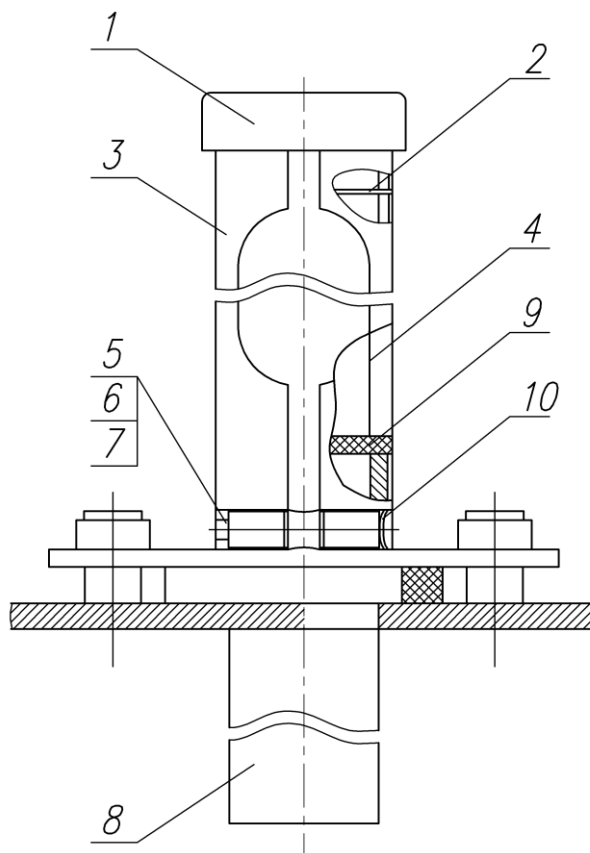


Рисунок 12 – Установка термометра

ІНСТРУКЦІЯ
З ВСТАНОВЛЕННЯ МАСЛОРОЗШИРЮВАЧА НА ТРАНСФОРМАТОР
ПРИ МОНТАЖІ ТРАНСФОРМАТОРІВ ТМ (Б, Э, Ж)
ПОТУЖНІСТЮ 1600 кВ·А І БІЛЬШЕ У ЗАМОВНИКА

Трансформатори ТМ (Б, Э, Ж) потужністю 1600 кВ·А і більше поставляються замовнику зі знятим маслорозширювачем, який заповнений трансформаторним маслом.

1 При веденні робіт по встановленню маслорозширювача дотримуватись заходів безпеки, вказаних в цій інструкції.

2 Після прибуття трансформатора на місце установки у замовника звільнити маслорозширювач від заводської упаковки.

3 Зняти з трансформатора транспортні заглушки №1 і №2 (див. рис.13).

4 Перед зняттям транспортних заглушок з маслорозширювача переконатися, що плоский кран на маслорозширювачі закритий. Стрілка на рукоятці крана повинна вказувати уздовж крана.

5 Зняти транспортні заглушки з плоского крана маслорозширювача і вихлопної труби №3 і №4 (див. рис. 14).

6 Встановити маслорозширювач з трансформаторним маслом на трансформатор. Встановити гумові ущільнюючі прокладки між фланцями маслорозширювача, кришкою бака і газового реле. Нагвинтити кріпильні гайки, встановити шайби і болти, затягнути їх ключем.

Злити трансформаторне масло з маслорозширювача в окрему посуду. Рівень трансформаторного масла в маслорозширювачі повинен бути навпроти мітки масловказівника + 15 °С.

7 Відкрити плоский кран маслорозширювача. Стрілка на рукоятці крана повинна вказувати поперек крана. Заповнити газове реле трансформаторним маслом з маслорозширювача.

8 Перевірити на маслощільність роз'ємні з'єднання між маслорозширювачем, кришкою і газовим реле. При необхідності підтягнути гайки.

9 Подальшу підготовку трансформатора до монтажу проводити відповідно до цього технічного опису.

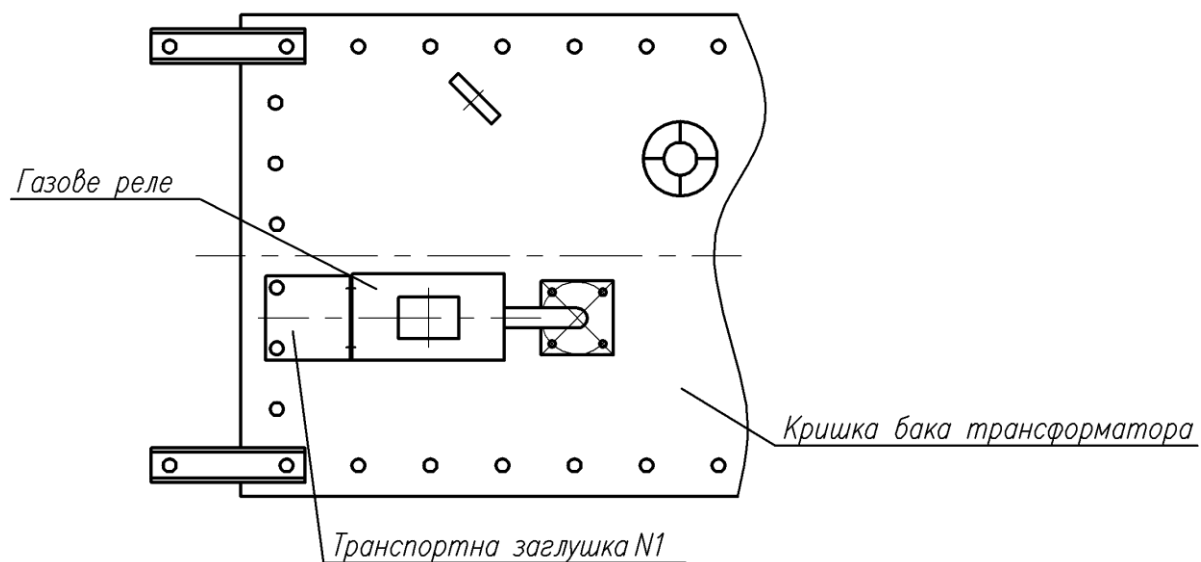


Рисунок 13 – Розташування транспортних заглушок N1 на кришці трансформатора

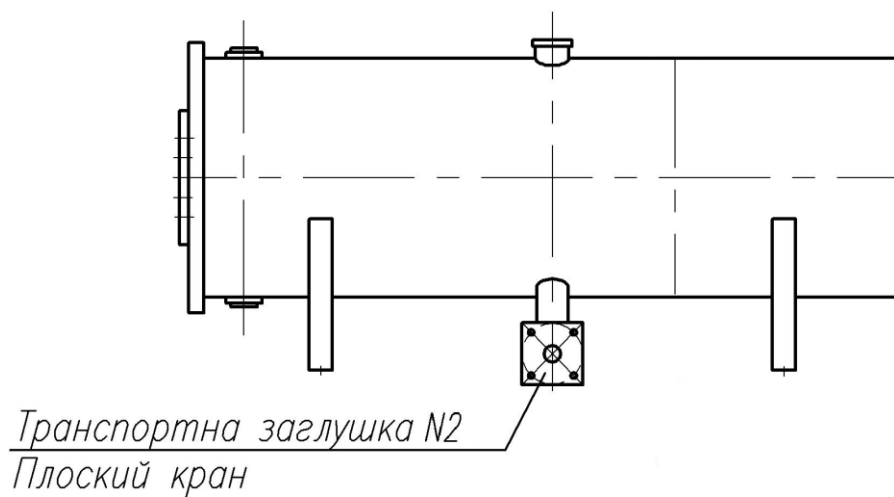


Рисунок 14 – Розташування транспортної заглушки N2 на маслорозширювачі

ІНСТРУКЦІЯ З КОРИСТУВАННЯ ВЕРТИКАЛЬНИМ ПОПЛАВКОВИМ МАСЛОВКАЗІВНИКОМ

Вертикальним поплавковим масловказівником комплектуються трансформатори типів ТМГ, ТМГФ.

Поплавковий масловказівник встановлюється на кришці бака і не вимагає наладки у споживача. Різні типи виконань вертикальних поплавкових масловказівників зображені на рис. 15.

Трансформатори типу ТМГ заповнюються трансформаторним маслом до рівня, який забезпечує працездатність виробу, про що свідчить положення індикаторного покажчика червоного кольору в прозорому ковпачку масловказівника. Нормальна робота трансформатора проходить при положенні індикаторного покажчика червоного кольору в прозорому ковпачку масловказівника вище основи масловказівника не менше ніж на 5 мм. Допускається положення індикатора масловказівника в максимально верхній точці корпусу, що не впливає на нормальну роботу трансформатора. Знаходження індикаторного покажчика червоного кольору в прозорому ковпачку масловказівника нижче 5 мм від латунної основи корпусу свідчить про зниження рівня трансформаторного масла або про інші відхилення від норми в роботі трансформатора.

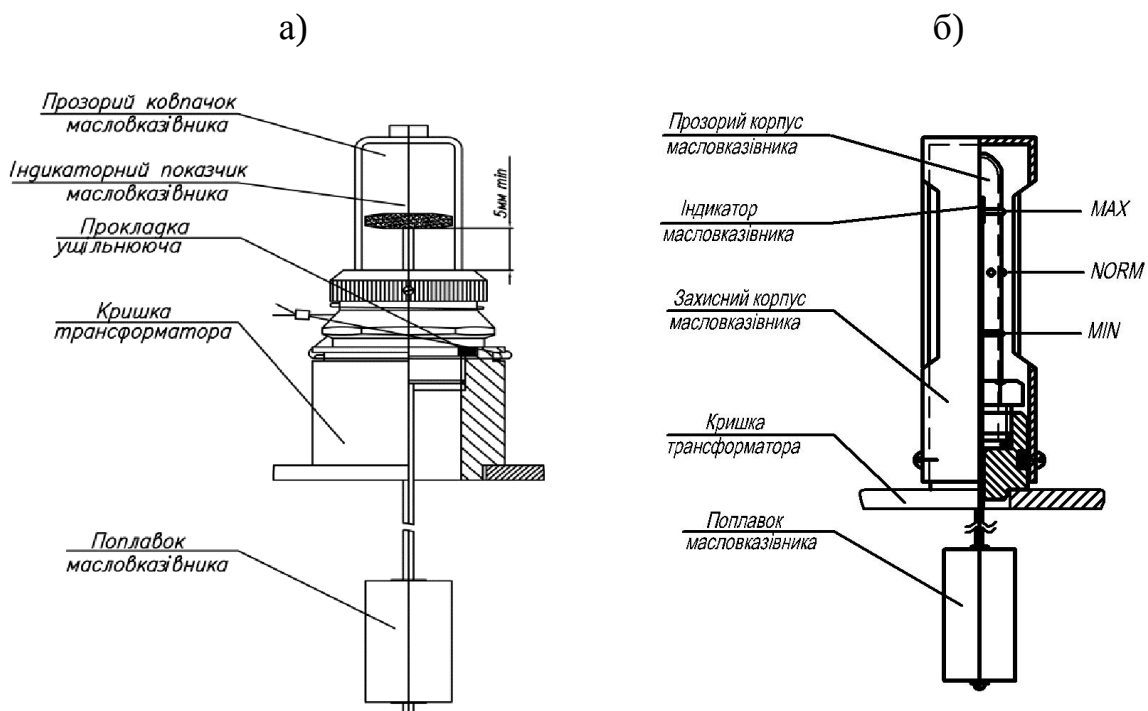


Рисунок 15 – Вертикальні поплавкові масловказівники

СУШКА СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Сушку трансформаторів повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Сушку необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

1 Умови включення трансформаторів без сушки визначаються таким:

1.1 Рівень масла в межах масловказівника.

1.2 Масло без слідів води, а пробивна напруга його на стандартному розряднику не менше 25 кВ.

1.3 Опір ізоляції не менше значень вказаних в п. 9.9.2 настанови.

3 Контрольний прогрів і контрольне підсушування у власному баку з маслом.

3.1 При контрольному прогріванні і контрольному підсушуванні прогрівання трансформаторів проводити одним з таких методів:

- індукційний прогрів за рахунок вихрових втрат в сталі бака;
- прогрівання постійним струмом;
- прогрівання струмами короткого замикання;
- прогрівання циркуляцією масла через електронагрівачі.

В якості додаткового прогріву рекомендується використовувати електропечі закритого типу, що встановлюються під дно трансформатора.

3.2 Контрольний прогрів проводити з маслом без вакууму до температури верхніх шарів масла, що перевищує вищу з температур, по п. 10.8:

- на 5 °С при прогріванні методом короткого замикання або методом постійного струму;
- на 15 °С при прогріванні індукційним методом або циркуляцією масла через електронагрівачі.

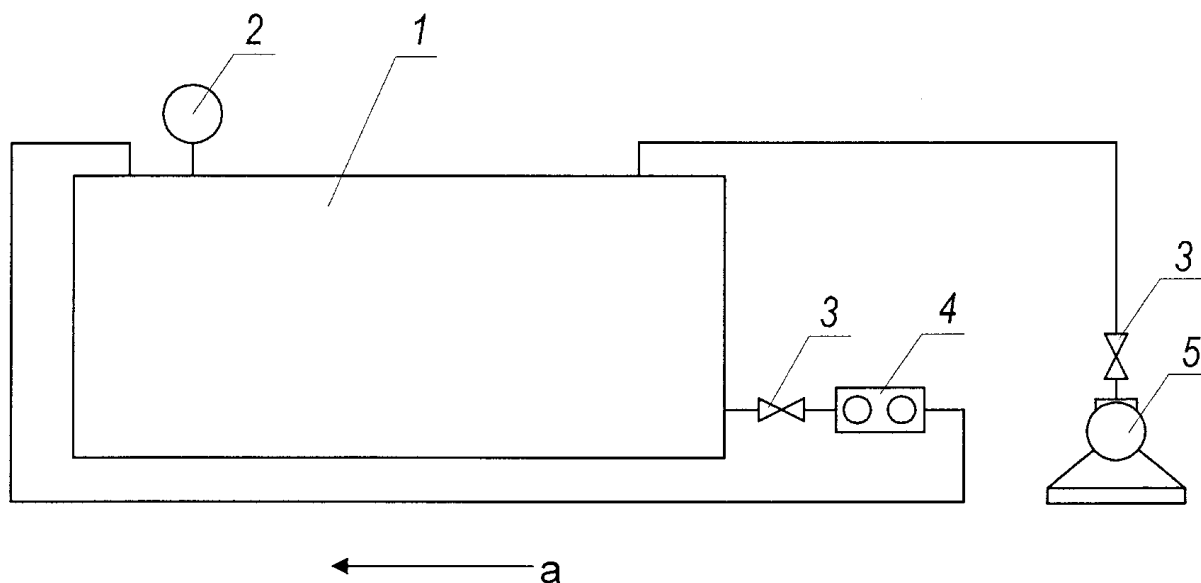
3.3 Контрольне підсушування проводити з маслом при температурі верхніх шарів масла 80 °С і максимальному вакуумі, передбаченому конструкцією бака трансформатора.

Через кожні 12 годин підсушування протягом 4 годин проводити циркуляцію масла через трансформатор шестеренчастим масляним насосом продуктивністю не менше 4 м³/год.

У процесі контрольного підсушування періодично вимірювати характеристики ізоляції.

Підсушка припиняється, коли характеристики ізоляції будуть відповідати п. 9.9.2 розділу «Підготовка до монтажу трансформатора», але не раніше ніж через 24 год. після досягнення температури 80 °С.

Тривалість підсушування не повинна перевищувати 48 год. (не враховуючи часу нагріву), схема сушіння наведена на рис. 16.



1 – бак трансформатора; 2 – вакуумметр; 3 – кран діаметром 50 мм; 4 – масляний насос; 5 – вакуумний насос.

Стрілкою «а» вказана циркуляція масла в процесі підсушки.

Рисунок 16 – Рекомендована схема підсушки трансформатора

4 Сушка

4.1 Сушка активної частини трансформаторів проводиться без масла одним з таких методів:

- у стаціонарній сушильній шафі під вакуумом (при максимально можливій величині останнього);
- у спеціальній камері (шафі) без вакууму;
- у своїх баках з вакуумом не вище 350 мм рт. ст. або без вакууму (в останньому випадку з вентиляцією бака).

При цьому рекомендуються такі способи нагріву:

- індукційний нагрів бака або нагрів активної частини втратами від струмів нульової послідовності;
- поза баком нагріванням інфрачервоним випромінюванням.

4.2 Інші способи сушіння допускаються лише в разі, якщо вони забезпечують не гіршу якість сушіння, ніж перераховані способи, і безпечні для трансформаторів.

Не допускається використання постійного струму і струмів короткого замикання в обмотках як джерело тепла при сушінні, за винятком випадків, спеціально узгоджених з підприємством-виробником.

4.3 При сушінні має бути забезпечено підтримання температури:

- обмоток (після прогріву) в межах не менше 95 °С і не вище 105 °С;
- магнітопроводу не нижче 90 °С.

Закінчення сушки визначається по кривій залежності опору ізоляції від часу.

Сушіння вважається закінченим, якщо опір ізоляції залишається незмінним протягом 6 год. при практично незмінній температурі обмотки, що знаходиться в межах зазначених вище значень, і зміненому вакуумі (якщо він застосовувався).

ІНСТРУКЦІЯ ПО ВСТАНОВЛЕННЮ ДІАФРАГМИ

Діафрагма призначена для забезпечення викиду газів і масла з трансформатора при внутрішніх пошкодженнях, що супроводжуються небезпечним для бака різким підвищенням тиску.

УВАГА! Перед включенням зняти прокладку 6.

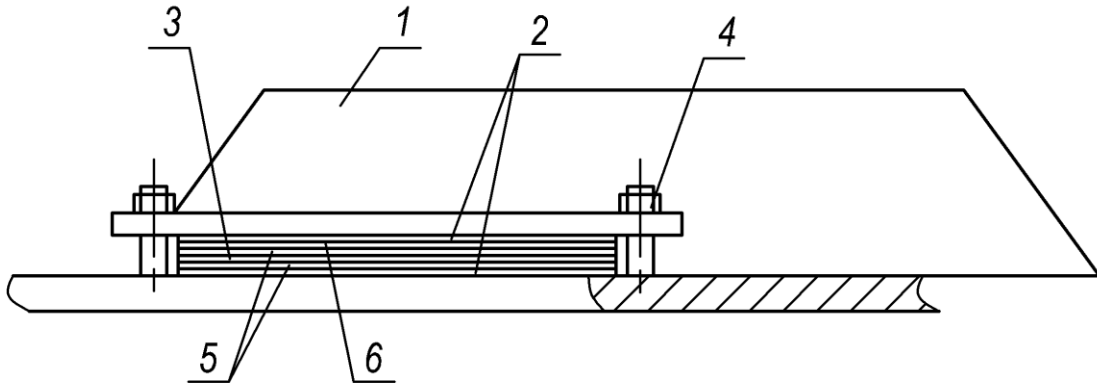


Рисунок 17 – Будова діафрагми

Діафрагма 3 встановлюється на зовнішньому боці дна маслорозширювача між ущільнюючими прокладками 2, закріпленими фланцем патрубку 1 труби запобіжної за допомогою чотирьох гайок 4М 10.

Діафрагма виготовлена з алюмінієвої фольги АТ 1-Т ГОСТ 618-73 товщиною 0,05 мм і розрахована на робочий тиск до 0,75 атм.

Діафрагма захищена від попадання на неї сторонніх предметів патрубком 1.

Для збереження діафрагми від помилкових спрацьовувань на час транспортування встановлюється прокладка 6.

Перед включенням трансформатора в роботу необхідно зняти картонну прокладку 6. Шайби 5 оберігають діафрагму 3 від пошкоджень при затягуванні гайок 4.

Утворений в результаті внутрішніх пошкоджень газ при досягненні тиску понад допустимий розриває діафрагму і разом з надлишковими масами масла викидається назовні.

Після усунення внутрішнього пошкодження видалити залишки діафрагми і потім встановити нову. Перед установкою діафрагму покрити технічним вазеліном.

Трансформатор заповнити азотом згідно з п. 10.11 даної інструкції.

Додаток 14

МОЖЛИВІ НЕСПРАВНОСТІ, ЇХ ПРИЧИНИ І СПОСОБИ УСУНЕННЯ

Несправність	Ймовірна причина несправності	Спосіб усунення
1. Перегрів трансформатора. Температура масла вище допустимої.	1) Трансформатор перевантажений.	1) Перевірити режим навантаження. Навантаження не повинно перевищувати номінальне.
	2) Поганий відвід тепла з поверхні бака і радіаторів.	2) Очистити пил з радіаторів і бака.
	3) Надто висока температура трансформаторного приміщення.	3) Посилити вентиляцію трансформаторного приміщення.
2. Знижений рівень масла в розширювачі.	Витікання масла.	Усунути витікання. Долити масло до нормального рівня.
3. Нерівномірний підвищений шум всередині трансформатора	1) Порушення режиму живлення і навантаження трансформатора.	1) Відновити нормальний режим роботи.
	2) Ослабла пресовка магнітопроводу або ослабло кріплення окремих деталей магнітопроводу.	2) Перевірити пресовку магнітопроводу, ослаблені кріплення підтягнути.
4. Спрацьовування газового захисту.	1) Виділення залишків повітря після монтажу.	1) Визначити склад газу.
	2) Зниження рівня масла в розширювачі.	2) Знайти причину зниження рівня масла і усунути її. Долити масло в розширювач.
	3) Можлива внутрішня несправність.	3) При необхідності провести пробне включення в режимах холостого ходу і короткого замикання (бажано при плавному підйомі напруги) для визначення місця пошкодження (обмотка, контактні з'єднання, магнітопровід). Провести випробування по п. 9.5 ТО.
5. Спрацьовування запобіжної діафрагми (реле тиску).	1) Перегрів трансформатора.	1) Див. п. 1 цього додатка.
	2) Можлива внутрішня несправність.	2) Див. п. 4.3 цього додатка.

УВАГА! Руйнування активної частини трансформаторів (обгорання провідників, деформація обмоток і пресуючих елементів) свідчить про відсутність надійного захисту трансформатора.

Претензії (рекламації) на трансформатори підприємством-виробником не приймаються.

ІНСТРУКЦІЯ ПО ЗАМІНІ ВВОДІВ ВН І НН

Заміну вводів НН і ВН трансформатора повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При заміні вводів необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Роботи по заміні вводів НН і ВН необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

1. Заміна вводу ВН (рис. 18).

Для заміни вводу ВН необхідно:

- 1) злити 30 % масла з трансформатора (додаток 5);
- 2) відгвинтити гайки 1 і 3 на шпильці 2 вводу.

При згвинчуванні гайок виключити повертання шпильки вводу. Для цього потрібно постійно підтягувати на себе шпильку за ковпак 4, не даючи їй можливості провалитися всередину ізолятора;

3) зняти спеціальні шайби 14, ковпак 4 і гумове кільце 13;

4) згвинтити гайки 10, що кріплять ізолятор 5 до кришки трансформатора 7, зняти фланець 6, скоби 8, ізолятор 5, гумову шайбу 9, ізолюючу шайбу 12;

5) насухо протерти місце установки ізолятора;

6) надіти на шпильку 2 вводу послідовно гумову шайбу 9, ізолятор 5 (при заміні новий ізолятор береться з ЗІП). При установці ізолятора домогтися суміщення фіксаторів шпильки з відповідними пазами всередині ізолятора;

7) притримуючи ізолятор і шпильку, надіти скоби 8 на шпильки 11, приварені до кришки трансформатора, опустити фланець 6 на скоби 8, наживити і накрутити гайки 10 кріплення ізолятора ВН. Затяжку гайок контролювати по деформації гуми (до 30 %). Гума не повинна виповзати з під ізолятора, що досягається правильним centruванням гумової шайби;

8) надіти на шпильку вводу гумове кільце 13 (в разі заміни нове береться з ЗІП), ковпак 4, спеціальні шайби 14, нагвинтити гайки 1 і 3. При нагвинчуванні гайок постійно підтягувати шпильку на себе, тримаючись за ковпак. Для нормального ущільнення гумове кільце 13 має бути деформоване приблизно на одну третину висоти;

9) долити масло в трансформатор (додаток 5);

2. Заміна вводу НН (рис. 19):

Для заміни вводу НН необхідно:

- 1) злити 30 % масла з трансформатора (додаток 5);
- 2) у вводах на струм 1000 А і більше згвинтити на 5-7 обертів гайки 3 і шайби 4 з болту 2 для кріплення контактної затиски 1 з лопаткою;
- 3) згвинтити гайку 15 на стержні 5 вводу. При згвинчуванні гайки виключити провертання стержня вводу.

Для цього потрібно постійно підтягувати на себе стержень за ковпак 14, не даючи йому можливості провалитися всередину ізолятора;

4) зняти ковпак 14, гумове кільце 6, ізолятор 7, картонну шайбу 9, гумову шайбу 8;

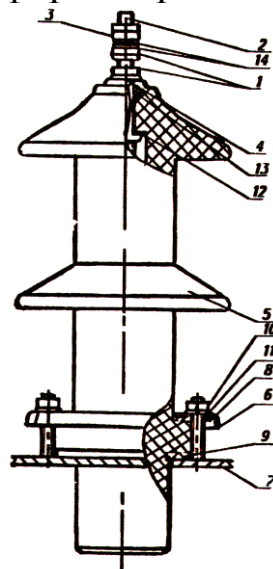
5) насухо протерти місце установки ізолятора, перевірити установку шайб 11 і 12, гайки латунної 13;

6) надіти на стержень послідовно гумову шайбу 8, картонну шайбу 9, ізолятор 7 (в разі заміни новий береться з ЗІП), гумове кільце 6, ковпак 14;

7) нагвинтити гайку 15, контактний затискач 1, гайки 3;

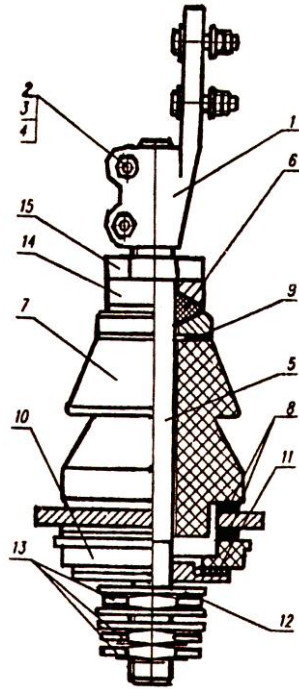
8) при необхідності заміни фарфорової втулки 10 після зазначених операцій розбирання виконати таке:

- демонтувати привод перемикача;
 - зняти кришку трансформатора, витерти насухо місце укладання;
 - замінити втулку ізолятора 10 на нову, взяту з ЗІП;
 - операцію складання виконати в зворотній послідовності;
- 9) долити масло в трансформатор.



1 – гайка М12 (латунна); 2 – шпилька активної частини; 3 – гайка М12; 4 – ковпак; 5 – ізолятор; 6 – фланець; 7 – кришка; 8 – скоба; 9 – гумова шайба; 10 – гайка М10; 11 – шпилька М10; 12 – ізолююча шайба; 13 – гумове кільце; 14 – спеціальна шайба.

Рисунок 18 – Ввод ВН



1 – контактний зажим; 2 – болт М12х45; 3 – гайка М12; 4 – шайба 12; 5 – стержень; 6 – гумове кільце; 7 – ізолятор; 8 – гумова шайба; 9 – картонна шайба; 10 – втулка; 11 – картонна шайба; 12 – латунна шайба; 13 – гайка латунна; 14 – ковпак; 15 – гайка.

Рисунок 19 – Ввод НН

ІНСТРУКЦІЯ ПО ПЕРЕРОБЦІ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Роботи по переробці трансформаторів повинні проводити працівники, які пройшли спеціальну підготовку. У складі бригади має бути не менше двох працівників, з яких керівник повинен мати групу з електробезпеки IV, а інші – групу III.

При переробці трансформаторів необхідно керуватися відповідними інструкціями з охорони праці згідно з діючими правилами і порядком, затвердженим на даному підприємстві, з використанням необхідних захисних засобів.

УВАГА! Роботи по переробці трансформаторів необхідно проводити при відключеному від мережі трансформаторі.

Переробка трансформаторів поєднанням напруги 10/0,4 схемою і групою з'єднання У/Ун-0 на напругу 6/0,4 зі схемою і групою з'єднання Д/Ун-11 і 6/0,4 зі схемою і групою з'єднання Д/Ун-11 на 10/0,4 зі схемою і групою з'єднання У/Ун-0 можлива в умовах спеціалізованих майстерень, оскільки необхідно виконати перепайки відводів в активній частині, при цьому гарантійні зобов'язання заводу-виготовлювача скасовуються.

Однак слід врахувати, що після переробки трансформаторів коефіцієнт трансформації і величини напруг на кожній із ступенів будуть відрізнятися від величин, необхідних по ГОСТ 11677-85.

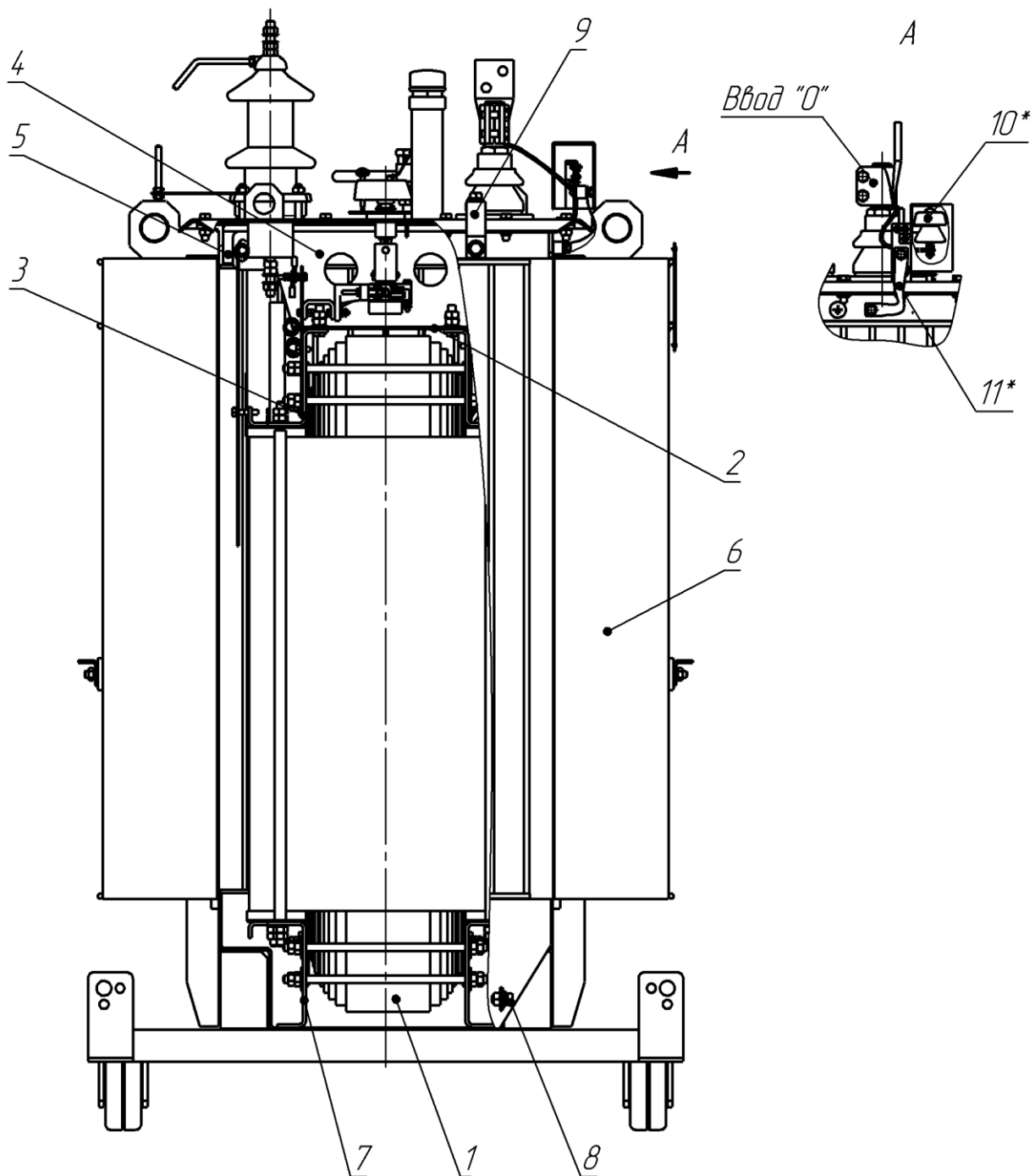
– при переробці трансформаторів з 10/0,4 У/Ун-0 на 6/0,4 Д/Ун-11:

Положення перемикача	Поєднання напруг до переробки		Схема і група з'єднань до переробки	Поєднання напруг після переробки		Схема і група з'єднань після переробки
	ВН	НН		ВН	НН	
1	10500	400	У/Ун-0	6062	400	Д/Ун-11
2	10250			5918		
3	10000			5774		
4	9750			5629		
5	9500			5484		

– при переробці трансформаторів з 6/0,4 Д/Ун-11 на 10/0,4 У/Ун-0:

1	6300	400	Д/Ун-11	10912	400	У/Ун-0
2	6150			10652		
3	6000			10392		
4	5850			10132		
5	5700			9872		

СХЕМА ЗАЗЕМЛЕННЯ ЧАСТИН ТРАНСФОРМАТОРА



- 1 – Магнітопровід; 2 - Стрічка заземлення магнітопроводу; 3 - Верхня балка;
 4 - Пластина розкріплення активної частини; 5 - Кріплення на стінці бака; 6 – Бак;
 7 - Нижня балка; 8 - Болт заземлення бака; 9 - Стрічка заземлення накривки;
 10* - Пробивний запобіжник; 11* - Стрічка заземлення пробивного запобіжника
 * - Пробивний запобіжник встановлюється на вимогу замовника

Рисунок 20 – Схема заземлення частин трансформатора