

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ  
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ  
ІМЕНІ ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

# ДІАГНОСТИКА СТАНУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ

## КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського  
як навчальний посібник для студентів, які навчаються за спеціальністю  
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»,  
освітньо-професійних програм  
«Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси»*

Київ  
КПІ ім. Ігоря Сікорського  
2022

**Діагностика стану електротехнічного обладнання: Курс лекцій [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньо-професійних програм «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси» / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: О. Р. Проценко Я. – Електронні текстові дані (1 файл: 5,06 Мбайт). – Київ: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. – 162 с.**

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 5 від 26.05.2022 р.) за поданням Вченої ради Факультету електроенергетехніки та автоматики (протокол № 9 від 17.05.2022р.*

Електронне мережне навчальне видання

## **ДІАГНОСТИКА СТАНУ ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНОГО ОБЛАДНАННЯ КУРС ЛЕКЦІЙ**

Укладачі: *Проценко Олександр Ростиславович*, канд. техн. наук, доц.

Відповідальний редактор *Троценко Є. О.*, канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри теоретичної електротехніки

Рецензент *Пушкар М.В.*, канд. техн. наук, доцент кафедри автоматизації електромеханічних систем та електроприводу

—

Курс лекцій дисципліни «Діагностика стану електротехнічного обладнання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньо-професійних програм «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси» призначено для поглибленого засвоєння студентами матеріалу курсу лекцій з даної дисципліни, одержання практичних навичок проведення випробувань на високовольтних установках, дослідження характеристик ізоляційних проміжків та компонентів високовольтної ізоляції.

© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022

## ВСТУП

Навчальний посібник містить конспект лекцій з курсу «Діагностика стану електротехнічного обладнання» для студентів спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» освітньо-професійної програми «Електротехнічні пристрої та електротехнологічні комплекси».

Використання високих напруг в енергетичних системах пов'язано з вирішенням ряду проблем, серед яких найважливішою є створення електротехнічного устаткування відповідних класів напруги з високими техніко-економічними показниками та забезпечення його надійної і безперебійної роботи. Основною частиною такого устаткування є ізоляція – комплекс спільного використання електроізоляційних матеріалів і конструктивних засобів регулювання електричних полів.

Широке коло питань, що розглядають при проектуванні високовольтної ізоляції, потребує від студентів глибоких знань високовольтної випробувальної апаратури, знайомство з методиками випробувань та вимірювань, уміння планувати і проводити випробування й експерименти.

### **Рекомендована література:**

1. Техніка і електрофізика високих напруг: Навч. посібник / За ред. В.О.Бржезицького та В.М.Михайлова. – Харків: НТУ „ХПІ” – Торнадо, 2005. – 930 с.

2. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустаткування: Навч. посібник / Уклад.: В.Б.Абрамов, В.О.Бржезицький, О.Р.Проценко, під ред. Бржезицького В.О. – К.: НТУУ «КПІ», 2015. – 235 с.

3. Техніка високих напруг. Расчет и конструирование электрической изоляции: учеб. пособие / А.Г.Гурин, В.В.Рудаков. – Х.: Изд-во «Підручник НТУ «ХПІ», 214. – 192 с. – На рус. яз.

4. Изоляция установок высокого напряжения: Учебник для вузов / Г.С.Кучинский, В.Е.Кизеветер, Ю.С.Пинталь; Под общ. ред. Г.С.Кучинского. - М.: Энергоатомиздат, 1989.

## ЛЕКЦІЯ 1. ЗАГАЛЬНІ ПИТАННЯ ВИПРОБУВАНЬ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

### 1.1 Випробування – складова системи забезпечення надійності роботи електрообладнання

По відношенню до об'єктів технічного призначення, термін «*надійність*» (згідно з ДСТУ 2860-94) означає властивість об'єкта зберігати протягом певного часу в обумовлених межах значення всіх параметрів, що характеризують здатність виконувати задані функції у встановлених режимах і умовах використання, технічного обслуговування, ремонтів, зберігання та транспортування.

У відношенні до таких об'єктів, у т.ч. електрообладнання, надійність роботи значною мірою залежить від їх технічного стану.

Під поняттям «*технічний стан об'єкта*» слід розуміти сукупність властивостей об'єкта що піддаються змінам в процесі виготовлення чи експлуатації, характеризуються у певний момент часу признаками, що встановлені технічною документацією на цей об'єкт. В свою чергу, технічна документація повинна містити діагностичні признаки (параметри, показники), достатні для проведення достовірного діагностування об'єкта як в умовах виробництва, так і в умовах експлуатації, а також допустимі значення кількісних і якісних характеристик властивостей об'єкта.

Для того чи іншого обладнання визначення цих показників (параметрів) шляхом обстежень, вимірювань, випробувань тощо, дозволяє зробити висновок про відповідність цього обладнання одному із трьох станів, а саме:

- а) справному (обладнання – є працездатним);
- б) несправному (обладнання – є непрацездатним);
- в) граничному (подальше застосування обладнання недоцільне чи створює ризик відмови).

Стадії і обсяги проведення, номенклатура і кількісне нормування показників, а також методики випробувань певної одиниці (групи) обладнання, як правило, відрізняються залежно від місця чи стадії проведення оцінки технічного стану даного обладнання. Наприклад, у випадку проведення такої оцінки **виготовлювачем** якоїсь одиниці обладнання вона буде відрізнятись від подібної оцінки для випадків виконання її **споживачем** цієї ж одиниці обладнання. Проте, за будь-яких обставин, обсяг випробувань, перелік показників, методики їх визначення і нормовані значення, обумовлюються чинними для тих чи інших умов тими чи іншими **нормативними документами**.

**Виготовлювач** електрообладнання – об’єднання, підприємство, фірма і т. ін., що виготовлює таке обладнання.<sup>1)</sup> Виготовлене обладнання повинно відповідати вимогам державних чи міждержавних стандартів, технічних умов або інших, визнаних державною системою стандартизації, документів для гарантування його надійного, якісного та безпечного використання.

---

<sup>1)</sup> Тут і далі за текстом пояснення застосованих термінів адаптовані до матеріалу, викладеному у цьому посібнику.

**Споживач** електрообладнання – об’єднання, підприємства, організації тощо, які виробляють, передають, розподіляють, та споживають електроенергію - використовують дане обладнання.

**Нормативний документ** – стандарт, технічні умови, регламент, а також інші документи, що не є стандартами, але визнаються чинними на державному чи галузевому рівні (норми, правила, інструкції тощо).

### **1.3 Види випробувань електрообладнання у виготовлювача**

Як вже вказувалось вище, для гарантування надійності, якості та безпечності електрообладнання воно повинно відповідати вимогам певних нормативних документів. В Україні виготовлене електрообладнання повинно, в першу чергу відповідати стандартам (ГОСТ, ДСТУ) або технічним умовам. Технічні умови, як правило, встановлюють вимоги до якоїсь одиниці чи обмеженої групи обладнання, розробляються з урахуванням стандартів, а з окремих питань - містять безпосередньо посилання на стандарти.

Види, обсяги та методи випробування електрообладнання також встановлюються стандартами, а для окремих одиниць – містяться і в відповідних технічних умовах. Технічним умовам може бути наданий статус стандарту. Наведемо декілька прикладів (надані мовою оригіналу):

- «ГОСТ1516.2-97 Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции.»

- «ГОСТ 1516.3-96 Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.»

- «ГОСТ 11677-85 Трансформаторы силовые. Технические условия.»

У наведених прикладах перші два ГОСТ встановлюють вимоги до видів, обсягів і методів випробувань широкого кола видів електрообладнання, а третій – стосується тільки силових трансформаторів і саме для них визначає, крім іншого (тобто окремим розділом тексту технічних умов), види та обсяги випробувань.

Так, у відповідності до ГОСТ 1516.3 ізоляція електрообладнання повинна підлягати таким видам випробувань: **типовим, періодичним** (якщо це встановлено для якогось обладнання стандартом на дане обладнання) та **приймально-здавальним**.

**Типовим** випробуванням підлягає кожний новий тип електрообладнання. Такі випробування проводяться на головному зразку чи зразку із першої виробничої партії вказаного обладнання. Для електрообладнання масового виробництва (наприклад, ізоляторів класів напруги від 3 до 35 кВ) типовим випробуванням можуть бути піддані декілька зразків, якщо це вказано в стандартах (технічних умовах) на електрообладнання окремих видів. Обсяг випробувань (перелік показників, які підлягають визначенню для підтвердження характеристик обладнання заданим) обумовлюється у технічних умовах на конкретний тип (групу, вид) обладнання, а також, більш детально, вказується у програмах випробувань, які розробляються виробником обладнання на підставі і з посиланнями на відповідні стандарти.

Типове випробування повинно бути проведено також у випадку змін конструкції ізоляції або технологічного процесу виготовлення обладнання, чи зміни застосованих матеріалів, якщо вказані зміни можуть призвести до зниження електричної міцності ізоляції. Обсяг випробувань за таких обставин встановлюється самим виготовлювачем залежно від характеру згаданих змін.

**Періодичним** випробуванням підлягає кожний тип електрообладнання, якщо у стандартах на види, яким він відповідає, встановлено необхідність і періодичність таких випробувань. Як правило до періодичних випробувань відносяться ті самі вимоги, що і до типових. Окремі відхилення (зменшення обсягів) вказуються в стандартах на обладнання чи на випробування.

**Приймально-здавальним** випробуванням підлягає кожна одиниця виготовленого електрообладнання. Обсяг таких випробувань відрізняється від типових у бік зменшення, і, аналогічно попереднім, обумовлюється у технічних умовах на конкретний тип (групу, вид) обладнання, а також, більш детально, вказується у програмах випробувань, які розробляються виробником обладнання на підставі і з посиланнями на відповідні стандарти.

Програми випробувань включають визначення всіх необхідних показників, незалежно (як ми вже відмічали) від того, повною мірою процедура їх отримання підпадає під термін «випробування» чи вони скоріше відносяться до результатів вимірювань або обстежень.

Методи визначення показників, що застосовуються під час випробувань і вимірювань повинні бути регламентовані чинними нормативними документами. Вимога визначення під час вказаних вище випробувань будь-якого показника, супроводжується зазначенням нормативного документу на метод, за яким цей показник повинен бути визначеним.

За результатами випробувань виробника для кожної одиниці обладнання виписується паспорт, де, крім іншого (вид, тип, заводський номер, електричні параметри), вказуються результати випробувань, а також відповідність їх вимогам стандартів.

---

<sup>1)</sup> Надання знань у галузі стандартизації, метрології та сертифікації виходить за межі курсу, для якого призначений цей навчальний посібник, тому матеріали даного посібника містять тільки окремі фрагменти, що вказують на залежність і вплив вказаної вище галузі на процес виробництва та використання електрообладнання.

#### **1.4 Види випробувань електрообладнання у споживача**

Випробування електрообладнання, що проводяться на підприємствах, які використовують електрообладнання, можна розділити на **приймально-здавальні** і **експлуатаційні**.

*Приймально-здавальні випробування* проводяться з метою перевірки характеристик обладнання на відповідність їх паспортним даним. Проводяться для нового обладнання на стадіях його приймання від виготовлювача (постачальника) і монтажу на об'єкті споживача.

*Експлуатаційні випробування* проводяться з метою перевірки відповідності характеристик обладнання допустимим значенням, наведеним в нормативних документах з експлуатації даного обладнання. Такі випробування включають **випробування під час поточної експлуатації** та **випробування під час капітальних ремонтів** цього обладнання.

*Випробування під час поточної експлуатації* розділяються на випробування, що проводяться під час роботи обладнання без проведення ремонту, інакше – міжремонтні випробування, а також випробування, які виконуються під час поточних ремонтів. Випробування під час поточних ремонтів та міжремонтні випробування повинні встановити придатність або непридатність даної одиниці обладнання для подальшої роботи.

*Капітальні ремонти* виконуються для відновлення основних функцій обладнання. Тому **випробування під час капітальних ремонтів** проводяться у два етапи:

а) до капітального ремонту - з метою уточнення обсягів ремонту і отримання значень характеристик, з якими буде проведено порівняння після ремонту;

б) після капітального ремонту – з метою оцінки якості ремонту, усунення дефектів і відновлення основних функцій. Як правило, після капітального ремонту характеристики обладнання повинні бути відновленими до значень, наближених до наведених у паспорті або отриманих під час монтажу.

Обсяг випробувань, інакше - перелік показників, що підлягають визначенню на підприємствах, які займаються експлуатацією електрообладнання і підпорядковані Міністерству палива та енергетики України, обумовлений галузевим нормативним

документом «Норми випробування електрообладнання». Цим документом для кожного виду електрообладнання встановлено обов'язковий перелік показників, що повинні визначатись на всіх стадіях «перебування» даного обладнання на таких підприємствах, а також числові значення, яким повинні відповідати названі показники.

Наведемо приклади зазначених переліків для деяких видів обладнання:

### **1) Генератори і компенсатори**

Приймально-здавальні випробування:  $R_{iz}$ , випробування  $\sim U$ , випробування  $\equiv U$  із вимірюванням струмів витоку,  $R_{om}$ ,  $R_{xx}$ , випробування на нагрівання ( $t^0$ ), вібрації, гідравлічні випробування на щільність, перевірка роботи регуляторів тиску масла в масляних ущільненнях, аналіз проб газів у т. ч. ХАРГ і ін. – всього 33 показника.

Капітальний ремонт: майже те саме – всього 30 показників.

Поточна експлуатація:  $R_{iz}$ , випробування  $\sim U$ , випробування на нагрівання ( $t^0$ ), вібрації, аналіз проб газів у т. ч. ХАРГ і ін. – всього 12 показників.

### **2) Електродвигуни змінного струму**

Приймально-здавальні випробування:  $R_{iz}$ , випробування  $\sim U$ , випробування  $\equiv U$  із вимірюванням струмів витоку, вібрації, гідравлічні випробування на щільність і ін. – всього 12 показників.

Капітальний ремонт: майже те саме.

Поточна експлуатація: тільки  $R_{iz}$ .

### **3) Силові трансформатори**

Приймально-здавальні випробування:  $R_{60}$ ,  $tg\delta$ ,  $R_{om}$ ,  $Z_k$ ,  $R_{xx}$ , маслощільність, контроль проб масла з визначенням показників якості масла і ХАРГ, контроль комплектуючих (уводи і трансформатори струму - ізоляційні характеристики, охолоджувачі – гідравлічні випробування, перемикаючі пристрої – час спрацювання і вібрації) і ін. – всього (з урахуванням комплектуючих) до 30 показників.

Капітальний ремонт: практично те саме.

Поточна експлуатація:  $R_{60}$ ,  $tg\delta$ , контроль проб масла з визначенням показників якості масла і ХАРГ, контроль уводів, тепловізійний контроль<sup>1)</sup>.

### **4) Вимірювальні трансформатори**

Приймально-здавальні випробування:  $R_{60}$ ,  $\text{tg}\delta$ ,  $S_x$ , випробування  $\sim U$ ,  $R_{om}$ , полярність виводів, характеристика намагнічування, контроль проб масла з визначенням показників якості масла і ХАРГ.

Капітальний ремонт: не передбачений<sup>2)</sup>.

Поточна експлуатація:  $R_{60}$ ,  $\text{tg}\delta$ , контроль проб масла з визначенням показників якості масла і ХАРГ, тепловізійний контроль<sup>1)</sup>, вимірювання ізоляційних характеристик під робочою напругою<sup>3)</sup>.

## **5) Роз'єднувачі, відокремлювані**

Приймально-здавальні випробування та капітальний ремонт:  $R_{із}$ , випробування  $\sim U$ ,  $R_{om}$ , контроль розподілення напруг на ізоляторах за допомогою штанг, зусилля роз'єднання контактів, часові та швидкісні характеристики роботи.

Поточна експлуатація: контроль розподілення напруг на ізоляторах за допомогою штанг, тепловізійний контроль<sup>1)</sup>.

---

<sup>1)</sup> Тепловізійний контроль можливий тільки для обладнання, що знаходиться в роботі.

<sup>2)</sup> Капітальний ремонт передбачає розкриття обладнання. Оскільки вказані трансформатори відносяться до засобів вимірювань, їх розкриття буде супроводжуватись порушенням пломби Держстандарту, що може призвести до необхідності повторної метрологічної атестації таких трансформаторів.

<sup>3)</sup> Такий спосіб вимірювань ізоляційних характеристик можливий тільки для обладнання, що має конденсаторну ізоляцію, тобто ізоляція між електродами (обмотками) різних напруг має проміжні конденсаторні обкладинки, які створюють ємнісний дільник, який, в свою чергу, і дозволяє проводити вимірювання без відключення обладнання від високої робочої напруги. Саме таку ізоляцію мають трансформатори струму напругою 330 кВ і вище.

## **б) Вентильні розрядники**

Приймально-здавальні випробування:  $R_{із}$ ,  $U_{проб.}$ , струм провідності.

Капітальний ремонт: можливий тільки на спеціалізованих дільницях<sup>1)</sup>

Поточна експлуатація:  $R_{із}$  (1/3 роки), струм провідності (1/6 років та у випадку зниження  $R_{із}$  на 30% і більше), тепловізійний контроль<sup>2)</sup>.

## **7) Трубчаті розрядники**

Приймально-здавальні випробування: вимірювання внутрішнього діаметра розрядника і його зовнішнього проміжку, зовнішній огляд, перевірка

розташування зони вихлопу (фази не повинні перехрещуватись та в цю зону не повинні потрапляти конструкції і проводи ПЛ).

Капітальний ремонт: не передбачений<sup>3)</sup>.

Поточна експлуатація: вимірювання зовнішнього діаметра розрядника, а також його внутрішнього і зовнішнього проміжку, зовнішній огляд, перевірка розташування зони вихлопу (фази не повинні перехрещуватись та в цю зону не повинні потрапляти конструкції і проводи ПЛ).

## **8) Уводи (прохідні ізолятори)**

Приймально-здавальні випробування, капітальний ремонт, поточна експлуатація:  $R_{60}$ ,  $\text{tg}\delta$ ,  $S_x$ , випробування  $\sim U$ , для герметичних уводів – контроль тиску, для маслонаповнених уводів - контроль проб масла з визначенням показників якості масла і ХАРГ. Додатково під час поточної експлуатації - тепловізійний контроль<sup>1)</sup>.

Перелічені характеристики (показники) вимірюються:

- а) на відключеному та розшинованому (від'єднаному від зовнішньої електричної схеми) обладнанні;
- б) на відключеному обладнанні без його розшинування (приєднаному до зовнішньої електричної схеми);
- в) без виведення обладнання із роботи (без його відключення і від'єднання від зовнішньої електричної схеми).

Найбільш достовірно технічний стан електрообладнання відображують характеристики (параметри), що виміряні під час впливу на це обладнання робочих навантажень ( $U$ ,  $I$ ,  $\Theta$ , механічних зусиль, вібрацій і т. ін.). Отже, зростання інформативності, а у більшості випадків і економічності (зменшення витрат), досягається за рахунок вимірювань перелічених характеристик, проведених на працюючому обладнанні, тобто без виведення обладнання з роботи.

---

<sup>1)</sup> Капітальні ремонти вентильних розрядників повинні супроводжуватись, як і їх виготовлення, рядом випробувань, методика проведення яких є специфічною і призначеною для визначення параметрів, що належать тільки розрядникам.

<sup>2)</sup> Тепловізійний контроль можливий тільки для обладнання, що знаходиться в роботі.

<sup>3)</sup> Для цих розрядників капітальний ремонт є недоцільним з економічних міркувань.

Але проведення у такий спосіб вимірювань передбачає або наявність налаштованих (розроблених, модифікованих, ) для цього методик і засобів вимірювань необхідних параметрів, або придатність (конструктивну, технологічну) самого обладнання до забезпечення умов проведення зазначених вимірювань без будь-якої зупинки своєї роботи. Складність практичної реалізації цих умов викликає певні обмеження у використанні контролю за технічним станом працюючого обладнання.

До прикладів, які ілюструють вказане, можна віднести наступне: найбільш придатним для стеження за станом значної кількості обладнання без його відключення є тепловізійний контроль проте існує обладнання, температурні аномалії якого складно співставити із прогнозованими в ньому дефектами; достатньо інформативним для маслonaповненого обладнання є контроль його стану за допомогою ХАГР, проте достатня кількість даного обладнання непридатна для цього, якщо не відключити його від напруги; ізоляційні характеристики під робочою напругою без суттєвих похибок можливо вимірювати для обладнання, що має конденсаторну ізоляцію.

За обставин, що існують на цей час, можливо, як правило, проводити контроль без виведення обладнання з роботи тільки за дуже обмеженим переліком його характеристик, а зміна «статусу визначення» (з відключенням обладнання – без відключення обладнання) для параметра, який вважається більш-менш ефективним, потребує додаткових, інколи і значних, витрат.

Тому доцільність проведення заходів, що нададуть можливість проводити вимірювання якогось із параметрів не тільки після відключення, але і без виведення із роботи обладнання, слід з огляду на ступінь інформативності та достовірності того чи іншого параметру в частині надання ним відомостей про технічний стан окремо взятого виду чи типу обладнання.

## ЛЕКЦІЯ 2

### 1.2. Контроль технічного стану електрообладнання.

З метою оцінки технічного стану електрообладнання виготовлювачем і споживачем контролюються наступні характеристики:

- а) електроізоляційні характеристики;
- б) електричні та електромагнітні характеристики;
- в) теплові (температурні) характеристики;
- г) механічні характеристики;
- д) фізико-хімічні характеристики проб матеріалів.

Показниками вказаних характеристик, для яких найбільш часто вимірюються і порівнюються із встановленими вимогами кількісні (числові) чи якісні значення, є, відповідно, такі:

а) опір ізоляції ( $R_{із}$ ), тангенс кута діелектричних втрат ( $tg\delta$ ), ємність ізоляції ( $C_x$ ), струм витоку, електрична міцність<sup>1)</sup> та ряд ін. (показник «електрична міцність» має також назву – «випробування підвищеною напругою» і полягає не у вимірюванні кількісного значення цього показника, а в тестуванні ізоляції обладнання за принципом – витримує вона чи ні без електричного пробою вплив підвищеної електричної напруги певного значення протягом певного проміжку часу. Таке випробування проводиться з прикладанням напруги повного грозового імпульсу ( $U_{пгі}$ ), зрізаного грозового імпульсу ( $U_{згі}$ ), комутаційного імпульсу ( $U_{кі}$ ), а також напруги змінного ( $\sim U$ ), або постійного ( $\equiv U$ ) струму, Під час випробувань  $\equiv U$  вимірюється також струм витоку, який не повинен перевищувати певних меж.);

б) опір обмоток постійному струму ( $R_{ом}$ ), опір короткому замиканню ( $Z_k$ ), струм неробочого («холостого») ходу ( $I_{хх}$ ), втрати неробочого («холостого») ходу ( $P_{хх}$ ), коефіцієнт трансформації ( $K_{тр}$ ), полярність виводів та ряд ін.;

в) температури, термограми;

г) зусилля стискування контактів, величини вібрацій, час спрацювання комутаційних елементів, значення тиску і т. ін.;

д) вміст домішок (вологи, газів, забруднень), кислотне число, температура спалаху, пробивна наруга, щільність, а також ціла низка інших показників, котрі повинні вказувати на наявність

---

<sup>1)</sup> Визначення даного показника у найбільш повній мірі відповідає процедурі, що має назву «випробування обладнання». Проте ми не будемо відокремлювати його від інших, про які

вірніше було б казати, як про «вимірювання» або «обстеження», оскільки існують нормативні документи (наприклад «Норми випробувань електрообладнання» Мінпаливенерго), що для оцінки технічного стану електрообладнання встановлюють вимоги до різних за процедурою визначення показників.

або відсутність змін ізоляційних, механічних, хімічних, інших властивостей матеріалів, що використані в обладнанні, звідки відібрана проба, або ж про наявність чи відсутність дефектів в обладнанні, що спричинили до розкладу цих матеріалів з утворенням продуктів такого розкладу, які можуть бути віднайдені в пробах матеріалів, відібраних з цього обладнання (наприклад хроматографічний аналіз розчинених в пробах масла газів – скорочено ХАРГ).

Склад комплексу (сукупності) ефективних методів, які слід використовувати для оцінки технічного стану електрообладнання, залежать, в основному, від виду і класу напруги даного обладнання.

**Вид електрообладнання** – це класифікаційна ознака, що відображує, у більшості випадків, особливості застосування (функціональне призначення) даного обладнання незалежно від його номінальних електричних параметрів (потужність, напруга, струм навантаження і т. ін.). Наприклад: силові трансформатори (автотрансформатори), вимірювальні трансформатори, розрядники тощо.

**Тип електрообладнання** – це класифікаційна ознака, що разом із номінальними електричними параметрами відображує, як правило, особливості конструктивного виконання даної одиниці або групи одиниць обладнання, яке належить, у сукупності інших, до якогось виду.

З мето роз'яснення наведених вище формулювань надамо декілька прикладів позначення типів електрообладнання разом із тлумаченням змісту даних позначень:

*а) для силових трансформаторів (автотрансформаторів):*

- *ТМ-630/10/0,4* – трифазний (*T*) силовий трансформатор без примусового (*M*) охолодження масла (масло надходить у зовнішні радіатори трансформатора під дією градієнта температур між верхньою і нижньою частинами трансформатора та охолоджується за рахунок природного відведення тепла у довкілля) потужністю 630 кВА, на напруги 10 і 0,4 кВ;

- *ТДТНГ-40000/110/35/10* – трифазний (*T*) силовий трансформатор з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (*D*) їх вентиляторами, але без примусового подавання масла в радіатори, із трьома обмотками (*T*) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (*H*), грозостійкий (*G*), потужністю 40000 кВА, на напруги 110, 35, і 10 кВ;

- ТДЦ 400000/330/10,5 – трифазний (Т) силовий трансформатор з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами і примусовим (циркуляційним) подавання масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), регулювання під навантаженням відсутнє, потужністю 400000 кВА, на напруги 330 і 10,5 кВ;

- АОДЦТН-333000/750/330/110 – автотрансформатор (А) однофазний (О) з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами і примусовим (циркуляційним) подавання масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), потужністю 333000 кВА, на напруги 750, 330 і 110 кВ;

- АТДЦТН-200000/330/110/35 – автотрансформатор (А) трифазний (Т) з примусовим охолодженням радіаторів за рахунок обдування (Д) їх вентиляторами і примусовим (циркуляційним) подавання масла в радіатори за допомогою спеціальних масляних насосів (Ц), із трьома обмотками (Т) різних напруг, з регулюванням під навантаженням (Н), потужністю 200000 кВА, на напруги 330, 110кВ і 35 кВ;

б) для вимірювальних трансформаторів:

- ТФУМ-330 – вимірювальний трансформатор струму (Т) (використаною перше позначення від назви російською мовою - «тока») із фарфоровою покриттям (Ф), із У-подібною конструкцією обмотки (У), заповнений маслом (М), на напругу 330 кВ;

- НКФ-330 - вимірювальний трансформатор напруги (Н) (використаною перше позначення від назви російською мовою - «напряжения») каскадний (К), із фарфоровою покриттям (Ф), на напругу 330 кВ;

в) для розрядників:

- РВС-110 – розрядник (Р) вентиляційний (В) станційний (С), призначений для захисту від перенапруг обладнання класу 110 кВ;

- РВМГ-330 – розрядник (Р) вентиляційний (В) з магнітним гасінням дуги (М), призначений для захисту від грозових перенапруг (Г) обладнання класу 330 кВ.

Наведені приклади вказують на те, що, залежно від виду обладнання, позначення їх типів можуть містити літери, які мають різне змістовне тлумачення. Побудова та зміст позначень типів обладнання можуть встановлюватись на підставі чинних нормативних документів (стандартів, технічних умов) або визначатись виготовлювачем обладнання.

## Лекція 3

### Глава третя

## КОНТРОЛЬ ДІЕЛЕКТРИЧНИХ ХАРАКТЕРИСТИК ІЗОЛЯЦІЇ

### 3.1. Дефекти ізоляції

Залежно від агрегатного стану діелектриків, ізоляцію устаткування високої напруги класифікують наступним чином: газова, рідка, тверда і комбінована.

Газоподібні діелектрики в практиці експлуатації зустрічаються у вигляді звичайного повітря, а в останні десятиліття й елегазу (шестифтористої сірки). Повітря між кульовими електродами при необмежено рівномірному полі має електричну міцність приблизно 15...25 кВ/см. При пробі повітряних проміжків, що прилягають до чистої поверхні, наприклад, ізоляторів, розрядна напруга знижується до 3...5 кВ/см, а забрудненої - до 0,5...1 кВ/см. Газоподібний діелектрик піддається забрудненню й зволоженню, що змінює його електричні характеристики.

Рідкі ізоляційні матеріали надзвичайно поширені в електротехніці у вигляді так званого трансформаторного масла, що виробляється з нафти. При випробуванні в стандартному міжелектродному проміжку 2,5 мм електрична міцність трансформаторного масла задовільної якості, як правило, становить 50 – 80 кВ. Значне зниження пробивної напруги масла зазвичай пов'язане з його забрудненням або зволоженням навіть в тих випадках, коли це має місце в незначних кількостях – до сотих часток відсотка.

Тверді діелектрики можуть складатися з органічних і неорганічних речовин. До твердих діелектриків відносять: волокнисті матеріали (дерево, папір, картон), а також виготовлені на їх основі шаруваті пластики (бакеліт, гетинакс і т.п.); керамічні матеріали, в числі яких найважливішими є фарфор та скло; наповнювачі, головним чином мінеральні речовини, наприклад слюда. До твердих діелектриків також відносять термопластичні маси що складаються з розчинів компонентів, які твердіють у летких розчинниках. По величині електрична міцність твердих діелектриків значно вища газоподібних та рідких, залежить від виду, роду й стану застосовуваних матеріалів.

Основними видами дефектів твердої ізоляції є: зовнішнє забруднення, зволоження, порушення однорідності, втрата електричної й механічної міцності.

Ізолюючі матеріали крім основної функції - ізоляції електричного кола, завжди виконують допоміжні функції - несуть механічне навантаження, відводять тепло, захищають від впливу вологи, і т.п., що, зокрема, і визначає конструктивні особливості й форму елементів устаткування високої напруги.

У числі основних, найбільш важливих параметрів ізоляційних матеріалів можуть бути відзначені наступні:

1. діелектричні - електрична міцність, стійкість при іонізаційних процесах, стабільність діелектричних втрат, а також поверхневого й об'ємного опору;
2. механічні - міцність при всіх видах можливих навантажень (розрив, стиснення, вигин і т.д.);
3. теплові - теплопровідність, відповідність температурному режиму в робочих режимах, стійкість при нагріванні й охолодженні;
4. хімічні - хімічна стабільність;
5. інші - атмосферостійкість при впливі вологи, сонячних променів і т.д.

Крім вказаних параметрів, з метою контролю діелектричних характеристик ізоляції визначається ряд показників, які вимірюються під час дії прикладеної напруги підвищених значень від випробних установок (під час визначення електричної міцності, як правило, у виготовлювача обладнання) або під час дії робочої напруги, що присутня на обладнанні, яке знаходиться в експлуатації. Для останніх досить часто використовують назву - вимірювання під робочою напругою і значно рідше - вимірювання без виведення обладнання з роботи. До таких показників, що вимірюються під час дії прикладеної напруги, слід віднести, зокрема, інтенсивність часткових розрядів (ЧР), а до показників, що вимірюються під робочою напругою – інтенсивність ЧР та значення струмів провідності в ізоляції, зокрема, струмів небалансу.

У більшості конструкцій електричного устаткування ізоляція неоднорідна. Розрізняють наступні види неоднорідностей: багат шаровість, коли ізоляція складається з тих самих або різних матеріалів, розташованих паралельно або перпендикулярно електричному полю (рис.3.1,а й 3.1,б); наскрізні капіляри (рис.3.1,в); порожнини або вкраплення (рис.3.1,г).



Рис. 3.1. Види неоднорідностей у діелектрику.

Останні два види неоднорідностей звичайно виникають при старінні або через дефекти технологічного характеру при виготовленні. Неоднорідність матеріалу й розташування цих неоднорідностей істотно впливають на ізоляційні характеристики.

В ході експлуатації устаткування його ізоляція піддається зовнішньому впливу різних факторів (нагрівання, зволоження й ін.), у результаті чого змінюються властивості й

структура матеріалу та, зокрема, знижується електрична міцність - матеріал старіє. Основними причинами старіння виступають наступні види впливу:

- робоча напруга;
- короточасні підвищення напруги (перенапруги) при грозових розрядах і комутаційних перемиканнях;
- іонізація, що викликає окисні процеси або полегшує розвиток поверхневого розряду;
- механічні від дії власної ваги, ударів при проходженні надструмів, вібрації, вітрових навантажень і ін.;
- забруднення об'ємне (наприклад, в маслі продуктами окислювання, або вуглецем) і поверхневе;
- нагрівання, що викликає інтенсивне старіння при порушенні режиму та є найбільш руйнівним для органічних матеріалів;
- зволоження (об'ємне), що призводить до підвищення струмів наскрізної провідності та, як наслідок, зростанню температури.

В електроустаткуванні високої напруги знайшли найбільш широке застосування наступні основні види ізоляційних матеріалів: фарфор, трансформаторне (кабельне) масло, папір, шаруваті пластики, лаки й т.д. Визначення ходу старіння ізоляційних матеріалів електроустаткування й впливу його на діелектричні характеристики є предметом повсякденного вивчення в лабораторних і експлуатаційних умовах. Характер і хід старіння кожного із цих матеріалів різні.

Зміни властивостей ізоляції можуть бути зворотними та незворотними. Наприклад зміни в результаті зволоження можуть бути нівельовані в результаті сушіння, коли відновлюються первісні параметри (електропровідність, електрична міцність і т.д.).

До незворотних змін призводить, як правило, деструкція матеріалів - процес старіння, пов'язаний із впливом істотних або досить тривалих термічних, електричних і механічних навантажень, а також реакцій глибокого окислення. У цих випадках втрачені механічні, діелектричні, теплофізичні та інші необхідні властивості ізоляції не можуть бути відновленими без заміни діелектрика чи відповідної ізолюючої конструкції.

Зниження електричної міцності при природному старінні, в номінальному режимі й при якійсій ізоляції обладнання протікає повільно і триває кілька десятиліть. Погіршення ізоляційних властивостей матеріалу при зволоженні й старінні носить звичайно характер розподіленого дефекту по всьому об'єму та товщині. Нарешті, досить часто зустрічаються випадки механічних ушкоджень ізоляції, наприклад кабелів, в результаті чого виникають ослаблені місця (тріщини, порожнини й т.п.), тобто з'являються місцеві дефекти.

## ЛЕКІЯ 4

### ПРОЦЕСИ В ДІЕЛЕКТРИКАХ, СПРИЧИНЕНІ ДІЄЮ ВИСОКИХ НАПРУГ

Матеріали, які застосовують при виготовленні електротехнічного устаткування, розділяють на ряд груп: провідникові, ізолюючі (ізоляційні), магнітні й напівпровідникові. Умови роботи ізолюючих матеріалів (діелектриків) в устаткуванні у більшості випадків визначають надійність його роботи.

Ізоляція струмоведучих частин може бути наступних видів: газовою, рідинною, твердою або комбінованою (змішаною) з окремих перерахованих видів. Випробування ізоляційних матеріалів у їх зазначених формах стали можливі (в історичному аспекті) лише після встановлення структури матеріалів і процесів, що виникають у речовині при прикладенні до неї електричної напруги. Процеси, що відбуваються в ізоляційних матеріалах, можуть бути пояснені виходячи з поглядів сучасної фізики на їх природу та процеси в них.

Відповідно до атомної моделі хімічних елементів нейтральний атом складається з ядра, що має позитивний заряд, і електронів, що перебувають довкола нього, та мають сумарно рівний негативний заряд. Узагальнюючи, речовина вподібнюється врівноваженій системі, у якій окремі атоми, молекули (групи молекул) електрично нейтральні. Але, якщо речовину помістити в область, у якій є зовнішнє електричне поле, тоді під впливом останнього позитивно заряджені частинки зрушаться в напрямку поля, а негативно заряджені - проти поля. При зникненні зовнішнього поля вони можуть повернутися у початкове положення (в більш загальному випадку – у положення, яке відрізняється від початкового). Подібні переміщення пов'язані з витратами енергії. Прикладом зазначених процесів може, певною мірою, служити заряд і розряд конденсатора.

У тих випадках, коли під впливом зовнішніх умов енергія, надана носієві заряду (електрону, іону), перевищить деяке граничне значення, при зіткненні носія заряду з іншими частинками, відбувається іонізація.

Практично доводиться мати справу не з однорідними діелектриками, а з технічними, які відрізняються наявністю складових структурних матеріалів, кожен з яких має власні електрофізичні характеристики.

Електропровідність діелектриків пояснюється наявністю в них деякої кількості вільних носіїв зарядів. У цьому випадку під впливом електричного поля в ізоляційному матеріалі та на його поверхні виникає струм провідності. У зв'язку з відзначеним явищем якість діелектрика можна охарактеризувати питомою об'ємною провідністю й питомою поверхневою провідністю, – величинами, зворотними відповідним питомим значенням об'ємного й поверхневого електричного опору.

Всі діелектрики можуть працювати при напругах, що не перевищують граничних значень, характерних для них у певних умовах і стані. При перевищенні таких значень настає пробій діелектрика.

## **2.1. Пробій діелектрика.**

Звичайно щільність струму провідності через діелектрик, що перебуває під напругою в робочих умовах, дуже мала. Але, при перевищенні напругою певних меж, ізоляційні властивості матеріалу погіршуються, струм різко зростає – раптово утворюється провідний канал між електродами. Таке явище називають електричним пробоем діелектрика. Значення мінімальної напруги, при якому відбувається пробій діелектрика, називають пробивною напругою  $U_{\text{проб}}$ .

Характер і причина пробою газоподібних, рідких і твердих ізоляційних матеріалів розрізняються й звичайно розглядаються порізно. Найбільш важливими факторами, що впливають на пробивну напругу всіх видів діелектриків, є: форма електричного поля, тривалість прикладення напруги, вид струму, кліматичні умови, температура, вологість, тиск для газів, тип матеріалу і його товщина (відстань між електродами).

Відповідно до просторового розподілення напруженості, яке практично визначається формою електродів та неоднорідностями діелектричного матеріалу, поле в діелектрику може бути рівномірним (однорідним) або нерівномірним (неоднорідним). Наприклад, рівномірним є поле в середній частині обкладинок плаского конденсатора. В силу різного ступеня нерівномірності поля між електродами пробивна напруга при рівних відстанях буде різною.

У неоднорідних середовищах просторове розподілення напруженості електричного поля залежить від форми й взаємного розташування електродів, від розташування граничних областей ізоляційних середовищ, а також електрофізичних характеристик останніх. На границі двох середовищ можливі різкі зміни електричного поля як за величиною, так і за напрямком.

Значний вплив на розрядні характеристики діелектрика має не тільки час дії напруги на діелектрик, але й швидкість його наростання. Звичайно розглядаються наступні випадки тривалості прикладання напруги: а) прикладення поштовхом повної імпульсної напруги із коротким (у часі) фронтом; б) плавного підйому напруги до пробою, для того, щоб можливий пробій відбувався на 10-12-й секунді; в) ступінчастого підйому напруги з витримкою на кожному етапі якогось часу (20-60 с) із тривалістю переходу від рівня до

рівня за час 1 - 10 с; г) плавного підйому напруги до певного рівня умовної напруги (випробувальної) з наступною витримкою часу на цьому рівні, наприклад, 1 хв.

При визначенні електричної міцності користуються напругою частотою 50 Гц, постійною (випрямленою) напругою та імпульсами напруги, що характеризуються швидким підйомом напруги й наступним більш плавним спаданням до нуля. Імпульсна випробувальна напруга звичайно формується розрядом конденсатора (конденсаторів) на електричний опір, що визначає форму хвилі імпульсу.

Кліматичні умови визначаються зовнішнім середовищем, в якому виконується експеримент. Вони повинні враховуватися як один з факторів, що впливають на результат випробувань.

У природі існує природний діелектрик – атмосферне повітря. Повітря, а останнім часом і ряд інших газів (водень, елєгаз, фреон та ін.) використовуються як ізолятор у багатьох пристроях високої напруги. У разі збільшення напруженості електричного поля, окремі вільні електрони в газі, які утворюються в результаті дії природних іонізаторів, прискорюються та при зіткненні з нейтральними молекулами викликають їхню іонізацію шляхом відриву електрона. Збільшення напруженості поля створює передумови для виникнення розряду й надалі пробою газу. Умовно розрізняються кілька фаз розряду між електродами в газах:

- а) тихий розряд, коли відзначаються слабке світіння газу й імпульсні кидки струму;
- б) коронний розряд, що виникає при частковому руйнуванні міцності газу в неоднорідному полі та супроводжується випромінюванням блідого фіолетового кольору;
- в) іскровий розряд – короткочасне порушення міцності газу. Характеризується яскраво-фіолетовим випромінюванням;

г) електрична дуга – повне порушення міцності газу, що можливо, якщо потужність джерела напруги достатня для підтримки розряду. Дуга має сліпуче біле випромінювання.

Виходячи із властивостей газів, установлюють розміри ізоляційних конструкцій ізоляторів, шин і проводів і т.д., які повинні забезпечити необхідну електричну міцність ізоляційного проміжку цих конструкцій. Проте залежно від того, рівномірним чи нерівномірним є поле у вказаному проміжку, підвищення прикладеної до ізоляційної конструкції напруги буде супроводжуватись певними особливостями розвитку розряду в ній.

При нерівномірному (неоднорідному) полі, наприклад для випадку електродів «стрижень – площина», при підйомі прикладеної напруги спочатку в зоні стрижня, де

спостерігається максимальна напруженість поля може виникнути корона, тоді як біля площини її не буде. І тільки подальше збільшення напруги призведе до електричного пробоя всього ізоляційного проміжку.

При рівномірному (однорідному або близькому до однорідного) полі, яке створюють системи електродів площина-площина чи сфера-сфера, підвищення прикладеної напруги до певного значення одразу призведе до електричного пробоя всього ізоляційного проміжку, проте значення  $U_{\text{проб.}}$  буде більшим, ніж для аналогічного випадку нерівномірного поля. Додатково слід зазначити, що розряд у випадку рівномірного (або наближеного до рівномірного) поля, як, наприклад, між двома сферами діаметром  $D$  при відстані між ними  $\leq D/2$ , у випадку однакових і стабільних умов має високу відтворюваність, тому такі електроди можна використовувати для вимірювань високих напруг.

Під час розробки та виготовлення ізоляційних конструкцій застосовуються рішення, які повинні забезпечити якомога більшу однорідність поля в ізоляційних проміжках електроустаткування. Але при експлуатації вказаних конструкцій можна спостерігати явища корони на обмежуючих ізоляційні проміжки металевих частинах електроустаткування, що мають локально малі радіуси кривизни поверхні, на яких відбувається концентрація електричного заряду та зростання напруженості електричного поля понад порогове значення (для повітря 24,5 кВ/см).

З додаткових факторів, що впливають на електричну міцність ізоляційного проміжку, мають наступні значення:

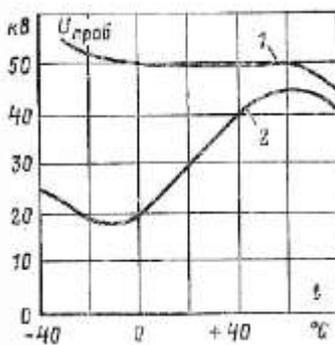
- полярність електродів, що особливо істотно при експлуатаційних випробуваннях, наприклад випробуваннях кабелів, коли слід дотримуватися певної полярності або робити випробування устаткування, заземлюючи саме ті частини, які заземлені в експлуатації;
- наявність і вплив на величину пробивної напруги місця розташування відносно одного з електродів бар'єра із твердого ізоляційного матеріалу.

Пробій газів, і зокрема повітря, вздовж поверхні твердого діелектрика – поверхневе перекриття, відбувається при більш низьких напругах у порівнянні з тим випадком, коли між електродами є тільки газ. Подібне явище має місце як при рівномірних, так і при нерівномірних електричних полях. Розрядна напруга по поверхні при постійному струмі може бути нижчою в порівнянні зі змінним струмом, що повинно прийматися до уваги при виборі розмірів конструкції, виду струму й напруги. Як показують дослідження, найбільшу роль у зниженні поверхневих розрядних напруг відіграють адсорбована діелектриком волога й дрібні дефекти поверхні, що спотворюють розподіл напруги. Якщо поверхня діелектрика (ізолятора) зволожена, то на ній утворюються провідні плівки, що значною мірою може знизити розрядну напругу.

Пробивна напруга рідких діелектриків, що одержали широке поширення в апаратах високої напруги, наприклад трансформаторних масел, значно вища, ніж для газів (оскільки рідину можна розглядати як стиснений газ при тиску порядку 200 МПа). Але, значний вплив на пробивну напругу рідких діелектриків мають домішки – зважений вуглець, волога й т.п., а також температура (рис. 2.1), форма електродів, швидкість підйому напруги, що, зокрема, важливо враховувати при випробуваннях масел. При пробі рідких діелектриків виникають хімічні реакції, продукти яких утворюють домішки, що змінюють властивості діелектрика[19].

Рис.2.1. Залежність пробивної напруги ізоляційного масла від температури.

1 - сухе масло; 2 - масло, що було у вживанні.



Якщо існує декілька теорій пробою рідких діелектриків, то стосовно пробою твердих діелектриків закономірності найбільш складні й теоретично роз'яснені не повною мірою. У твердій речовині атоми й молекули щільно упаковані (а отже зменшується довжина пробігу електронів в електричному полі), тому на розвиток процесів електричного руйнування подібного діелектрика потрібні значно більші напруженості в порівнянні з газоподібним і рідким матеріалами. Залежно від типу матеріалу, виду струму й умов випробувань прийнято розрізняти три види пробою твердих діелектриків:

а) електричний, пов'язаний зі швидким (у частку секунди) розвитком процесу, який обумовлений чисто електричними явищами руйнування. Діаметр каналу пробою звичайно відносно малий. Електричний пробій найчастіше виникає при ослабленні матеріалу за рахунок старіння або наявності місцевого дефекту;

б) тепловий, виникаючий у результаті розігріву матеріалу в електричному полі до температур, що відповідають термічному руйнуванню.

Тепловий пробій пов'язаний з надмірним зростанням струму провідності, що призводить до збільшення температури. Він виникає тоді, коли кількість тепла, що виділяється в товщі діелектрика під дією електричного поля, перевищує тепловіддачу, тобто відбувається порушення теплової рівноваги, яке веде до неспинного зростання температури.

Для теплового пробою характерний відносно повільний розвиток процесу – часом це години або дні. Канал пробою сильно обвуглений і може мати велику каверну (порожнину), якщо товщина матеріалу значна. Тепловий пробій найчастіше має місце як результат зволоження по товщі гігроскопічного матеріалу, як, наприклад, бакеліто-паперових виробів;

в) іонізаційний, пов'язаний з наявністю газових (повітряних) включень у твердому діелектрику або його шарах, у яких виникають мікророзряди, що впливають на структуру основного діелектрика, що й викликає зниження пробивної напруги.

У практиці випробувань електроустаткування досить часто доводиться зустрічатися з ізоляційними конструкціями, що мають змішані діелектрики, тобто як рідку, так і тверду ізоляцію, наприклад, у трансформаторах, вводах і т.п. В ізоляційних конструкціях зі **змішаною** ізоляцією найбільш часто виникають пробої через іонізаційні процеси, які розвиваються досить повільно.

Варто відмітити, що при визначенні характеристик пробою ізоляції елементів апаратури при рівних умовах звичайно має місце великий розкид значень пробивної напруги, який нерідко досягає 50%. Тому для одержання достовірних результатів рекомендується виконувати значну кількість вимірів, що дозволяє визначати значення пробивної напруги як середнє з отриманих відліків.

Для узагальнення, усякий ізолятор надалі можна уявляти у вигляді схеми заміщення, яка має ємність. Але оскільки в технічних діелектриках існує електропровідність, то ємність необхідно шунтувати відповідним опором. Для багатошарової ізоляції схема заміщення буде являти собою ланцюжок послідовно включених конденсаторів (плоских або циліндричних). У силу цього розподіл напруги по товщі діелектрика у разі прикладення змінної чи постійної напруги може бути різним: у першому випадку прикладена напруга на одиницю товщини буде визначатися значенням ємності цієї частини, а в другому випадку – тільки значенням опору. Отже, і випробування діелектрика залежно від виду напруги можуть бути не еквівалентні. Застосування схем заміщення виявилось досить корисним при дослідженні механізму розрядів по зовнішній поверхні діелектрика або у внутрішніх частинах, які включають порожнини.

Слід зазначити, що розподіл напруги в ланцюжку ємностей обернено-пропорційний їх значенню. Тому навіть при однорідному діелектрику у циліндричних конструкціях вводів (прохідних ізоляторів) або кабелю на одиницю товщини ізоляції буде припадати різна напруга. Найбільша напруженість поля буде біля жили кабелю або біля струмоведучого стрижня вводу.

## 2.2. Поляризація діелектриків

Поляризація діелектриків полягає в обмеженому зсуві електричних зарядів атомів і молекул (або орієнтації полярних молекул), що утворюють діелектрик, під впливом сил зовнішнього електричного поля. До поляризації діелектриків також приводять так звані абсорбційні явища у високовольтній ізоляції. Існує кілька видів поляризації.

**Електронна** поляризація обумовлена зсувом електронів відносно ядра в межах атома під впливом зовнішнього поля. Зсуву піддаються головним чином найбільш віддалені від ядра електрони, тому що вони менш міцно зв'язані й легше піддається зовнішньому впливу. Тривалість установаження електронної поляризації складає  $10^{-15} \dots 10^{-16}$  с.

**Іонна** поляризація обумовлена обмеженням зсувом іонів у кристалічних діелектриках. Цей зсув відбувається на незначній відстані від положення рівноваги й зникає при припиненні дії електричного поля. Тривалість установаження іонної поляризації трохи більша, ніж електронної, внаслідок більшої маси іонів, і становить приблизно  $10^{-13}$  с.

Розрізняють також іонно-релаксаційну поляризацію, що полягає в утворенні поляризаційних просторових зарядів усередині діелектрика за рахунок перекидання електричним полем іонів, що мають ослаблені зв'язки із сусідніми частками. Ці іони незначно зміщуються й не стають вільними, а закріплюються на деякій відстані від свого первісного положення, утворюючи в діелектрику просторовий заряд. Позитивний заряд концентрується в зоні негативного електрода, а негативний – у зоні позитивного. Відмінність іонно-релаксаційної поляризації від іонної полягає також у необоротному характері переміщення іонів. Після припинення дії зовнішнього поля іони не повертаються в первісне місце свого розташування. Іонно-релаксаційна поляризація спостерігається в кристалічних діелектриках, що мають домішки, у керамічних матеріалах та склі.

Процеси поляризації пов'язані також зі структурою молекул діелектрика. У деяких діелектриках молекули являють собою диполі, у яких центри позитивних і негативних зарядів зміщені відносно один одного. Характеристикою диполя є електричний момент  $m$ , який дорівнює добутку заряду  $q$  на відстань  $l$  між зарядами в диполі:  $m=q \cdot l$ .

При відсутності електричного поля сума дипольних моментів молекул дорівнює нулю, тому що диполі розташовані хаотично. Під дією електричного поля відбувається орієнтація диполів: їхні позитивні заряди розвертаються у бік негативного електрода, а негативні – у бік позитивного. У результаті цього сумарний електричний момент вже не буде дорівнювати нулю. Цей вид поляризації зветься дипольною, або орієнтовною поляризацією. У твердих діелектриках поворот молекул звичайно неможливий через велику щільність речовин. Однак можливий поворот дипольних груп атомів, що входять у структуру молекул, без порушення

зв'язку з молекулами. При цьому спостерігаються всі закономірності дипольної поляризації. Така поляризація виникає в органічних волокнистих діелектриках рослинного походження. Основою цих діелектриків є клітковина, у склад молекул якої входять гідроксильні групи *ОН*. Полярні молекули входять до складу ряду смол, наприклад, поліхлорвінілової. Дипольна поляризація характерна для багатьох органічних і неорганічних діелектриків.

У технічних ізоляційних матеріалах, що складаються з діелектриків з різними характеристиками, відбувається міграційна поляризація. Вона полягає в нагромадженні вільного заряду на поверхні розділу шарів. Випадком міграційної поляризації є високовольтна поляризація, що полягає в утворенні об'ємних зарядів у діелектрику й приелектродних шарах при високій напруженості електричного поля. Встановлення міграційної поляризації відбувається протягом значного часу, вимірюваного іноді десятками хвилин.

Явища міграційної поляризації в неоднорідних технічних діелектриках пов'язані із протіканням через діелектрик крім струму провідності також струму поляризації, або, як його називають, струму *абсорбції*. Струм абсорбції має найбільше значення в момент подачі напруги на діелектрик й згодом спадає. Протікання струму припиняється, коли закінчуються процеси поляризації. При постійній нарузі протікання струму абсорбції спостерігається в перший момент після його включення. При змінній нарузі він має синусоїдний характер і протікає в кожний напівперіод при черговій зміні полярності електродів. Струм абсорбції має ємнісну й активну складові. Остання пов'язана з переміщенням іонів при релаксаційній, дипольній та міграційній поляризації.

Звичайно ізоляція в електротехнічних матеріалах неоднорідна й складається з послідовності шарів, що відрізняються своїми діелектричними характеристиками. При прикладенні до ізоляції постійної напруги в ній відбуваються процеси, що полягають у нагромадженні об'ємних зарядів на поверхні розділу шарів. Ці процеси обумовлені перерозподілом електричного поля, оскільки в початковий момент прикладення напруга розподіляється у відповідності зі значеннями ємностей шарів, а в сталому режимі – активних опорів шарів.

Інтенсивність, швидкість і тривалість цих процесів визначаються діелектричними характеристиками шарів: питомими об'ємними опорами й діелектричними проникностями. Зміни цих характеристик, пов'язаних зі зволоженням ізоляції, викликають зміну інтенсивності й швидкості процесів поляризації в середині різних прошарків складного діелектрика. Безпосереднім проявом такої поляризації є струм абсорбції.

Процеси поляризації в діелектриках відбуваються протягом деякого кінцевого часу, а при прикладанні змінної напруги повторюються кожний напівперіод. Тому поляризація твердих діелектриків, в загальному випадку, – це повільний процес, порівнянний за часом

із періодом змінного струму 50 Гц або перевищуючий його, якщо ізоляція суха. При сильному зволоженні діелектрика постійна часу внутрішньошарової поляризації різко зменшується. Отже, дослідження абсорбції якоюсь мірою може характеризувати стан ізоляції. При повільній поляризації енергія поляризації повертається джерелу живлення не повністю, і частина її розсіюється у вигляді тепла. Крім зазначених витрат енергії, можливі додаткові втрати, якщо виник струм наскрізної провідності. Відображаючи описані явища, можна скласти електричну схему заміщення діелектрика (рис. 2.2)[16]. Всі втрати енергії в діелектрику, що виникають при прикладенні змінної напруги, носять назву діелектричних втрат.

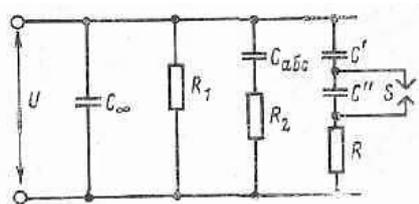


Рис. 2.2. Схема заміщення діелектрика.

$C_{\infty}$  – геометрична ємність (ємність, обумовлена «миттєвими» процесами поляризації);  $R_1$  – опір наскрізної провідності;  $C_{abc}$  і  $R_2$  – ланцюжок абсорбційної складової й втрат діелектрика;  $C^I$ ,  $C''$ ,  $R$  – ланцюжок, у якому можливі втрати енергії через іонізацію при наявності іскрового проміжку  $S$  (повітряного включення).

Звичайно втрати від протікання через діелектрик струмів наскрізної провідності в порівнянні із втратами на поляризацію малі й мають значення лише при досить великому зволоженні або значних позитивних температурах. Векторна діаграма струмів, що проходять через діелектрик, при прикладенні змінної напруги представлені на рис. 2.3.

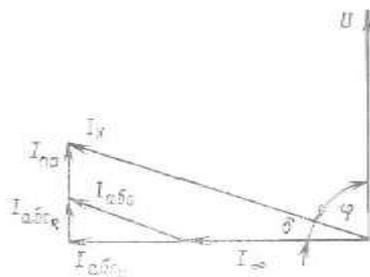


Рис.2.3. Векторна діаграма струмів у діелектрику.

$I_{\infty}$  – струм, обумовлений миттєвою поляризацією;  $I_{abc}$  – струм абсорбційної складової (уповільненої поляризації);  $I_{пр}$  – струм наскрізної провідності.

Аналіз діаграми показує, що, діелектричні втрати обумовлюють наявність активної складової струмів  $I_a = I_{пр} + I_{abc}$ , у силу чого зміщення фаз між напругою  $U$  і струмом  $I_x$  відрізняється від  $90^\circ$  на кут  $\delta$ , названий кутом діелектричних втрат. Чим більший кут  $\delta$ , тим

більша енергія розсіюється й, отже, діелектрик менш якісний, а це може викликати у свою чергу його перегрів та спричинити тепловий пробій.

## ЛЕКЦІЯ 5

### 3.4.1. Вимірювання опору ізоляції й коефіцієнта абсорбції

Опір ізоляції постійному струму визначають як відношення прикладеної до ізоляції постійної напруги до струму, що проходить у ній:

$$R_{із} = \frac{U}{I}.$$

Зменшення опору ізоляції свідчить про її сильне зволоження чи наявність наскрізних дефектів. Проте, здійснюючи контроль ізоляції за її опором, слід брати до уваги особливості, пов'язані з фізичними процесами, що відбуваються в ізоляції.

Зазвичай ізоляція неоднорідна; вона складається з декількох шарів з різними діелектричними характеристиками.

Розглянемо найпростіший випадок (рис.3.7, а) двошарової ізоляції (наприклад, папір – трансформаторне масло). Схему її заміщення показано на рис.3.7, б. Під дією постійної напруги в ізоляції проходить наскрізний струм  $i_n$ , обумовлений її електропровідністю. У цьому випадку

$$i_n = \frac{U}{R_1 + R_2}.$$

У момент прикладання до ізоляції напруги в ній, крім наскрізного струму, проходить обумовлений перерозподілом електричного заряду струм абсорбції  $i_{абс}$ , оскільки у початковий момент визиває розподіл напруги обернено пропорційно ємностям шарів:

$$\frac{U_{1п}}{U_{2п}} = \frac{C_2}{C_1}. \quad (3.4.1)$$

У сталому режимі розподіл напруги визначається опором шарів:

$$\frac{U_{1ст}}{U_{2ст}} = \frac{R_1}{R_2}. \quad (3.4.2)$$

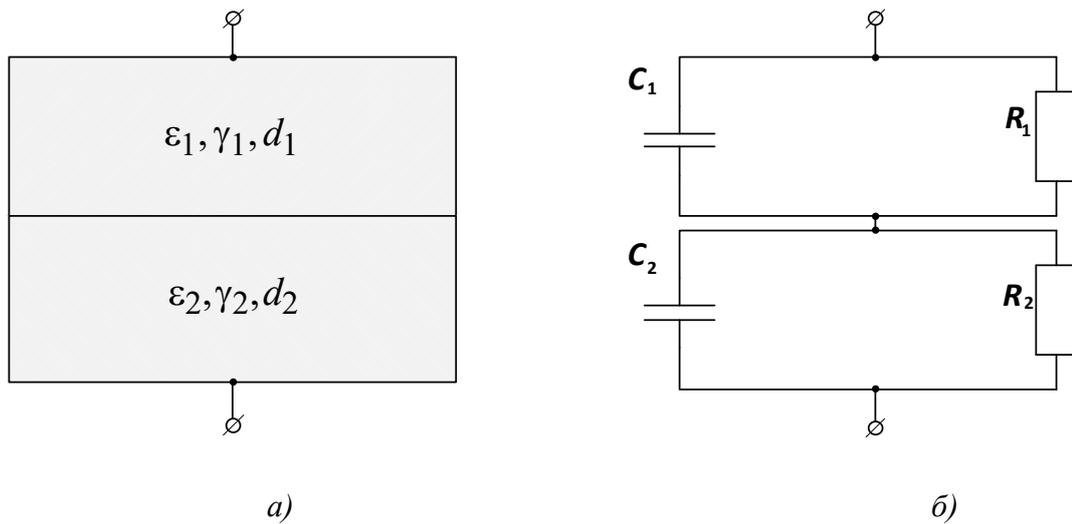


Рис. 3.7. Двошарова ізоляція (а) та її схема заміщення (б)

Зі співвідношень (3.4.1) і (3.4.2) випливає, що  $U_{1п} = U_{1ст}$  і  $U_{2п} = U_{2ст}$  тільки тоді, коли  $R_1C_1 = R_2C_2$ .

Ця умова зазвичай не виконується, тому в шарах ізоляції відбувається зміна напруженості електричного поля за рахунок нагромадження зарядів на межі поділу шарів і проходить струм абсорбції, котрий згодом спадає та стає рівним нулю, коли закінчується процес зміни поля в ізоляції. Значення струму абсорбції можна виразити так:

$$i_{абс}(t) = \frac{U(R_1C_1 - R_2C_2)^2}{R_1R_2(R_1 + R_2)(C_1 + C_2)^2} e^{-t/\tau}, \quad (3.4.3)$$

де 
$$\tau = \frac{R_1R_2(C_1 + C_2)}{R_1 + R_2}.$$

Повний струм в ізоляції визначають за формулою

$$i(t) = i_{п} + i_{абс}.$$

З вищевикладеного випливає, що струм в ізоляції з часом спадає, а опір зростає (рис. 3.8). Тому з метою порівняння даних, отриманих під час контролю за станом устаткування, опір його ізоляції прийнято вимірювати через певні проміжки часу після початку прикладання напруги. Нормативними документами для більшості устаткування цей проміжок встановлений значенням 60 с (відповідне позначення опору -  $R_{60}$ ). Якщо вважати, що до цього моменту складові струму в ізоляції досягнуть співвідношення  $i_{абс} \ll i_{п}$ , тоді  $R_{13} = R_{60} = R_1 + R_2$ .

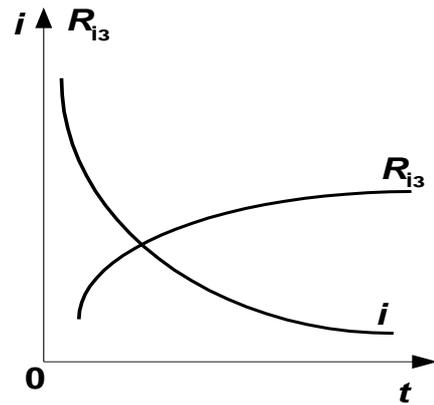


Рис. 3.8. Залежність опору ізоляції та струму в ній від часу

У разі зволоження одного з шарів його опір знижується, як і загальний опір ізоляції. Однак це зниження стає помітним тільки тоді, коли зволоження захоплює значну товщину ізоляції. В іншому випадку загальний опір визначається високим опором незволоженого шару.

Водночас незначне поверхневе забруднення чи зволоження ізоляції може спричинити різке зниження її опору та помилковий висновок про необхідність сушіння ізоляції.

Опір ізоляції залежить не тільки від її стану, але й від геометричних розмірів (товщини, площі). У зв'язку з цим неможливо запровадити єдині норми для опору ізоляції, тому отримані результати вимірювань порівнюють із даними заводських або попередніх вимірювань для випробуваного об'єкта.

Порівнюючи результати вимірювань, треба враховувати сильну залежність опору ізоляції від її температури. Для ізоляції на основі слюди, яку широко застосовують в електричних машинах, можна вважати, що опір  $R_{60}$  знижується удвічі в разі підвищення температури на  $18\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Для ізоляції трансформаторів, яка складається з целюлозних діелектриків (папір, картон тощо) і масла, температурний перерахунок опору виконують за формулою

$$R_{02} = R_{01} / K,$$

де  $R_{01}$  і  $R_{02}$  – опори відповідно за температур  $\theta_1$  і  $\theta_2$ ;  $K$ - коефіцієнт перерахунку опору, що залежить від різниці температур  $\Delta\theta$  вимірювань значень  $R_{02}$  і  $R_{01}$  ( $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$ ).

Значення коефіцієнта  $K$  наведено в табл. 3.2.

Таблиця 3.2

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
$K$	1,23	1,50	1,84	2,25	2,75	3,4	4,15

Температура ізоляції не однакова на всіх її ділянках. Зазвичай як середню беруть температуру обмотки трансформатора, яку визначають, вимірюючи її опір постійному струму.

Вимірювання опору ізоляції можна вважати контрольним методом для виявлення наскрізних дефектів, поверхневого чи глибокого об'ємного зволоження ізоляції.

**Визначення коефіцієнта абсорбції.** Коефіцієнтом абсорбції називають відношення опорів ізоляції, визначених через 15 і 60 с після прикладення випробувальної постійної напруги:

$$K_{\text{абс}} = \frac{R_{60}}{R_{15}}.$$

Цей вираз можна подати через складові струму, що проходить через ізоляцію:

$$R_{60} = \frac{U}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}}(60)};$$

$$R_{15} = \frac{U}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}}(15)};$$

$$K_{\text{абс}} = \frac{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}}(15)}{i_{\text{н}} + i_{\text{абс}}(60)};$$

де  $i_{\text{абс}}(15)$  і  $i_{\text{абс}}(60)$  – значення струму абсорбції відповідно через 15 і 60 с після прикладення напруги.

Чим більше зволожена ізоляція, тим більший її наскрізний струм  $i_{\text{н}}$ :  $i_{\text{н}} \gg i_{\text{абс}}$ , – а коефіцієнт  $K_{\text{абс}} \rightarrow 1$ .

У незволоженої ізоляції наскрізний струм малий, а струм абсорбції змінюється протягом тривалого періоду (десятків і сотень секунд). У цьому випадку  $K_{абс} > 1$  (рис.3.9).

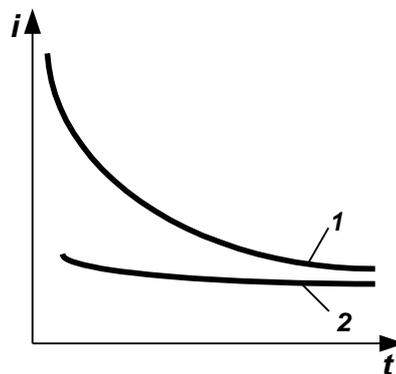


Рис. 3.9. Залежність струму від часу:

1 – у незволоженої ізоляції; 2 – у зволоженої

Ізоляція електричних машин і трансформаторів вважається незволоженою (не потребує сушіння), якщо за 20 °С

$$K_{абс} \geq 1,3.$$

Коефіцієнт абсорбції не залежить від геометричних розмірів ізоляції й меншою мірою, ніж опір ізоляції, залежить від температури. Проте він залежить від поверхневого забруднення ізоляції, за якого зростає  $i_{н}$ , а  $K_{абс} \rightarrow 1$ .

Для вимірювання опору ізоляції та визначення коефіцієнта абсорбції застосовують електронні мегомметри (наприклад виробництва ПАТ «Уманський завод «МЕГОММЕТР» типу ЭС0202/2-Г з аналоговим відліком, ЦС0202-1, ЦС0202-2 з цифровим відліком) чи мегомметри із ручним приводом (наприклад типу МС-05). Вимірювання проводять на відключеному та, як правило, від'єднаному від зовнішньої мережі устаткуванні.

Електронні мегомметри живляться від мережі змінного струму 220 В, 50 Гц; або від внутрішнього джерела живлення, мають блок стабілізованої випрямленої напруги 2500 В для забезпечення протікання струму через ізоляцію об'єкта контролю (устаткування), високочутливий вольтметр (аналоговий чи цифровий) і еталонний опір (рис. 3.10). Для підключення до об'єкта контролю мегомметр має клеми з написами ЛІНІЯ, ЗЕМЛЯ та

ЕКРАН. Клеми ЛІНІЯ приєднують до струмопровідної частини устаткування (шини, жили, високовольтної обмотки електричної машини чи трансформатора тощо), а клему ЗЕМЛІЯ – до заземленої частини (металевої опорної конструкції, броні, корпусу тощо) устаткування, опір ізоляції якого вимірюється. Клеми ЕКРАН використовують у випадках підключень мегометра за схемами вимірювань, де необхідно усунути вплив поверхневих опорів на результат виміру опору ізоляції.

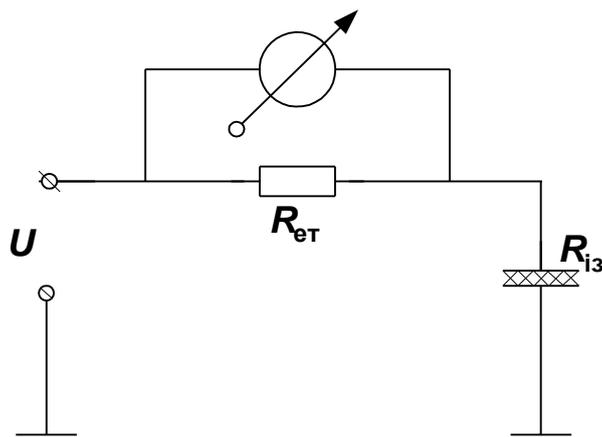


Рис. 3.10. Вимірювання напруги на еталонному опорі електронного мегометра

Струм, що проходить через ізоляцію об'єкта  $R_{із}$  й еталонний опір  $R_{ет}$  мегометра, залежить від опору  $R_{із}$ , тому спад напруги на еталонному опорі також визначається опором ізоляції.

Вольтметр, що вимірює спад напруги на еталонному опорі, має шкалу, проградуйовану безпосередньо в мегомах. Два реле часу сигналізують про моменти відліку через 15 і 60 с після подання напруги.

Мегометр типу МС-05 відноситься до приладів аналогічного призначення з тією особливістю конструктивного виконання, коли напруга 2500 В, необхідна для вимірювань опору ізоляції, виробляється генератором постійного струму, що приводиться в дію шляхом обертання рукоятки приводу. Такі мегометри не потребують наявності мережі живлення на місці проведення вимірювань, що є певною перевагою відносно їх електронних аналогів.

### 3.4.3. Абсорбційний метод контролю стану ізоляції

Для багатьох видів електроустаткування (трансформаторів, реакторів, трансформаторів струму і вводів з паперово-масляною ізоляцією) важлива умова надійної роботи – низький вологовміст твердої ізоляції (електрокартону й електроізоляційного паперу). Під час експлуатації безпосередньо визначити вологовміст неможливо, тому його контролюють непрямыми методами: вимірюванням опору ізоляції, ємнісних характеристик, кута діелектричних втрат.

Ці методи мають істотні недоліки: вони не дають можливості виявити зволоження в початковій стадії (якщо вологість ізоляції менша ніж 3 %) та зволоження, що захопило лише частину об'єму ізоляції. Крім того, вони дуже залежать від характеристик трансформаторного масла.

Нові можливості контролю ізоляції відкриваються в разі вимірювання значення та швидкості зміни струму абсорбції. Цей метод розроблено на кафедрі техніки високих напруг НТУУ «КПІ» професором, д.т.н Ієрусалимовим М.Є.

Зазвичай ізоляція неоднорідна та складається з декількох шарів з різними діелектричними характеристиками.

У разі прикладення до ізоляції постійної напруги в ній відбуваються процеси повільної міграційної поляризації, які полягають у нагромадженні об'ємних зарядів на поверхні розділу шарів. Ці процеси обумовлені перерозподілом електричного поля. У початковий момент прикладення напруги вона розподіляється відповідно до значень ємностей шарів, а в сталому режимі – відповідно до значень їхніх опорів.

Інтенсивність, швидкість і тривалість цих процесів визначаються діелектричними характеристиками шарів: питомими об'ємними опорами та діелектричними проникностями. Зміни цих характеристик, пов'язаних зі зволоженням, зумовлюють зміну інтенсивності та швидкості процесів міграційної поляризації.

Безпосередній прояв міграційної поляризації – струм абсорбції, який для багат шарової ізоляції можна записати у вигляді

$$i_{\text{абс}}(t) = \sum_{i=1}^m \frac{U \cdot e^{-t/\tau_i}}{\sum_{k=1}^n \left( \frac{R_k}{\left(1 - T_k/\tau_i\right)^2} \right)}, \quad (3.4.7)$$

де  $R_k$  та  $T_k = R_k C_k = \rho_k \varepsilon_k$  – характеристики шарів ізоляції;  $\tau_i$  – постійні часу процесів міграційної поляризації, які визначаються з рівняння:

$$\sum_{k=1}^n \frac{R_k}{\tau - T_k} = 0. \quad (3.4.8)$$

У рівняннях (3.4.7) і (3.4.8)  $n$  – кількість шарів,  $m = n - 1$  – кількість границь розділу між шарами.

З рівнянь (3.4.7) та (3.4.8) видно, що початкове значення складових струму абсорбції  $i_i$  та їх постійні складові  $\tau_i$  визначаються параметрами прошарків багат шарової ізоляції. Зміна характеристик  $R_k$  та  $C_k$  хоч би одного із прошарків суттєво впливає на параметри струму абсорбції.

В трансформаторах при старінні та зволоженні ізоляції питомі об'ємні опори прошарків зменшуються. Це призводить до зменшення постійних часу  $\tau_i$  складових струму абсорбції та до зростання швидкості його зміни.

Таким чином, швидкість зменшення струму абсорбції може служити характеристикою стану ізоляції.

В свою чергу швидкість зміни струму абсорбції можна охарактеризувати відношенням двох величин струму абсорбції, виміряних у два моменти часу. Це співвідношення, яке запропоноване автором, Ієрусалимовим М.Є., назване коефіцієнтом істинної абсорбції  $K_i$ . Показана можливість використання  $K_i$  у якості критерію зволоження ізоляції трансформаторів.

Вираз для цього коефіцієнта у загальному вигляді може мати такий вигляд:

$$K_i = \frac{i_{a\bar{o}c}(t_1)}{i_{a\bar{o}c}(t_2)} = \frac{\sum_{i=1}^m i_i \exp\left(-\frac{t_1}{\tau_i}\right)}{\sum_{i=1}^m i_i \exp\left(-\frac{t_2}{\tau_i}\right)}. \quad (3.4.9)$$

Коефіцієнт  $K_i$  залежить від характеристик прошарків ізоляції. При збільшенні питомих об'ємних провідностей прошарків, коефіцієнт  $K_i$  збільшується. Це видно на прикладі двошарової ізоляції, для якої

$$K_i = \exp\left(\frac{t_2 - t_1}{\tau}\right), \text{ де } \tau = \frac{\varepsilon_1 d_2 + \varepsilon_2 d_1}{\gamma_1 d_2 + \gamma_2 d_1},$$

а  $\gamma_1, \gamma_2, d_1, d_2, \varepsilon_1, \varepsilon_2$  – відповідно питомі провідності, діелектричні проникності та товщини прошарків.

Для багат шарової ізоляції у відповідності з (3.4.9) ця закономірність зберігається, але вимірювання струмів абсорбції  $i_{abc}(t_1)$  та  $i_{abc}(t_2)$  повинно виконуватись в інтервалі часу, в якому найбільш сильно проявляється зміна швидкості спадання струму абсорбції. Особливо важливо вибрати перший момент вимірювання струму абсорбції  $t_1$  так, щоб до цього моменту не встигли затухнути «швидкі» складові струму абсорбції, спричинені зволженими прошарками ізоляції.

Дослідження маслобар'єрної ізоляції трансформаторів в залежності від її стану дають наступні значення:  $T_k$  та  $\tau_i$  змінюється в межах від 30 до 40 секунд (суха) та від 4 до 0,45 секунд (зволожена).

У зв'язку з цим перший момент вимірювання  $t_1$  можна вибрати через 0,1 секунди після початку протікання струму абсорбції. Другий момент часу  $t_2$  може бути рівним 2 секундам, коли струм абсорбції визначається в основному його «повільними» складовими. Таким чином, коефіцієнт істинної абсорбції визначається співвідношенням

$$K_i = \frac{i_{abc}(0,1c)}{i_{abc}(2,0c)}.$$

Цей коефіцієнт відображає прямі зв'язки, які існують між характеристиками ізоляції та електричними процесами в ній (міграційною поляризацією). Основною характеристикою є питома електропровідність, яка сама в найбільшій мірі залежить від стану ізоляції.

Необхідно підкреслити, що коефіцієнт  $K_i$  чутливий до зміни питомої електропровідності не у всьому об'ємі ізоляції, а і в її частині. В цьому випадку змінюються постійні часу одної або декількох складових струму абсорбції, що і призводить до зміни значення коефіцієнту.

*Коефіцієнт стану ізоляції.* Електроізоляційні матеріали характеризуються високими значеннями питомих об'ємних опорів, у зв'язку з чим процеси міграційної поляризації протікають уповільнено. Для ізоляції електричних машин визначальна форма старіння – теплова (пересихання ізоляції), що призводить до зменшення неоднорідності ізоляції та до зменшення величини та швидкості зменшення струму абсорбції.

У даному випадку показник стану ізоляції повинен враховувати як зміни абсолютних значень складових струму абсорбції, так і зміни їх постійної часу.

Таким показником може служити похідна струму абсорбції по часу. В загальному вигляді ця величина визначається наступним чином:

$$|v_i| = \left| \frac{di_{a\bar{c}}}{dt} \right| = \sum_{i=1}^m \frac{i_i}{\tau_i} e^{-t/\tau_i}.$$

Оскільки величина  $|v_i|$  пропорційна абсолютним значенням струму абсорбції та залежить від геометричних розмірів випробуваного обладнання та випробної напруги, для виключення впливу вказаних факторів необхідно віднести швидкість  $|v_i|$  до геометричної ємності  $C_2$  та випробної напруги  $U$ . Показник стану ізоляції  $K_c$  в остаточному вигляді представляє собою наступну величину:

$$K_c = \frac{\left| \frac{di_{a\bar{c}}}{dt} \right|}{C_2 \cdot U}, \quad \text{де } \left| \frac{di_{a\bar{c}}}{dt} \right| - \text{швидкість зміни струму абсорбції, виміряна через } 0, \dots, 0,15$$

секунди після початку протікання струму абсорбції;  $C_2$  – геометрична ємність випробного об'єкта;  $U$  – випробна напруга.

Оскільки  $UC_1 = Q_\Gamma$  – заряд геометричної ємності, то коефіцієнт стану ізоляції можна записати виразом:

$$K_c = \frac{i_1 - i_2}{Q_\Gamma (t_2 - t_1)},$$

де  $i_1$  та  $i_2$  – струм абсорбції, виміряний відповідно в моменти часу  $t_1$  та  $t_2$ .

Як і  $K_i$ ,  $K_c$  визначається характером поляризаційних процесів, які в свою чергу залежать від стану ізоляції. Його величина не залежить від поверхневих струмів витоків по ізоляції, оскільки при визначенні  $K_c$  визначається тільки абсорбційна складова струму.

Вимірювання швидкості спаду струму абсорбції може бути використане для контролю сушіння ізоляції силових трансформаторів, трансформаторів струму, вводів під час ремонту та стану ізоляції іншого електроустаткування в процесі його експлуатації.

Принцип вимірювання струму абсорбції показано на схемі рис. 3.13.

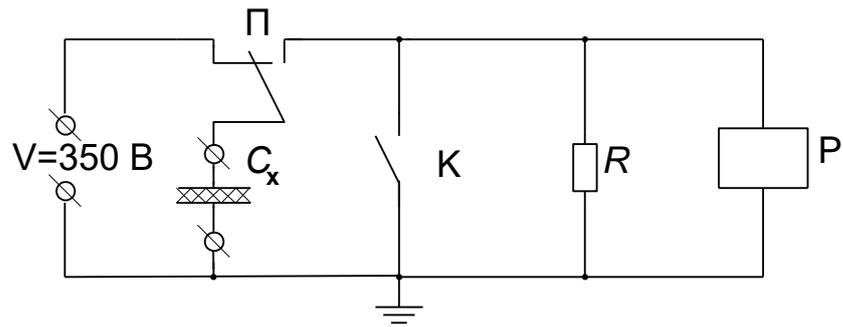


Рис. 3.13. Принцип вимірювання струму абсорбції

Ємність  $C_x$  випробуваного об'єкта (його схему заміщення зображено на рис. 3.12) заряджають від джерела постійної напруги. Тривалість зарядження має бути достатньою для завершення процесів міграційної поляризації; її можна взяти рівною 60 с. Після зарядження об'єкта перемикають перемикач П, і він починає розряджатися на резистор  $R$ , значення якого значно менше внутрішнього та поверхневого опору ізоляції. Завдяки цьому забруднення та зволоження поверхні ізоляції, наприклад вводів трансформатора чи реактора, не впливає на значення струму абсорбції.

Протягом 5 мс після перемикаччя перемикача П контакти реле К замкнені. За цей час завершується розрядження геометричної ємності об'єкта. Після розмикання контакту К через резистор  $R$  проходить струм абсорбції. Спад напруги на резисторі  $R$ , пропорційний струму абсорбції, фіксується реєстратором Р, наприклад осцилографом.

Вимірювання струму абсорбції здійснюється за допомогою приладу У-268. Його зовнішній вигляд наведений на рис.3.14.



Рис.3.14. Зовнішній вигляд приладу для вимірювання струмів абсорбції У-268

У ньому в цифровій формі фіксується значення струму абсорбції через 0,06; 0,1; 0,2; 0,4; 1; 2 с в діапазоні 0,1...1000 мкА, а також значення заряду геометричної ємності об'єкта дослідження в межах 0,1...1000 мкКл.

Струм вимірюють у три моменти часу після початку розрядження попередньо зарядженої ємності ізоляції, два з яких – 0,06 і 0,1 с – фіксовані, а третій може набувати одного із зазначених раніше значень.

Вимірювання заряду та трьох значень струму здійснюється автоматично. Тривалість циклу зарядження та вимірювання становить 60 с.

Функціональну схему приладу У-268 зображено на рис. 3.15. Прилад містить зарядний пристрій (ЗП) та комутатор (К), керовані блоком автоматичного керування (БАК), блок ручного керування (БРК), масштабний перетворювач (МП), перетворювач напруги в код (ПНК), блок цифрової індикації (БЦІ) і блок живлення (БЖ).

Після натискання кнопки ПУСК, що знаходиться в БРК, відбувається запуск БАК, який формує команди керування роботою приладу відповідно до встановленого алгоритму. Від джерела постійної напруги 1000 В, що знаходиться в ЗП, заряджають об'єкт  $C_x$ , а потім вимірюють заряд його геометричної ємності  $Q_T$  та струму абсорбції  $i_{абс}$  в різні моменти часу.

За допомогою МП величина  $Q_T$  та миттєві значення  $i_{абс}$  нормуються до необхідного рівня, переводяться у цифрові коди за допомогою аналогово-цифрового перетворювача ПНК, запам'ятовуються в БЦІ та виводяться на цифрове табло. Установка границь вимірювання  $Q_T$  та миттєвих значень  $i_{абс}$ , а також виведення результатів вимірювання на табло здійснюється за допомогою клавіатури БРК.

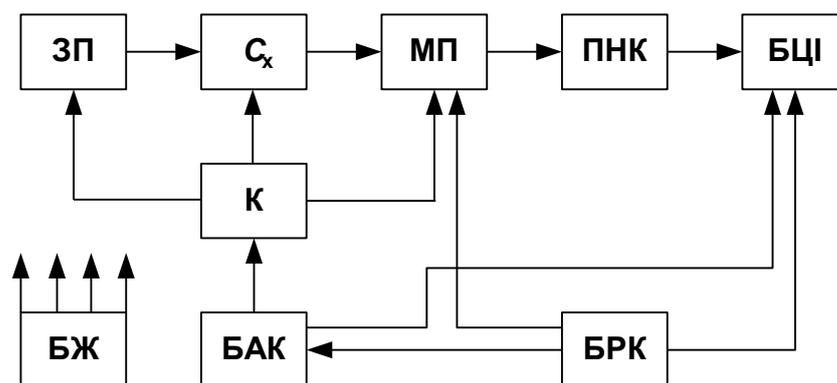


Рис. 3.15. Функціональна схема вимірника струму абсорбції У-268

## ЛЕКЦІЯ 6.

### 3.4.2. Ємнісні методи контролю стану ізоляції

Ємність вимірюють для контролю стану ізоляції високовольтного електроустаткування, зокрема, силових трансформаторів, трансформаторів струму, вводів, високовольтних конденсаторів подільників напруги і зв'язку, а також деякого іншого обладнання. При цьому ізоляція може характеризуватися абсолютною величиною ємності, її зміною в часі та залежністю від частоти випробувальної напруги й температури. Залежно від конструктивних особливостей виконання ізоляції інформативність змін перелічених ємнісних характеристик може бути різною, що і обумовлює обсяг застосування їх для того чи іншого виду чи типу обладнання.

*Метод «ємність – частота».* Ємність ізоляції між електродами можна розкласти в суму двох складових: геометричної ( $C_T$ ) та абсорбційної ( $C_{абс}$ ) ємності (рис.2.7).

Геометрична ємність залежить тільки від розмірів конструкції.

Абсорбційну ємність для двошарової ізоляції визначають за формулою

$$C_{абс} = \frac{1}{U} \int_0^t i_{абс}(t) dt,$$

яка з урахуванням співвідношення (3.4.3) набуває вигляду

$$C_{абс} = \int_0^t \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{R_1 R_2 (R_1 + R_2)(C_1 + C_2)} e^{-t/\tau} dt,$$

а після інтегрування –

$$C_{абс} = \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{(R_1 + R_2)^2 (C_1 + C_2)^2} (1 - e^{-t/\tau}). \quad (3.4.4)$$

З формули (3.4.4) випливає, що  $C_{абс} = 0$  для  $t = 0$  і досягає максимального значення для  $t \rightarrow \infty$ . Малий час вимірювання ємності еквівалентний вимірюванню на високій частоті, коли тривалість півперіоду випробної напруги мала, а великий – низькій частоті. Таким чином, виміряне значення абсорбційної ємності зменшується зі збільшенням частоти випробної

напруги. Це пояснюється тим, що за короткий півперіод прикладеної напруги поляризаційні процеси не встигають завершитися повною мірою.

Водночас абсорбційна ємність залежить від стану ізоляції. У разі її зволоження швидкість процесів поляризації, абсорбційний заряд і абсорбційна ємність зростають. На рис. 3.11 показано, як повна ємність ( $C_T + C_{абс}$ ) змінюється в разі підвищення частоти випробної напруги для зволоженої (1) та не зволоженої (2) ізоляції.

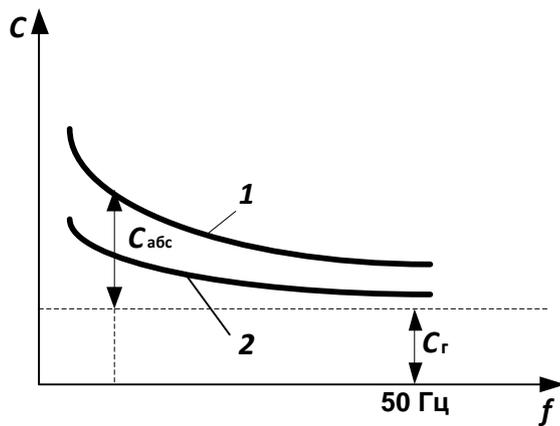


Рис. 3.11. Залежність ємності від частоти для ізоляції:

1 – зволоженої; 2 – не зволоженої

Метод «ємність – частота» (запропонований В.В.Кулаковським) рекомендовано застосовувати для контролю зволоження силових трансформаторів, залитих маслом. Недолік методу полягає в його порівняно низькій чутливості.

Стан ізоляції визначають відношенням ємностей  $C_2/C_{50}$ , виміряних відповідно на частоті 2 та 50 Гц. Для не зволоженої ізоляції  $C_2/C_{50} = (1,0...1,2)$  за температури 20 °С, а для зволоженої  $C_2/C_{50} > 1,2$ . На значення  $C_2/C_{50}$  впливають також характеристики трансформаторного масла, яким залитий трансформатор. Погіршення характеристик масла (збільшення його  $\text{tg}\delta$ ) зумовлює зростання  $C_2/C_{50}$ .

**Метод «ємність – час».** Цей метод заснований на принципах роздільного вимірювання абсорбційної та геометричної ємностей. Показником стану ізоляції є відношення  $C_{абс} / C_T$ .

Для двохшарової ізоляції

$$C_r = \frac{C_1 C_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.5)$$

Тоді з урахуванням співвідношень (3.4.4) та (3.4.5) маємо

$$\frac{C_{abc}}{C_r} = \frac{(R_1 C_1 - R_2 C_2)^2}{C_1 C_2 (R_1 + R_2)^2} (1 - e^{-t/\tau}).$$

Ємність  $C_{abc}$  вимірюють у момент часу  $t = 1$  с.

Зволоження ізоляції спричинює збільшення  $C_{abc}$  і відношення  $C_{abc}/C_r$ . Метод «ємність – час» (розроблений Б.А.Алексєєвим), застосовують для контролю зволоження ізоляції обмоток не залитих маслом трансформаторів переважно на трансформаторних заводах, щоб контролювати процес сушіння ізоляції в період складання трансформаторів і в процесі експлуатації (під час ревізій). Наприкінці ревізії трансформатора відношення  $C_{abc}/C_r$  має бути не більшим ніж 0,12 за температури 20 °С і 0,18 – за температури 30 °С.

Застосування цього методу для контролю ізоляції трансформаторів, залитих маслом, виявилось неможливим через дуже сильний вплив характеристик масла на результати вимірювань, що утруднює оцінювання стану ізоляції обмоток.

Температурний перерахунок  $C_{abc}/C_r$  здійснюють за формулою

$$(C_{abc}/C_r)_{\theta_2} = (C_{abc}/C_r)_{\theta_1} K$$

Значення коефіцієнта перерахунку  $K$ , що залежить від різниці температур вимірювань  $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$ , наведено в табл. 3.3.

Таблиця 3.3

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35
$K$	1,25	1,55	1,95	2,40	3,00	3,70	4,60

Великі значення коефіцієнта  $K$  свідчать про сильну залежність  $C_{abc}/C_r$  від температури, що є однією з причин значних похибок вимірювань.

Для вимірювання значень  $C_2/C_{50}$  і  $C_{абс}/C_r$  застосовують прилад ПКВ-7. На рис. 3.12 зображено спрощену схему, що пояснює принцип вимірювання зазначених величин. Об'єкт дослідження подано схемою заміщення по Фойгту.

У процесі вимірювання геометричної ємності  $C_r$  випробовуваного об'єкта він спочатку заряджається від джерела стабілізованої постійної напруги  $U_0 = 350$  В через замкнуті контакти К3, а потім, після їхнього перемикання розряджається на еталонний конденсатор  $C_{ет}$  через замкнуті контакти К2. Через 0,01 с контакти К2 розмикаються, а К1 – замикаються, закорочуючи об'єкт випробування.

За час 0,01 с відбувається розрядження тільки ємності  $C_r$ , бо постійна її розряду дуже мала й визначається фактично омичним опором контактів К3 та К2. Тому напруга на еталонному конденсаторі пропорційна ємності  $C_r$ . З умови рівності зарядів можна записати співвідношення

$$C_r U_0 = C_{ет} U, \quad (3.4.6)$$

де  $U_0$  і  $U$  – відповідно зарядна та вимірювана вольтметром  $V$  напруги.

Оскільки  $C_{ет} \gg C_r$ , то

$$U \approx U_0 \frac{C_r}{C_{ет}}.$$

Напругу на еталонному конденсаторі вимірюють вольтметром з високим вхідним опором, шкала якого градуйована в одиницях ємності.

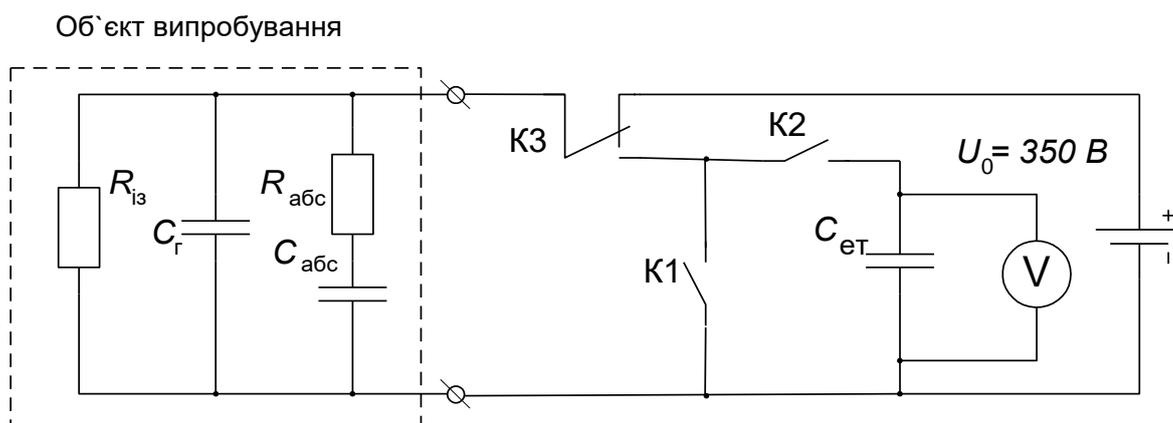


Рис. 3.12. Схема, яка пояснює принцип вимірювання ємнісних характеристик ізоляції

Для вимірювання абсорбційної складової ємності  $C_{абс}$  випробуваний об'єкт підключають до джерела постійної напруги через контакти К3, а потім перемикають на вимірювальний прилад, у якому контакти К1 замкнуті, а К2 – розімкнуті. При цьому об'єкт виявляється закороченим, і відбувається розрядження ємностей  $C_{Г}$  і  $C_{абс}$ , причому з різними постійними часу, обумовленими значенням опорів у їхньому розрядному колі.

Через 5...10 мс контакти К1 розмикаються, а К2 замикаються. За цей час устигає розрядитися тільки геометрична складова ємності об'єкта  $C_{Г}$ . Після перемикання контактів К1 і К2 відбувається розрядження абсорбційної ємності  $C_{абс}$  на еталонний конденсатор  $C_{ет}$ . При цьому напруга на конденсаторі  $C_{ет}$  пропорційна абсорбційній ємності  $C_{абс}$ . Постійна розряду  $C_{абс}$  визначається значенням  $R_{абс}$ , тобто  $\tau_{абс} \approx R_{абс} C_{абс}$ .

Із результатів експериментальних досліджень відомо, що розрядження  $C_{абс}$  на  $C_{ет}$  закінчується через 1 с, тому через зазначений час контакти К2 розмикаються.

Прилад ПКВ-7 дає змогу вимірювати різницю ємностей  $C_2 - C_{50}$ , яка фактично дорівнює  $C_{абс}$ , бо  $C_2 \approx C_{Г} + C_{абс}$ , а  $C_{50} \approx C_{Г}$ . Для цього після зарядження випробовуваного об'єкта він закорочується контактами К1 на 5...10 мс, а потім підключається до  $C_{ет}$  через контакти К2 на час приблизно 0,15 с.

Прилад ПКВ-7 працює в циклі зарядження – розрядження з частотою 2 Гц в разі вимірювання величин  $C_{50}$  і  $C_2 - C_{50}$  і з частотою 0,25 Гц – у разі вимірювання  $C_{абс}$ .

Відношення  $C_2/C_{50}$  визначається як:

$$C_2 / C_{50} = \frac{C_2 - C_{50}}{C_{50}} + 1.$$

## ЛЕКЦІЯ 7

### 3.4.4. Вимірювання тангенса кута діелектричних втрат

Для аналізу діелектричних втрат у діелектрику розглянемо для сталого режиму дві схеми заміщення і їхні векторні діаграми – паралельну й послідовну.

Розглянемо паралельну схему (рис.2.4).

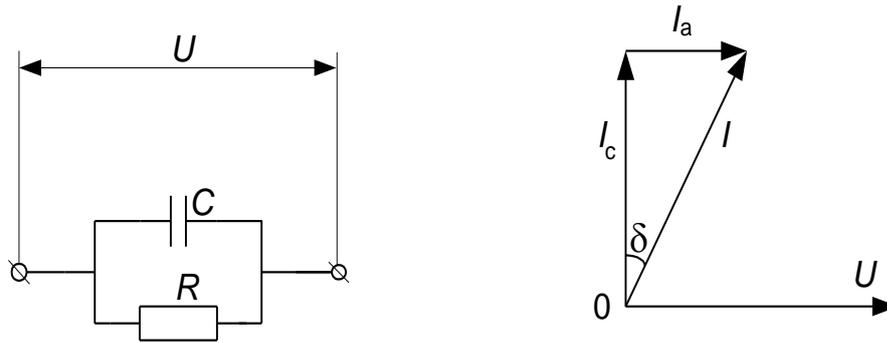


Рис.2.4. Паралельна схема заміщення діелектрика й векторна діаграма.

Підберемо  $R$  і  $C$  так, щоб струм  $I$  по фазі й амплітуді був таким же, як у реальному діелектрику.

Визначимо питомі втрати в діелектрику:

$$P_a = I_a \cdot U,$$

де:  $I_a$  – активний струм через діелектрик;

$U$  – напруга, прикладена до діелектрика.

Реактивний струм через діелектрик буде дорівнювати  $I_c = 2 \pi f \cdot C \cdot U$ , де  $C$  - ємність конденсатора. Тоді, як видно з векторної діаграми,

$I_a = I_c \cdot \text{tg} \delta$  або  $P_a = 2 \pi f C U^2 \cdot \text{tg} \delta$  - потужність, що виділяється у конденсаторі.

Якщо конденсатор плаский, то його ємність буде складати

$$C = \frac{\varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{d},$$

де:  $\varepsilon$  – відносна діелектрична проникність діелектрика;

$\varepsilon_0$  – діелектрична стала;

$S, d$  – площа та товщина діелектрика.

Питомі втрати  $P_y$  знайдемо, виходячи з того, що об'єм ізоляції  $V = S \cdot d$

$$P_y = \frac{P_\alpha}{V} = \frac{2\pi f \cdot C U^2 \cdot \operatorname{tg} \delta}{S \cdot d} = \frac{2\pi f \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \delta \cdot \varepsilon \cdot \varepsilon_0 \cdot S}{S \cdot d^2} = 2\pi f E^2 \operatorname{tg} \delta \varepsilon \varepsilon_0.$$

Якщо прикласти до діелектрика змінну напругу, та припустити, що абсорбційні процеси проходять повільно, то за половину періоду заряди поляризації не встигнуть зайняти кінцеві положення. Таким чином, діелектрична проникність  $\varepsilon$ , кут діелектричних втрат  $\operatorname{tg} \delta$  будуть залежати від частоти напруги, на якій ведуться дослідження, а отже, від частоти будуть залежати і питомі втрати, причому ця залежність проявляється складним чином.

Розглянемо послідовну схему (рис.2.5).

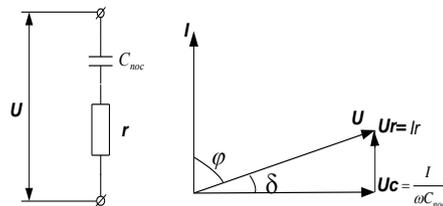


Рис.2.5. Послідовна схема заміщення діелектрика й векторна діаграма.

Для даної схеми можемо записати:

$$P_\alpha = r I^2 = r \frac{U^2}{r^2 + x^2} = \frac{r}{x} \cdot \frac{1}{x} \cdot \frac{U^2}{\frac{r^2}{x^2} + 1},$$

$$\frac{r}{x} = \operatorname{tg} \delta \quad \operatorname{tg} \delta = r \cdot 2\pi f \cdot C_{noc},$$

$$P_\alpha = \operatorname{tg} \delta \cdot 2\pi f C_{noc} \frac{U^2}{\operatorname{tg}^2 \delta + 1}.$$

Установимо взаємозв'язок між параметрами послідовної й паралельної схеми. Якщо схеми еквівалентні, то потужності, що виділяються у схемах, повинні бути однакові. Також повинні бути однаковими і кути діелектричних втрат  $\operatorname{tg} \delta$  при тій же частоті та напрузі. Тоді

$$2\pi \cdot f \cdot C \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta \cdot 2\pi \cdot f \cdot C_{noc} \cdot \frac{U^2}{\operatorname{tg}^2 \delta + 1}.$$

Якщо врахувати, що  $\text{tg}^2\delta$  є надто малою величиною, то

$$C = \frac{C_{noc}}{\text{tg}^2\delta + 1} \approx C_{noc}.$$

Це співвідношення можна застосовувати для практичного використання.

Зпівставимо  $R$  та  $r$  для розглянутих вище схем заміщення.

$$\text{Для паралельної схеми: } \text{tg}\delta = \frac{I_\alpha}{I_c} = \frac{U}{R \cdot 2\pi \cdot f \cdot C \cdot U} \text{ або } \text{tg}\delta = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C \cdot R}.$$

$$\text{Для послідовної схеми: } 2\pi f \cdot C_{noc} \cdot r = \frac{1}{2\pi \cdot f \cdot C \cdot R},$$

або з урахуванням  $C \approx C_{noc}$ , знаходимо:

$$r = \frac{1}{(2\pi f)^2 \cdot R \cdot C^2 (\text{tg}^2\delta + 1)} \cdot \frac{R}{R} = \frac{R \text{tg}^2\delta}{\text{tg}^2\delta + 1},$$

звідси  $r = R \cdot \text{tg}^2\delta$ .

На практиці вимірювань, щоб не оперувати малими цифрами, абсолютне значення  $\text{tg}\delta$  часто прийнято виражати у відсотках.

З розгляду еквівалентних схем можна зробити ряд висновків:

- при зволоженні або нагріванні діелектрика його опори  $R_1$  і  $R_2$  (рис.2.2) зменшуються, отже,  $\text{tg}\delta$  зростає;

- всі виміри необхідно виконувати при певній установленій частоті змінного струму;

- кут діелектричних втрат майже не залежить від геометричних розмірів однорідного діелектрика в силу пропорційності зміни активних і реактивної складових струмів (при незначній дії поверхневої провідності матеріалів);

- зосереджені дефекти діелектрика, наприклад при зволоженні, можуть бути не виявлені при вимірі  $\text{tg}\delta$ , тому що струми, обумовлені дефектом, можуть виявитися значно меншими струмів ємності в цілому.

Нехай ізоляція займає об'єм  $V$ , а в одиниці об'єму виділяється електрична потужність  $P_y$ , тоді потужність, що виділяється у всій ізоляції буде  $P_1$ .

$$P_1 = V \cdot P_y = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta_1$$

Нехай в  $n$ -й частині об'єму ізоляції втрати збільшилися в  $K$  раз, тоді:

$$P_2 = (V - V \cdot n) \cdot P_y + V \cdot n \cdot K \cdot P_y = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta_2$$

Визначимо в скільки разів змінився  $\operatorname{tg} \delta$ :

$$\frac{P_2}{P_1} = \frac{(V - V \cdot n) \cdot P_y + V \cdot n \cdot K \cdot P_y}{V \cdot P_y} = \frac{\operatorname{tg} \delta_2}{\operatorname{tg} \delta_1}$$

$$\operatorname{tg} \delta_2 = (1 - n + n \cdot K) \cdot \operatorname{tg} \delta_1$$

Якщо припустити, що зволожена 0,001 частина об'єму ізоляції ( $n=0.001$ ), та втрати в цій частині об'єму ізоляції зросли в 10 разів ( $K=10$ ), тоді:

$$\operatorname{tg} \delta_2 = 1,009 \operatorname{tg} \delta_1.$$

Як бачимо, виявити існуючими приладами таку незначну зміну  $\operatorname{tg} \delta$  надто важко. Таким чином:

- $\operatorname{tg} \delta$  є інтегральною характеристикою ізоляції;
- по мірі збільшення прикладеної напруги до діелектрика відзначається досить незначна зміна  $\operatorname{tg} \delta$ . Лише після того як виникає іонізація у включеннях в діелектрику, що викликає додаткові втрати,  $\operatorname{tg} \delta$  буде різко зростати;
- при від'ємних температурах, коли волога в діелектрику переходить у твердий стан, стан ізоляції по діелектричних втратах важко діагностувати.

При експлуатаційних вимірах кута діелектричних втрат одночасно вимірюється і ємність ізоляції, що також, у відомих межах, може служити показником стану діелектрика. При значному зволоженні діелектрика змінюється характер релаксаційного процесу, що призводить до змін ємності, які можуть служити індикатором стану ізоляції. Так, вимірюючи ємність, можна встановити об'ємне зволоження або забруднення ізоляції, рівень її старіння.

Розвиваючи методику вимірювань, засновану на дослідженні поляризаційних процесів, на практиці використовують вимірювання ємності чи опору при різних температурах або опору у деякі фіксовані моменти часу після прикладення напруги, наприклад 15 і 60 с.

Відображенням процесів поляризації є також результати ємності ізоляції при різних частотах (2, 50, 200 Гц). Порівняння отриманих результатів дає можливість оцінити ступінь зволоження ізоляції.

## Лекція 8

### Засоби та методи вимірювання кута діелектричних витрат. Вимірювання кута діелектричних витрат та типове устаткування. Вимірювання при завадах

Тангенс кута діелектричних витрат – найважливіша характеристика ізоляції. Чим він більший, тим більші в ізоляції діелектричні втрати, які можуть бути причиною її теплового пробою.

Збільшення тангенса кута діелектричних витрат зумовлене зволоженням ізоляції, іонізацією газових включень у розшарованій ізоляції, забрудненням ізоляції. Значення  $\operatorname{tg}\delta$  залежить також від температури ізоляції, випробної напруги та її частоти.

Тангенс кута діелектричних витрат – питома величина, що характеризує загальні діелектричні втрати в об'ємі ізоляції. Тому він істотно зростає тільки в разі збільшення витрат у значній частині об'єму ізоляції. Якщо ж втрати зросли в невеликій частині її об'єму, то  $\operatorname{tg}\delta$  змінюється мало.

Проілюструємо це для випадків паралельного й послідовного розташування діелектриків з різними значеннями тангенса кута діелектричних витрат (рис. 3.17).

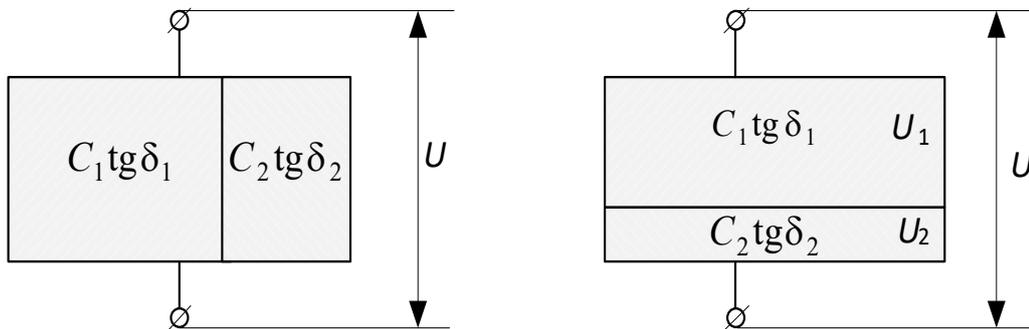


Рис. 3.17. Паралельне й послідовне розташування діелектриків з різними характеристиками

У першому випадку (паралельного розташування)

$$\operatorname{tg}\delta = \frac{C_1 \operatorname{tg}\delta_1 + C_2 \operatorname{tg}\delta_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.10)$$

Якщо об'єм  $V_2$  значно менший об'єму першого шару  $V_1$ , то й  $C_2 \ll C_1$ . Тоді

$$\operatorname{tg}\delta \approx \operatorname{tg}\delta_1 + \frac{C_2}{C_1} \operatorname{tg}\delta_2. \quad (3.4.11)$$

Зі співвідношення (3.4.11) випливає, що результуючий тангенс кута втрат незначно перевищує тангенс кута втрат основного об'єму ізоляції.

У разі послідовного розташуванні шарів ізоляції

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{C_2 \operatorname{tg} \delta_1 + C_1 \operatorname{tg} \delta_2}{C_1 + C_2}. \quad (3.4.12)$$

Якщо другий шар з більшим значенням тангенса кута втрат має незначну товщину, то  $C_2 \gg C_1$ . У цьому випадку

$$\operatorname{tg} \delta \approx \operatorname{tg} \delta_1 + \frac{C_1}{C_2} \operatorname{tg} \delta_2.$$

Оскільки  $C_2 \gg C_1$ , то  $\operatorname{tg} \delta \approx \operatorname{tg} \delta_1$ .

От чому вимірювання тангенса кута втрат для неоднорідної композиційної ізоляції має сенс у тому випадку, коли відбуваються загальні зміни її характеристик – старіння (зволоження) ізоляції, характерне для силових трансформаторів, введів, трансформаторів струму з паперово-масляною ізоляцією та ін.

У разі зволоження твердої ізоляції менш ніж на 3 %, якщо її температура дорівнює 20...30 °С, вирішальне значення для вимірювання тангенса кута втрат ізоляції мають характеристики трансформаторного масла. Вимірюючи  $\operatorname{tg} \delta$  використовуваної ізоляції та порівнюючи отримані значення з тими, що одержані під час заводських контрольно-приймальних випробувань, треба враховувати вплив температури ізоляції під час вимірювання.

Для ізоляції силових трансформаторів температурний перерахунок виконують за формулою

$$\operatorname{tg} \delta_{\theta_2} = \operatorname{tg} \delta_1 \cdot K_1$$

Значення коефіцієнта перерахунку  $K_1$  що залежить від різниці температур  $\Delta\theta$  вимірювань значень  $\operatorname{tg} \delta_{\theta_2}$  і  $\operatorname{tg} \delta_{\theta_1}$  ( $\Delta\theta = \theta_2 - \theta_1$ ). наведено в табл. 3.4.

Таблиця 3.4

$\theta_2 - \theta_1, ^\circ\text{C}$	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
$K_1$	1,15	1,31	1,51	1,75	2,00	2,30	2,65	3,00	3,50	4,00

Стан ізоляції оцінюють за абсолютною величиною  $\text{tg}\delta$ .

Для вводів з паперово-масляною ізоляцією на 150...220 кВ під час монтажу й після капітального ремонту  $\text{tg}\delta$  має бути не більшим ніж 0,8 %. Для вводів на 330...500 кВ ці значення відповідно становлять 0,7 і 0,5 %. Для силових трансформаторів  $\text{tg}\delta$  після монтажу не може перевищувати паспортного значення більше ніж в 1,2...1,3 рази.

Під час експлуатації існує ємнісний зв'язок між об'єктом випробувань, вимірювальним пристроєм і неекранованими струмопровідними частинами устаткування, яке працює. Вимірювальні пристрої мають досить надійну систему екранів, але струми ємнісного зв'язку (струми впливу) можуть проходити через схему вимірювального пристрою, спричиняючи значні похибки вимірів.

Нехай струм впливу  $I_{\text{впл}}$ , зумовлений устаткуванням, яке працює, протікає через ємність об'єкта вимірювання  $C_x$  (рис. 3.18) . Пунктиром позначено схему вимірювального пристрою (зазвичай вимірювального моста).

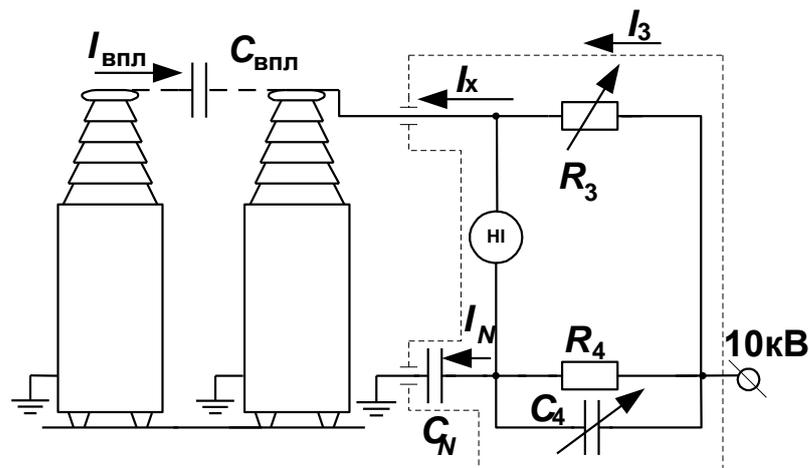


Рис. 3.18. Вплив устаткування, яке працює, на вимірювальний міст

Унаслідок того, що опір плеча моста  $R_3 \ll 1/(\omega C_x)$ ,  $I_3 \approx I_x + I_{\text{впл}}$ . Тому рівновага моста досягається за умови  $(I_x + I_{\text{впл}})R_3 = I_N R_4$ , що призводить до помилкової оцінки вимірюваної величини  $\text{tg}\delta$ .

Вплив струму  $I_{\text{впл}}$  ілюструється векторною діаграмою на рис.3.19. У разі зрівноважування мостової схеми протікатиме сума струмів  $I_x$  та  $I_{\text{впл}}$ , що мають фазовий зсув

відносно один одного. Отже, у процесі відліку результатів вимірювання буде зафіксовано деяке фіктивне значення  $\text{tg}\delta'$  або  $\text{tg}\delta''$ .

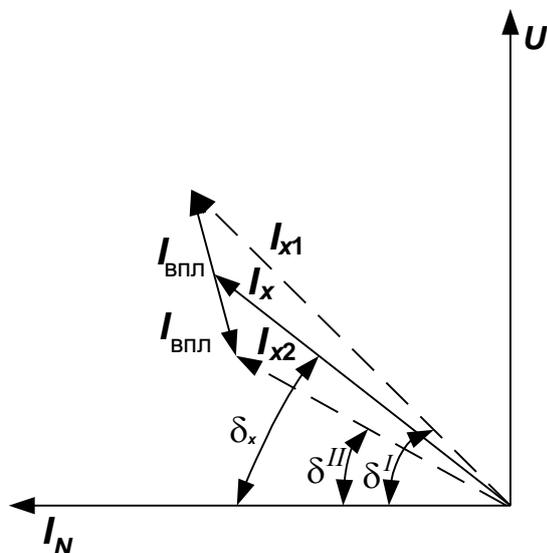


Рис. 3.19. Діаграма рівноваги моста з урахуванням зовнішніх впливів

Для усунення зазначеного впливу можна вдаватися до способу двох відрахувань. Для цього виконують два вимірювання з фазами випробної напруги, що відрізняються одна від одної на  $180^\circ$ . Це досягається зміною полярності живлення дослідного трансформатора. Для розрахунку дійсного значення  $\text{tg}\delta_x$  обчислюють середнє арифметичне значення окремих результатів:

$$\text{tg}\delta_x = \frac{\text{tg}\delta' + \text{tg}\delta''}{2},$$

чи точніше

$$\text{tg}\delta_x = \frac{\text{tg}\delta'R_3'' + \text{tg}\delta''R_3'}{R_3' + R_3''}.$$

Похибка вимірювання не є постійною й залежить від фази струму впливу стосовно струму об'єкта. Вона характеризується коефіцієнтом впливу

$$K_{\text{впл}} = \frac{I_{\text{впл}}}{I_c} = \frac{I_{\text{впл}}}{\omega C_x U_{\text{ном}}},$$

де  $\omega$  – частота випробної напруги;  $C_x$  – ємність досліджуваного об'єкта;  $U_{\text{ном}}$  – випробна напруга.

Тангенс кута діелектричних втрат ізоляції електроустаткування вимірюють за допомогою високовольтних мостів змінного струму, наприклад типу Р-595, Р-5026, «Вектор 2,0М», СА7100 та аналогічних.

Схему випробної установки, яка дозволяє у інший спосіб зменшити похибку від струмів впливу, зображено на рис. 3.20. Вона містить фазорегулятор  $\Phi$ , автотрансформатор АТ типу ЛАТР, високовольтний трансформатор Т типу НОМ-10 і вимірювальний високовольтний міст.

Одне плече моста – ємність досліджуваного об'єкта  $C_x$ , друге – еталонний конденсатор без втрат  $C_N$ , третє – магазин опорів  $R_3$ . Четверте плече моста складається з постійного опору  $R_4$  і магазину ємностей  $C_4$ . Нуль-індикатором НІ служить транзисторний підсилювач із живленням від гальванічних елементів постійного струму зі стрілочним приладом на виході.

Особливістю високовольтних мостів змінного струму для вимірювання діелектричних втрат в ізоляції є можливість вимірювання за перевернутою чи нормальною схемою. У першому випадку один з електродів заземлений, як показано на рис. 3.20., у другому – обидва електроди контролюваного об'єкта ізолювані від землі.

Під час вимірювання за перевернутою схемою вимірювальна частина моста перебуває під високою напругою. Конструкція моста передбачає ізоляцію вимірювальної частини від заземленого корпусу для виконання вимог техніки безпеки в процесі випробувальних робіт.

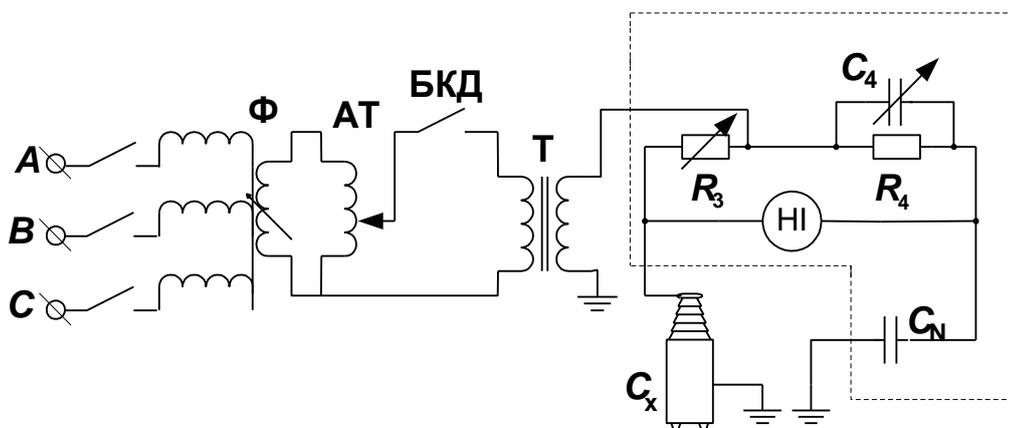


Рис. 3.20. Принципова схема установки для виміру  $\text{tg} \delta$   
(перемикач зміни полярності напруги на трансформаторі Т не показаний)

Для усунення похибок під час вимірювання  $\text{tg}\delta$  за цією схемою застосовують метод сполучення фаз струмів впливу  $I_{\text{впл}}$  і об'єкта  $I_x$ . Регулювання фази здійснюють спеціальним пристроєм – фазорегулятором, увімкненим у коло живлення випробного трансформатора. Вимірювання виконують за методикою, зазначеною в табл. 3.5. Якщо різниця між  $\text{tg}\delta_1$  та  $\text{tg}\delta_2 = \frac{\text{tg}\delta''''}{2}$  не перевищує 0,002 (тобто 0,2%), вимірювання припиняють. Якщо вказана різниця перевищує 0,2%, вимірювання продовжуються за вказаною у табл.3.5 послідовністю.

Дійсні значення  $\text{tg}\delta_x$  і  $C_x$  визначають за результатами вимірів у відповідності до табл.3.5 за такими формулами:

$$\text{tg}\delta_x = \frac{\text{tg}\delta_1 R_3'''' + \text{tg}\delta_2 R_3''''}{R_3'''' + R_3''''};$$

$$C_x = C_N R_4 \frac{R_3'''' + R_3''''}{2R_3'''' R_3''''}.$$

Якщо  $\text{tg}\delta_1 = \text{tg}\delta_2$ , то дійсне значення  $\text{tg}\delta_x$  дорівнює кожному з них.

Зазначений метод дає найменші похибки в разі вимірювання  $\text{tg}\delta$  за наявності зовнішніх впливів.

Таблиця 3.5

Номер операції	Напруга, що живить дослідний трансформатор	Положення ручок мостової схеми			Значення
		$C_4$ ( $\text{tg}\delta$ )	$R_3$	Фазорегулятори	
1	Від фаз 1 – 2 після фазорегулятора	0	Змінюючи $R_3$ й фазу фазорегулятора, балансують міст		$R_3'$
2	Від фаз 2 – 1 (зміна полярності на $180^\circ$ )	Змінюючи $C_4$ ( $\text{tg}\delta$ ) і $R_3$ , балансують міст		Залишається у фіксованому положенні після операції 1	$\text{tg}\delta''$ і $R_3''$
3	Від фаз 2 – 1 (зміна полярності на $180^\circ$ )	Виставляють положення $\text{tg}\delta_1 = \frac{\text{tg}\delta''}{2}$	Змінюючи $R_3$ й фазу фазорегулятора, балансують міст		$R_3'''$
4	Від фаз 1 – 2	Змінюючи $C_4$ ( $\text{tg}\delta$ ) і $R_{31}$ , балансують міст		Залишається у фіксованому положенні після	$\text{tg}\delta''''$ і $R''''$

			операції 3	
--	--	--	------------	--

Шляхом виміру  $\text{tg}\delta$  може бути надійно виявлено граничне значення вологовмісту твердої ізоляції, особливо коли контроль відбувається за підвищеної температури.

Але, при контролі за  $\text{tg}\delta$  маслонаповненого електрообладнання необхідно уважно слідкувати за станом ізоляційного масла, а також мати інформацію щодо виникнення можливих часткових розрядів (ЧР), (див. розділ 3.5) у об'ємі контрольованої ізоляції. У випадку, коли продукти старіння масла проникнуть між шарами паперу,  $\text{tg}\delta$  об'єкту може незворотно збільшитись. Слід відзначити, що збільшене значення  $\text{tg}\delta$  масла не завжди свідчить про небезпеку такого процесу. Якщо  $\text{tg}\delta$  масла збільшився, наприклад, через розчинення в ньому деяких компонентів ізоляційних лаків і далі росте, а значення  $\text{tg}\delta$  основної ізоляції залишається при цьому на нормальному рівні, то існує ймовірність, що погіршення стану цієї ізоляції до небезпечних меж не відбудеться досить швидко, і є певний час для відновлення якості масла чи його заміни.

Через неоднозначність зв'язку виміряного значення  $\text{tg}\delta$  із ступенем погіршення ізоляції перед оцінкою її стану необхідно уточнити характер дефекту. В першу чергу слід враховувати вплив характеристик масла та інтенсивність ЧР.

Нижче запропонована таблиця, що складена із врахуванням діелектричних втрат та інтенсивності ЧР в ізоляції (табл. 3.6).

Таблиця 3.6

Область значень параметра		Оцінка стану ізоляції	Рішення
$\text{tg}\delta$	$q$ , Кл		
$(2-5) 10^{-3}$	$10^{-11} \dots 10^{-10}$	Хороший	Придатний до роботи
$(2-5) 10^{-3}$	$10^{-10} \dots 10^{-9}$	Повільне руйнування	Щорічний контроль
$(8-15) 10^{-3}$	$10^{-7} \dots 10^{-8}$	Сильне руйнування	Безперервний контроль та негайне виведення із експлуатації
$(8-15) 10^{-3}$	$10^{-7} \dots 10^{-6}$	Близький до пробою	Негайне виведення із експлуатації

На сьогоднішній день уже накопичений певний досвід використання трендів тангенса кута втрат, наприклад, високовольтних вводів, і якісно його можна узагальнити, як це зроблено на рис.3.21.

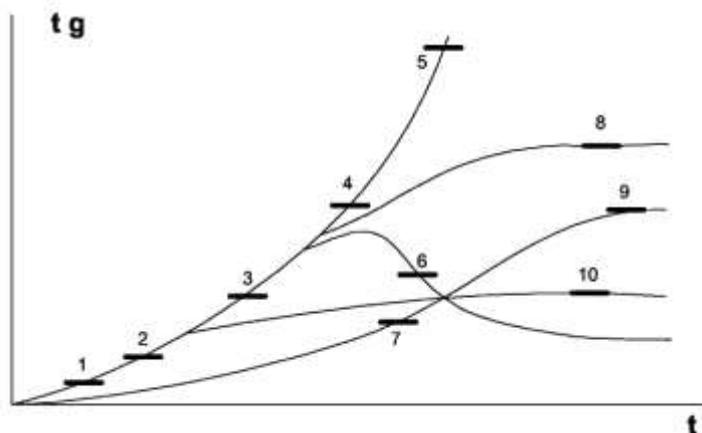


Рис. 3.21. Можливі зміни  $\text{tg}\delta$  ізоляції вводу в часі:

Як додаток для оцінки стану вводів і необхідності виконання тих або інших дій на цьому рисунку представлений графік із типовими кривими зміни тангенса кута діелектричних втрат у часі з рекомендаціями відносно відповідних дій:

- 1 - незначні зміни, продовження моніторингу, додаткові дії не потрібні;
- 2 - помірна зміна, проведення додаткових вимірів при найближчому регламентному відключенні, застосування тепловізійного контролю;
- 3 - значна зміна, необхідні додаткові випробування, якщо ріст продовжується - заміна вводу;
- 4,5 - аварійні зміни, погіршення ізоляції триває з небезпечною швидкістю - заміна вводу;
- 6 - можливе замикання обкладинок, необхідне проведення вимірів з відключенням, якщо діагноз підтверджується - заміна вводу;
- 7 -  $\text{tg}\delta$  досить високий, однак ріст погіршення ізоляції незначний, надійність знижена, проведення додаткових вимірів при найближчому регламентному відключенні;
- 8 - досягнута стабільність, але на небезпечному рівні, надійність значно знижена, підготуватися до заміни вводу;
- 9 - ріст стабілізувався після значного зростання, надійність знижена;
- 10 - досягнута стабільність після невеликого зростання, продовження моніторингу, додаткові дії не потрібні.

## ЛЕКЦІЯ 9

### 3.5. Контроль стану ізоляції електрообладнання по рівню ЧР.

Одним з найпоширеніших методів діагностики стану ізоляції є метод виміру рівня часткових розрядів (ЧР). Вимір ЧР в експлуатаційних умовах істотно відрізняється від вимірів в умовах випробувальних лабораторій. У першу чергу це пов'язане з наявністю інтенсивних зовнішніх завад і корони, які, як правило, відсутні при вимірах у лабораторних умовах.

#### 3.5.1. Основні характеристики часткових розрядів

Поняттям ЧР в ізоляції позначають низку розрядних явищ, які не відносяться до повного пробоя ізоляційного проміжку: місцевий розряд на поверхні або усередині ізоляції у вигляді корони, ковзний розряд або пробій окремих елементів ізоляції, який шунтує частину ізоляції між електродами, що перебувають під різними потенціалами.

ЧР в ізоляції виникають у місцях зі зниженою електричною міцністю (наприклад, у прошарках просочуючої рідини, або в газових включеннях у товщі діелектрика). Надалі елемент діелектрика зі зниженою електричною міцністю, що бере участь у формуванні ЧР, буде називатися «вкрапленням».

При розгляді ЧР еквівалентна схема діелектрика з ємністю  $C_x$  може бути представлена трьома ємностями (рис.3.21):  $C_B$  — ємністю елемента діелектрика, що формує ЧР (ємність включення);  $C_D$  — ємністю елемента діелектрика, включеного послідовно з першим;  $C_A$  — ємністю іншої частини діелектрика, поза включення. При цьому

$$C_x = C_A + \frac{C_B C_D}{C_B + C_D}$$

Виникнення ЧР відбудеться тоді, коли напруга на включенні (рис.3.21, ємність  $C_B$ ) досягне пробивного значення  $U_{в.з}$  — напруги запалювання розряду у включенні.

Так, наприклад, при включеннях у формі прошарку, витягнутого поперек силових ліній поля, напруженість у включенні  $E_B$  буде пов'язана з напруженістю в іншій частині діелектрика  $E_D$  співвідношенням

$$\frac{E_B}{E_D} = \frac{\epsilon_D}{\epsilon_B}$$

де  $\varepsilon_B$  — діелектрична проникність включення;  $\varepsilon_D$  — діелектрична проникність діелектрика.

У випадку газоподібних включень  $\varepsilon_D > \varepsilon_B$  і напруженість у включенні набагато перевищує напруженість у діелектрику, тобто  $E_B > E_D$ .

Співвідношення між напруженістю у включенні й середньою напруженістю буде залежати від співвідношення між товщиною діелектрика й включення. Якщо ввести позначення:  $d_D$  — товщина діелектрика, розташованого послідовно із включенням (рис.3.21);  $d_B$  — товщина включення;  $U$  — напруга на електродах зразка, то для еквівалентної схеми маємо:

$$E_B = \frac{UC_D}{d_B(C_D + C_B)} = \frac{U \varepsilon_D / d_D}{d_B \left( \frac{\varepsilon_D}{d_D} + \frac{\varepsilon_B}{d_B} \right)} = \frac{U \varepsilon_D}{\varepsilon_B d_D + \varepsilon_D d_B}$$

і відношення  $E_B$  до середньої напруженості  $E_{cp} = U / (d_D + d_B)$  дорівнює:

$$\frac{E_B}{E_{cp}} = \frac{1 + d_B / d_D}{(\varepsilon_B / \varepsilon_D) + (d_B / d_D)}$$

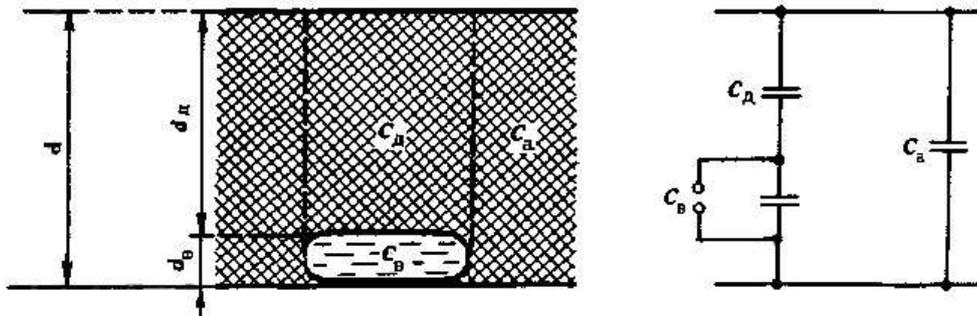


Рис.3.21. Еквівалентна схема діелектрика з включенням, де виникає частковий розряд.  $C_B$  — ємність елемента діелектрика, де виникає ЧР (ємність включення);  $C_D$  — ємність частини діелектрика, яка розташована послідовно з включенням;  $C_A$  — ємність залишкової частини діелектрика

Таким чином, відношення  $E_B/E_{cp}$  залежить від відношення  $d_B/d_D$ . Якщо  $d_B/d_D \ll 1$ , то  $E_B/E_{cp} = \varepsilon_D/\varepsilon_B$ . Для сферичного включення

$$\frac{E_B}{E_D} = \frac{3\varepsilon_D}{\varepsilon_B + 2\varepsilon_D}$$

Електрична міцність газу у включенні мало відрізняється від електричної міцності газу між металевими електродами. Якщо поле у включенні однорідне (плоскі включення, витягнуті поперек поля, або сферичні включення), то пробивна напруга пов'язана з розмірами включення (його товщиною) і тиском газу у включенні законом Пашена. Залежності пробивної напруги  $U_{пр}$  від тиску газу у включенні  $p$  і товщиною включення  $d_v$  для різних газів наведені на рис.3.22. При розмірах включення порядку десятків мікрометрів і тиску, близькому до атмосферного, пробивна напруга знаходиться поблизу мінімуму кривої Пашена, слабо змінюється при зміні розмірів включення й становить приблизно 250-300 В.

При включеннях у вигляді прошарків рідкого діелектрика для визначення напруженості у включенні залишаються в силі наведені вище співвідношення. Пробивна напруженість рідкого діелектрика також істотно зростає зі зменшенням товщини включення. Як приклад рис.3.23 наведена залежність пробивної напруженості нафтового масла від товщини зазору  $d$ .

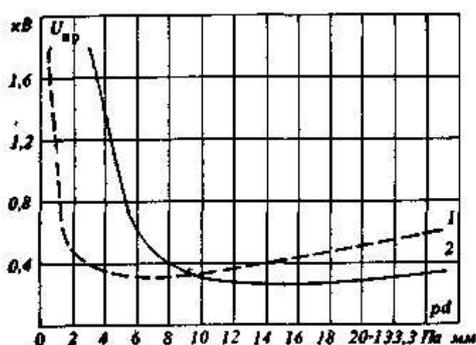


Рис.3.22. Пробивна напруга газів в залежності від тиску та відстані між електродами у рівномірному полі

1-повітря; 2-водень

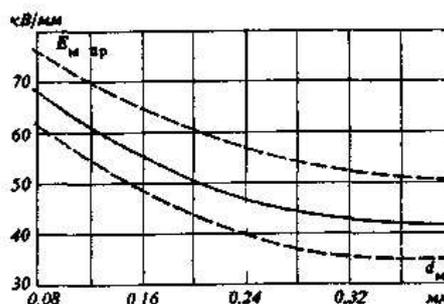


Рис.3.23. Залежність пробивної напруженості масляного проміжку від товщини для рівномірного поля в зазорі, прилеглому до електроду (штрихова лінія показує можливі розкиди пробивних напруг)

При пробі включення (ємності  $C_v$ ) іони, що утворюються в процесі розряду, заряджають поверхню включення й створюють поле, зворотне по напрямку основному полю. При пробі ємності включення  $C_v$  у більшості випадків не виникає достатня щільність струму, яка необхідна для підтримки стійкого розряду, і він гасне. Утворення напівпровідного шару на поверхні включення також не може привести до підтримки розряду внаслідок незначної

ємності включення. При пробі напруга на включенні падає не до нуля, а до певного значення  $U_{вг}$ , при якому розряд гасне. Напруга загасання при розмірах газового включення або масляного прошарку порядку 10—100 мкм менше відповідної пробивної напруги й може бути в межах

$$U_{вг} \approx (0,1 \dots 0,9) U_{в.п.}$$

Напруга на електродах об'єкта, що відповідає виникненню ЧР, скорочено називається напругою ЧР  $U_{ч.р.}$ . Зв'язок між  $U_{ч.р.}$  і  $U_{в.п.}$  може бути встановлена з розгляду еквівалентної схеми рис.3.21:

$$U_{ч.р.} = U_{в.п.} \frac{C_D + C_B}{C_D}$$

Тривалість процесу пробою включення (тривалість ЧР) у більшості випадків досить мала — порядку  $(3 \dots 10) \cdot 10^{-9}$  с. Лише при потужних критичних ЧР, що представляють собою розгалужені ковзні розряди або пробі великих (1 см. та більших) прошарків рідких діелектриків, тривалість ЧР може бути більшою (до  $10^{-7} \dots 10^{-6}$  с).

Кожний з одиничних ЧР супроводжується проходженням через включення певного заряду  $q$  і приводить до зміни напруги на зовнішніх електродах усього зразка на  $\Delta U_x$ .

Якщо  $C_a \gg C_b$  і  $C_a \gg C_d$ , то заряд  $q$ , що проходить через включення в момент виникнення ЧР, дорівнює

$$q = (C_B + C_D)(U_{в.з} - U_{в.п.}) = (C_B + C_D)\Delta U_B \quad (3.4.13)$$

Практично заряд  $q$  не може бути вимірний безпосередньо, тому що його проходження пов'язане із процесами усередині діелектрика випробуваного об'єкта.

У момент виникнення ЧР можна вважати, що заряд на електродах випробуваного об'єкта не змінюється, тому що ємність об'єкта відділена від нього індуктивністю сполучних проводів (шин). Тому зміна напруги  $\Delta U_x$  відбувається за рахунок збільшення ємності об'єкта при виникненні ЧР який шунтує ємність  $C_b$  в еквівалентній схемі рис.3.21.

Однак для зручності подальших міркувань можна представити, що зміна напруги на об'єкті відбувається внаслідок фіктивної зміни заряду  $q_{ч.р.}$  на електродах об'єкта незмінної ємності  $C_x$ , причому  $\Delta U_x = q_{ч.р.} / C_x$ .

Величина  $q_{ч.р}$  називається уявним зарядом ЧР. Таким чином, уявний заряд ЧР — це такий заряд, який, будучи миттєво уведений між выводами випробуваного об'єкта, викличе таку ж миттєву зміну напруги між його выводами, як і реальний ЧР. Уявний заряд виражається в кулонах.

Для встановлення співвідношення між  $q_{ч.р}$  і  $q$  візьмемо до уваги, що при виникненні ЧР і зменшенні напруги на ємності  $C_B$  на  $\Delta U_B = U_{ВП} - U_{ВГ}$  з ємності  $C_A$  пішов заряд на підзарядку ємності  $C_D$ , що викликав зменшення напруги на об'єкті на  $\Delta U_x$

Використовуючи умови рівності цього заряду уявному заряду ЧР маємо

$$q_{ч.р.} = \Delta U_x C_x = \Delta U_B C_D = q \frac{C_D}{C_D + C_B} \quad (3.4.14)$$

Легко показати, що (3.4.14) справедливо при будь-якому співвідношенні між  $C_A$ ,  $C_B$  і  $C_D$ .

Слід зазначити, що зміна напруги на зразку звичайно вкрай незначна. Так, наприклад, при необхідності зареєструвати  $q_{ч.р} = 10^{-12}$  Кл, та значенні ємності об'єкта  $C_x = 1000$  пФ маємо  $\Delta U_x = 10^{-3}$  В. При більших ємностях  $\Delta U_x$  може бути ще меншою. Оскільки прикладена до об'єкту напруга може досягати багатьох сотень кіловольтів, то безпосередній вимір  $\Delta U_x$  викликає певні труднощі.

### 3.5.2. Методи й схеми виміру характеристик часткових розрядів

Методи реєстрації ЧР, які описані в сучасній технічній літературі, можна розділити на дві групи.

Неелектричні методи. Реєстрація випромінювання ЧР у видимому спектрі (оптичний метод). Цей метод застосовується переважно при проведенні наукових досліджень. Він дозволяє реєструвати ЧР головним чином на краях електродів. Застосування прозорих електродів (наприклад, скла із прозорим провідним шаром) дозволяє реєструвати ЧР під електродом. Застосування фотоелектронних помножувачів дозволяє реєструвати випромінювання від ЧР до 0,001 пКл. Цей метод має високу чутливість, можливість визначити місце виникнення ЧР і достатню захищеність від електромагнітних завад.

Реєстрація ЧР усередині непрозорих ізоляційних конструкцій таким методом неможлива.

Акустичний метод. Перевага цього методу - можливість реєстрації ЧР усередині непрозорих об'єктів великої ємності, тобто там, де застосування інших методів неможливе або надто складне. Чутливість цього методу нижча, ніж в оптичного, і істотно залежить від

товщини й звукоізоляційних властивостей діелектрика. Мінімальне значення уявного заряду ЧР, що виявляють цим методом складає, 1000 пКл при товщині твердої ізоляції до 5 мм.

Спеціальні мікрофони дозволяють підвищити чутливість акустичного методу до 50 пКл і, наприклад, у силових трансформаторах або кабелях визначати місце виникнення ЧР.

Електричні методи. Чутливість цих методів вища, ніж чутливість неелектричних методів. Електричні методи можна розділити на три види:

а) Непрямі методи реєстрації ЧР. До них відносяться методи, що дозволяють визначати діелектричні втрати за допомогою виміру  $\text{tg}\delta$  ізоляції або виміру вольт-кулонових характеристик і одержувати залежності  $\text{tg}\delta$  від напруги. Ці методи дають уявлення про напругу виникнення ЧР (наприклад, по різкому збільшенню  $\text{tg}\delta$ ) і про їхню потужність (по площі циклограми або по  $\text{tg}\delta$ ). Оскільки при вимірах цим методом відбувається підсумовування різних видів втрат у діелектрику, то досить важко розмежувати втрати, викликані безпосередньо ЧР. Крім того, ці методи мають, у порівнянні з іншими, малу чутливість.

б) Реєстрація ЧР за допомогою антен. Схеми, що використовуються в цьому випадку, розраховані для роботи в діапазоні метрових або сантиметрових електромагнітних хвиль і іноді застосовуються при профілактичних випробуваннях ізоляції ЛЕП (ізоляторів і гірлянд). Є відомості відносно використання цього методу для безконтактного контролю рівнів ЧР в електричних машинах та силових трансформаторах вищих класів напруги.

в) Реєстрація імпульсів напруги, які виникають при ЧР в ізоляції. Ці схеми знайшли найбільш широке поширення, тому що дозволяють надійно вимірювати основні характеристики ЧР і забезпечити високу чутливість (мінімальний вимірюваний заряд у ряді випадків становить  $10^{-12}$ — $10^{-13}$  Кл).

Надалі будуть розглянуті схеми, які відповідають цим електричним методам і, в основному, застосовуються для вимірів рівня ЧР у стаціонарних умовах лабораторій заводів-виробників. Основні варіанти схем наведені на рис.3.24. До складу кожної з них входять: джерело регульованої високої напруги – іспитовий трансформатор (ІТ); випробуваний об'єкт  $C_x$ ; сполучний конденсатор  $C_0$ , який використовується для створення шляху замикання імпульсів струму ЧР; вимірювальний елемент  $z$ ; вимірювальний пристрій (ВП), що включається паралельно вимірювальному елементу. Між джерелом високої напруги й іншою частиною схеми в більшості випадків включається фільтр для зменшення рівня зовнішніх завад  $z_{\phi}$  або захисний опір.

Джерело регульованої високої напруги й сполучний конденсатор не повинні мати власні ЧР. Вимірювальний елемент  $z$  може являти собою резистор (активний опір) або котушку індуктивності.

Система шин установки повинна бути виконана трубами або іншим способом, що виключає виникнення корони в повітрі або розрядів, що будуть заважати вимірам рівня ЧР в об'єкті  $C_x$ .

На рис.3.24, а) наведена схема із включенням вимірювального елемента в коло заземлення випробуваного об'єкта, на рис.3.24, б) — схема із включенням вимірювального елемента в коло заземлення сполучного конденсатора, і на рис.3.24, в) - *мостова* схема.

Залежно від характеру опору (активного або індуктивного) вимірювального елемента й місця його підключення, схеми рис.3.24 а) й б) створюють аперіодичні або коливальні імпульси.

В мостовій схемі (рис.3.24, в) рекомендується застосовувати вимірювальний елемент, що складається із двох регульованих малоіндуктивних активних опорів.

Активний опір рекомендується використовувати при застосуванні широкосмугового вимірювального пристрою; котушку індуктивності — при застосуванні вузькосмугового вимірювального пристрою. Між вимірювальним елементом і входом  $C_{BX}$  вимірювального пристрою ВП в ряді випадків доцільне включення (головним чином при вимірі характеристик ЧР у зразках великої ємності) узгоджувального трансформатора.

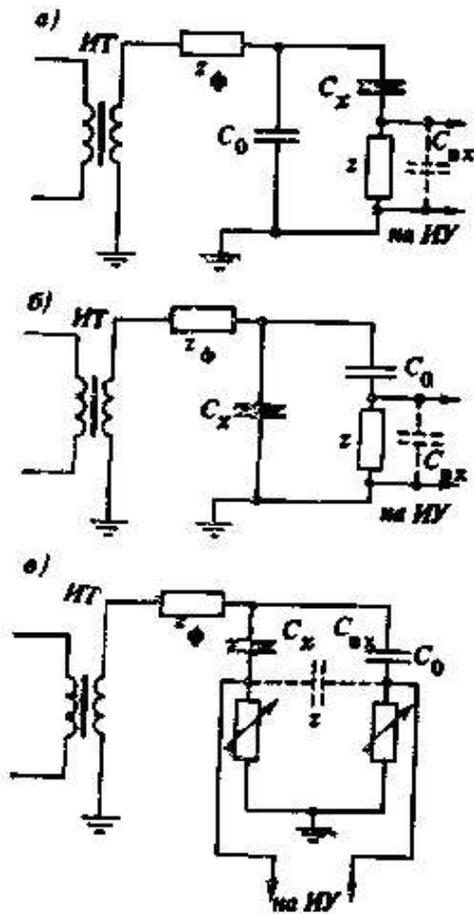


Рис.3.24. Схеми установок для вимірювання характеристик ЧР: а - послідовна; б - паралельна; в – мостова; ИУ – вимірювальний пристрій (зазвичай складається із фільтра верхніх частот та реєструючої апаратури)

При відповідному виборі параметрів схем їхні чутливості однакові. Схема рис.3.24 а) звичайно застосовується в тих випадках, коли обидва виводи випробуваного об'єкта можуть бути ізольованими від землі. В інших випадках використовується схема рис.3.24, б). Мостову схему звичайно застосовують у лабораторних умовах для зменшення впливу електричних завад при вивченні характеристик окремих елементів ізоляції.

Проблема електромагнітних завад найбільш актуальна при реєстрації слабких ЧР і особливо в об'єктах великої ємності; так, наприклад, той самий по величині ЧР буде давати сигнал на вході підсилювача, рівний 100 мВ при  $C_x=100$  пкФ, 100 мкВ при  $C_x=1$  мкФ і 0,1 мкВ при  $C_x=100$  мкФ. Надійна реєстрація таких слабких сигналів є досить складним завданням.

Електричні завади, що іноді роблять неможливою реєстрацію ЧР, прийнято розділяти на внутрішні (залежні від напруги на зразку) та зовнішні (ті, які не залежать від цієї

напруги). До зовнішніх завад відносяться власні шуми підсилювача, електричні сигнали, наведені на елементах вимірювальної схеми (при роботі радіостанцій або сусідніх високочастотних установок) або тих, що виникли в мережі живлення. Внутрішніми завадами вважаються сигнали, викликані, наприклад, коронними розрядами, що виникають на елементах високовольтної схеми або у вводах випробовуваного об'єкту.

Одним зі способів боротьби з завадами є раціональний вибір схеми вимірів. Найбільш захищеною у цьому відношенні схемою є мостова. Вона дозволяє позбутися від більшості видів завад (крім тих, що виникають у контурі заземлення) і реєструвати ЧР навіть на імпульсній напрузі.

Принцип ослаблення сигналу від внутрішніх завад (головним чином, від корони у схемі) у мостовій схемі пояснюється рис.3.25.

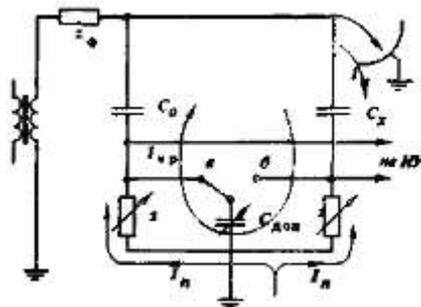


Рис.3.25. Принцип ослаблення сигналу від внутрішніх завад у мостовій схемі вимірів ЧР [26]

Оскільки джерело зовнішніх завад (наприклад, корона) має переважно ємність на землю, то струм  $I_n$  від такого джерела, замикаючись на землю, створює зустрічне спадання напруги на елементах вимірювального опору  $z$ , включених послідовно з ємностями  $C_x$  і  $C_0$ . Опір цих елементів, а також ємність  $C_{доп}$ , що підключається для компенсації паразитної ємності елементів або в точці  $a$ , або в точці  $b$ , можуть бути підібрані таким чином, щоб напруга на вході вимірювального приладу (ВП) від завади була б близькою до нуля. У той же час струм ЧР  $I_{ч.р}$  викликає узгоджене спадання напруги на обох елементах вимірювального опору  $z$ , що повністю реєструється ВП.

Екранування вимірювальних проводів та шин подачі високої напруги на об'єкт також досить ефективний спосіб зменшення зовнішніх завад, що дозволяє знизити їхній вплив на 2-3 порядки. У більшості випадків екрануються не тільки ВП, але й все приміщення, у якому виконуються випробування.

Внутрішні завади, а також завади, що виникають у мережі живлення, цим способом усунути неможливо. Усунення завад від мережі живлення можливо лише при установці в

дану мережу розділових трансформаторів, фільтрів або при живленні схеми від автономної мережі.

Для усунення внутрішніх завад необхідне підвищення напруги виникнення корони на елементах високовольтної схеми шляхом збільшення діаметра проводів, згладжування гострих кутів на підвідних шинах і т.п. Застосуванням цих прийомів зменшення коронного розряду вдається підвищити робочу напругу до 900 кВ при цьому мінімальний рівень ЧР, який вдається зареєструвати складає 1...5 пКл. У ряді випадків можливо також розрізнити зовнішні й внутрішні завади по їхній полярності. Звичайно сигнали від ЧР мають однакову структуру на позитивній і негативній полярності напруги, а сигнали від корони істотно залежать від полярності: на позитивній полярності найчастіше виникають рідкі потужні сигнали від стримерної корони, а на негативній – велика кількість сигналів значно меншої амплітуди.

Одним з методів боротьби із зовнішніми завадами є реєстрація ЧР протягом невеликого проміжку часу; наприклад вимір ЧР за один напівперіод або при короткочасній подачі високої напруги. Виникнення ЧР одночасно з початком вимірів допомагає відрізнити ЧР від зовнішніх завад, однак цей спосіб неефективний, якщо ці завади мають безперервний характер.

Вплив завад може бути знижений також за допомогою відповідної методики реєстрації ЧР, наприклад: вимірювання характеристик ЧР окремо у позитивних та негативних напівперіодах; вимір максимального заряду ЧР; вимір відношення корисного сигналу та завад; реєстрація ЧР за допомогою вимірювальних пристроїв, налаштованих на різні частоти. Однак, ефективність цих заходів значно знижується, якщо завади мають електромагнітний спектр, близький до спектра ЧР (наприклад, при внутрішніх завадах).

### **3.5.3. Кількісні характеристики ЧР**

Основними кількісними характеристиками ЧР є: уявний заряд ЧР, частота проходження імпульсів, середній струм ЧР, потужність втрат на ЧР.

Розмір уявного заряду є найбільш важливою кількісною характеристикою одиночного ЧР, що дає можливість оцінити його інтенсивність. Уявний заряд виражається в кулонах (Кл). При вимірі, як правило, знаходять найбільше значення уявного заряду одиничних ЧР, визначене за час спостереження. Звичайний рівень уявного заряду ЧР, зафіксований у справних високовольтних трансформаторах з урахуванням повітряної корони, становить при нарузі, близькій до найбільшої робочої,  $10^{-8}$  -  $10^{-9}$  Кл. При наявності дефектів або порушення технології виготовлення ізоляції він може піднятися до  $10^{-7}$  -  $10^{-5}$  Кл.

Під частотою проходження імпульсів розуміють середнє значення за 1с кількості імпульсів, уявний заряд яких перевищує деякий мінімальний рівень.

Середній струм ЧР  $I_{cp}$  — це сума абсолютних значень зареєстрованих зарядів, що проходять через ввід випробовуваного об'єкта за 1 с у результаті виникнення у ньому ЧР:

$$I_{cp} = \frac{1}{T} \times \sum_1^m |q_i|$$

де  $T$ — інтервал часу підсумовування зарядів, с;  $q_i$  — уявний заряд  $i$ -го імпульсу ЧР.

Середній струм ЧР виражається в амперах.

При вимірах ЧР важливою характеристикою також є максимальний обмірюваний заряд. Для того, щоб результат вимірів був статистично достовірним, необхідно задавати певний час усереднення, щоб виключити з результату (або суттєво знизити вплив на результат) випадкових імпульсів. Тобто необхідно аналізувати тільки повторювані розряди, ігноруючи окремі викиди.

Суб'єктивним, однак, є визначення повторюваного розряду. У деяких авторів можна зустріти пропозицію вважати повторюваним такий розряд, який виникає не менше ніж 10 разів на секунду. Однак використання цього параметру для постійного моніторингу стану ізоляції може дати значні похибки, оскільки з практики відомі випадки, коли більші (за амплітудою) ЧР проявляються роками без впливу на ізоляцію, а малі, але з великою частотою повторення - означають реальну загрозу ізоляції.

За рівнем ЧР можна порахувати втрати в ізоляції. Для визначення енергії, яка вводиться через одиночний ЧР необхідно помножити його заряд на миттєву напругу на об'єкті. Далі потрібно скласти всі імпульси й одержати повну енергію. Якщо повну енергію поділити на повний час підсумовування, то одержимо потужність ЧР. Цей параметр називається потужністю втрат на часткові розряди, що враховує миттєву прикладену напругу в межах одного періоду напруги живильної мережі.

Формула розрахунку потужності:

$$P = \frac{1}{T} \times \sum_1^m |q_i| \times |V_i|$$

де:

$P$  - потужність розрядів, Вт;

$T$  - час спостереження, с;

$m$  - кількість зареєстрованих імпульсів за час  $T$ ;

$V_i$  – миттєва напруга виникнення  $i$ -го імпульсу ЧР;

$q_i$  — уявний заряд  $i$ -го імпульсу ЧР.

Очевидно, що для такого розрахунку необхідно мати достовірний фазовий розподіл імпульсів, по якому буде визначене миттєве значення прикладеної напруги та розрахована дійсна потужність ЧР. Якщо ж виміряти фазовий розподіл достеменно неможливо, то, наприклад, у стандартах США передбачено використовувати параметр, який носить назву «інтенсивність часткових розрядів» (PDI-Partial Discharge Intensity). Для розрахунку цієї величини замість миттєвої напруги на об'єкті пропонується брати її діюче значення для всіх імпульсів. Аналіз відмінностей результатів розрахунків при цих двох підходах лежать у межах  $\pm 20\%$ , чого цілком достатньо, щоб коректно оцінити рівень часткових розрядів та визначитись з напрямком їх розвитку (трендом), але замало для визначення критерію оцінки деструктивних можливостей даного ЧР в даний момент часу.

## Лекція 10

### 3.5.4.Методика виміру ЧР в обладнанні у заводських умовах

Електричні схеми виміру ЧР поділяються на широкосмугові та вузькосмугові.

Широкосмуговою схемою виміру ЧР називається така схема у якої верхня частота смуги пропускання вимірювальної апаратури  $f_2$  набагато більша ніжньої частоти пропускання  $f_1$ . Вузькосмуговою схемою виміру називається така схема, для якої смуга пропускання вимірювальної апаратури  $f_2-f_1$  у багато разів менша ніжньої частоти пропускання  $f_1$ .

Преваги широкосмугової схеми є можливість спостереження загальної картини ЧР на екрані осцилографа, що дозволяє відрізнити реальні ЧР в ізоляції від завад. Крім того, у випадку ЧР, що відбуваються вглибині обмотки трансформатора, ослаблення сигналу ЧР при проходженні по обмотці для широкосмугової схеми значно менше, ніж для вузькосмугової, і не перевищує, як правило, одного порядку. У той же час вузькосмугова схема має кращі показники по зменшенню впливу завад на результати.

При вимірі ЧР у силових трансформаторах (практикується для класів 150 кВ і вище) обов'язковою є застосування широкосмугової електричної схеми виміру ЧР. Вимір вузькосмуговим вимірювальним пристроєм допускається як додатковий.

На рис. 3.26 наведена вимірювальна схема для трансформатора, збуджуваного напругою підвищеної частоти з боку обмотки низької напруги (НН). У якості ємності зв'язку  $C_0$  використовується ємність вводу високої напруги (ВН) або середньої напруги (СН), а вимірювальна схема приєднується до виводу його вимірювальної обкладки (ПВН) або обкладки для виміру  $\text{tg}\delta$  вводу.

Обов'язковими елементами вимірювальної схеми є наступні:

- вимірювальний резистор  $R_{ш}$ , на якому підлягає виміру спадання напруги, створюване імпульсами ЧР. Значення  $R_{ш}$  знаходиться у межах від 50 до 1000 Ом;
- фільтр верхніх частот  $\Phi$ , який має призначення відфільтровувати випробну напругу частотою 50 Гц та її гармонійні складові. Частота зрізу фільтру не повинна бути більшою 30 кГц, заглушування сигналу на частоті 1 кГц — не менше ніж 50 дБ, а на частоті випробної напруги — не менше 60 дБ (число дБ, яке означає ступінь заглушування сигналу у децибелах і дорівнює  $20 \lg K$ , де  $K$  – відношення амплітуд напруг на вході та виході фільтру);
- широкосмуговий підсилювач  $У_{ш}$  із коефіцієнтом підсилення не меншим ніж  $10^4$ , з верхньою частотою пропускання 0,2—0,5 МГц і з атенюатором, що має ступені регулювання підсилення не більш ніж по 20 дБ;

- електронний осцилограф ЕО, який служить для візуального спостереження імпульсів ЧР і для виміру уявного заряду окремих імпульсів. Верхня частота пропускання підсилювача осцилографа повинна бути не менше, ніж у підсилювача  $У_{ш}$ ;

- вимірник ІТ середнього струму ЧР і лічильник імпульсів Сч. Вони є взаємозамінними, оскільки показання лічильника при різних ступенях підсилення дають можливість визначити розрахунковим шляхом середній струм ЧР. Лічильник повинен мати роздільну здатність не більше 100 мкс, ємність накопичувальної пам'яті не менше ніж на  $10^5$  імпульсів. У якості лічильника можна використати вимірник середньої частоти імпульсів.

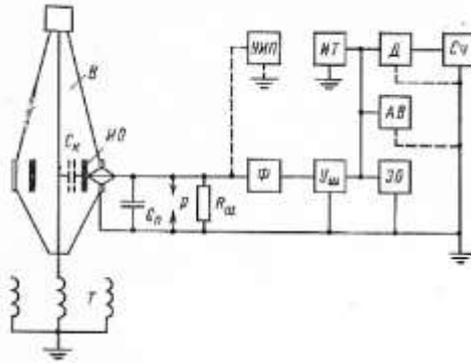


Рис. 3.26. Рекомендована схема виміру ЧР у трансформаторах.

$T$  ~ випробовувана обмотка;  $C_k$  — ємність вводу;  $C_{п}$  — ємність на вході вимірювальної схеми;  $P$  — пробивний запобіжник;  $R_{ш}$  — вимірювальний резистор;  $\Phi$  — фільтр верхніх частот;  $У_{ш}$  — широкосмуговий підсилювач;  $ЕО$  — електронний осцилограф;  $АВ$  — імпульсний амплітудний вольтметр;  $УИП$  — вузькосмуговий вимірювальний прилад;  $ИТ$  — вимірник середнього струму ЧР;  $Д$  — амплітудний дискримінацій;  $Сч$  — лічильник імпульсів [17].

Елементи схеми, показані на рис.3.26 пунктиром, необов'язкові. Вузькосмуговий вимірювальний прилад УИП являє собою систему з резонансним підсилювачем та квазіпіковим вольтметром. Як правило, для цього використовують стандартний вимірник радіолавад. Ширина смуги пропускання складає 9 кГц при робочій частоті до 1 МГц. Імпульсний амплітудний вольтметр АВ служить для виміру уявного заряду, дублюючи в такий спосіб електронний осцилограф. Амплітудний дискримінацій Д, який включений перед лічильником, дає можливість одержати число імпульсів при різних ступенях дискримінації.

### 3.5.5. Методика випробувань ізоляції трансформаторів з виміром ЧР

Високовольтні випробування трансформаторів індукованою напругою промислової частоти допускається проводити згідно графіку (рис.3.27); вимір ЧР виконують при трьох рівнях напруги:

- 1) найбільша робоча напруга  $U_{нр}$ ;
- 2) підвищена напруга  $U_{пов}$ , рівна 1,5 для класів 150—220 кВ; 1,4  $U_{нр}$  для класів 330—500 кВ; 1,3  $U_{нр}$  для класу 750 кВ;
- 3) випробувальна напруга  $U_{исп}$

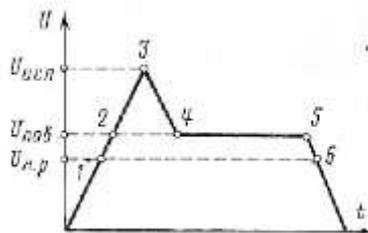


Рис. 3.27. Графік випробування ізоляції трансформатора з виміром ЧР.

Вимір ЧР при рівнях  $U_{нр}$  і  $U_{пов}$  роблять як на підйомі, так і на спаді випробної напруги. При рівні  $U_{пов}$  після прикладання випробної напруги дають витримку 30—60 хв (при кваліфікаційних випробуваннях 60 хв). Ціль цієї витримки - переконатися, що немає тенденції до розвитку ЧР. При цьому підвищення напруги на 30—50% у порівнянні з найбільшою робочою частково компенсує обмеженість часу витримки. Вимірюють ЧР як на початку, так і наприкінці витримки (точки 4 та 5 на рис.3.27), а також не менш 3 разів у ході витримки. При випробній напрузі витримка повинна відповідати ГОСТ 1516.2 (§ 9-2,г); у точках 1, 2 і 6 на підйомі й на спаді напруги витримка визначається часом, необхідним для виміру ЧР, але не більше 10 хв.

Випробування за графіком рис. 3.27 роблять, як правило, пофазно, але можливе також одночасне випробування двох крайніх фаз. В останньому випадку ЧР вимірюють у кожній з них.

Крім зазначеного методу випробування ізоляції трансформаторів використовують й інші методи, а саме:

- при випробуванні індукованою напругою до  $U_{исп}$  витримку 30-60 хв на спаді не роблять. Однак, після цього випробування трансформатор збуджується пофазно при підвищеній частоті за схемою досліду холостого ходу (XX) до напруги  $U_{пов}$ , при якій роблять витримку 30-60 хв (тривале випробування підвищеною напругою). Для трансформаторів класу 750 кВ нормована витримка 60 хв при збудженні до напруги  $U_{пов}=1,3$

$U_{н.р}$  (після випробування однохвилинною напругою). Для шунтувальних реакторів класу 750 кВ нормована витримка тієї ж тривалості при напрузі  $U_{пов}=1,3 U_{н.р}$ .

### 3.5.6. Припустимі рівні ЧР

При випробуванні силових трансформаторів класів 150-500 кВ напругою промислової частоти ЧР у їхній внутрішній ізоляції не повинні перевищувати наступних рівнів за значенням певного заряду, Кл:

При найбільшій робочій напрузі .....  $3 \cdot 10^{-10}$

При підвищеній напрузі .....  $3 \cdot 10^{-9}$

При випробній напрузі .....  $3 \cdot 10^{-8}$

Значення середнього струму й числа імпульсів ЧР в 1 с не нормуються, так само, як і показання вузькосмугового вимірювального приладу.

У трансформаторах класів 220—750 кВ при випробній напрузі, незважаючи на наявність екрана, може виникнути зовнішня стримерна корона, завади від якої перевищать рівень  $10^{-7}$  Кл. У цьому випадку оцінку стану ізоляції роблять за результатами вимірів при  $U_{н.р}$  і  $U_{пов}$ .

Чутливість вимірювальної схеми для вимірів ЧР при  $U_{н.р}$ ,  $U_{пов}$  і  $U_{ісп}$  повинна бути настільки високою, щоб мінімальний зареєстрований уявний заряд не перевищував 1/2 відповідного граничного значення.

Крім умови, щоб уявний заряд ЧР не перевершував установлених граничних значень, при випробуванні трансформаторів повинна виконуватися вимога, щоб рівні всіх обмірюваних характеристик ЧР не зростали більш ніж на 10 дБ (приблизно в 3 рази) від витримки при  $U_{пов}$ . Порівнюють результати вимірів при тій самій напрузі до й після витримки, тобто в точках 1-6 і 4-5 (рис.3.27).

Якщо при випробуванні трансформатора будуть перевищені припустимі рівні ЧР або не виконана вимога про незростання параметрів ЧР, необхідно проаналізувати результати вимірів. Якщо є підстава віднести надмірну інтенсивність або різке зростання ЧР до таких, що спричинені завадами, то повинні бути вжиті заходи для їхнього усунення, після чого проводять повторне випробування трансформатора, до напруги  $U_{пов}$ . Якщо характер ЧР вказує, що їхнім джерелом є внутрішня ізоляція трансформатора, вдаються до відстою або повторному вакуумному заливанню масла для усунення повітряних включень, а якщо ці міри не знизять рівень ЧР - до огляду активної частини для знаходження дефекту.

#### Знаходження місця ЧР

Для швидкого виявлення дефекту, що викликає ЧР, бажано в ході вимірів виявити місце їхнього виникнення. Для цього в літературі пропонуються різні методи.

При акустичному методі виміру можна знайти та локалізувати зону ЧР, провівши виміри в різні точках на баку трансформатора з використанням декількох датчиків або одного датчика, по черзі переставляючи його в різні точки конструкції. За допомогою осцилографування визначають запізнювання приходу звукової хвилі в кожен із точок вимірів у порівнянні з електричним сигналом ЧР. Знаючи швидкість звуку в маслі (1,4 м/мс), знаходять по запізненню відстань зони ЧР від кожного датчика. Не менш ніж по трьох вимірах визначають положення зони ЧР у баку трансформатора. Однак наявність магнітопроводу, котушок і ізоляційних бар'єрів порушує прямолінійне поширення звукових хвиль, що може значно ускладнити знаходження місця ЧР.

При електричному методі виміру ЧР можна знайти відстань джерела ЧР від початку обмотки, визначивши за допомогою осцилографа запізнювання сигналу, що розповсюджується уздовж обмотки у порівнянні з початковим імпульсом ЧР, що передається через поздовжню ємність обмотки (швидкість хвилі для дискової обмотки в маслі складає близько 150 м/мкс). Цей метод застосовується тільки до нормальних дискових обмоток і не може бути використаний ні для багат шарових обмоток, ні для обмоток з переплетенням витків, де складова біжучої хвилі в імпульсній напрузі виражена дуже слабо.

Найбільш простий і універсальний спосіб визначення відстані до зони ЧР - це вимір напруги, створеної ЧР, на обох кінцях досліджуваної обмотки. Для автотрансформатора можна робити вимір за схемою рис.3.28 на вводах ВН і СН, тобто на початку й кінці обмотки ВН. При заземленій нейтралі ВН можна включати вимірювальний резистор  $r$  (див. рис.3.28) безпосередньо між нейтральним вводом і землею. Відстань від кінців обмотки до зони ЧР визначають по співвідношенню імпульсних напруг, які вимірюються на обох кінцях обмотки. Попередньо ця або однотипна обмотка повинна бути градуїрована шляхом подачі імпульсів на різні її точки.

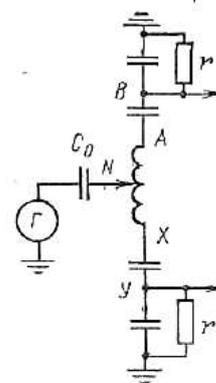
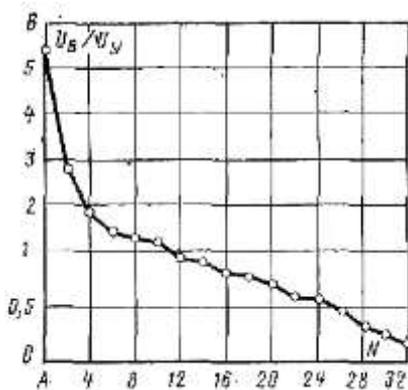


Рис. 3.28. Градуївальна крива для визначення співвідношення напруг від ЧР на кінцях

обмотки.  $G$  — генератор прямокутних імпульсів;  $C_0$ —градувальна ємність;  $N$  — міжкатушечний перехід;  $A, X$  — кінці обмотки;  $B, Y$  -точки виміру.

Із градувальної кривої (рис.3.28) витікає, що, залежно від місця подачі на обмотку імпульсу, що імітує ЧР, співвідношення напруг на її кінці змінюється від 5,4 до 0,15. Такий метод визначення місця ЧР є досить орієнтовним.

### 3.5.7. Вимір ЧР в експлуатації

На працюючих трансформаторах ЧР вимірюють із метою своєчасного виявлення дефектів, що розвиваються, в ізоляції.

Основною особливістю вимірів ЧР в експлуатації є високий рівень завад як від коронуючих проводів, так і від джерел високочастотної напруги (високочастотний зв'язок, радіостанцій й т.п.). Це вимагає застосування спеціальних методів виміру. Рівень непереборних завад при вимірах без виводу трансформатора з експлуатації оцінюється значенням (1—5).  $\cdot 10^{-8}$  Кл. Тому таким шляхом можна виявити ЧР порядку  $10^{-7}$  Кл, які можна розглядати як передаварійні.

Вимір ЧР у трансформаторах сам по собі є досить складною технічною й алгоритмічною проблемою, але ще більш складною проблемою є нормування їхнього впливу на стан ізоляції. Під нормуванням будемо мати на увазі офіційно визначені рівні ЧР, перевищення яких повинно призводити до спрацювання систем аварійного захисту, визначення ступеня розвитку тих або інших дефектів ізоляції.

Відсутність конкретної загально визнаної нормативної технічної документації, у якій критерії стану ізоляції були б досить точно відбиті, свідчить про складність і багатогранність даного питання. Всі існуючі стандарти різних країн, включаючи вітчизняний, частіше визначають використовувані терміни, але не містять конкретних таблиць припустимих рівнів ЧР у трансформаторах.

У зв'язку з цим, практичним результатом відсутності нормативної бази по припустимих рівнях ЧР в устаткуванні є те, що реального ефекту від практичного впровадження пристроїв контролю ЧР не дуже багато. Існуюча інформативна база весь час розширюється і є сподівання, що найближчим часом такі критерії (хоча б для певних типів обладнання) будуть сформульовані, що дасть змогу формалізувати роботу автоматичних систем діагностики стану ізоляції за рівнем ЧР.

На сьогоднішній час необхідно зазначити, що всі стандарти по ЧР визначають деякий набір первинних «інтегральних» величин, які можуть розраховуватися або безпосередньо вимірюватися при випробуванні обладнання на рівень ЧР. Стандарти різних країн можуть

розрізнятися в деталях, але, в основному, це варіації того самого. Можна взяти стандарт будь-якої країни, і він буде майже повністю відповідати стандартам інших країн. Так американський стандарт D 1868-83 (Reproved 1998) “Standard Test Method for Detection and Measurement of Partial Discharge (Corona) Pulses in Evaluation of Insulation Systems”, європейський стандарт IEC Publication 60270 “High-voltage test techniques - Partial discharge measurements” та документ Російської Федерації, що має назву «Рекомендації з реєстрації часткових розрядів в ізоляції трансформаторного устаткування в експлуатаційних умовах» визначають характеристику ЧР як «умовний» заряд, який потрібно додатково миттєво інjektувати у вимірювальну схему, щоб відновити рівновагу, порушену виниклим імпульсом ЧР. Таким чином, що дуже важливо, ми не знаємо величину реального заряду імпульсу ЧР, наприклад, усередині газового включення, а вимірюємо тільки реакцію нашої вимірювальної схеми на цей розряд. Вимірюється такий заряд у пікокулонах (пКл). Якщо скласти всі заряди за одну секунду то вийде струм ЧР, тобто той струм, що протікає в схемі додатково за рахунок ЧР. У середньому цей струм є чисто активним і він характеризує втрати через ЧР.

Таким чином, система вимірів ЧР в експлуатації повинна розраховувати всі ці параметри, але оскільки питання критеріїв у стандартах не вирішене, то використати можна лише поняття тренду. Коли при тривалому спостереженні за устаткуванням є стійка тенденція до збільшення інтенсивності прояву ЧР, то маємо справу з дефектом, що розвивається. Якщо процес утворення ЧР носить стабільний характер, то практично при будь-якому рівні не слід говорити про наявність дефекту.

Використовувані в практиці системи вимірів рівня ЧР в експлуатації можуть мати неприпустимо низьку вірогідність діагностичних висновків з тієї причини, що в контролюючому приладі не реалізовані алгоритми, що розділяють між собою імпульси завад, привнесені в трансформатор ззовні, і дійсні ЧР. Саме із цієї причини, системи сигналізують про виявлені дефекти тоді, коли їх немає, і «пропускають» явно виражені дефектні стани.

Сигнали зовнішніх завад, у загальному випадку, не відрізняються від сигналів ЧР, тому що їхнім джерелом можуть бути ЧР у навколишньому обладнанні. У зв'язку з цим існують декілька методів чи прийомів боротьби з завадами – від екранування та застосування акустичних методів реєстрації до впровадження алгоритмів аналізу форми, тривалості та напрямку розповсюдження імпульсу.

Способи відмежування від завад залежать від способів виміру ЧР. В процесі експлуатації високовольтного обладнання застосовуються наступні системи, сигнали з яких формують відповідні канали вимірювань ЧР:

- електричний канал –забезпечує вимір ЧР за допомогою високочастотних трансформаторів струму, які працюють в діапазоні 0,5-30 МГц, та підключаються в залежності від вимог обладнання – або до виводу ПВН (пристрою для виміру напруги) на високовольтному ввіді, або встановлюються на нейтралі або шині заземлення;
- електромагнітний канал – забезпечує вимір ЧР за допомогою спеціальних антен у діапазоні 600-900 МГц, які встановлюються поблизу обладнання та не мають безпосереднього електричного контакту з устаткуванням;
- акустичний канал – забезпечує вимір ЧР по акустичним коливанням у діапазоні 100-200кГц за допомогою спеціальних мікрофонів, встановлених на баку обладнання.

У разі використання електричного каналу, одним із способів розділення сигналів завад і сигналів ЧР є окремий вимір сигналів зовнішніх завад при відсутності напруги на контрольованому об'єкті (вимір фону) [23]. Потім на об'єкт подається напруга й проводиться ще один вимір. У цьому випадку реєструється сума сигналів ЧР і зовнішніх завад (сигнал). Вирахування результатів цих вимірів дозволяє виділити тільки сигнали ЧР (сигнал - фон). На рис.3.29 показані результати вирахування фону. Як видно з рисунку після вирахування фону ефективна інтенсивність сигналів завад знизилася в кілька разів (інтенсивність сигналів ЧР не змінюється при вирахуванні) і стає видно, що зареєстровані сигнали дає негативна (або інверсна позитивна) корона, а не ЧР в об'єкті (фазовий кут  $-90^0$ , один пік на періоді).

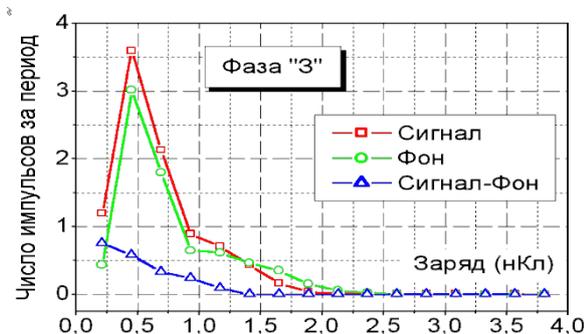


Рис. 3.29.  $dN/dQ$  залежності сигналу, фону й різниці сигнал-фон на фазі "С" групи 750 кВ (електричний канал).

Наведений метод не є ідеальним через те, що інтенсивність завад може змінюватися в часі, однак, як видно з наведених даних, дозволяє в значній мірі знизити їхній вплив і виділити сигнали ЧР із сигналів зовнішніх завад. Якщо ретельно вимірювати рівень фону як до, так і після експерименту, то стає можливим не тільки істотно знизити вплив завад, але й оцінити реальну похибку виміру інтенсивності сигналів ЧР.

Оскільки повністю виключити сигнали корони з результатів вимірів ЧР у такий спосіб неможливо, було запропоновано застосувати аналіз амплітудно-фазового розподілу сигналів

(амплітудно-фазової діаграми - АФД). Сигнали корони мають характерні АФД, що істотно розрізняються на позитивному й негативному напівперіодах напруги. Сигнали ЧР, як правило, мають практично симетричний розподіл. Існують і інші ознаки, що дозволяють досить надійно розрізняти сигнали ЧР від дефектів паперово-масляної ізоляції й корони шляхом аналізу їх АФД. Метод АФД є потужним засобом і дозволяє не тільки розділяти сигнали ЧР і корони, але й розрізняти сигнали ЧР від різних джерел (рис.3.30).

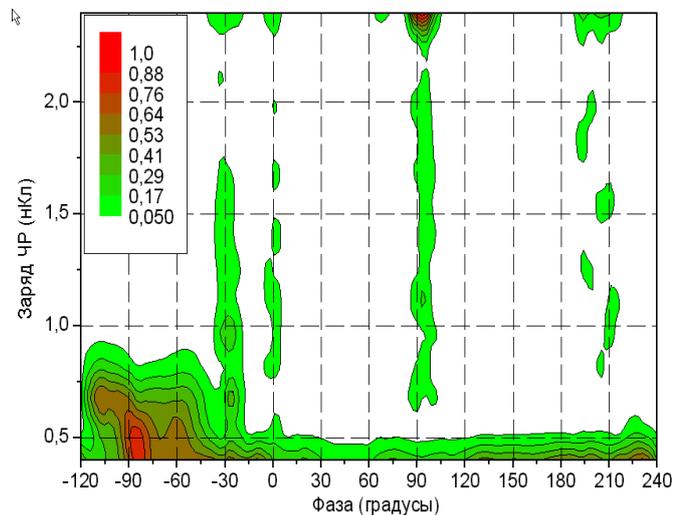


Рис.3.30.. АФД. Сигнали ЧР трифазного трансформатора АТДЦТН-200000/330/110, фаза «С».

На АФД чітко розрізняються сигнали від 6 джерел. Це сигнали позитивної корони фази С (фаза  $90^{\circ}$ , заряд більше 2.3 нКл), негативної корони фази С (фаза  $-90^{\circ}$ , заряд до 1 нКл), позитивна корона фази В (фаза  $-30^{\circ}$ , заряд більше 2.3 нКл), позитивна корона фази А (фаза  $210^{\circ}$ , заряд більше 2.3 нКл), міжфазна позитивна корона між близько розташованими фазами А та В (фаза  $0^{\circ}$ , заряд більше 2.3 нКл), міжфазна негативна корона між фазами В та С (фаза  $-60^{\circ}$ , заряд 0.6 нКл).

При застосуванні електромагнітного методу виміру інтенсивності ЧР, як уже згадувалось, використовують антену для діапазону 600-900 МГц, розташовану на відстані 4-5 метрів від об'єкту. Сигнали корони, як правило, значно довші й повільніші, ніж сигнали ЧР, а значить мають різні частотні спектри. Це дозволяє значно зменшити або повністю виключити сигнали корони, проводячи виміри у діапазоні більш високої частоти. На рис.3.31 показано співвідношення сигналів ЧР від дефекту ізоляції й корони, отримані у двох частотних діапазонах - до 30 МГц (електричний канал) і в діапазоні частот 700 - 800 МГц (електромагнітний канал). Як видно з рисунка, у високочастотному діапазоні сигнали корони виявляються повністю подавленими, у той час як сигнали ЧР від дефекту паперово-масляної ізоляції надійно реєструються.

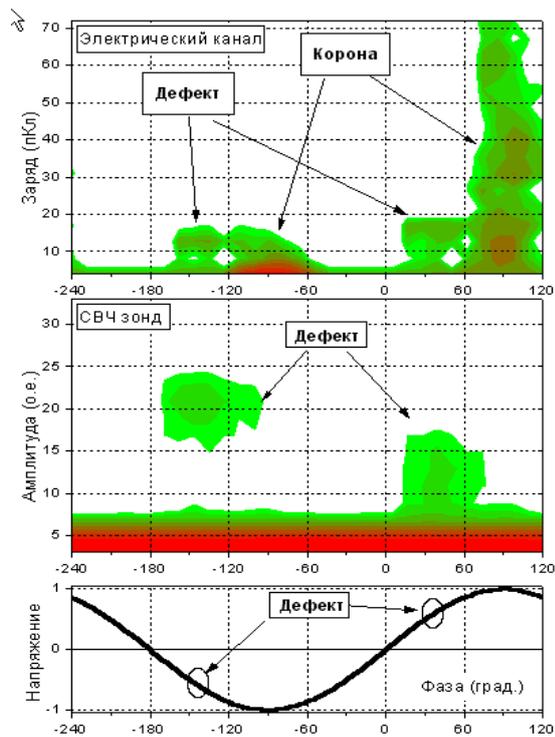


Рис.3.31. Сигнали ЧР ТТ ТФРМ-330 отримані з датчика електричного каналу, підключеного в коло заземлення нульової обкладки та з датчика електромагнітного каналу (СВЧ зонд) з відстані 5 м від об'єкта. Сигнали корони із зарядом більше 1 нКл повністю подавлені в електромагнітному каналі.

При застосуванні акустичних методів вимірів ЧР, незважаючи на його порівняно низьку чутливість і досить високий рівень імпульсних акустичних завад від елементів конструкції трансформатора, з'являється можливість істотно доповнити одержувану інформацію що й допомогти локалізувати джерело сигналів.

Істотну інформацію дає й вимір сигналів ЧР протягом досить тривалого часу. При цьому з'являється можливість реєстрації досить рідких спалахів сигналів ЧР, як своєчасного попередження про погіршення стану ізоляції устаткування і реєстрації процесів, викликаних комутацією устаткування, що дозволяє оцінити запас електричної міцності ізоляції.

Крім апаратних способів виключення завад з результатів вимірів ЧР, на практиці використовуються ряд алгоритмічних (або програмних) методів на рівні обробки вимірювальної інформації.

Всі алгоритми фільтрації імпульсів розділені на алгоритми виявлення вірогідності й аналізу одиничного імпульсу, що надійшов по одному каналу, і алгоритми синхронного, взаємного аналізу декількох імпульсів ЧР, що надійшли в прилад по декількох вхідних каналах одночасно.

В основі роботи алгоритмів автономної фільтрації імпульсів ЧР від завад лежить декілька основних визначень.

По-перше, імпульс, потенційно, вважається дійсним тільки в тому випадку, коли він має частотний діапазон від одного до десяти мегагерц. Саме в цьому діапазоні частот звичайно збуджуються імпульси від ЧР, що виникають в ізоляції трансформаторів.

По-друге, кожний імпульс, що прийшов з первинного датчика й має зазначений діапазон частот, у режимі реального часу, автоматично перевіряється на довжину переднього фронту, на мінімальну й максимальну тривалість, на наявність паузи після імпульсу, на відсутність періодичних коливань у завершальній частині імпульсу.

Після всіх цих перевірок, коли робиться припущення, що «зареєстрований імпульс дуже схожий на імпульс від ЧР в ізоляції», необхідно застосувати спеціалізовані алгоритми, метою яких є виявлення місця виникнення зареєстрованих ЧР. Всі ці алгоритми працюють на основі взаємного аналізу ЧР, які «прийшли» від декількох первинних датчиків, розташованих в різних місцях трансформатора.

Додаткову можливість для відмежування від завад дає «прив'язка» всіх імпульсів до синусоїди живильної мережі, з розбивкою всіх імпульсів по деяких фазових зонах, ширина яких варіюється від 7,5 до 15 градусів. Для цього реєстрацію всіх імпульсів необхідно виконувати з урахуванням фази робочої напруги на високовольтному пристрої, що також дозволяє, надалі, більш ефективно провести аналіз стану ізоляції.

Використання алгоритмів синхронного, взаємного аналізу декількох імпульсів ЧР дозволяє більш обґрунтовано ухвалювати рішення щодо того, що імпульс виник усередині трансформатора, а не прийшов ззовні, із системи, тобто не є шумовим. Крім того, за допомогою цього алгоритму можна більш диференційовано виявити місце виникнення проблемного місця в ізоляції трансформатора, наприклад, виявити дефектну фазу.

Використання зазначеного алгоритму полягає в практичному застосуванні простого й фізично обґрунтованого припущення про загасання імпульсу усередині контрольованого об'єкта. Чим більше буде відстань від місця виникнення імпульсу ЧР до конкретного вимірювального датчика, тим менше буде амплітуда зареєстрованого сигналу, відгук від реального імпульсу. Відповідно, порівнюючи амплітуди сигналів від одного, синхронно зареєстрованого імпульсу, можна досить вірогідно виділити зону його виникнення.

Ступінь загасання імпульсів від ЧР усередині контрольованого об'єкта, у точках розташування вимірювальних датчиків, може бути визначена експериментально, при первинному калібруванні об'єкта з використанням каліброчного генератора. Наприклад, калібровані імпульси подаються у фазу «А» трансформатора, при цьому виконується порівняння амплітуд сигналів з датчиків, установлених на всіх фазах. Загасання імпульсів ЧР

усередині трансформатора пропорційно відношенню амплітуд зареєстрованих каліброваних імпульсів. Далі вся процедура амплітудного калібрування повторюється з іншою фазою контрольованого трансформатора, і т.д. На підставі проведення експериментальних калібрувальних робіт може бути складена реальна матриця взаємного загасання імпульсів ЧР усередині трансформатора, виходячи зі співвідношення амплітуд сигналів від установлених датчиків ЧР. Теоретично, розрахунковим шляхом, скласти таку матрицю взаємних загасань досить складно, через високу трудомісткість, що виникає з необхідності обліку дуже великої кількості конструктивних і технологічних параметрів трансформатора.

Знання матриці коефіцієнтів загасання імпульсів усередині трансформатора дозволяє досить коректно диференціювати місце виникнення імпульсів ЧР. Особливо ефективно це відбувається при одночасному, синхронному вимірі амплітуд імпульсів по декількох каналах, мінімально по двох. При цьому основний канал, по якому реєструється сигнал, називається **вимірювальним**, а допоміжний, по якому реєструється імпульс порівняльної амплітуди, звичайно називають **шумовим**.

Для виявлення місця виникнення імпульсу ЧР по категоріях «усередині трансформатора», або «зовні трансформатора», до шумового каналу вимірювального приладу варто підключати датчики, розташовані на деякому віддаленні, наприклад на шинопроводі або на поруч розташованому високовольтному пристрої. Порівняння амплітуд сигналів від цих датчиків і «внутрішніх» датчиків іноді дозволяє вирішити зазначену проблему.

Аналіз місця виникнення імпульсів ЧР усередині трансформатора, з використанням шумових каналів, повинен виконуватись завжди тільки в режимі реального часу, синхронно, послідовно аналізуючи кожний імпульс.

Однак, використання матриць загасання не дозволяє відбудуватися від шкідливого впливу імпульсів корони, вплив якої в трансформаторах дуже великий. Причиною цього є те, що амплітуда імпульсів від коронних розрядів у трансформаторах багаторазово, іноді навіть у десятки й сотні разів, перевищує амплітуду «корисних» імпульсів від ЧР. Через це порівняння амплітуд таких імпульсів, зареєстрованих по декількох каналах синхронно, з використанням шумового каналу й матриць перенаведення, не завжди є ефективним.

Найбільш дієвим способом боротьби із впливом імпульсів від корони в трансформаторах є використання спеціалізованих датчиків корони, а також алгоритмів аналізу полярності імпульсів від ЧР, що надійшли в прилад по двох каналах одночасно. При цьому передбачається одночасне використання декількох датчиків реєстрації ЧР, що працюють на різних фізичних принципах. Оптимальним, наприклад, є одночасне використання двох датчиків, що реєструють електричну й магнітну складову від того самого

імпульсу. Розташовуватися ці додаткові, опорні датчики ЧР, повинні в місцях максимального впливу коронних розрядів, там, де вони попадають усередину трансформатора, тобто поруч із вводами.

З усіма системами контролю ізоляції можна використати високочастотний датчик струму, що реєструє сигнал від ЧР з ємнісного дільника, яким є маслonaповнений ввід трансформатора. Такий датчик ЧР, по своїй фізичній природі, реєструє наведений у ввіді трансформатора сигнал, пропорційний напруженості електричного поля від імпульсу струму ЧР.

Для реєстрації магнітної складового поля від імпульсів ЧР у трансформаторах необхідно використати спеціалізований датчик корони, який монтується поруч із кожним контрольованим вводом трансформатора таким чином, щоб він був не вище монтажного металевих корпусу вводу, і не виступав над металевими конструкціями трансформатора, тим самим не створював умов для виникнення додаткових розрядів.

Сигнали з цих датчиків синхронно обробляються. Ознакою того, що імпульс, передбачуваний як імпульс від ЧР, насправді являється імпульсом корони, є, наприклад, збіг полярності сигналів від двох датчиків. Такий імпульс не реєструється. Ознакою для реєстрації «дійсного» імпульсу ЧР, що виник усередині трансформатора, є розбіжність фаз сигналів від двох датчиків. Використання для селекції імпульсів від корони полярності сигналів від двох датчиків може бути більш ефективним прийомом, ніж використання шумових каналів і матриць перенаведення.

Крім цього, потрібно зазначити, що кожен із вищеописаних алгоритмів розпізнавання імпульсів ЧР не є абсолютним, використання кожного з них дозволяє, лише тією чи іншою мірою, підвищити вірогідність підсумкового діагностичного висновку.

Таким чином, при створенні реєстрації ЧР в процесі роботи енергоустановки, необхідно:

- забезпечити апаратну можливість реалізації електричного каналу (частоти до 30 МГц), електромагнітного каналу (частоти від 500 до 900 МГц) і акустичного каналу (частоти, як правило, від 80 до 200 кГц);
- реєструвати не тільки амплітуду (заряд), але й фазу сигналів (для одержання АФД);
- забезпечити реєстрацію й запам'ятовування даних протягом досить тривалих інтервалів часу в автоматичному режимі;
- забезпечити реалізацію алгоритмів розпізнавання імпульсів ЧР та імпульсів корони та імпульсних завод іншого походження.

## Лекція 11

### 4.1. Методичні основи застосування фізико-хімічного аналізу трансформаторного масла для діагностики електрообладнання.

Враховуючи основні функції, які виконує трансформаторне масло в електрообладнанні, воно повинно відповідати цілому ряду вимог, які в узагальненому вигляді можливо сформулювати так:

- масло повинно мати високі електроізоляційні властивості, оскільки виконує функції одного із діелектриків даного обладнання;
- масло повинно мати відносно високі теплоємність і теплопровідність та низьку в'язкість, оскільки призначене для забезпечення охолодження даного обладнання;
- масло повинно зберігати свої властивості практично незмінними на протязі достатньо тривалого часу, оскільки передбачається його експлуатація без частих заміन в обладнанні.

Стосовно основних відомостей про трансформаторні масла слід зазначити, що названі масла є продуктом очищення (рафінування) дистилятів, які отримують в результаті перегонки нафти. Ці дистиляти вміщують фракції, що википають при атмосферному тиску в діапазоні температур від 300 до 400 °С. Природа хімічних сполук цих фракцій багато в чому визначається походженням нафти.

Якість і функціональні властивості трансформаторних масел визначаються складом їх компонентів, процес очищення дистилятів є спрямованим регулюванням цього складу.

До складу трансформаторних масел входять вуглеводневі компоненти (парафінові, нафтеніві, ароматичні вуглеводні) і обмежені за вмістом неуглеводневі компоненти. Цей склад залежно від процентного вмісту компонентів визначає всі споживчі властивості вказаних масел.

Існують декілька основних способів очищення дистиляту нафтових трансформаторних масел. До них слід віднести **кислотно-лужне очищення, селективне очищення, гідроочищення, адсорбційне очищення.**

Для отримання високоякісних трансформаторних масел застосовують, як правило, декілька способів очищення, які доповнюють один одного.

**Кислотно-лужне очищення** зводиться до обробки дистиляту сірчаною кислотою концентрацією від 93 % до 98 %. При цьому з дистиляту осаджуються і видаляються у вигляді так званого "кислого гудрону" асфальто-смолисті та азотисті сполуки, ненасичені вуглеводні, поліциклічні ароматичні вуглеводні, нафтеніві кислоти. Подальша обробка лугом призводить до нейтралізації залишків сірчаної кислоти, нафтових кислот, фенолів, сульфокислот і ефірів сірчаної кислоти. Після закінчення нейтралізації масло нагрівають,

промивають водою до нейтральної реакції і підсушують продувкою повітря при температурі від 70 до 95 °С. На підприємствах Міненерговугілля України вже на протязі тривалого часу експлуатуються такі марки трансформаторних масел кислотно-лужного очищення: ТКп (ТУ 38.101.890), ТКп (ТУ 38.401.58.49), Т-750 (ГОСТ 982), Т-1500 (ГОСТ 982), МВ (ТУ 38.101.857).

**Селективне очищення** - це вибіркове вилучення розчинником із дистиляту небажаних компонентів. Із великої кількості розчинників, запропонованих для очищення нафтопродуктів, у виробництві трансформаторних масел знайшли застосування фенол і фурфурол. Для отримання масла із сірчистих нафт використовується в основному фенол. Відоме і вже тривалий час використовується трансформаторне масло ТСП (ГОСТ 10121), вироблене з використанням процесу селективного очищення.

**Гідроочищення** (обробка воднем при високій температурі в присутності каталізатора) на відміну від інших способів очистки дає можливість виконати хімічні перебудови вуглеводнів та сірчистих сполук, які складають трансформаторний дистилат. Сірчисті сполуки при цьому перетворюються на молекули вуглеводнів з утворенням сірководню, а частина ароматичних вуглеводнів реагуючи з воднем в присутності каталізатора насичує подвійні зв'язки і перетворюється на нафтові вуглеводні. Гідроочищення в залежності від параметрів процесу, а саме температури, тиску водню, виду каталізатора може бути проведено до різної глибини видалення сірчистих з'єднань та перебудови ароматичних вуглеводнів. Найбільш глибоким різновидом гідроочищення є гідрокрекінг. На енергопідприємствах України є великий досвід застосування масла марки ГК (ТУ 38.101.1025), що виробляється з використанням саме гідрокрекінгу для очищення дистиляту.

**Адсорбційне очищення** інколи застосовується як основний процес очищення трансформаторних дистилатів, але частіше, як заключна операція з доочищення масел, що отримують іншими методами. В процесі адсорбційного очищення використовують синтетичні і природні адсорбенти (активний оксид алюмінію, силікагель, «відбілюючі» глини та ін.). Адсорбційне очищення дистиляту, наприклад, використовувалось при виробництві масла марки ТАп (ТУ 38.101.281).

Для підсилення або надання необхідних властивостей в базові (отримані після очищення дистилатів) трансформаторні масла додають **присадки**. Найважливішими з них є:

- **антиокислювальні присадки (інгібітори)**, які підвищують протиокислювальну стабільність масла. В якості такої присадки в основному використовують 4-метил-2,6-дітретичний бутилфенол, що має назву агідол-1 (синоніми: іюнол; керобіт; 2,6-дітретичний бутил-4-метилфенол 2,6-дітрет-бутилпаракре-зол, ДБПК, ДБК, топанол-0).

- *депресорні присадки (депресанти)*, які знижують температуру застигання масел, що містять підвищений процент парафінів.

Існують і інші присадки, які підвищують газостійкість, збільшують розчинність газів, пасивують вплив металів та ін.

З огляду на це трансформаторні масла слід поділяти на масла без присадок і масла з присадками (окремий випадок - неінгібовані та інгібовані масла).

Рішення про можливість застосування конкретної марки масла в тому чи іншому виді обладнання, того чи іншого класу напруги приймається з урахуванням багатьох вимог та факторів, що визначаються умовами роботи масла в обладнанні та індивідуальними характеристиками окремих марок масел.

Фактори впливу, що спричиняють зміну показників якості масла за час його роботи в обладнанні, залежать від особливостей обладнання (виду, типу, класу напруги, тощо), а здатність "протистояти" відповідним впливам - від вуглеводневого складу масла і вмісту в ньому інших сполук. Останнє пов'язано з походженням нафти та технологією отримання даного окремого масла, що позначаються на його властивостях. Найбільш інформативним показником у визначенні здатності масла протистояти негативним впливам є стабільність проти окислення, показник при визначенні якого моделюються негативні фактори впливу, що зазнає масло в обладнанні, а саме: висока температура, окислювальна дія кисню, каталітична дія міді на процес старіння.

Склад масла та його властивості в кінцевому вигляді відображуються характеристиками (параметрами, показниками) в стандартах чи інших нормативних документах на марку масла або групу марок масел, які, в свою чергу, за результатами спеціальних досліджень визначаються придатними або непридатними для використання в тому чи іншому обладнанні. Окремий приклад: масла селективного за ГОСТ 10121 (ТСП) та кислотнo-лужного за ТУ 38.401.58.49 (ТКп) очищення можуть застосовуватися тільки в обладнанні напругою до 150 кВ включно, натомість масло кислотнo-лужного очищення за ТУ 38.101.890 (ТКп) - до 500 кВ включно, а за ГОСТ 982 (Т-750, Т-1500) - до 750 кВ включно.

З точки зору можливості і доцільності застосування для конкретного типу обладнання необхідно розрізняти масла, що застосовуються:

- у силових трансформаторах та реакторах, де важливою вимогою, що пред'являється до масла, є висока протиокислювальна стабільність, причому чим вище клас напруги і потужність обладнання, тим вищими повинні бути ці вимоги;

- у високовольних уводах, вимірювальних трансформаторах струму і напруги, де, з огляду на малі об'єми масла, більш відчутним є вплив локальних несприятливих факторів (зокрема, підвищеної напруженості електричного поля) на погіршення стану цього масла. В

таких випадках, крім високих вимог до термоокислювальної стабільності, підвищуються також вимоги щодо стійкості масла до впливу електричного поля. Необхідно враховувати також, що у герметичному малооб'ємному маслonaповненому обладнанні (високовольтні уводи, вимірювальні трансформатори) доцільно використовувати масла з газопоглинаючими, а не газогенеруючими властивостями;

- у вимикачах, де однією з найважливіших властивостей є низька в'язкість масел при температурах, нижчих за 0 °С.

В процесі експлуатації трансформаторні масла змінюють свої хімічні та електрофізичні властивості під впливом різних факторів: температури, електричного поля, молекулярного кисню, взаємодії з конструкційними матеріалами електрообладнання (особливо у випадках використання в конструкціях неякісних ізоляційних матеріалів, наприклад лаків, нестійких до впливу масла).

У результаті відбувається потемніння масла, утворюються низько- та високомолекулярні продукти окислення, зростають діелектричні втрати; на певній стадії окислення можливе утворення осаду та випадання шламу. Сукупність цих змін має назву “старіння”, а контроль за ними виконується на підставі фізико-хімічних аналізів проб масла.

Домішки, що викликані як старінням масла, так і його забрудненням домішками, які потрапили з зовні через порушення герметичності обладнання або утворились внаслідок руйнування його внутрішніх конструктивних елементів (вода, полярні речовини, тверді частки, нерозчинні в маслі продукти термоокислювального старіння, метали та їх оксиди, волокна різного походження і т. ін.), знижують експлуатаційні характеристики масла, прискорюють старіння целюлозної ізоляції, а отже – впливають на надійність роботи.

Трансформаторне масло може використовуватись як інформаційне середовище для передавання відомостей про фізико-хімічні зміни матеріалів, вузлів і деталей, що знаходяться всередині маслonaповненого обладнання. Більшість таких змін супроводжується утворенням продуктів старіння або руйнування, які, в свою чергу, можуть бути виявлені в пробах масла із даного обладнання. Тому результати аналізів таких проб дають змогу відслідковувати не тільки старіння самого масла, але і виявляти проблеми обладнання, в якому це масло знаходиться в обігу.

Перевагою контролю за технічним станом обладнання, побудованому на різного роду аналізах і вимірюваннях проб масла, є відносна простота доступу до вказаного середовища інформації з боку персоналу, який займається таким контролем. У більшості випадків відбір проб масла не вимагає відключення електрообладнання від напруги та у будь-якому випадку не вимагає розшинування такого обладнання.

Підтримання необхідної якості трансформаторного масла в експлуатації та своєчасне реагування на відхилення від належного стану електрообладнання забезпечується своєчасним контролем за показниками, що відображують властивості цього масла і підлягають визначенню у встановленому обсязі та з відповідною періодичністю для кожної групи названого обладнання.

#### **4.2. Використання показників якості трансформаторного масла для визначення технічного стану електрообладнання.**

Всього нараховується близько 55 показників (параметрів), які використовуються для оцінки якості та властивостей ізоляційних масел. У нормативних документах, що регламентують якість і номенклатуру показників цієї якості для свіжих та експлуатаційних масел, використовуються тільки деякі з них, що відображають найбільш важливі споживчі властивості.

Поділяють всі властивості ізоляційних (у т.ч. трансформаторних) масел на три основні групи: **фізичні, хімічні та електроізоляційні.**

Найбільш відомими та найчастіше застосованими показниками є такі:

а) показники, що характеризують або пов'язані з **фізичними властивостями** трансформаторних масел:

- 1) **зовнішній вигляд та колір;**
- 2) **густина;**
- 3) **в'язкість;**
- 4) **температура спалаху у закритому тиглі;**

б) показники, що характеризують або пов'язані з **хімічними властивостями** трансформаторних масел:

- 1) **кислотне число** (число нейтралізації);
- 2) **вміст водорозчинних кислот;**
- 3) **вологівміст;**
- 4) **стабільність проти окислення;**
- 5) **вміст антиокислювальної присадки;**

в) показники, що характеризують або пов'язані з **електроізоляційними властивостями** трансформаторних масел:

- 1) **пробивна напруга;**
- 2) **тангенс кута діелектричних втрат.**

Для трансформаторних масел, які заливаються до електрообладнання і знаходяться в експлуатації, додатково використовують ще декілька показників. Вони відображають якість технологічної обробки цього масла та зміни його якості в процесі експлуатації, що пов'язані із старінням, а також дозволяють виявити ряд дефектів вказаного обладнання. До таких показників слід віднести:

- загальний газовміст<sup>1)</sup>;
- забруднення механічними домішками<sup>2)</sup>;
- хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів (ХАРГ)<sup>1)</sup>;
- розчинний (потенційний) та нерозчинний в маслі осад (шлам);

---

<sup>1)</sup> Показники не мають безпосереднього відношення до визначення якості масла, а застосовуються для контролю за обробкою масла до заливання його в обладнання та для контролю за технічним станом цього обладнання в процесі його експлуатації.

<sup>2)</sup> Показник не в повній мірі можна віднести до тих, за якими визначають якість масла. До заливання він свідчить про якість обробки масла, а під час експлуатації – про наявність дефектів обладнання, що призводять до забруднення масла (руйнування матеріалів внутрішніх вузлів, порушення герметичності із потраплянням всередину обладнання «бруд»).

Кожний показник відображує певні експлуатаційні властивості масла, зміну цих властивостей, а також проблеми, які виникають в обладнанні, де знаходиться (експлуатується) це масло.

***Зовнішній вигляд та колір*** не є вирішальними показниками для відбракування масла, але дають швидко і корисну інформацію щодо необхідності проведення певних випробувань масла.

Зовнішній вигляд може вказувати на наявність в маслі вільної води, механічних забруднень або волокон целюлози. Визначення наявності вказаного виконується візуально – оглядом проби масла при проходженні через неї світла. Огляд виконується після перемішування масла, якого можна досягти, наприклад, перевернувши декілька разів ємкість з пробой масла догори дном і навпаки. Зовнішній огляд завжди слід проводити перед початком визначення інших показників якості масла, а його виконання потребує аби проба знаходилась у прозорій ємкості. Найкраще цій вимозі відповідає застосування скляного посуду для відбору проб масла.

Забруднення механічними домішками трансформаторного масла відбувається у процесі експлуатації електротехнічного обладнання, коли в маслі утворюються і накопичуються різні продукти старіння масла та твердої ізоляції.

Вода, шлам, вугілля, волокна твердої ізоляції, частки адсорбентів та ін., все що знаходиться в маслі в дисперсному стані, є не тільки продуктами старіння, але й прискорювачами самого процесу старіння. Крім названого, вони також є однією з головних причин зниження пробивної напруги ізоляції.

Потемніння масла може вказати на певну ступінь його старіння.

**Густина** - це відношення маси масла до його об'єму. Звичайно густину визначають при температурі 20 °С.

Густина для трансформаторних масел різних марок змінюється у досить вузьких межах (від 0,850 до 0,895 кг/дм<sup>3</sup>), а верхня границя їх густини обмежується значенням 0,895 кг/дм<sup>3</sup> для уникнення спливання льоду в маслі при низьких температурах (густина льоду при 0 °С становить 0,920 кг/дм<sup>3</sup>).

Для оцінювання **в'язкості** трансформаторних масел використовується показник кінематичної в'язкості, який вказується чи визначається у мм<sup>2</sup>/с або сантистоксах (сСт). Чим менше в'язкість, тим краще конвекційне відведення тепла. В'язкість є однією з класифікаційних ознак типу масла. В'язкість майже не змінюється від забруднень та при старінні масла.

**Температура спалаху масла** - це температура, при якій пара масла, що нагрівається у стандартних умовах (у закритому тиглі), утворює суміш з оточуючим повітрям, яка спалахує з легким вибухом, якщо піднести до неї полум'я. Температура спалаху також є класифікаційною ознакою типу масла.

У процесі окислення масел утворюється певна кількість летких продуктів, які, розчинюючись у маслі, зменшують температуру спалаху. Якщо за короткий проміжок часу сталося різке зниження температури спалаху масла якоїсь одиниці електрообладнання, то це може свідчити про наявність процесів розкладу даного масла під впливом місцевого перегрівання або під дією розрядів.

**Кислотне число** є основним показником, який характеризує ступінь старіння масла. Він визначається, як кількість міліграмів їдкого калію, що необхідна для нейтралізації 1 г масла, та показує, яка кількість вільних органічних кислот і інших кислих сполук міститься в маслі. Кислі сполуки, що утворюються у результаті окислення масел, адсорбуються целюлозною ізоляцією і сприяють її руйнуванню, затрудняють теплообмін. Контроль за цим показником є дуже важливим для підвищення надійності та строку служби обладнання.

**Вміст водорозчинних кислот** характеризує глибину старіння масла. В процесі експлуатації в трансформаторних маслах утворюються як високомолекулярні кислоти, які визначають кислотне число, так і низькомолекулярні (водорозчинні) кислоти. Показник визначається для так званої водяної витяжки – водного розчину кислот, який утворився в

результаті змішування у певних пропорціях проби масла і води. Кількісне значення встановлюється, як кількість міліграмів їдкового калію, що необхідна для нейтралізації кислот водної витяжки з 1 г масла. Показник малочутливий на початкових стадіях окислення масла.

**Вологовміст** - це відношення маси води до маси масла.

Вода в маслі може бути присутня в розчиненому та емульсійному стані. Вода знижує електроізоляційні характеристики масла, прискорює старіння целюлозної ізоляції та самого масла, знижує питомий опір і підвищує тангенс кута діелектричних втрат.

Нерозчинена емульсійна вода має найбільший негативний вплив на електричну міцність масла (різко знижує пробивну напругу масла). Наявність вільної емульсійної води може бути виявлена у вигляді окремих крапель або замутнення при візуальному контролі.

**Стабільність проти окислення** - це сукупність показників, визначення яких є основним засобом заздалегідь оцінити експлуатаційні властивості масла.

Усі методи оцінювання стабільності масел проти окислення базуються на принципі форсування у штучних умовах окислення масла під впливом ряду факторів, що мають місце у реальних трансформаторах (температура, електричне поле, матеріали трансформатора та ін.), з наступним визначенням ряду показників, значення яких повинні задовольняти певним вимогам.

**Вміст антиокислювальної присадки** визначається для оцінки експлуатаційних властивостей масла. У процесі окислювального старіння масла знижується концентрація антиокислювальної присадки (іонолу або присадки іншого типу), що є одним із засобів оцінки швидкості старіння масла.

**Пробивна напруга** ( $U_{пр.}$ ) трансформаторного масла на частоті 50 Гц характеризує здатність цього рідкого діелектрика витримувати певну напруженість електричного поля без пробою. Пробивна напруга безпосередньо залежить від температури масла, яке випробовується, вмісту в маслі води та механічних домішок.

**Тангенс кута діелектричних втрат** ( $tg\delta$ ) є показником якості масла, який дуже чутливий до наявності в ньому різних забруднень (дрібнодисперсних утворень, розчинних металоорганічних сполук, різних продуктів старіння масла та твердої ізоляції тощо). У процесі старіння масла  $tg\delta$  зростає, причому швидкість зростання цього показника прямо пов'язана з накопиченням продуктів старіння, які вміщують карбоксильні групи ( $--COOH$ ). Використовуючи цей показник, можна виявити зміну властивостей масла навіть при дуже малому ступені забруднення, а по характеру температурної залежності  $tg\delta$  - визначити тип забруднення.

За необхідності можна рекомендувати при аналізі результатів вимірювання  $tg\delta$  визначати відношення значення  $tg\delta$ , виміряного при температурі 90 °С до значення  $tg\delta$ , виміряного при температурі 20 °С. Якщо таке співвідношення, виміряне на підйомі температури, перевищує 10, то це буде вказувати на достатньо швидке накопичення продуктів старіння масла або появу домішки в результаті розчинення або старіння якого-небудь полімерного матеріалу конструкції.

**Розчинний (потенційний) та нерозчинний в маслі осад (шлам)** є показником старіння масла.

У процесі окислення масла утворюються і багатоатомні сполуки з різними функціональними групами, які в результаті реакцій конденсації або полімеризації утворюють продукти ущільнення: осад розчинний та нерозчинний в маслі.

Розчинний або потенційний осад - це колоїдний розчин в маслі певної концентрації асоційованих та (або) ущільнених продуктів старіння цього масла. Перевищення такої концентрації або зниження розчинюючої здібності масла призведе до випадіння вказаних продуктів в осад. Останнє із названих використовується в тесті на наявність в маслі потенційного осаду, коли пробу масла, яке зістарилося, розбавляють рідинами з низькими розчинюючими властивостями. Такими є вуглеводневі рідини, що не містять ароматичних вуглеводнів, зокрема, н-гептан або деароматизований бензин.

Нерозчинний осад (шлам) - продукт більш глибокого ущільнення, в маслі не розчинюється.

Потенційний та нерозчинний осади характеризуються високим кислотним числом і є найбільш агресивною частиною масла по відношенню до паперу та картону.

### **ДЕКІЛЬКА ЗАУВАЖЕНЬ СТОСОВНО ВІДБОРІВ ПРОБ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ФІЗИКО ХІМІЧНИХ АНАЛІЗІВ МАСЛА:**

**А) Достовірність контролю обладнання на підставі аналізів проб масла великою мірою залежить від неухильного дотримання певних правил відбору цих проб!**

**Б) Персонал, що виконує відбір проб, повинен забезпечити тотожність масла в пробі та масла в обладнанні, з якого проводиться відбір. Недбаллий відбір або забруднення пробовідбірного посуду веде до помилкового висновку щодо якості масла і до невиправданої втрати часу, працевитрат і витрат на транспортування та контроль проб.**

**В) Для відбору проб треба використовувати тільки спеціально підготовлений сухий та чистий посуд - скляні пляшки із темного (бажано із жовтого) скла або безшовні металеві банки.**

## Лекція 12

### 4.3 Особливості визначення показників, що характеризують діелектричні властивості трансформаторних масел

Як вже вказувалось раніше, до показників, що характеризують діелектричні властивості трансформаторних масел відносяться його пробивна напруга і тангенс кута діелектричних втрат.

#### 4.3.1. Пробивна напруга трансформаторних масел.

Пробивна напруга є одним з основних показників, що характеризують ізоляційні властивості трансформаторних масел, і визначається на частоті 50 Гц. На відміну від інших показників, пробивна напруга застосовується як показник якості вказаного масла для всіх видів електрообладнання, де воно виконує функції діелектрика.

Цей показник якості масла, досить чутливий до присутності в ньому домішок. Наявність домішок у вільному стані (емульсована волога, пухирці газу, механічні домішки, шлами – конденсовані продукти старіння масла) призводять до відчутного зниження значень пробивної напруги. Натомість, у випадку знаходження домішок у розчиненому стані (молекулярний розчин вологи, газів, продуктів старіння масла), їх наявність практично не впливає на пробивну напругу масла.

Зміна атмосферного тиску, форми і матеріалу електродів, а також відстані між електродами впливають на пробивну напругу. Тому ГОСТ 6581 регламентує визначення цього показника і обумовлює вимоги до умов середовища для проведення вимірів, а також до пристосувань та приладів, якими вони виконуються:

- температура проби масла не повинна відрізнятись від температури приміщення, де проводяться аналізи, і повинна бути в межах 15-35<sup>0</sup>С;
- пробивання масла повинно виконуватись між напівсферичними електродами, розміри яких визначені вказаним ГОСТ, при відстані між електродами -  $2,5 \pm 0,05$ мм;
- апаратура повинна забезпечувати контрольоване плавне піднімання напруги на вказаних вище електродах до рівня не менше 80-90кВ (рівень, що досягається при сучасній технології обробки масла), а швидкість піднімання при цьому повинна бути  $2 \text{ кВ/с} \pm 20\%$ .

Для отримання значень пробивної напруги масла застосовуються спеціальні випробувальні установки (апарати), серед яких найбільш поширеними є «АИМ – 80», «АИМ-90», «УИМ-90» (цифри у назві означають найбільший рівень напруги, що може бути прикладена до масла у проміжку між електродами). Ці установки задовольняють вимогам ГОСТ стосовно параметрів електричного поля (електроди, проміжок) та параметрів напруги, яка прикладається до проби масла у міжелектродному проміжку, а також дозволяють

фіксувати значення напруги, за якої виникає пробивання (електричний пробій) масла у вказаному проміжку. Конструктивно кожна із них являє собою моноблок, що містить такі основні елементи: відсік з високовольтним трансформатором; регулятор напруги (варіатор) із моторним приводом переміщення ковзного контакту; посудина з електродами для розміщення проби масла, яка підлягає випробуванню; схеми комутацій, сигналізації, захисту та вимірювань.

На фото 4.1 представлено зовнішній вигляд посудини з електродами, а на фото 4.2 – апарата «АИМ-90». На лицьовій панелі цього апарата розташовано:

- вимірювальний прилад (стрілочний міліамперметр);



Фото 4.1 Посудина з електродами для випробувань проб масла.



Фото 4.2. Апарат АИМ-90 для визначення пробивної напруги масла

- лампочки світлової сигналізації (зелена – вмикання мережі, жовта – готовність схеми апарата до вмикання високої напруги, червона – увімкнено високу напругу);

- вимикач мережі, який у більш ранніх моделях був об'єднаний зі спеціальним ключем, що унеможлиблював довільне вмикання апарата (~);

- кнопка вмикання високої напруги (↗);

- вимикач для зупинки електродвигуна (—);

- кнопка вмикання електродвигуна для примусового повернення ковзного контакту регулятора напруги в нульове положення після пробою діелектрика (0←);

- вимикач автоматичного повернення ковзного контакту регулятора напруги в нульове положення після пробою діелектрика (0↻).

Після проведення випробувань значення пробивної напруги ( $U_{np}$ ) розраховують як середнє арифметичне напруг усіх пробоїв ( $U_{np.i}$ ), що були отримані для проби цього масла за допомогою вказаних вище випробувальних установок:

$$\bar{U}_{np} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n U_{np.i} ,$$

де  $U_{np.i}$  - значення, отримані при послідовних пробоях, кВ;

$n$  - кількість пробоїв.

Крім вказаного, для цієї ж проби розрахунку підлягає також параметр, який характеризує розкид окремих значень  $U_{np.i}$  відносно середнього значення  $\bar{U}_{np}$ . Цей параметр має назву коефіцієнт варіації і розраховується за формулою:

$$V = \frac{\sigma_U 100\%}{\bar{U}_{np}} ,$$

де  $\sigma_U$  - середнє квадратичне відхилення, яке, в свою чергу, розраховується за формулою:

$$\sigma_U = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n (U_{np.i} - \bar{U}_{np})^2}{n-1}} .$$

Всього для однієї проби трансформаторного масла повинно бути проведено не менше шести пробів.

Отримане значення пробивної напруги (середнє арифметичне) не повинно бути меншим нормованого і залежить від класу напруги обладнання, в якому масло буде застосовуватись чи вже застосовується (граничні значення вказуються у відповідних нормативних документах), а розрахунковий коефіцієнт варіації не повинен перевищувати 20%.

Якщо розраховане (середнє арифметичне) значення пробивної напруги більше нормованого, але коефіцієнт варіації перевищує 20%, то, після нового заповнення посудини з електродами маслом тієї самої проби додатково виконують ще шість визначень пробивної напруги і проводять розрахунки  $\bar{U}_{np}$  та  $V$  для  $n=12$ .

Якщо і в цьому випадку коефіцієнт варіації перевищує 20%, то, незалежно від розрахованого значення пробивної напруги, якість масла слід вважати незадовільною – воно підлягає відбракуванню з наступною заміною чи технологічною обробкою для відновлення якості.

У нормативних документах, які стосуються контролю за якістю трансформаторного масла, гранично-допустимі значення їх пробивної напруги враховують, крім залежності від класу напруги обладнання, також особливості застосування цих масел у тих чи інших видах обладнання і етапів проведення даного контролю. Для прикладу в табл. 4.1 наведено дані, що містяться в документі Мінпаливенерго України СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості».

#### 4.3.2. Тангенс кута діелектричних втрат трансформаторних масел.

Діелектричні втрати у трансформаторних маслах, пов'язані з електропровідністю вуглеводнів, характеризуються при температурах від 20 до 125<sup>0</sup>С досить низьким значенням тангенсу кута діелектричних втрат ( $tg\delta$ ). Головним джерелом втрат трансформаторного масла є нейтральні та кислі **асфальто-смолисті речовини, мила**, деякі продукти старіння та такий домішок, як **вода**.

Таблиця 4.1 - Вимоги до значень пробивної напруги трансформаторних масел

Вид обладнання	Гранично-допустиме значення, не менше кВ			Заходи, що застосовуються у разі невідповідності показника граничнодопустимому значенню
	Перед заливанням масла	Після заливання масла	В процесі експлуатації масла	
Обладнання (крім контакторів РПН та герметичних уводів)				Силові трансформатори, вимикачі: сушіння масла за допомогою цеолітових та вакуумних установок, фільтрація, обробка центрифугою (рішення приймається з урахуванням показників 6 і 8). Контактори РПН: заміна масла. Вимірювальні трансформатори, уводи: заміна масла або заміна вказаного обладнання.
- до 15 кВ	30	25	20	
- від 15 до 35 кВ (крім трансформаторів власних потреб)	35	30	25	
- від 15 до 35 кВ (тільки для трансформаторів власних потреб)	40/35 <sup>*)</sup>	35/30 <sup>*)</sup>	30/25	
- від 60 до 110 кВ, а також каскадні вимірювальні трансформатори 220 кВ	50/45 <sup>*)</sup>	45/40 <sup>*)</sup>	40/35 <sup>*)</sup>	
- 150 кВ				
- від 220 до 500 кВ (крім каскадних вимірювальних трансформаторів 220 кВ)	55/50 <sup>*)</sup>	50/45 <sup>*)</sup>	45/40 <sup>*)</sup>	
- 750 кВ	60/55 <sup>*)</sup>	55/50 <sup>*)</sup>	50/45 <sup>*)</sup>	
Контактори РПН напругою:	70/65 <sup>*)</sup>	65/60 <sup>*)</sup>	60/55 <sup>*)</sup>	
- 10 кВ				
- 35 кВ	30	25	25	
- 110 кВ	40	35	30	
- 220 кВ,	50	40	35	
- типу ЗРНОА-110/1000	50	40	40	
Герметичні уводи всіх класів напруги	50	40	40	
	70	-	55	

<sup>\*)</sup> У чисельнику наведено значення показника для обладнання, введенного в експлуатацію з 01.01.99, в знаменнику - до 01.01.99.

**Смолисті речовини** нейтрального або кислого характеру можуть залишатись в маслах в результаті не досить ретельного очищення чи утворюватись при старінні масла в результаті реакцій окислювальної конденсації і полімеризації, а також при окисленні наявних смол. Як ті, так і інші смолисті продукти погано розчинюються в маслі, утворюють колоїди і є однією з основних причин виникнення електрофоретичної провідності. Наприклад, наявність 0,5% смол підвищує  $tg\delta$  масла у 20 разів.

**Мила** - солі, утворені в результаті реакції між металами та органічними кислотами (у т.ч. під час старіння масла,). Вони не дисоціюють на іони у вуглеводневому розчині. В той же час розчин у маслі більшості нафтенатів - солей нафтових кислот (при суттєвій концентрації останніх) викликає катастрофічне зростання діелектричних втрат. Залежно від умов (марка масла, особливості конструкції обладнання чи його експлуатації), мило у маслі може знаходитись або у стані істинного розчину, або в стані колоїду, і саме в такому стані воно впливає на значення  $tg\delta$  цього масла. Так, після нагрівання масел з милами до  $100^{\circ}\text{C}$  спостерігається як різке підвищення, так і різке зниження  $tg\delta$ . Зазвичай якщо після такого зниження охолоджувати масло, то при цьому  $tg\delta$  буде і далі зменшуватись, а у випадку повторного підвищення температури (масла після його охолодження), попередня крива залежності  $tg\delta$  від температури не буде відтворюватись. Тобто колоїдний стан мил після такої температурної обробки або не відновлюється, або для цього потрібно створити якісь певні умови.

**Вода** може знаходитись у маслі як у розчиненому, так і в емульсованому стані. Діелектричні втрати, що обумовлені наявністю води, визначаються не загальним її вмістом, а станом. Вода, яка знаходиться в маслі у стані істинного розчину, не впливає на втрати в маслі, а у нерозчиненому вигляді - у вигляді емульсії із часток малого розміру - викликає різке зростання цих втрат. Межа переходу води із першого стану в другий залежить від властивостей масла, обумовлених складом його вуглеводневих і не вуглеводневих компонентів. Інакше, при наявності однієї і тої ж кількості води в маслах різного складу (різної марки) вона може бути розчиненою - в одних і емульсованою - в інших. Саме у другому випадку помітно зростає значення  $tg\delta$  масла.

Таким чином майже для всіх кисневмісних сполук (спирти, кислоти, феноли, смоли тощо), солей металів і органічних кислот (мил), а також для води можна відмітити характерну особливість - помітний вплив їх вмісту на зростання  $tg\delta$  масла при досягненні певної концентрації, а саме - межі розчинності, коли утворюється друга фаза у вигляді мікроемульсії або колоїду. Причому частина цих утворень при нагріванні може розпадатись, що, в свою чергу, призведе до зменшення значень  $tg\delta$  масла.

Вимірювання значень  $\text{tg}\delta$  масла при різних температурах дає корисну інформацію про якість цього масла, ступінь його старіння та ймовірні проблеми, що можуть виникнути у випадку продовження експлуатації масла з продуктами глибокого старіння, оскільки частина продуктів старіння, які утворюють колоїди, може при подальшому їх накопиченні перейти в осад.

На рис. 4.1 наведено характерні приклади температурних залежностей  $\text{tg}\delta$  масла, що відображують зміни цих залежностей від наявності в маслі різних продуктів його старіння.

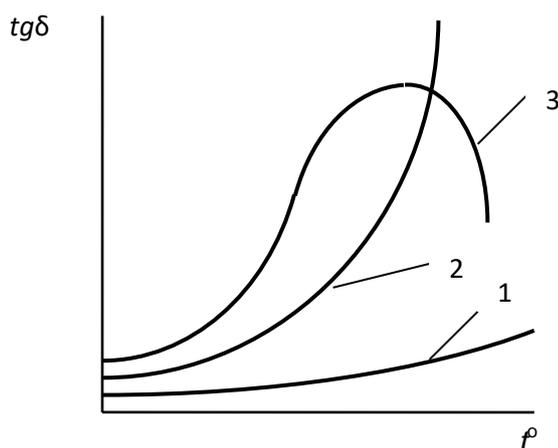


Рис.4.1 Вплив продуктів старіння масла на зміну його тангенса кута діелектичних втрат ( $\text{tg}\delta$ ) від температури ( $t^\circ$ )

1 – температурна залежність  $\text{tg}\delta$  для свіжого (без продуктів старіння) масла; 2 - температурна залежність  $\text{tg}\delta$  масла із значною кількістю продуктів старіння, що збільшують його провідність (у т.ч. колоїдів); 3 - температурна залежність  $\text{tg}\delta$  масла із значною кількістю продуктів старіння, що збільшують його провідність (у т.ч. колоїдів, які є нестійкими до впливу підвищених температур).

Основні вимоги до методики та засобів вимірювання значень  $\text{tg}\delta$  масла зазначені у названому вище ГОСТ 6581. Згідно з ним установки для вимірювань  $\text{tg}\delta$  масла повинні містити вимірювальну комірку, джерело напруги, вимірювальний пристрій з індикатором, а також нагрівальний термостат (для випадків вимірювань  $\text{tg}\delta$  при температурах, вищих за кімнатну).

Вимірювальні тризатискні комірки, що відповідають ГОСТ 6581 представлені на Фото 4.3

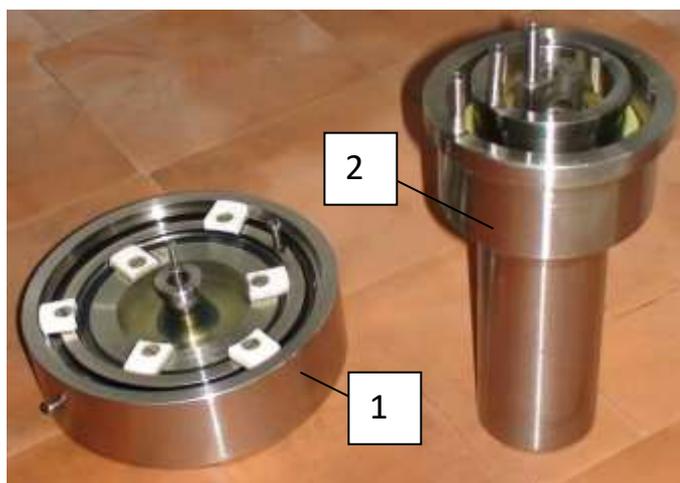


Фото 4.3. Вимірювальні комірки тризатискного типу:

1 – плоска комірка; 2 - циліндрична комірка.

Джерело напруги повинно дозволяти отримати практично синусоїдальну криву змінної напруги частотою 50 Гц (коефіцієнт амплітуди в межах  $\sqrt{2} \pm 5\%$ , коливання напруги не більше 1 %, зміна частоти не більше 0,5 %) і забезпечувати у між електродному проміжку вимірювальної комірки напруженості електричного поля 1 МВ/м (1 кВ/мм). З дотриманням певних умов, у вітчизняній практиці для цього використовувались випробувальні трансформатори напруги типу НОМ-6 чи НОМ-10.

У якості приладу, що забезпечував вимірювання значень  $\text{tg}\delta$  та діелектричної проникності масла із допустимою (заданою ГОСТ 6581) похибкою, зазвичай використовувались високовольтні мости змінного струму, побудовані за класичною схемою моста Шерінга (МД-16, Р595, Р525, Р5026), а термостата – сушильні шафи.

Застосування вказаних вище джерел, приладів і термостатів призводило до того, що у цілому установка для вимірювання  $\text{tg}\delta$  масла являла собою достатньо громіздкий стенд. Проте, останнім часом в практиці проведення вимірювань даного показника все частіше знаходять місце компактні пристрої, які в автоматизованому режимі виконують всі необхідні технологічні і вимірювальні процедури після встановлення в пристій ячейки з пробєю масла. Два таких пристрої, які виготовлюються в Україні, представлені на Фото 4.4.



а)



б)

Фото 4.4. Пристрої для вимірювання  $\text{tg}\delta$  масла

а) «Тангенс-3М» (виготовлюється в м. Харків);

б) «ADTR-2к» (виготовлюється в м. Львів)

1 – вимірювальний блок; 2- дисплей відображення інформації; 3 – клавіатура управління пристроєм; 4 – вимірювальна ячейка (для «Тангенс-3М» - плоска, малогабаритна; для «ADTR-2к» - циліндрична, за ГОСТ 6581); 5 – блок нагрівання вимірювальної ячейки (для «Тангенс-3М» - знаходиться всередині вимірювального блока)

Гранично-допустимі значення  $\text{tg}\delta$  масла, для нового обладнання визначаються стандартами чи технічними умовами на це обладнання, а експлуатаційного - документацією виготовлювача та чинними нормативними документами споживача, наприклад, вказаним вище СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 (див. табл. 4.2).

**Таблиця 4.2** - Вимоги до значень тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел [11]

Вид обладнання <sup>1</sup>	Гранично-допустиме значення показника при 70/90 °С, не більше %			Заходи, що застосовуються  у разі невідповідності показника граничнодопустимому значенню
	Перед заливанням масла	Після заливання масла	В процесі експлуатації масла	
<p>Силові трансформатори, вимірювальні трансформатори, маслонаповнені негерметичні уводи напругою:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- від 110 до 150 кВ</li> <li>- від 220 до 500 кВ</li> <li>- 750 кВ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /15,0</li> <li>- /10,0</li> <li>- /5,0</li> </ul>	<p>Силові трансформатори: визначення наявності розчинного (потенційного) і нерозчинного в маслі осаду , заміна адсорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах, а у разі досягнення також граничних значень показниками «кислотне число» або «розчинного (потенційного) і нерозчинного в маслі осаду» 1 – регенерація чи заміна масла.</p> <p>Вимірювальні трансформатори, маслонаповнені уводи: регенерація чи заміна масла або заміна вказаного обладнання.</p>
<p>Маслонаповнені (залиті маслами ГК, Nymro 11GX, Nymro 10XT без змішування з маслами інших марок) герметичні уводи напругою:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- від 110 до 150 кВ</li> <li>- від 220 до 500 кВ</li> <li>- 750 кВ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>3,5/7</li> <li>2,5/5</li> <li>1/2</li> </ul>	
<p>Маслонаповнені (залиті маслом Т-750 без змішування з маслами інших марок) герметичні уводи напругою:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- від 110 до 150 кВ</li> <li>- від 220 до 500 кВ</li> <li>- 750 кВ</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> <li>- /0,5</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> <li>- /0,7</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>7/12</li> <li>5/8</li> <li>2/3</li> </ul>	

## Лекція 13

### КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ ЗА ДОПОМОГОЮ ХРОМАТОГРАФІЧНОГО АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ

#### 5.1 Методичні основи застосування ХАРГ на об'єктах електроенергетики

Хроматографічний аналіз розчинених в маслі газів (ХАРГ) є одним із найбільш розповсюджених і достатньо ефективних методів контролю стану маслонаповненого електрообладнання в експлуатації. Вміст розчинених в трансформаторному маслі газів, як правило, визначається шляхом відділення газів від масла з подальшим аналізом їх складу та вмісту окремих компонентів за допомогою приладів, які називаються хроматографами. ХАРГ дозволяє виявити дефекти, які повільно розвиваються, а також слідкувати за їх розвитком. При цьому забезпечується своєчасна профілактика та попередження аварійності обладнання.

Оцінка стану обладнання ґрунтується на результатах визначення таких основних газових компонентів в маслі, як  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_2$  та ряду інших. Ці гази являються одним із продуктів розкладу (деструкції) ізоляції. Склад розчинених газів і їх концентрація дозволяють з певною ймовірністю встановити вид дефекту і його небезпечність.

Для кожного із видів дефектів існує свій найбільш характерний газ.

**Водень ( $H_2$ )** – дефекти електричного характеру (часткові розряди, іскрові і дугові розряди).

**Ацетилен ( $C_2H_2$ )** – іскріння, розряди великої потужності, електрична дуга, нагрів вище  $700\text{ C}^0$ .

**Етан ( $C_2H_6$ )** – термічний нагрів масла і паперово-масляної ізоляції в діапазоні температур до  $300\text{ C}^0$ .

**Етилен ( $C_2H_4$ )** – високотемпературний (вище  $300\text{ C}^0$ ) нагрів масла і паперово-масляної ізоляції.

**Окис і двоокис вуглецю ( $CO$  і  $CO_2$ )** – дефект, пов'язаний із розкладом твердої (целюлозної) ізоляції.

Вказане вище відноситься до випадку, коли існує тільки один вид дефекту або, при наявності декількох дефектів, є один домінуючий. Проте, коли їх два з однаковою інтенсивністю впливу на гази або більше, то задача ідентифікації виду і, особливо, місця пошкодження стає досить складною. Вона потребує отримання додаткової інформації,

наприклад, про динаміку зростання газів, режим роботи обладнання, перелік робіт, як проводились на обладнанні, особливості конструкції обладнання і багато чого іншого, що дозволить встановити найбільш ймовірний діагноз технічного стану обладнання, звідки відібрана проба масла на аналіз розчинених в ньому газів.

Значення, з якими слід порівнювати результати ХАРГ для отримання відповіді - «дефект відсутній-дефект прогнозується», встановлюються в залежності від особливостей як самого обладнання (герметичне-негерметичне, силове-вимірювальне, маломасляне-багатомасляне тощо), так і умов його експлуатації (рівномірне-нерівномірне навантаження, термін експлуатації малий-великий і т. ін.). Достовірність заключень про стан обладнання залежить від правильного встановлення таких значень, а також від дотримання певних правил проведення ХАРГ, у т.ч. стосовно застосування належних пристроїв і приладів або налаштованих для цього комплексів.

## **5.2 Технічні засоби проведення ХАРГ**

Проведення ХАРГ з отриманням значень концентрацій всіх семи газів, які необхідні при контролі наявності розвиткових пошкоджень, втілюють застосовуючи газові хроматографи, що мають різне конструктивне виконання, проте містять вузли, що виконують декілька основних операцій: введення однакових об'ємом газових сумішей (дозатор), розділення сумішей на окремі компоненти (хроматографічна колонка), визначення концентрацій кожного із компонентів (детектор), відображення отриманих результатів у графічному або числовому вигляді, який фіксує кожний компонент газової суміші чи групу компонентів двома значеннями – час виходу даного компонента і його концентрація (самописець, дисплей).

Блок-схема одного із хроматографів представлена нижче на рис. 5.1.

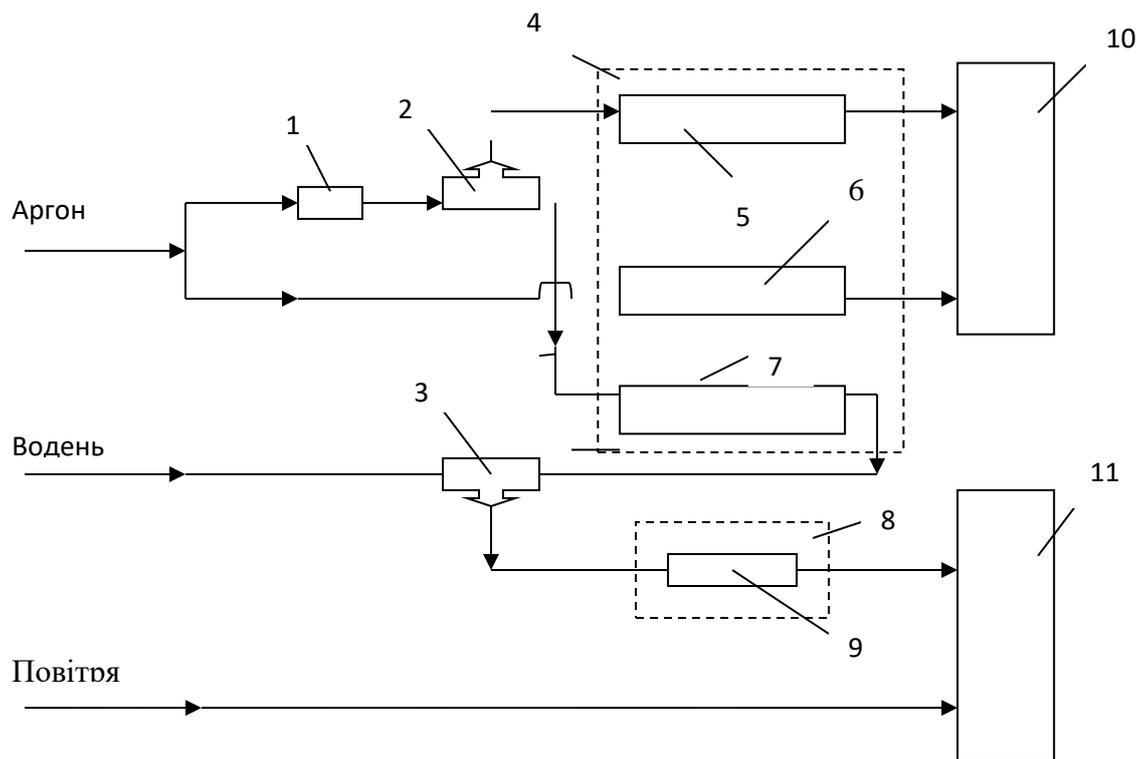


Рис.5.1. Блок-схема хроматографа з метанатором і двома детекторами

1 - дозатор; 2, 3 - трійники; 4 - термостат колонок; 5 - колонка з молекулярними ситами; 6- колонка порівняння; 7 - колонка з полісорбом; 8 - термостат метанатора; 9 - метанатор; 10 - детектор порівняння; 11 - детектор метанатора

За цієї схемою аналіз газів виконується так:

За допомогою дозатора, через який проходить газ-носіє аргон, проба газу вводиться у трійник 2 і розділюється там на два потоки. Один із потоків поступає на колонку з полісорбтом-1 7, а другий - на колонку з молекулярними ситами 5. Після колонки з молекулярними ситами компоненти проби попадають в детектор по теплопровідності (ДТП) 10, за допомогою якого проводиться реєстрація  $H_2$ . Після колонки з полісорбтом компоненти проби потрапляють спочатку в метанатор 9, в якому CO та  $CO_2$  перетворюються в метан, а потім - в полум'яно-іонізаційний детектор (ДІП), за допомогою якого реєструються CO (що перетворено на  $CH_4$ ),  $CO_2$  (що також перетворено на  $CH_4$ ),  $CH_4$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_2H_6$ .

Сигнали з ДТП та ДІП після підсилення за допомогою самописця відтворюються на діаграмній стрічці або за допомогою аналого-цифрового перетворювача вводяться до комп'ютера. З урахуванням часу появи сплесків сигналів з моменту введення проби газів (суміші) до хроматографа визначають: який з компонентів цієї суміші призвів до появи того чи іншого сплеску, а по амплітуді конкретного сплеску - концентрацію відповідного компоненту. Різний час появи сплесків сигналів від різних газів пов'язаний з розділенням суміші газів на окремі компоненти при проходженні такої суміші через колонки. Розділення відбувається за рахунок індивідуальних адсорбційно-десорбційних властивостей кожного із компонентів суміші газів у відношенні до речовин (адсорбентів), якими заповнені ці колонки.

Немає жодної стаціонарної фази (сорбенту), здатної розділити весь зумовлений спектр газів у ізотермічному режимі, тому ХАРГ провадять на паралельно чи послідовно з'єднаних двох чи трьох колонках. Для розділення всіх компонентів суміші газів, що аналізуються, найбільш часто використовують дві колонки: колонку з порпаком  $N$  - для розділення вуглеводневих газів, CO і  $CO_2$  і колонку з молекулярними ситами (цеолітами) - для розділення атмосферних газів і  $H_2$ .

Окрім аргону, який є газом-носієм, у наведеній вище схемі показані ще два гази: водень та повітря. Останні забезпечують роботу ДІП, а саме - горіння водневого полум'я у середовищі повітря.

Робота ДТП полягає у визначенні концентрації домішка в газі-носії іншого газу за рахунок різниці теплоємностей чистого газу-носія та суміші його з іншим газом-домішком. Якщо хімічна природа газу-домішка від одного аналізу до іншого не змінюється, то різниця теплоємностей, а відповідно і сигналів ДТП, буде визначатись концентрацією газу-домішка.

Робота ДІП пов'язана з вимірюванням струму у проміжку, де існують іони обумовлені горінням водневого полум'я. Іонів буде тим більше, чим більше в зоні горіння вказаного

полум'я буде горючого газу-домішка, тобто, чим більшою буде його концентрація. Функцію перетворення негорючих газів-домішок в горючі виконує метанатор.

Газова суміш розділяється на колонці за рахунок різної сорбції компонентів газової суміші на поверхні адсорбенту, що заповнює хроматографічну колонку, і у вигляді окремих компонентів поступає на детектор. Відклик детектора в часі на кожний із відділених від суміші компонент, зображений на папері за допомогою самописця, являє собою хроматограму – розгорнутий в часі набір піків, близьких за формою до трикутника, де висота чи площа кожного піка пропорційна відсотковому вмісту компонентів суміші.

Залежно від режиму роботи хроматографа форми піків можуть відрізнятися, як це представлено нижче на рисунку, що вимагає відповідних способів обробки отриманих результатів.

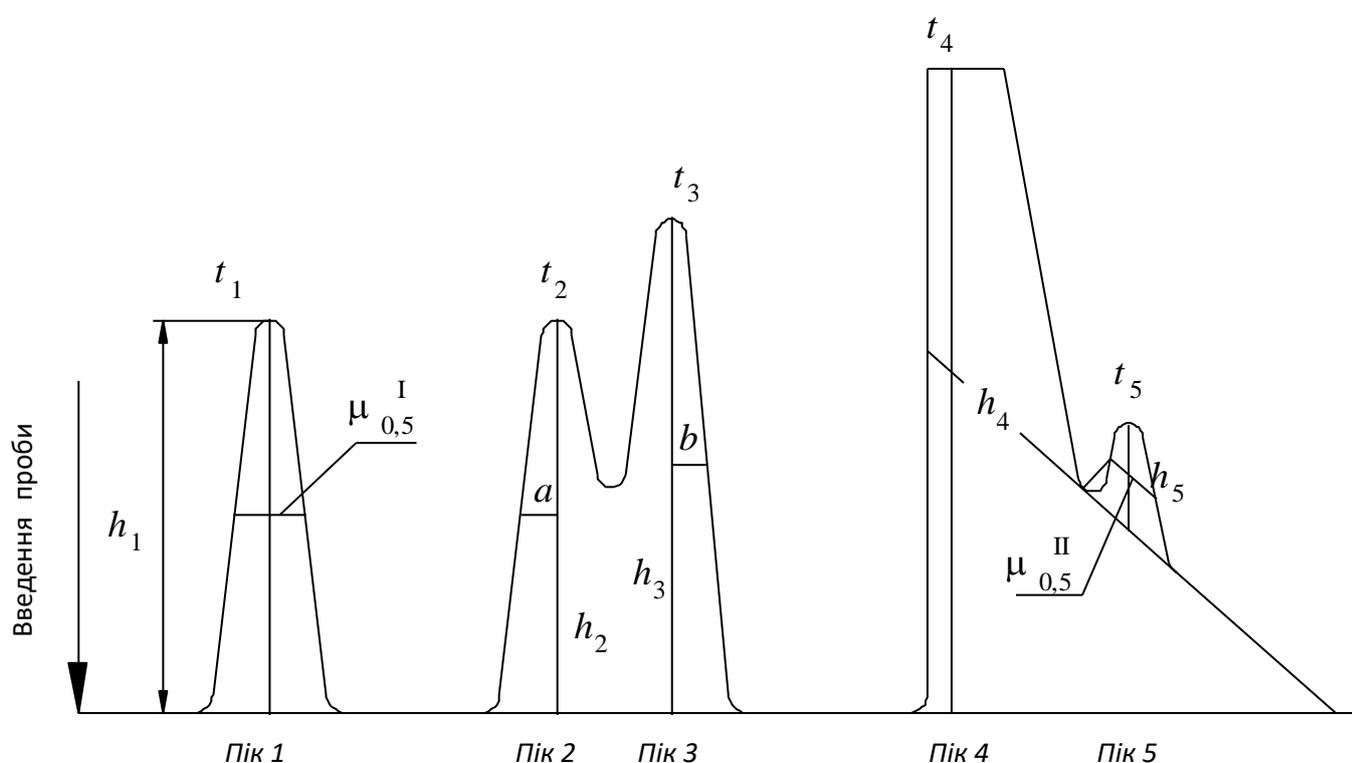


Рис. 5.2. Хроматограма газової суміші

Під час розрахунку хроматограм, у якості параметра піка, який буде використаний для визначення концентрації відповідного газу, приймають **висоту, площу чи добуток висоти на відрізок нульової лінії, що відповідає часу утримання.**

**Висоту піка** вважають визначальним параметром тільки в тому випадку, якщо відтворюваність величини проби задовільна, колонку практично не перевантажено, температура і витрата газу-носія досить стабільні.

*Добуток висоти піка на час утримання* пропорційний площі піка, однак коефіцієнти пропорційності різні для різних компонентів. Цей метод використовують для речовин одного класу, переважно для хроматограм з вузькими піками.

Метод розрахунку за площами є найбільш простим, вимоги до робочих умов менш жорсткі, хоча існує ряд додаткових джерел похибок під час виміру площ піка.

Вимір площі піка виконують таким способом: заміряють висоту піка  $h$  від нульової лінії до вершини. Ділять висоту піка навпіл і на відстані, яка дорівнює половині висоти, вимірюють відрізок  $\mu_{0,5}$  (див. рис. 5.2, пік 1):

$$S = h_1 \cdot \mu'_{0,5}.$$

За неповного поділу піків можна використовувати той же метод трикутника, але з різними варіантами визначення висоти піка  $h$  і його ширини на половині висоти  $\mu_{0,5}$ .

У разі виходу піка на дрейфі нульової лінії або на "хвості" великого піка (див. рис. 5.2, пік 5) площу розраховують за формулою:

$$S_5 = h_5 \cdot \mu''_{0,5}.$$

За неповного розділення двох близьких за величиною досить симетричних піків (див. рис.5.2, піки 2 і 3) площі розраховують за формулами:

$$S_2 = 2h_2a;$$

$$S_3 = 2h_3b.$$

Під час оброблення хроматограм вручну використовують такі вимірювальні інструменти:

- металеву вимірювальну лінійку в разі вимірювання розмірів, більших ніж 1 см. Вимірювання провадять з точністю до 0,5 мм;
- спеціальною лупою з поділками в разі вимірювання відстаней, менших ніж 1 см. Вимірювання провадять з точністю до 0,05 мм.

Для автоматичного оброблення хроматограм використовують інтегратори, САА, тощо, які вимірюють площі піків безпосередньо під час запису хроматограм.

У сучасних спеціалізованих комплексах оброблення результатів аналізу провадять за допомогою комп'ютера із застосуванням спеціалізованих програмних продуктів "Хроматэк Аналитик", "Диахром", "Мультихром" та ін.

Функціональну схему роботи сучасних хроматографічних комплексів для ХАРГ можливо представити наступним чином:



На фото 5.1 представлено для прикладу робоче місце хроматографічної лабораторії, де розміщено сучасний хроматографічний комплекс для аналізу розчинених в маслі газів на базі газового хроматографа «Кристалл – 200М». Управління режимами роботи даного хроматографа, отримання результатів з первинною обробкою хроматограм виконується з використанням ПК.

Процедура одержання висновків за результатами ХАРГ залежить від стадії життя електрообладнання: для нового та відремонтованого обладнання проводиться звичайне порівняння результатів із значеннями, вказаними в нормативних документах; для обладнання, що працює (знаходиться в експлуатації), проводиться спеціалізована обробка результатів ХАРГ.

### **ДЕКІЛЬКА ЗАУВАЖЕНЬ СТОСОВНО ВІДБОРІВ ТА ТРАНСПОРТУВАННЯ ПРОБ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ХАРГ**

**А) Достовірність контролю обладнання на підставі ХАРГ великою мірою залежить від неухильного дотримання певних правил відбору цих проб!**

**Б) Персонал, що виконує відбір та транспортування проб, повинен забезпечити тотожність масла в пробі та масла в обладнанні, з якого проводиться відбір. Необхідно виконувати заходи, що виключають потрапляння в пробовідбірники пухирців повітря як під час відборів проб, так і під час їх транспортування. Недбалість, допущена під час**

відборів або транспортування проб призводять до помилкового висновку щодо наявності чи відсутності дефектів обладнання, до невиправданої втрати часу, працевитрат і витрат на транспортування та контроль проб.

В) Для відбору проб треба використовувати тільки скляні або металеві пробовідбірники. Найбільш ефективним вважається застосування пробовідбірників шприцевого типу, у т.ч. скляних медичних шприців. Забороняється використовувати пробовідбірники, виготовлені з пластмасових матеріалів, у т.ч. одноразові шприци, оскільки ці матеріали не перешкоджають дифузії газів із проби масла в довкілля і навпаки, що призводить до змін початкового складу розчинених в маслі газів.

Г) Транспортування та зберігання проб масла необхідно проводити таким чином, аби захистити ці проби від опромінення денним світлом. Вплив такого світла протягом навіть декількох годин може призвести до змін концентрацій газів, розчинених в маслі проби.

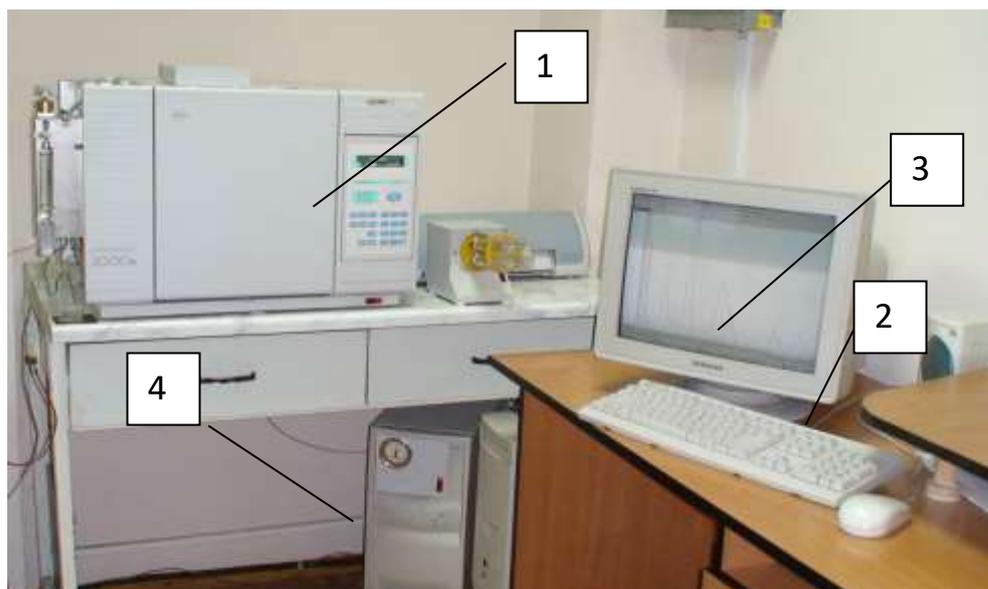


Фото 5.1. Хроматографічний комплекс на базі хроматографа «Кристал 2000М»: 1. – хроматограф «Кристал 2000М»; 2 – пристрій відділення газів від масла перемішуванням; 3 – монітор ПК для відображення хроматограм; 4 – компресор повітря.

**5.3 Використання ХАРГ з метою виявлення дефектів маслonaповненого електрообладнання в процесі експлуатації**

**5.3.1 Послідовність обробки результатів ХАРГ**

Процес обробки отриманих за допомогою хроматографів даних про якісний та кількісний вміст в маслі газів, проілюструємо на прикладі контролю за станом силових трансформаторів. Обробка виконується в наступній послідовності:

А) Визначення наявності перевищень концентрації газів, розчинених в маслі, відносно граничних значень:

- Перевірити наявність перевищень концентрацій газів відносно граничних значень, наведених в табл. 5.1.

**Таблиця 5.1** Граничні значення концентрацій розчинених в маслі газів

Обладнання	Концентрація газів, % об. ( $10^{-4}$ ppm )						
	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	CO	CO <sub>2</sub>
Трансформатори напругою 110-500кВ	0,01	0,01	0,001	0,01	0,005	0,02	<u>0,6(15)*</u> 0,8(0,3)
Трансформатори напругою 750кВ	0,003	0,002	0,001	0,002	0,001	0,02	0,3
Реактори напругою 750кВ	0,01	0,003	0,001	0,001	0,002	0,02	0,3

\* У чисельнику надані значення CO<sub>2</sub> для трансформаторів з вільним диханням (дихання через силікагелевий повітряосушний патрон) та строком експлуатації до 10 років, у знаменнику - більше 10 років; у дужках - те саме для трансформаторів з азотним та плівковим захистом.

- У випадку, коли отримані концентрації газів не перевищують значень табл. 5.1, слід прогнозувати відсутність в обладнанні дефектів та продовжувати експлуатацію цього обладнання без прийняття додаткових заходів щодо поліпшення його технічного стану.

- У випадку перевищень - необхідно повторно відібрати пробу масла та уточнити ймовірність впливу на вміст газів факторів, які не відносяться до виникнення дефекту в обладнанні ( доливання загазованим маслом, проведення зварювальних робіт на обладнанні та ін. ), або факторів, які могли призвести до підвищення концентрації газів, але не пов'язані з дефектами всередині бака трансформатора ( походження маслососа, перегріву через дефекти у системі охолодження та ін. ).

- За умов підтвердження перевищення концентрацій газів понад нормовані та відсутності сторонніх факторів, що могли вплинути на збільшення отриманих концентрацій, слід прогнозувати наявність внутрішнього дефекту і провести уточнення його виду і характеру.

Б) Визначення виду та характеру розвиткового пошкодження за допомогою одного із методів, заснованих на взаємозв'язках між газами, що супроводжують розвиток того чи іншого дефекту в обладнанні:

- методу розрахунку трьох відношень концентрації п'яти газів ( $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ ) з подальшим використанням таблиць комбінацій таких відношень;
- графічного методу, де використовуються відносні концентрації п'яти газів ( $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ );
- трикутника Дювала – методу, в якому використовуються відносні концентрації трьох газів ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ).

Під час експлуатації електрообладнання існують інші, крім внутрішніх дефектів, чинники впливу на якісний і кількісний вміст розчинених в маслі газів.

Наприклад у випадку контролю за силовими трансформаторами, до факторів, які за відсутності внутрішніх дефектів можуть призводити до збільшення в маслі концентрацій газів слід віднести наступні:

- зростання навантаження трансформатора;
- перемішування свіжого масла із залишками старого, насиченого газами, що знаходилось в системі охолодження, баках РПН, розширювачі і т. ін..;
- доливання маслом, яке було в експлуатації та містило розчинені гази;
- проведення зварювальних робіт на баку;
- пошкодження масляного насоса в системі охолодження;
- перетікання масла із бака контактора РПН в бак трансформатора і т. ін..

Серед факторів, які за відсутності внутрішніх дефектів можуть призводити, навпаки, до зменшення в маслі концентрацій газів слід відзначити такі:

- зменшення навантаження трансформатора;
- заміна силікагелю;
- тривале відключення;
- дегазація масла;
- доливання дегазованим маслом;
- часткова чи повна заміна масла на свіже і т. ін..

### **5.3.2 Метод розрахунку відношень концентрацій газів для визначення виду та характеру дефекту обладнання**

За даним методом вид та характер дефекту визначається шляхом розрахунку відношень концентрації пар із п'яти газів:  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$  (при цьому слід враховувати тільки відношення, в яких концентрація хоча б одного з газів вище граничної концентрації

згідно табл. 5.1), а також оцінкою ймовірності розповсюдження пошкодження на тверду ізоляцію.

Вид пошкодження визначається наступним чином:

- якщо  $C_2H_2/C_2H_4 > 0,1$  та  $CH_4/H_2 < 0,5$  , слід прогнозувати "розряд";

- якщо  $C_2H_2/C_2H_4 < 0,1$  та  $CH_4/H_2 > 0,5$  , слід прогнозувати "перегрів";

- якщо при цьому концентрація  $CO \leq 0,03\%$  об., то слід прогнозувати перегрів масла, а якщо  $CO > 0,03\%$  об. - перегрів твердої ізоляції.

Характер пошкодження визначається за допомогою табл. 5.2

У вказаній таблиці використовуються різні комбінації відношень чотирьох характерних газів: водню ( $H_2$ ), метану ( $CH_4$ ), етилену ( $C_2H_4$ ) та ацетилену ( $C_2H_2$ ).

Залежно від комбінації названих відношень визначаються різні за енергією впливу дефекти, що можливо віднести до однакових за видом.

**Таблиця 5.2 Характер і типові причини пошкоджень**

Характер пошкодження	Відношення пар газів			Типові приклади
	$C_2H_2/C_2H_4$	$CH_4/H_2$	$C_2H_4/C_2H_6$	
Нормально	<0,1	0,1-1	$\leq 1$	Нормальне старіння
ЧР з низьким рівнем енергії	<0,1	<0,1	$\leq 1$	Розряди в газових порожнинах, що виникли в наслідок неякісного просочення або зволоження ізоляції
ЧР з високим рівнем енергії	0,1-3	<0,1	$\leq 1$	Те саме, але з наступним виникненням сліду або пробиванням твердої ізоляції
Розряди малої потужності	>0,1	0,1-1	$\geq 1$	Безперервне іскріння в маслі між різнопотенційними елементами або елементами з плаваючим потенціалом. Пробивання масла в проміжках.
Розряди великої потужності	0,1-3	0,1-1	$\geq 3$	Силові розряди; іскріння; пробивання масла між обмотками або котушками, чи між котушками на землю.
Термічний дефект низької температури (<150 <sup>0</sup> C)	<0,1	0,1-1	1-3	Перегрівання ізолюваного провідника.
Термічний дефект в діапазоні низьких температур (150-300 <sup>0</sup> C)	<0,1	$\geq 1$	$\leq 1$	Місцевий перегрів магнітопроводу. Підвищення температури "гарячої точки".
Термічний дефект в діапазоні середніх температур (300-700 <sup>0</sup> C)	<0,1	$\geq 1$	1-3	Те саме, але при подальшому зростанні температури "гарячої точки"
Термічний дефект високої температури(>700 <sup>0</sup> C)	<0,1	$\geq 1$	$\geq 3$	"Гаряча точка" в магнітопроводі; перегрівання міді за рахунок вихрових струмів, поганих контактів; циркуляційні струми у магнітопроводі або у баці

Можливість розповсюдження пошкодження на тверду ізоляцію визначається за допомогою розрахунків відношення  $CO_2/CO$ :

Якщо  $CO_2/CO$  менше 5 або більше 13, то слід вважати, що пошкодження розповсюдилось на тверду ізоляцію.

### 5.3.3 Графічний спосіб визначення виду і характеру дефекту

Графічні образи різних дефектів для визначення виду і, частково, характеру дефекту було запропоновано японськими дослідниками. Графічні образи дефектів будуються за концентраціями п'яти газів:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ . Метод було розроблено на основі практичного досвіду зіставлення фактично виявлених дефектів у трансформаторі під час внутрішнього огляду зі складом газів, які було визначено методом ХАРГ. У той же час образи дефектів відображають загальні залежності в співвідношеннях між окремими газами під час нагрівання різної температури чи в разі розрядних явищ.

Порядок побудови графічного образу дефекту:

а) Графічні образи дефектів будують для обладнання, в якому концентрації окремих газів або хоча б одного з них перевищують такі значення (в ppm або в мкл/л):  $H_2 - 50$ ;  $CH_4 - 15$ ;  $C_2H_6 - 30$ ;  $C_2H_4 - 70$ ;  $C_2H_2 - 3$ .

б) За результатами ХАРГ серед газів  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$  вибирають газ, що має найвищу абсолютну концентрацію (мкл/л).

в) Визначають величину відношення кожного газу до газу, що має найвищу концентрацію. Відношення газу з найвищою концентрацією буде дорівнювати 1, відношення всіх останніх газів – менше 1.

г) Будують графік образу дефекту, на якому по осі абсцис розташовують гази в такій послідовності:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ , а по осі ординат відкладають вираховані відношення для кожного з цих газів. Отримані точки з'єднують лінією.

#### *Приклад побудови графіка образу дефекту*

Приймаємо, що в результаті проведення ХАРГ були отримані такі концентрації окремих газів, мкл/л:

$$H_2 = 12, CH_4 = 458, C_2H_6 = 152, C_2H_4 = 571, C_2H_2 = 0.$$

Газ, що має найбільшу концентрацію, –  $C_2H_4$ .

Вираховуємо відношення всіх газів до  $C_2H_4$ :

$$C_2H_4/C_2H_4 = 571/571 = 1;$$

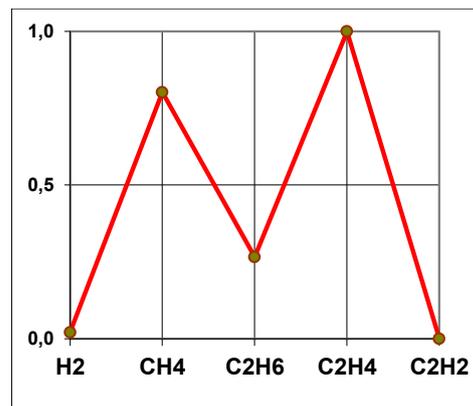
$$H_2/C_2H_4 = 12/571 = 0,02;$$

$$CH_4/C_2H_4 = 458/571 = 0,8;$$

$$C_2H_6/C_2H_4 = 152/571 = 0,27;$$

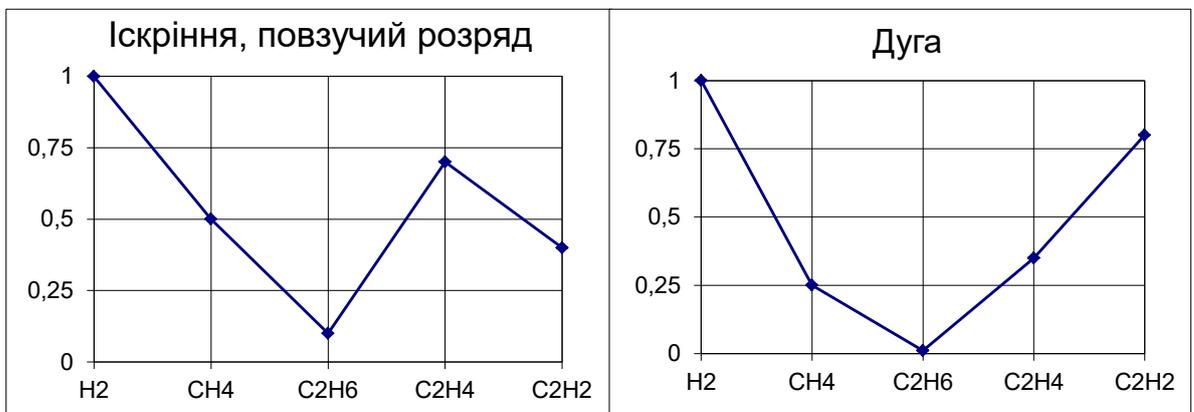
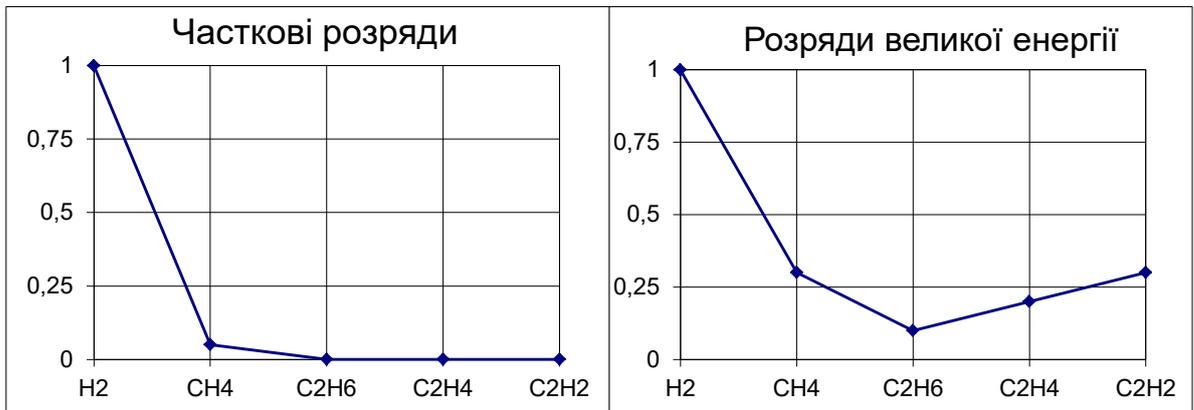
$$C_2H_2/C_2H_4 = 0/571 = 0.$$

Згідно з вираженими відношеннями будемо графік образу дефекту, який представлено нижче



Порівнюючи отриманий образ дефекту з образами найбільш типових відомих дефектів (рис. 5.3 чи рис. 5.4), відносять його до того чи іншого виду та проводять оцінку його характеру. Під час порівняння образів враховують, який газ має максимальну концентрацію і співвідношення між окремими газами.

Основний газ – водень



Основний газ – ацетилен

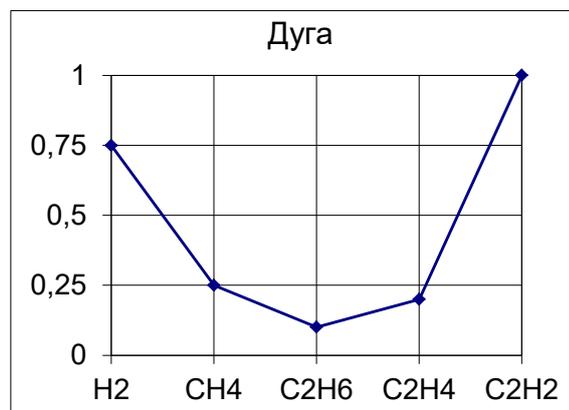
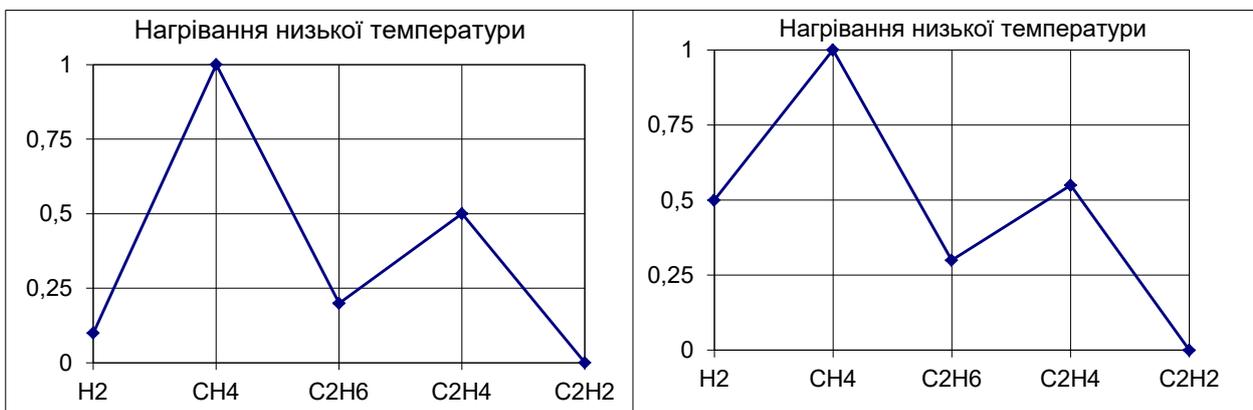
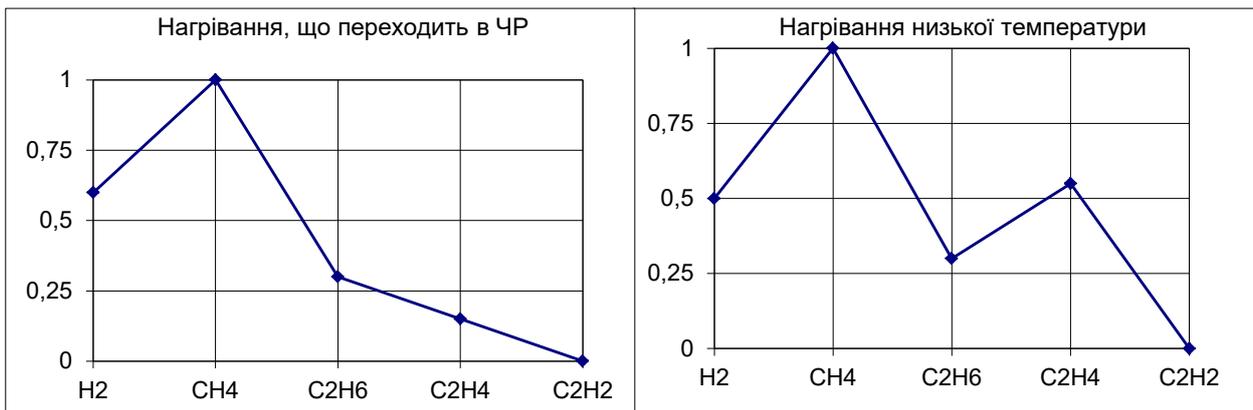


Рис. 5.3. Графіки дефектів виду «розряд»

### Основний газ – метан (нагрівання в діапазоні низьких температур)



### Основний газ – етилен (нагрівання в діапазоні високих температур)



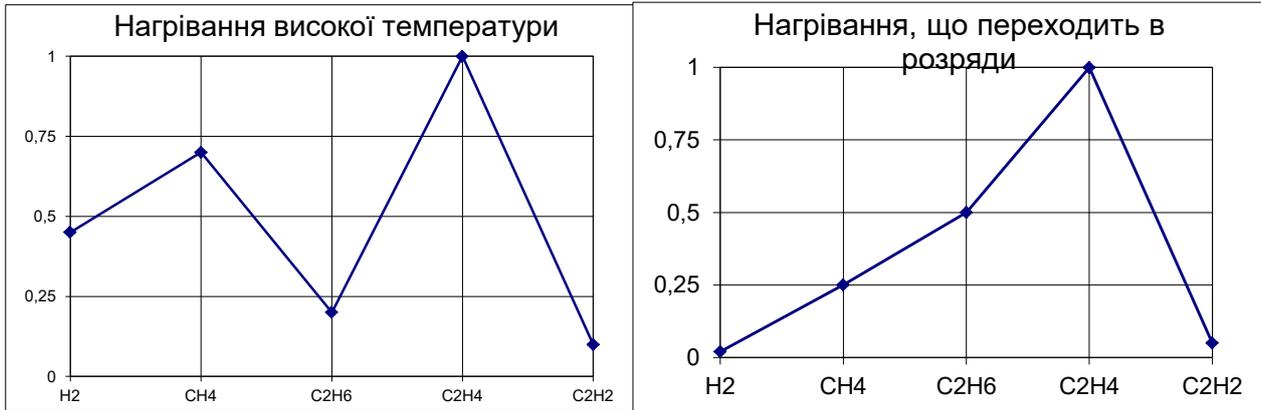


Рис. 5.4. Графіки дефектів виду «перегрів»

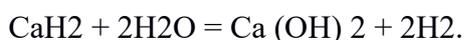
## Лекція 14

### 2. Методи визначення води в маслі

#### 2.1. Сутність гідридкальцієвого методу

В даний час вимірювання вмісту води трансформаторних масел проводиться відповідно до ГОСТ 7822-75 за методикою, яка застосовується для нафтопродуктів. Цей стандарт поширюється на ізоляційні, турбінні масла і масла спеціального призначення і встановлює метод визначення вмісту розчиненої води.

Суть методу полягає у взаємодії гідриду кальцію з розчищеною водою, вимірі обсягу виділилися при цьому газу, обчисленні об'єму водню, відповідного закінчення реакції, і змісту розчиненої води [15]. Метод заснований на вимірюванні об'єму (V-метод) або тиску (p-метод) водню, що виділилися при взаємодії гідриду кальцію з водою по реакції



Кінетичний варіант p-методу дозволяє визначати вміст води в вуглеводневих рідинах з достатньою для практичних цілей точністю - близько 6%. Цей метод може бути рекомендований для науково-дослідних цілей і дозволяє визначати зміст не тільки розчиненої води, але і води, диспергує у вигляді дрібних крапельок. Однак облік кінетики виділення водню в V-методі дозволяє скоротити час визначення та підвищити точність вимірювань (приблизно до 3% замість 6%) [13].

Метод визначення вмісту розчиненої води застосовується для контролю якості ізоляційних, турбінних масел і масел спеціального призначення в процесі їх експлуатації.

Гідридкальцієвий метод дає більш точні результати, ніж карбідкальцієвий, або метод з використанням металевого натрію або калію, так як при застосуванні цих методів на один моль води виділяється газу вдвічі менше, ніж при визначенні змісту води гідридкальцієвим методом.

До виміру в умовах експлуатації вмісту води в трансформаторних маслах, особливо маслах маловлажних і дегазованих, після термовакуумної обробки і осушення адсорбентами, пред'являються додаткові вимоги:

- виміру підлягають дуже малі вмісту води (кілька грамів води на 1 т масла);
- при вимірюванні повинно бути забезпечено відсутність попадання в пробу сторонньої вологи в значних кількостях;
- на результатах вимірювання не повинні позначатися похибки від перерозподілу газів між маслом, реагентом і вільним об'ємом в реакційному посудині, температурні похибки, а також похибки від незавершеності реакції за обмежений час досвіду.

## 2.2. Принципові основи гідридкальцієвого методу.

Гідрид кальцію  $\text{CaH}_2$  є речовина активно взаємодіє з речовинами, що містять гідроксильні групи (вода, кислоти, спирти та ін.). Реакція з водою протікає по рівнянню

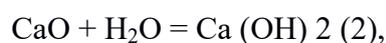


з утворенням гідрату окису кальцію і водню. При цьому на одну грам-молекулу гідриду кальцію виділяється 54,1 ккал тепла.

Внаслідок цієї реакції з вологою повітря зерна гідриду кальцію завжди оточені оболонкою з гідрату окису кальцію. Крім того, при тривалому зберіганні гідриду кальцію в герметизированной посуді відбувається відновлення частини гідрату окису кальцію до окису кальцію. У поєднанні з реакцією (1) вона призводить до поступове перетворення гідрату окису кальцію в окис кальцію. Таким чином практично реагент являє собою композицію трьох речовин: гідриду кальцію, гідрату окису кальцію і окису кальцію.

Водень, що утворюється при реакції (1) не повністю виділяється в вільному вигляді; частина його адсорбується порошкоподібною реагентом, так що для його повного звільнення потрібен багаторазова температурна тренування.

Окис кальцію реагує з водою:



але водень при цьому не утворюється, що може бути причиною занижених результатів визначення вмісту води в маслах.

Вимірювання вмісту води в маслах можна робити, реєструючи зміна тиску газу в реакційній колбі або зміна обсягу газу при атмосферному тиску (Волюметричний спосіб). Останній спосіб прийнятий у запропонованій методиці.

Зі сказаного випливає, що доцільно використовувати свіжорозмолотого гідрид кальцію, в якому вміст окису кальцію зменшується за рахунок його реакції з вологою повітря під час розмелювання. Для цієї ж мети рекомендується протягом декількох секунд пропускати через капсулу з реагентом неосушений повітря з приміщення. Кількість гідриду кальцію, що використовується в досвіді, має бути по можливості мінімальним.

Розрахунок показує, що нагрівання зразка масла за рахунок виділяється під час реакції тепла при невеликих вологовміст проб невеликий (деякі соті частки градуса). Він враховується в загальній температурної поправки, що розраховується за показниками введеного в реакційний посудину термометра.

## 2.3. Апаратура, реактиви та матеріали.

Для визначення змісту розчиненої води застосовують:  
 прилад (див. рис.9), розміщений в термоізолюючому ящику;  
 термометр КШ 14 (23-5 + 30) 0,1.60 або КШ 14 (23 + 30 + 60) 0,1.60 по ГОСТ 16590-71;  
 барометр - анероїд по ГОСТ 6466-53;  
 кальцій хлористий кристалічний по ГОСТ 4141-66;  
 гідрид кальцію;  
 мастило вакуумну;  
 масло мінеральне з кінематичною в'язкістю при 50 ° С не більше 30.10-6 м<sup>2</sup> / с (не більше 30 сСт).

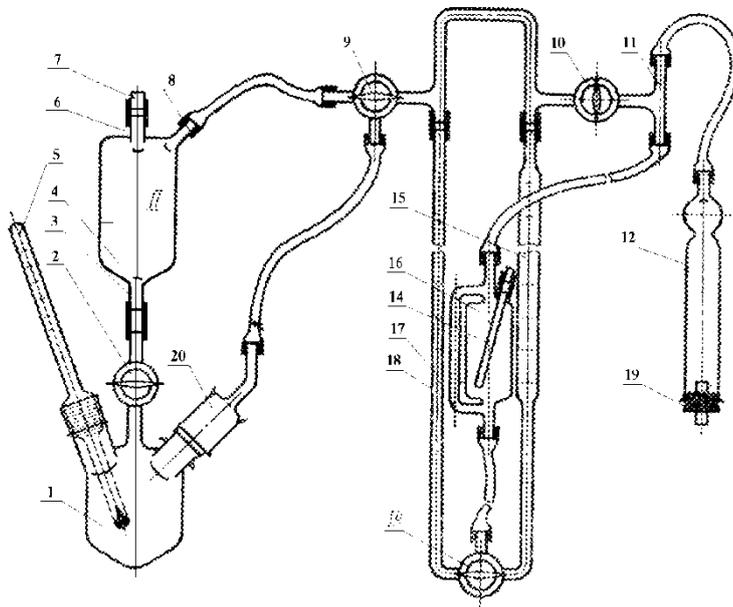


Рис.9. Загальний вигляд (а) і схема приладу (б):

1 - посудина І; 2,10 - одноходові крани; 3,8 - відводи; 4 - судина ІІ; 5 - термометр; 6 - трубка для введення масла; 7 - заглушка; 9,10 - триходові крани; 11 - трійник; 12 - осушувач; 13 - пробка; 14 - трубка для затоки масла; 15,17 - бюретки; 16 - вирівнююча склянка; 18 - порівняльна трубка зрівняльної склянки; 20 - кришка; 21 - сифонне пристрій [15].

#### 2.4. Особливості апаратів і проведення випробування.

2.4.1. Відбір проби масла проводиться за допомогою сифонного пристрою будь-яким із способів викладених на попередніх лекціях.

2.4.5. У посудину ІІ поміщають 100 мл випробуваного масла через трубку 6, яку потім закривають заглушкою 7. У верхньому посудині масло шляхом струшування посудини (з цією метою верхній і нижній судини зміцнюють на еластичних розтяжках) змушують діяти

до стану насичення знаходиться всередині приладу повітрям. Закінчення цього процесу контролюють по мікробюретки 17. За допомогою вирівнюючої склянки 16 в приладі підтримується атмосферний тиск.

2.4.6. Підготовлену таким чином пробу масла (100 мл) переливають в нижній посудину I, куди заздалегідь через кришку 20 був поміщений попередньо подрібнений гідрид кальцію в кількості 0,1 см<sup>3</sup> при випробуванні осушення масла або 1 см<sup>3</sup> при випробуванні неосушеного масла. Потім закривають кришку 20 при обертанні і фіксують це положення гумовим кільцем.

2.4.14. Кран 2 закривають, з'єднують посудину I і бюретки 17 краном 9, відключаючи посудину II, і відзначають початок часу реакції, температуру і атмосферний тиск в приміщенні. Посудина I струшують 2-3 рази для прискорення реакції. Струшування повторюють кожну хвилину протягом 45 хв.

Вирізняється газ збирають в бюретку 17, опускаючи перед кожним виміром зрівняльну склянку до положення, коли рівні менісків в порівняльній трубці 18 і бюретці 17 співпадуть. Кожні 5 хв записують свідчення у бюретці і термометру перед черговим струшуванням. Після закінчення випробування знімають кришку 20 і відсмоктують масло з посудини I.

Результати вимірювань заносять в таблицю і будують графік у вигляді залежності  $V$  від  $t$ , де  $t$  - час від початку реакції,  $V$  - об'єм водню, що утворився до моменту  $t$ . Граничне значення обсягу  $V_0$  (обсяг водню, який повинен вийти, якби вся вода, що міститься в пробі, прореагувала з гідридом кальцію), відповідне закінчення реакції, визначається як котангенс кута нахилу прямої частини графіка до осі абсцисс. Приклад побудови графіка показаний на рис. 10.

Розрахункова вміст води в маслі знаходять за формулою:

де  $p$ ,  $t$  - тиск і температура повітря в приладі на початку досліду;  $V_2$  - обсяг проби масла. Якщо потрібно висловити в грамах води на тонну масла, то отриманий результат потрібно розділити на питому вагу масла (зазвичай 0,9).

III. Кулонометричний спосіб визначення вологи в трансформаторному маслі. Прилад, що реалізує цей спосіб. Перші спроби створення приладів для експресного контролю вологості твердих і рідких матеріалів було здійснено приблизно 70 років тому. Однак через дуже суттєві наукові та технічні труднощі протягом перших 35 років успіхи вчених та інженерів, що працюють у галузі вологометрії, були більш ніж скромні і лише у 60-ті - 80-ті роки теорія і практика вологометрії досягла істотних успіхів, оскільки з'явилися серйозні роботи в галузі теорії вологометрії дозволили синтезувати та впровадити у різних галузях промисловості

дрібні серії дискретних та безперервних вологомірів, що успішно експлуатуються протягом ряду років [4]. Метод визначення вмісту вологи згідно з ГОСТ 7822-75 у разі дегазованих масел не забезпечує отримання достатньо збіжних результатів, особливо при концентрації вологи менше 10 г/т. Повне насичення проби олії повітрям при атмосферному тиску, необхідне методикою ГОСТ 7822-75, пов'язане із значними витратами часу, протягом якого вміст вологи в маслі може змінитися за рахунок розчинення парів води з повітря [16]. ГОСТ 7822-75 вимагає висококваліфікованого оператора, а також робота з приладом займає багато часу. Прилад досить об'ємний, тендітний і не такий легкий у розбиранні. Тому постало питання про створення більш надійного та зручного у застосуванні приладу. За кордоном в одній із лабораторій було застосовано метод Карла Фішера. Дослідження можуть проводитись або в лабораторії, або на зовнішніх підстанціях, де стоїть МНО, оператором, який пройшов 2-3-годинний інструктаж. Прилад, що використовується, може бути змонтований практично за 20 хв, що дає можливість швидко і надійно провести випробування.

3.1. Хімізм методу Карла Фішера. Широко поширеним методом визначення мінімальної кількості вологи є аналіз за методом Карла Фішера, згідно з яким вміст вмісту визначається титрометричним шляхом. Необхідний для титрування розчин Карла Фішера складається із суміші йоду, метанолу, піридину та двоокису сірки. Метод ґрунтується на рівноважній реакції, в ході якої у присутності води та йоду двоокис сірки окислюється, перетворюючись на сірчану кислоту:  $2\text{H}_2\text{O} + \text{SO}_2 + \text{I}_2 = 2\text{HI} + \text{H}_2\text{SO}_4$  Щоб рівновагу реакції підтримувалося в одному напрямку, кислі компоненти зв'язуються за допомогою піридину. Титрування здійснюється у двофазній системі: масло-метанол. Причому метанол діє як розчинник для води та одночасно бере участь у реакції. Чутливість методу становить 0,00002% води у маслі [17]. Це вище ніж чутливість гідридкальцієвого методу. Однак метод Карла-Фішера застосовний тільки для мас, що не дуже зістарилися, оскільки реактив взаємодіє з продуктами окислення масла, що містять групи ВІН. Важливим моментом при створенні приладів контролю є визначення припинення реакції реактиву з водою масла. Один з методів такого визначення базується на тому, що при встановленні невисокої напруги на двох електродах, що занурюються в систему окислення, струм почне протікати тільки тоді, коли вся волога, що є в маслі, вступить в реакцію з реактивом. Як окислювач при застосуванні методу Карла Фішера діє йод. Щойно елементарний йод неспроможна більше вступати у комплексну реакцію з вологою, починається слабке проходження струму. Даний метод забезпечує набагато краще розпізнавання кінцевої точки титрування, ніж різні візуальні методи (зміни кольору реактиву), що призводить до неправильного визначення результату титрування, особливо при застосуванні вихідних рідин темного кольору. У міжнародних нормах метод Карла-Фішера носить назву кулонометричного методу, оскільки

кількість вологи, що є в аналізованому маслі, визначається за кількістю електрики, яка витрачається на нейтралізацію реактиву. Міжнародна норма ІЕС 814/1985 визначає основні вимоги до апаратури і методику визначення вологи в маслі аналізованим способом.

## Лекція 15

### 3.6. Контроль стану ізоляції електрообладнання за результатами вимірювань струмів небалансу

#### 3.6.1. Методичні основи вимірювань струмів небалансу

Вимірювання струмів небалансу відносяться до методів контролю діелектричних характеристик ізоляції електрообладнання під робочою напругою. Даний метод базується на вимірюванні струмів, що протікають через ізоляцію під впливом фазної напруги мережі. Методики вимірювань таких струмів можна розділити на три групи. До першої групи відносяться методики прямого виміру контрольованої величини, до другої – методики порівняння між собою характеристик різних однотипних об'єктів одного пристрою (наприклад, трьох вводів одного трансформатора). Методики третьої групи засновані на порівнянні характеристик вимірюваного об'єкта з відомим, прийнятим у якості зразкового.

Прямим виміром струму через ізоляцію можна визначити лише модуль її комплексної провідності або (при малих втратах) її ємність. З метою оцінки зміни стану ізоляції повинна бути визначена зміна контрольованого параметра, що становить, звичайно, частки відсотка від його значення. Така точність прямого виміру недосяжна в експлуатаційних умовах.

Якщо на вході вимірювального приладу попередньо компенсувати струм, що протікає через неушкоджену ізоляцію даного об'єкта, то надалі буде виміряний лише приріст струму, пов'язаний зі зміною діелектричних характеристик ізоляції. Така методика виміру (метод струмів небалансу) не пред'являє високих вимог до точності вимірювального приладу й може бути застосована в умовах експлуатації.

Одна зі схем, що реалізують метод вимірювань струмів небалансу, заснована на вимірі суми трифазної системи струмів, що протікають через ізоляцію трьох однотипних об'єктів (рис. 3.32). У припущенні малих розходжень характеристик ізоляції у вихідному стані трьох одночасно контрольованих об'єктів можна вважати, що вимірюваний сумарний струм буде близький до нуля. При збільшенні комплексної провідності ізоляції одного із цих об'єктів збільшиться струм через неї й відповідно зміниться сумарний струм. Збільшення цього струму можна виміряти будь-яким прямим методом.

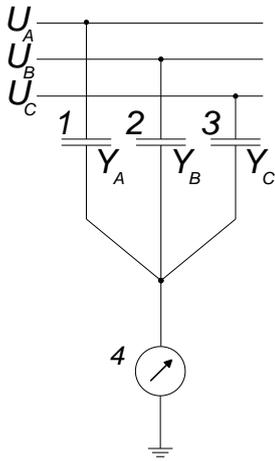


Рис. 3.32. Схема виміру діелектричних характеристик методом струмів небалансу: 1- 3 - об'єкти контролю; 4 - вимірювальний пристрій.

Застосування такого методу вимірів для експлуатаційного контролю ізоляції цілком припустимо, тому що ймовірність дефектів ізоляції, які викликають одночасні й однакові зміни діелектричних характеристик всіх трьох об'єктів, мізерно мала.

Одним з найбільш простих методів реалізації способу контролю за зміною струму через ізоляцію є вимір суми струмів трифазної системи трьох аналогічних об'єктів.

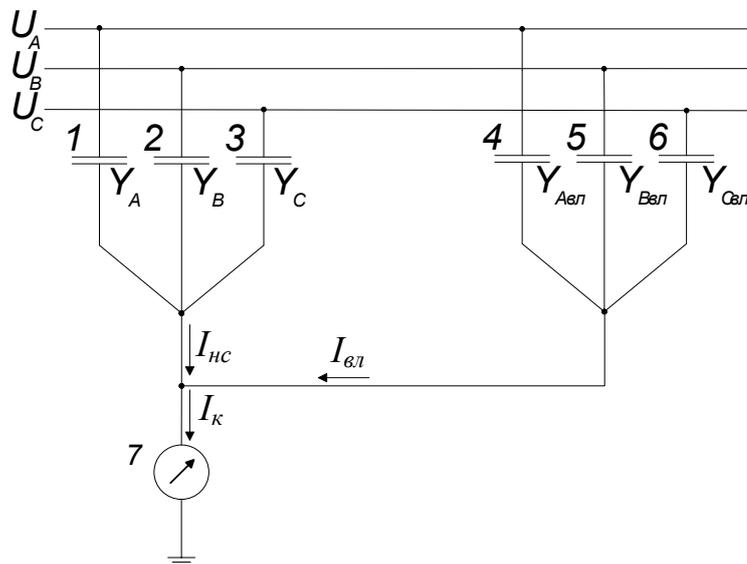


Рис. 3.33. Розрахункова схема виміру методом струмів небалансу

У розрахунковій схемі, наведеній на рис. 3.33, провідності  $Y$  з індексами, що відповідають фазам  $A$ ,  $B$  і  $C$ , еквівалентні провідностям ізоляції контрольованих об'єктів 1-3, а провідності  $Y_{вл}$  еквівалентні частковим ємностям 4-6 цих об'єктів відносно ошиновки,

сусідніх апаратів, а також інших елементів розподільчого устаткування (РУ), які можемо використати для врахування струмів впливів.

Через вимірювальний прилад 7 протікають струми промислової частоти й вищих гармонік. Розглянемо їх роздільно. Складовими промислової частоти в контрольованому струмі  $I_k$  є струм впливів  $I_{вл}$ , а також струм несиметрії  $I_{нс}$ , викликаний розходженням у провідності ізоляції об'єктів, що перебувають у доброму стані (розходження ємностей і  $\text{tg}\delta$  ізоляції об'єктів, яке спричинене неоднаковістю їх розмірів та характеристик при їхньому виготовленні). Зі схеми рис.3.33 впливає:

$$\vec{I}_{нс} = (Y_0 + \Delta Y_A) \cdot \vec{U}_A + (Y_0 + \Delta Y_B) \cdot \vec{U}_B + (Y_0 + \Delta Y_C) \cdot \vec{U}_C, \quad (3.4.15)$$

де  $\Delta Y = Y - Y_0$ ;  $Y_0$  - середнє значення провідності ізоляції об'єктів.

З урахуванням симетрії зірки фазних напруг

$$\vec{I}_{нс} = \Delta Y_A \cdot \vec{U}_A + \Delta Y_B \cdot \vec{U}_B + \Delta Y_C \cdot \vec{U}_C, \quad (3.4.16)$$

Для струму впливу аналогічно

$$\vec{I}_{вл} = \Delta Y_{Aвл} \cdot \vec{U}_A + \Delta Y_{Bвл} \cdot \vec{U}_B + \Delta Y_{Cвл} \cdot \vec{U}_C. \quad (3.4.17)$$

При дефекті ізоляції струм несиметрії збільшиться на  $\Delta I$  й складе

$$\vec{I}'_{нс} = \vec{I}_{нс} + \Delta I. \quad (3.4.18)$$

Для виявлення наявності дефекту сумарний вимірюваний струм повинен перевищувати струм, викликаний несиметрією ємностей об'єктів і впливами. Відношення модулів цих струмів (відношення сигнал/завада)

$$K_{с.н} = \frac{|\vec{I}'_{нс} + \vec{I}_{вл}|}{|\vec{I}_{нс} + \vec{I}_{вл}|} = \frac{|\vec{I}_{нс} + \vec{I}_{вл} + \Delta I|}{|\vec{I}_{нс} + \vec{I}_{вл}|}. \quad (3.4.19)$$

З аналізу отриманих рівнянь витікає, що ступінь виявлення дефекту залежить від співвідношення фаз струму, викликаного дефектом, і суми струмів несиметрії й впливів. Розвиток дефекту може призвести не тільки до росту, але й до зменшення вимірюваного струму, якщо названі струми будуть знаходитись у протифазі.

Різниця ємнісних провідностей однотипних об'єктів, що не мають дефектів, може досягати 5%; з урахуванням струмів впливів небаланс може бути ще більшим. Тому при найпростішій схемі виміру розглянутим методом надійно може бути виявлене вже розвинене uszkodження ізоляції, що змінило її провідність більш ніж на 10- 15 %.

З (3.4.19) випливає, що забезпечення високої чутливості пристрою для вимірів розглянутим методом можливо лише при зменшенні сумарного струму небалансу  $(\vec{I}_{nc} + \vec{I}_{ext})$ . Найпростішим способом зменшення струму небалансу є симетрування вимірюваної трифазної системи струмів, для чого в схему вимірів вводиться спеціальний симетруючий пристрій, що дозволяє змінювати коефіцієнти передачі струму кожного з об'єктів на вхід вимірювального пристрою.

У цьому випадку вимірюваний струм, пропорційний струму об'єкта (наприклад, для фази А), складе

$$\vec{I}_{cA} = k_{cA} \cdot \vec{I}_A, \quad (3.4.20)$$

де  $\vec{I}_A$  - весь струм контрольованого об'єкта фази А;  $k_{cA}$  - коефіцієнт передачі симетруючого пристрою для фази А.

Струм  $\vec{I}_A$  містить у собі не тільки струм провідності ізоляції об'єкта даної фази, але й суму струмів впливів інших фаз і інших об'єктів, що перебувають під напругою. У загальному випадку

$$\vec{I}_A = Y_A \cdot \vec{U}_A + Y_{AA} \cdot \vec{U}_A + Y_{BA} \cdot \vec{U}_B + Y_{CA} \cdot \vec{U}_C, \quad (3.4.21)$$

де  $\vec{U}_A, \vec{U}_B, \vec{U}_C$  - відповідні фазні напруги;  $Y_A$  - провідність ізоляції об'єкта фази А;  $Y_{AA}, Y_{BA}, Y_{CA}$  - часткові провідності, по яких на об'єкт фази А протікають струми впливів з боку інших фаз і інших об'єктів.

Аналогічні вирази визначають і струми інших фаз.

Підсумовуючи струми об'єктів всіх трьох фаз групи, одержимо вираз для визначення вимірюваного сумарного струму:

$$\vec{I}_c = \vec{I}_{cA} + \vec{I}_{cB} + \vec{I}_{cC}, \quad (3.4.22)$$

Згрупуємо у виразі (3.4.22) в одному доданку всі струми впливу, викликані напругою кожної фази:

$$\vec{I}_c = k_{cA} \cdot \vec{U}_A \cdot (Y_A + Y_{Aвл}) + k_{cB} \cdot \vec{U}_B \cdot (Y_B + Y_{Bвл}) + k_{cC} \cdot \vec{U}_C \cdot (Y_C + Y_{Cвл}), \quad (3.4.23)$$

де  $Y_{Aвл}, Y_{Bвл}, Y_{Cвл}$  - сумарна провідність шляхів струмів впливів, викликаних відповідною фазною напругою.

Для виконання сформульованої вище умови - виключення струмів несиметрії й впливів - необхідно, щоб при хорошому (вихідному) стані ізоляції всіх трьох об'єктів групи струм  $I_c$  дорівнював нулю. Це забезпечується за умови

$$\left| k_{cA} \cdot \vec{U}_A \cdot (Y_A + Y_{Aвл}) \right| = \left| k_{cB} \cdot \vec{U}_B \cdot (Y_B + Y_{Bвл}) \right| = \left| k_{cC} \cdot \vec{U}_C \cdot (Y_C + Y_{Cвл}) \right|. \quad (3.4.24)$$

Регульованим елементом схеми є симетруючий пристрій, зміною коефіцієнтів передачі  $k_c$  якого й виконується симетрування зірки вимірюваних струмів фаз. Зазвичай симетруючий пристрій поєднується з підсумовуючим в один вузол, що є первинним вимірювальним перетворювачем вимірювального пристрою.

Розглянемо вплив завод від вищих гармонійних складових у вимірюваному струмі. Основне значення мають струми третьої гармоніки, однак варто враховувати вплив і вищих гармонік.

За умови виконання вимоги про компенсацію струмів несиметрії та впливів чутливість методу буде визначати еквівалентний сумарний струм завод від вищих гармонік  $I_2$ . За аналогією з (3.4.19) відношення сигнал/завада

$$K_{c.n} = \frac{\left| \vec{\Delta I} \right|}{\left| \vec{I}_2 \right|} = \frac{\Delta Y_d}{Y_0} \cdot \frac{\left| \vec{I}_0 \right|}{\left| \vec{I}_2 \right|} = \gamma_d \cdot \frac{\left| \vec{I}_0 \right|}{\left| \vec{I}_2 \right|}, \quad (3.4.25)$$

де  $\vec{I}_0 = Y_0 \cdot \vec{U}_\phi$  - струм провідності через ізоляцію об'єкта;  $\gamma_d$  - відносна зміна провідності ізоляції, викликана дефектом;  $U_\phi$  - фазна напруга мережі.

За результатами ряду вимірів значення  $I_2 / I_0$  може досягати 15%. Тому без фільтрації завод контроль ізоляції розглянутим методом неможливий. Необхідний коефіцієнт фільтрації, що забезпечує виявлення дефекту з найменшою відносною величиною  $\gamma_{Dmin}$ ,

$$k_{\phi} = \frac{K_{c.n}}{\gamma_{\partial.min}} \cdot \frac{|\vec{I}_2|}{|\vec{I}_0|}. \quad (3.4.26)$$

При допустимій похибці виміру, яка відповідає  $\gamma_{\partial} = 1 \cdot 10^{-3}$  і  $K_{c.n} = 2$  необхідний коефіцієнт фільтрації  $k_{\phi} > 300$  (50 дБ).

Таким чином, пристрій для вимірів розглянутим методом повинен складатися із трьох основних вузлів: симетруючого пристрою для усунення струму небалансу, суматора струмів і селективного вимірника.

Після компенсації струму небалансу й придушення завад від вищих гармонік струм на виході суматора  $\Delta I_c$  буде пропорційний зміні провідності ізоляції об'єкта  $\Delta Y_{\partial}$  і розглянутий пристрій може бути використаний для контролю ізоляції за цим параметром:

$$\Delta I_c = k_c \cdot \Delta Y_{\partial} \cdot U_{\phi} \quad (3.4.27)$$

Висновок про пропорційність  $\Delta I_c$  і  $\Delta Y_{\partial}$  справедливий лише при незмінній напрузі мережі. Якщо ця напруга в момент виміру буде відрізнитися від номінальної, прийнятої для розрахунку, то в отримані дані буде внесена відносна похибка, рівна відносній зміні напруги. Однак при контролі ізоляції така похибка цілком припустима.

На рис.3.34 представлена векторна діаграма струму через ізоляцію одного з контрольованих об'єктів. Вектор  $I_0$  (точка  $a$ ) характеризує стан ізоляції в момент симетрування схеми (компенсація струмів при вихідному стані ізоляції; прийнято, що  $k_c = 1$ ). Вектор  $I$  (точка  $b$ ) характеризує стан ізоляції після зміни контрольованих параметрів. На виході суматора вимірюється струм  $\Delta I$ , що відповідає тій зміні. Можуть бути виміряні як складові вектора  $\Delta I$  (активна  $\Delta I_a$  і реактивна  $\Delta I_p$ ), так і його модуль.

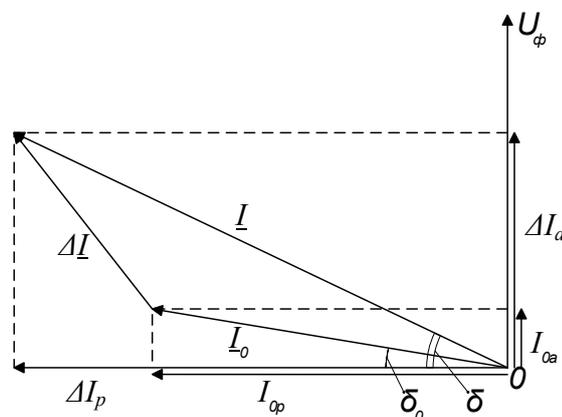


Рис. 3.34. Векторна діаграма струму через ізоляцію об'єкта

З векторної діаграми випливає зв'язок між вимірюваним струмом  $\Delta I$  і діелектричними характеристиками ізоляції об'єкта:

зміна ємності

$$\frac{\Delta C}{C_0} = \frac{\Delta I_p}{I_{0p}}; \quad (3.4.28)$$

діелектричні втрати у вихідному стані

$$\operatorname{tg} \delta_0 = \frac{I_{0a}}{I_{0p}}, \quad (3.4.29)$$

діелектричні втрати після зміни стану ізоляції

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\Delta I_a + I_{0a}}{\Delta I_p + I_{0p}}. \quad (3.4.30)$$

Зміна діелектричних втрат

$$\Delta \operatorname{tg} \delta = \operatorname{tg} \delta - \operatorname{tg} \delta_0. \quad (3.4.31)$$

Після перетворень із отриманих співвідношень випливає

$$\Delta I_p = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot I_{0p}; \quad (3.4.32)$$

$$\Delta I_a = k \cdot I_{0p} \cdot \Delta \operatorname{tg} \delta, \quad (3.4.33)$$

де

$$k = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot \left(1 + \frac{\operatorname{tg} \delta_0}{\Delta \operatorname{tg} \delta}\right) + 1. \quad (3.4.34)$$

Для випадку роздільного виміру активної й реактивної складових вектора  $\Delta I$  ( із врахуванням того, що  $I_{0p} / I_0 = \cos \delta_0$  ) одержимо

$$\frac{\Delta I_a}{I_0} = k \cdot \cos \delta_0 \cdot \Delta \operatorname{tg} \delta ; \quad (3.4.35)$$

$$\frac{\Delta I_p}{I_0} = \frac{\Delta C}{C_0} \cdot \cos \delta_0 . \quad (3.4.36)$$

Коефіцієнт  $k > 1$  свідчить про дещо більш високу чутливість до дефектів методу виміру струму в порівнянні з методом виміру  $\operatorname{tg} \delta$ . Однак у реальних умовах можна прийняти, що  $k \approx 1$  і  $\cos \delta_0 \approx 1$ , отже,

$$\frac{\Delta I_a}{I_0} \approx \Delta \operatorname{tg} \delta ; \quad (3.4.37)$$

$$\frac{\Delta I_p}{I_0} \approx \frac{\Delta C}{C_0} . \quad (3.4.38)$$

При вимірі модуля струму

$$\frac{\Delta I}{I_0} = \frac{[\Delta I_a^2 + \Delta I_p^2]^{1/2}}{I_0} \approx \left[ (\Delta \operatorname{tg} \delta)^2 + \left( \frac{\Delta C}{C_0} \right)^2 \right]^{1/2} . \quad (3.4.39)$$

При вимірі модуля приросту струму одночасно робиться контроль за зміною ємності й діелектричних втрат ізоляції. При вимірі роздільно реактивної й активної складових струму  $\Delta I$  кожний із зазначених параметрів контролюється незалежно.

На рис.3.35 наведена векторна діаграма, що пояснює можливість контролю зазначеними методами. Відрізки окружностей, що обмежують сектори, є годографами вектора  $\Delta I$  при ушкодженнях ізоляції об'єктів фаз А, В і С при тій самій відносній зміні провідності  $\gamma_D$ .

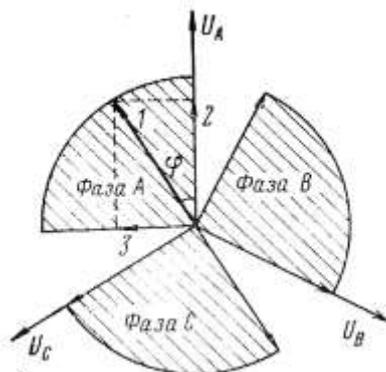


Рис.3.35. Годограф вектора  $\Delta I$

Проводячи вимірювання фазочутливим приладом – векторметром, можна одержати відомості про те, який об'єкт (фаза) має дефект, а також про характер і ступінь розвитку ушкодження (зміна  $\text{tg}\delta$  або ємності ізоляції об'єкта).

## Лекція 16

### 3.6.2. Пристрої для вимірювань

Застосовуються дві схеми вимірів: з підсумовуючим трансформатором і підсумовуючим резистором (рис.3.36).

Перетворювач із трансформатором забезпечує поділ кіл заземлення об'єктів. Більш проста схема - з підсумовуючим резистором - може застосовуватися лише в тих випадках, коли похибкою виміру від нееквіпотенціальності точок заземлення можна знехтувати.

У первинному перетворювачі виробляється симетрування вимірюваної системи трифазних струмів та їхнє підсумовування й нормування вихідної напруги, пропорційної сумі струмів.

Симетрування струмів (балансування схеми) здійснюється за допомогою резисторів  $R_c$ , які разом з вихідним опором  $R_d$  пристрою приєднання ПП утворюють подільник струму. Нормування вихідної напруги перетворювача виконується за допомогою резистора  $R_0$  шляхом зміни коефіцієнта передачі залежно від струму через ізоляцію об'єкта  $I_0$ .

Коефіцієнти перетворення первинного перетворювача за контрольованим струмом і за контрольованим параметром рівні:

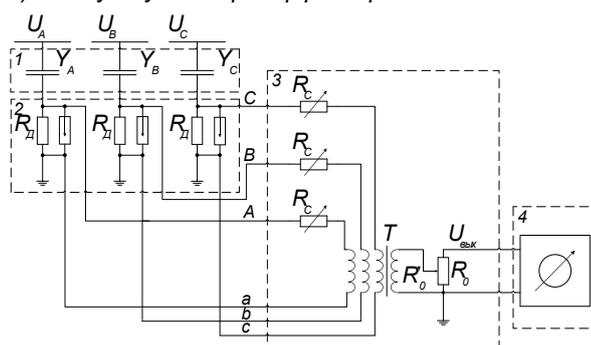
$$K_I = \frac{U_{\text{вих}}}{\Delta I} = \frac{\Delta I \cdot k_c \cdot R_0'}{\Delta I} = k_c \cdot R_0', \quad (3.4.40)$$

$$K_\gamma = \frac{U_{\text{вих}}}{\gamma} = \frac{U_{\text{вих}} \cdot I_0}{\Delta I} = K_I \cdot I_0 = k_c \cdot R_0' \cdot I_0, \quad (3.4.41)$$

де  $U_{\text{вих}}$  - вихідна напруга перетворювача;  $\Delta I$  - контрольована зміна сумарного струму;  $R_0'$  - опір резистора, що нормує;  $k_c$  - коефіцієнт розподілу струму симетруючим і підсумовуючим пристроями.

Схеми вимірювання методом струмів небалансу

а) з підсумовуючим трансформатором



б) з підсумовуючим резистором

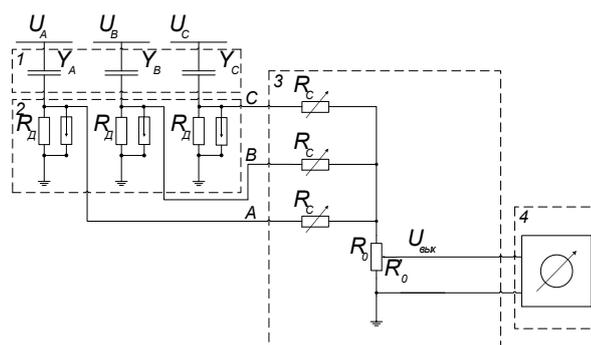


Рис. 3.36. Схеми виміру методом струмів небалансу:

а - з підсумовуючим трансформатором; б - з підсумовуючим резистором; 1- об'єкт контролю; 2- пристрій приєднання; 3- первинний перетворювач; 4- вимірювальний пристрій.

Для схеми з підсумовуючим трансформатором  $k_c \approx \frac{R_D}{K_T \cdot (R_D + R_c)}$ ,

де  $K_T$  - коефіцієнт трансформації. Для схеми з підсумовуючим резистором

$$k_c = \frac{R_D}{4 \cdot R_D + 3 \cdot R_c} \quad (\text{прийнято, що } R_0 = R_D).$$

Градування шкали індикатора вимірювального пристрою у відносних одиницях  $\gamma$  можливе лише при однаковому для всіх об'єктів даної підстанції значенні  $K_\gamma$ . Це забезпечується при дотриманні умови  $R'_0 I_0 = const$ , для чого при налагодженні схеми вимірів відповідно змінюється значення  $R'_0$ .

Через нелінійність на початку характеристики підсумовуючого трансформатора можливі неприпустимі похибки виміру малих величин контрольованого параметра. Зменшення цієї похибки можливо або шляхом шунтування трансформатора малим опором, або шляхом збільшення його індуктивності. У першому варіанті через малий опір  $R'_0$

зменшується коефіцієнт перетворення; у другому - істотно збільшується вага трансформатора.

Для зменшення розглянутої похибки може бути застосований перетворювач із компенсованим трансформатором, вторинна обмотка якого включається в коло зворотного зв'язку операційного підсилювача. Коефіцієнт перетворення такого пристрою  $K_{\gamma} = k_c \cdot R_{o.c} \cdot I_0$  регулюється зміною опору  $R_{o.c}$  кола зворотного зв'язку.

У якості пристрою, що реєструє, для контролю методом струмів небалансу застосовується схема рис.3.37, що складається з активного фільтра вищих гармонік 1, підсилювача 2, приладу 3, що вимірює порогові значення напруги  $U_{вих}$ , АЦП, системи збору та обробки даних ЗОД та системи передачі даних через мережу *Ethernet* або *Internet*.

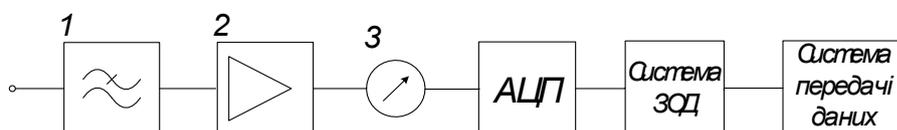


Рис. 3.37. Структурна схема пристрою реєстрації струмів небалансу

Відфільтрований та підсилений сигнал (напруга  $U_{вих}$ ) вимірюється приладом 3 і потрапляє в АЦП, де перетворюється з аналогового сигналу у цифровий код. Після цього цифрові дані аналізуються та обробляються системою ЗОД і передаються по безпроводним каналам зв'язку (мережі *Ethernet* або *Internet*) оператору, який приймає рішення щодо стану об'єкта, який контролюється.

### 3.6.3. Критерії оцінки стану ізоляції.

Основним критерієм для оцінки стану ізоляції високовольтного обладнання є її  $\text{tg}\delta$ , оскільки він прямо залежить від зміни (приросту) струму небалансу:

$$\text{tg}\delta = \frac{\Delta I_a + I_{0a}}{\Delta I_p + I_{0p}}$$

Взагалі, вектор струму небалансу може вимірюватись як по абсолютному значенню, так і у відсотках від величини фазного струму, що проходить через об'єкт. В останньому випадку при гарній якості вимірювальної схеми й не залежних від температури елементах, величина

вектора небалансу може змінюватися в часі не більш, ніж на 0,5 відсотка, що пов'язане з нестабільністю параметрів мережі живлення.

Зменшити даний вплив можна тільки частково, використовуючи алгоритми самоадаптації вимірювальної апаратури (приладу). Але навіть і в цьому випадку вектор небалансу може "плавати" у діапазоні близько 0,3 % від фазного струму. Загальновизнаними вважаються рекомендації П. М. Сви, коли поява величини небалансу струмів провідності в 2 % говорить про наявність серйозних змін в ізоляції об'єкта, а подолання 5 % бар'єра говорить про передаварійний стан цього об'єкта.

Однак, якщо виникає необхідність залишати більший часовий інтервал, протягом якого персонал може прийняти необхідні оперативні й ремонтні дії, цей поріг необхідно зменшувати, особливо це стосується порогу аварійного стану.

Природно, що підставою для прийняття рішень щодо включення захистів, у випадках появи небалансу струмів провідності, повинні бути не результати деяких разових вимірів, а наявність явно виражених змін контрольованого параметра в тимчасовому тренді. Час аналізу такого тренда повинен бути не менш одного тижня, протягом якого повинна бути виявлена достовірна зміна величини названого небалансу.

#### **3.6.4. Практичне використання результатів вимірювань струмів небалансу в системі контролю вводів**

Викладене вище дозволяє стверджувати, що найбільш пристосованими для реалізації вимірювань струмів небалансу є трифазні групи обладнання з конденсаторною ізоляцією. Це, в першу чергу, високовольні вводи і трансформатори струму, які, до того ж, характеризуються значною аварійністю з більшим відсотком для випадків із вводами, а отже потребують встановлення систем, що будуть постійно відслідковувати технічний стан вузлів (складових) названого обладнання.

Застосовуючи метод безперервного контролю струмів небалансу для вводів стає можливим запровадити моніторинг стану їх ізоляції. Це дозволить вирішити наступні завдання.

1. Продовжити ресурс діючого обладнання за рахунок модернізації й проведення розширених відбудовних ремонтів, з огляду на те, що одним з найважливіших компонентів такої модернізації устаткування є монтаж недорогих і надійних систем моніторингу

силового обладнання:

2. Виключити аварії з високовольтними вводами, пов'язані з недосконалістю існуючого комплексу вимірювально-діагностичних пристроїв, норм і методів обстеження їх ізоляції.

3. Запобігти повному руйнуванню вводу при досягненні ізоляції критичного стану і, як наслідок, важкої аварії. Вчасно підготувати заміну й демонтувати дефектний ввід з можливістю відновлення його властивостей до того, як у ньому виникнуть необоротні зміни.

В основі практичної методики контролю ізоляції, зокрема, ємності вводу й тангенса діелектричних втрат покладений описаний вище принцип, який базується на двох явищах:

- для кожного вводу струм через його ізоляцію практично пропорційний ємності даного вводу. Для вводів з конденсаторною ізоляцією та спеціальним виводом від передостанньої конденсаторної обкладинки його ізоляції (часто такий вивід називають – «ПН») розрізняють ємність  $C_1$ , що утворена між високовольтним виводом вводу і виводом «ПН» та ємність  $C_2$  – між «ПН» та заземленим корпусом вводу (з'єднувальною втулкою між верхньою і нижньою порцеляновими покриттями вводу). Оскільки під час роботи обладнання виконується ( у той чи інший спосіб) заземлення «ПН», зміна ємності  $C_1$  викликає пропорційну зміну ємнісної складової струму в ізоляції вводу;

- зміна тангенса кута діелектричних втрат змінює активну складову струму через ізоляцію вводу.

Наслідком вказаного і є поява змін струму небалансу:

$$\gamma = \frac{\Delta I}{I_0} = \sqrt{(\Delta \operatorname{tg} \delta)^2 + \left(\frac{\Delta C}{C_0}\right)^2} \quad (3.4.42)$$

Оскільки в трифазній системі, векторна сума струмів, що протікає через ізоляцію трьох вводів дорівнює нулю, то у разі змін характеристик ізоляції в одній з фаз, початковий баланс струмів порушується. У результаті з'являється струм (струм небалансу), який може служити інтегральною характеристикою стану ізоляції об'єктів контролю. В подальшому можливо вимірювання тільки приросту струму, який пов'язаний зі зміною характеристик ізоляції, що значно спрощує апаратуру для його вимірювання.

В найпростішій формі метод суми струмів можна пояснити розглядом двох випадків змін характеристик ємності  $C_1$  одного із вводів (нехай це буде фаза «А», рис.3.38).

Прийmemo початкову суму струмів рівною нулю (рис.3.38,а). Якщо припустити, що виникли зміни тангенса кута ізоляції вводу, тобто змінилася лише одна складова струму - активна, то ця зміна призведе до появи векторної різниці  $\Delta\Gamma_A = \Gamma_A - I_A^0$  (рис.3.38,б). Вона буде співпадати по фазі з вектором напруги  $V_A$  і за величиною буде дорівнювати  $I'_\Sigma$ .

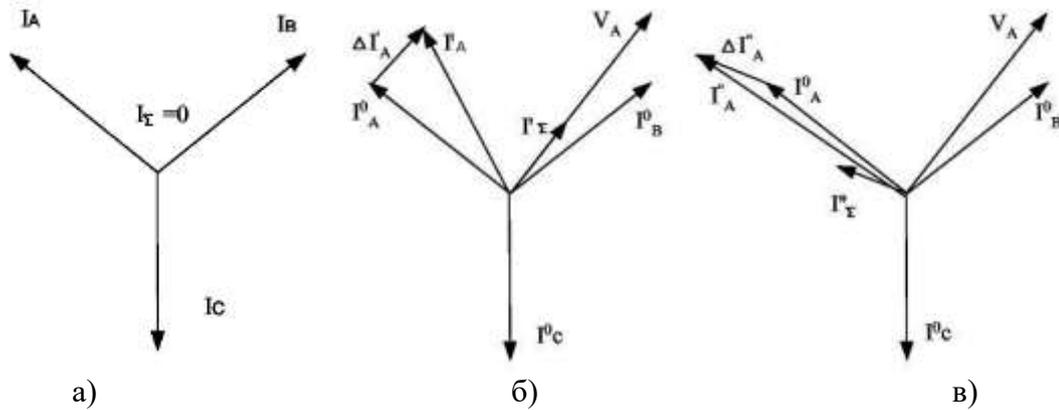


Рис. 3.38. До пояснення методу суми струмів

Також можемо припустити, що виникли зміни ємності вводу цієї ж фази. У такому разі ці зміни викличуть появу чисто ємнісного струму, тобто зміниться нормальна складова струму (рис.3.38,в). Ці зміни призведуть до появи вектора  $\Delta\Gamma'' = \Gamma''_A - I_A^0$ . Вони будуть відрізнятися по фазі від вектора напруги  $V_A$  на  $90^\circ$ , а за величиною будуть дорівнювати  $\Gamma''_\Sigma$ .

Насправді змінюватись можуть як активні так і реактивні складові струму ізоляції вводу фази «А». Не виключена можливість змін характеристик ізоляції ввідів інших фаз – «В» та «С». Таким чином, якщо відобразити зміну вектора суми струмів через ізоляцію за деякий час спостереження на фазовій площині, то це дасть можливість ідентифікувати обладнання з проблемною ізоляцією.

Якщо заземлення «ПН» виконати за допомогою дуже малого активного опору, це не вплине на режим заземлення конденсаторної ізоляції вводу, але дасть змогу вимірювати струми витоку через його основну ізоляцію (через  $C_1$ ). Для цього необхідно відповідний вимірювальний прилад або пристрій підключити паралельно згаданому активному опору. У випадку, коли необхідно контролювати струм небалансу однакових об'єктів, тоді на вхід пристрою слід підключити сигнали від опорів, що встановлені на трьох фазах таких об'єктів.

У разі застосування мікропроцесорних пристроїв розроблених для вирішення даної задачі програмний алгоритм здійснює підсумовування вимірних струмів витоку через ізоляцію кожного із однотипних об'єктів, які складають трифазну систему (високовольтні вводи, трансформатори струму і т.п.). Після цього будується векторна діаграма струмів

небалансу (рис.3.39) за часовий період вимірювань, який цікавить, і визначається наявність або відсутність пошкоджень конкретного об'єкта. Аналіз рис.3.39 показує, що в середині цієї діаграми присутня своєрідна „пляма”, яка виникає в результаті нестабільності амплітуд фазних напруг, температурних змін характеристик ізоляції і т.ін. Перехід вектора струму небалансу (або всієї „плями”) у ліву площину може свідчити про виникнення дефекту у фазі «С». Концентричними колами відмічені відносні зміни струму небалансу у %. Позначивши відповідно до діючих норм рівні „тривоги” та „аварії” вимірювальному комплексу надаються властивості автоматизованої системи безперервного контролю стану ізоляції енергообладнання.

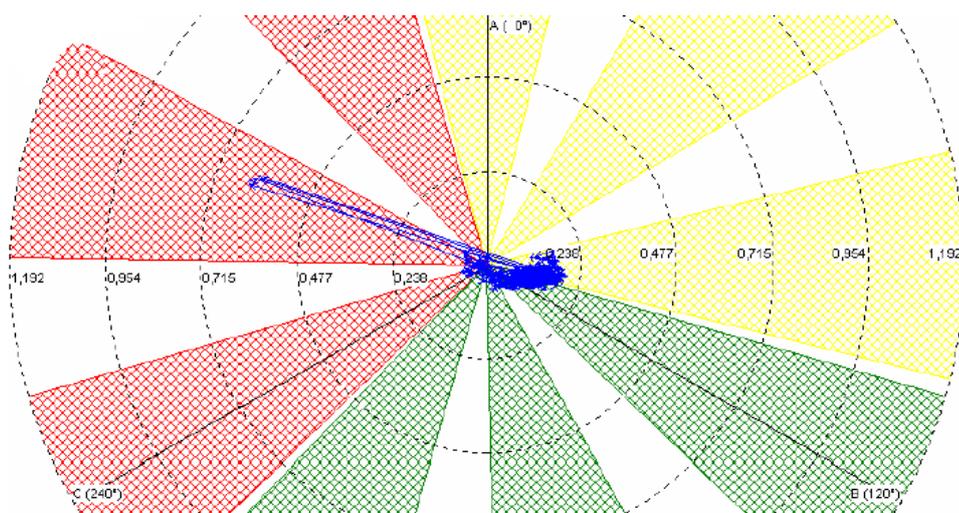


Рис.3.39 Приклад векторної діаграми струмів небалансу.

**Вплив завод.** Як показано вище, в основі системи моніторингу лежить вимір струмів промислової частоти з «ПН» введів. Вищі гармонійні складові 50 Гц, особливо непарні, можна розглядати як завади, оскільки непарні гармоніки із трьох фаз не балануються, а підсумовуються. Для зменшення їхнього впливу необхідно використовувати фільтр нижніх частот (ФНЧ).

Ще один вид завод, який необхідно враховувати - це різниця потенціалів двох заземлених точок вимірювального кола. Вимірювальне коло необхідно заземлювати у двох місцях через дві причини. По-перше, необхідно заземлити корпус і металеві частини приладу й захисної шафи для забезпечення безпеки персоналу. Друга вимога пов'язана із захистом самого вводу на випадок, якщо будуть обірвані лінії зв'язку датчиків із вимірювальним приладом і захист самого приладу відмовить. У нормальному стані імпеданс датчика включений паралельно землі й захисним елементам. Через цей імпеданс протікає струм з «ПН» на землю, забезпечуючи прийнятну величину спадання напруги при вимірах і на випадок обриву вимірювальних ланцюгів за якихось причин. Внутрішні захисні елементи

знижують імпульсні завади при грозових і комутаційних впливах. Таким чином, друга точка заземлення схеми (з відносно високим опором) - точка заземлення датчика контролю струму. У випадку порушення лінії зв'язку захисні елементи повинні пропускати струм до 150 мА (при 750 кВ) у тривалому режимі.

Установка й заземлення приладу поруч із баком трансформатора приведе до невеликої різниці потенціалів у точці приєднання датчиків і точці виміру, обумовленої протіканням невеликого струму через бак трансформатора. Єдиною проблемою може бути підключення приладу до групи однофазних трансформаторів. Група може мати різницю потенціалів між баками, що буде вносити постійну помилку в сумарний струм. Однак належне з'єднання з контуром заземлення ПС і відсутність ушкоджень самого заземлення ПС приводить до різниці потенціалів між баками в межах усього декількох десятих вольт.

У загальному випадку джерела завад - різниці потенціалів між точками заземлення датчиків у районі «ПН» введів і точкою заземлення самого приладу, як показано на рис.3.40. Ці джерела позначені як  $V_{ab}$ ,  $V_b$ ,  $V_{cb}$ , оскільки прилад встановлений на баку фази «В».

Напруга  $V_b$  досить мала, дві інші мають величини 100 - 200 мВ. Спроба з'єднати баки додатковим провідником з малим опором не привела до помітних змін у напругах.

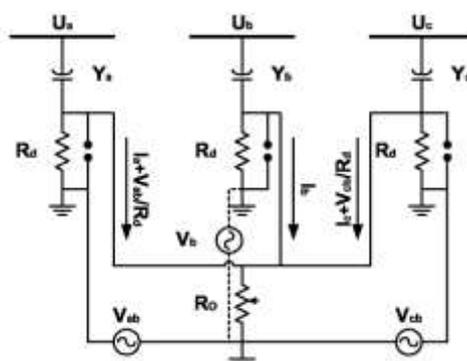


Рис.3.40. До визначення впливу різниці потенціалів у точках заземлення вимірювальної схеми

Ці напруги створюють додатковий струм завад (рис.3.40), що також буде вимірюватись приладом. Приймаючи напругу завад в 200 мВ і ємність вводу в 500 пФ, цей струм може бути оцінений на рівні 0,1 % від загального, що є цілком прийнятною величиною.

**Ще одним з факторів**, що впливають, на точність методу в цілому, є **зміна напруги на шинах**. Цей вплив особливо критичний, коли потрібно одержати точність у межах 0.1 %.

Зміна напруги на шинах (амплітуди або кута між фазами) створює небаланс струмів у вимірювальному приладі, який може бути інтерпретований як зміна параметрів ізоляції: амплітуда - як ємність, кут - як тангенс.

Коливання напруги на шинах спостерігалися практично скрізь, незалежно від області або країни. З огляду на можливі зміни напруги, формула (3.4.42) може бути представлена у вигляді:

$$\gamma = \frac{\Delta I}{I_0} \approx \sqrt{(\Delta \operatorname{tg} \delta + \Delta \varphi)^2 + \left( \frac{\Delta C}{C_0} + \frac{\Delta V}{V_0} \right)^2} \quad 3.4.43)$$

де  $\Delta V/V$  - відносна зміна напруги на шинах,

$\Delta \varphi$  (rad) - зміна фазового кута.

Зміни параметрів напруги у всіх фазах відповідно до виразів (3.4.42) і (3.4.43) повинні приводити до змін у сумарному векторі струму небалансу. Параметр « $\gamma$ » (небаланс) буде реагувати тільки на асиметричні зміни напруги на шинах. Всі симетричні зміни будуть взаємно скомпенсовані, не впливаючи на струм небалансу. Отже, точність методу залежить від статистики асиметричної зміни напруги на шинах у кожному випадку й статистичній обробці отриманих даних.

Найпростішим рішенням могло б стати підключення додаткових опорних сигналів з вимірювальних трансформаторів або конденсаторів зв'язку, підключених до тієї ж самої системи шин, що й вимірювальний прилад, але в деяких випадках на підстанціях можуть бути відсутні трансформатори струму або напруги. У той же час із досвіду відомо, що асиметричні коливання напруги на системах шин носять короточасний характер, не перевищуючи однієї доби. Візуалізація процесів, що відбуваються в цьому випадку, за допомогою відповідного програмного забезпечення дасть змогу впевнено відрізнити коливання напруги на системних шинах від процесів в ізоляції вводів. Крім того, одночасна реєстрація даних із двох або більше аналогічних об'єктів, з'єднаних з однією й тією ж системою шин, також дозволить підвищити точність методу.

## Лекція 17

### ТЕПЛОВІЗІЙНИЙ КОНТРОЛЬ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ЕЛЕКТРООБЛАДНАННЯ

#### 6.1. Методичні основи застосування тепловізійного контролю на об'єктах електроенергетики

Частини будь-якого електрообладнання, що знаходиться під напругою та/або навантаженням, у тій чи іншій мірі нагріваються під їх впливом, а саме:

- струмопровідні частини електрообладнання і контакти та контактні з'єднання – Джоулевими втратами;
- частини електрообладнання, виготовлені з феромагнітних матеріалів – втратами на перемагнічування та вихровими струмами;
- частини електрообладнання, виготовлені з ізоляційних матеріалів – діелектричними втратами в ізоляції.

Сукупність струмопровідних частин, контактних з'єднань, ізоляційних, феромагнітних матеріалів і конструктивних елементів електрообладнання чи його частин, що піддаються нагріву, формує просторове температурне поле. Енергія такого поля частково відводиться у довкілля шляхом теплопровідності і конвекції, а та, що залишилась, - обумовлює температуру як всієї вказаної сукупності, так і окремих її складових. Температура електрообладнання чи його частини може бути сприйнята, як випромінювання хвиль поверхнею електрообладнання або контактних з'єднань в інфрачервоному (ІЧ) діапазоні спектру коливань певної інтенсивності. Інтенсивність коливань ІЧ-випромінювання поверхні (зони поверхні) буде залежати від значень температури даної поверхні (зони поверхні).

Вид (конфігурація) та параметри температурного поля можуть бути використані у якості діагностичного параметра (признака) справності або несправності електрообладнання і контактів та контактних з'єднань: у випадку появи несправності чи відхилень в роботі, конфігурація і параметри температурного поля змінюються, з'являються теплові аномалії. Це дозволяє співставляти інтенсивність ІЧ- випромінювання поверхонь з якимись нормованими величинами або відслідковувати її зміни за певний проміжок часу для вирішення завдань контролю наявності змін технічного стану обладнання (ступеня його дефектності).

ІЧ-випромінювання – це електромагнітне випромінювання, що характеризується довжинами хвиль в діапазоні від 0,78 мкм до 1 мм. Для вирішення завдань контролю за технічним станом обладнання використовуються дві ділянки названого діапазону – короткохвильовий (2-6 мкм) та довгохвильовий (8-12 мкм). В межах саме цих ділянок

атмосфера у найбільшій мірі «прозора» для ІЧ-випромінювання, проте перевагу слід надавати ділянці 8-12 мкм, де зменшується вплив наявного сонячного опромінювання під час роботи у денні часи.

Метод застосування просторового відображення температурних полів об'єктів та кількісного визначення параметрів таких полів отримав назву термографії, різновидом якої є ІЧ-термографія. Використання останньої базується на сприйнятті, вимірюванні та аналізі даних про тепловий стан об'єктів, отриманих завдячуючи ІЧ-випромінюванню від них.

Технологія інфрачервоного термографічного або, як частіше називають, - **тепловізійного контролю** є ефективним засобом дистанційного контролю стану електрообладнання і проводиться без спеціального виведення з роботи цього обладнання.

Застосування тепловізійного контролю дозволяє:

- скоротити час простоїв обладнання за рахунок попередження раптових пошкоджень;
- планувати проведення ремонтів та оцінювати якість їх виконання;
- виявляти приховані дефекти конструкції без відключення обладнання та спостерігати за плином технологічних процесів без безпосереднього контакту з цим обладнанням.

Завдяки достатній чутливості сучасних тепловізорів з'явилась можливість виявляти на ранній стадії як дефекти контактних з'єднань, так і погіршення стану ізоляції багатьох видів електрообладнання.

Аналіз теплового стану об'єктів контролю передбачає використання ряду понять, до яких, зокрема, відносяться:

- **перевищення температури** - різниця між температурою точки контролю на об'єкті та температурою довкілля;

- **надлишкова температура** - перевищення температури вузла, який контролюється, над температурою аналогічних вузлів іншого обладнання (інших фаз), які знаходяться в тих самих (стосовно нагріву) умовах: наприклад, струмопровідні частини різних фаз одного і того ж обладнання, тобто через них протікає струм однакової сили;

- **коефіцієнт дефектності** - відношення перевищення температури контактного з'єднання до перевищення температури на цілій (без з'єднань) ділянці шини чи проводу, яка віддалена від контактного з'єднання на відстань не менше 1 м.

Оцінка теплового стану електрообладнання і струмопровідних части залежно від умові їх роботи та конструкції може проводитись:

- по нормованим температурам нагріву (перевищенням температури), надлишковій температурі, коефіцієнту дефектності, динаміці зміни температури в часі;
- шляхом порівняння вимірних значень температури в межах фаз, між фазами, із наперед зазначеними, як справні, аналогічними ділянками чи вузлами і т. ін.

## 6.2. Технічні засоби проведення тепловізійного контролю обладнання

Вимірювання температури об'єктів можливо виконати використовуючи різні засоби, починаючи від простих термометрів і закінчуючи складними приладами, до яких, зокрема, відносяться такі, що сприймають ІЧ-випромінювання та застосовуються під час тепловізійного контролю.

Тепловізійний контроль проводиться за допомогою тепловізорів (термографічних систем) та/або пірометрів. У порівнянні із тепловізорами, основною відмінністю застосування пірометрів є те, що за допомогою пірометрів можна отримати температуру об'єкта спостереження тільки в обмеженій зоні чи окремій точці його поверхні (залежить від відстані до об'єкту), тоді як тепловізор дозволяє спостерігати і зафіксувати теплове (температурне) зображення названого об'єкта в цілому із можливістю визначення температури у будь-якій точці (зоні) цього зображення.

Отримані з використанням тепловізорів зображення об'єктів мають назву термограм, на яких даний об'єкт представляється сукупністю ділянок, елементів, точок, відображених пропорційно ІЧ- випромінюванню від них.

На рис. 6.1 наведено для прикладу спрощену схему одного із сучасних тепловізорів з ІЧ-детектором, що охолоджується рідким азотом. Він містить наступні елементи:

- ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання);
- вузол охолодження ІЧ-приймача (в тепловізорах більш нових поколінь цей вузол відсутній, оскільки перевага віддається детекторам, що не вимагають охолодження, - матричним детекторам. Такий тепловізор фірми NEC буде представлено нижче);
- оптичну систему;
- систему сканування (відсутня в тепловізорах з матричними детекторами);
- вбудований еталон температури для безперервного автоматичного коригування сигналу детектора у випадку зміни температури довкілля, вузлів і деталей самого тепловізора;
- електронний блок для підсилення і обробки сигналу детектора, управління системами сканування та візуалізації ІЧ-випромінювання, запам'ятовування термограм, управління роботою інших вузлів і систем тепловізора, виконання інших сервісних функцій;

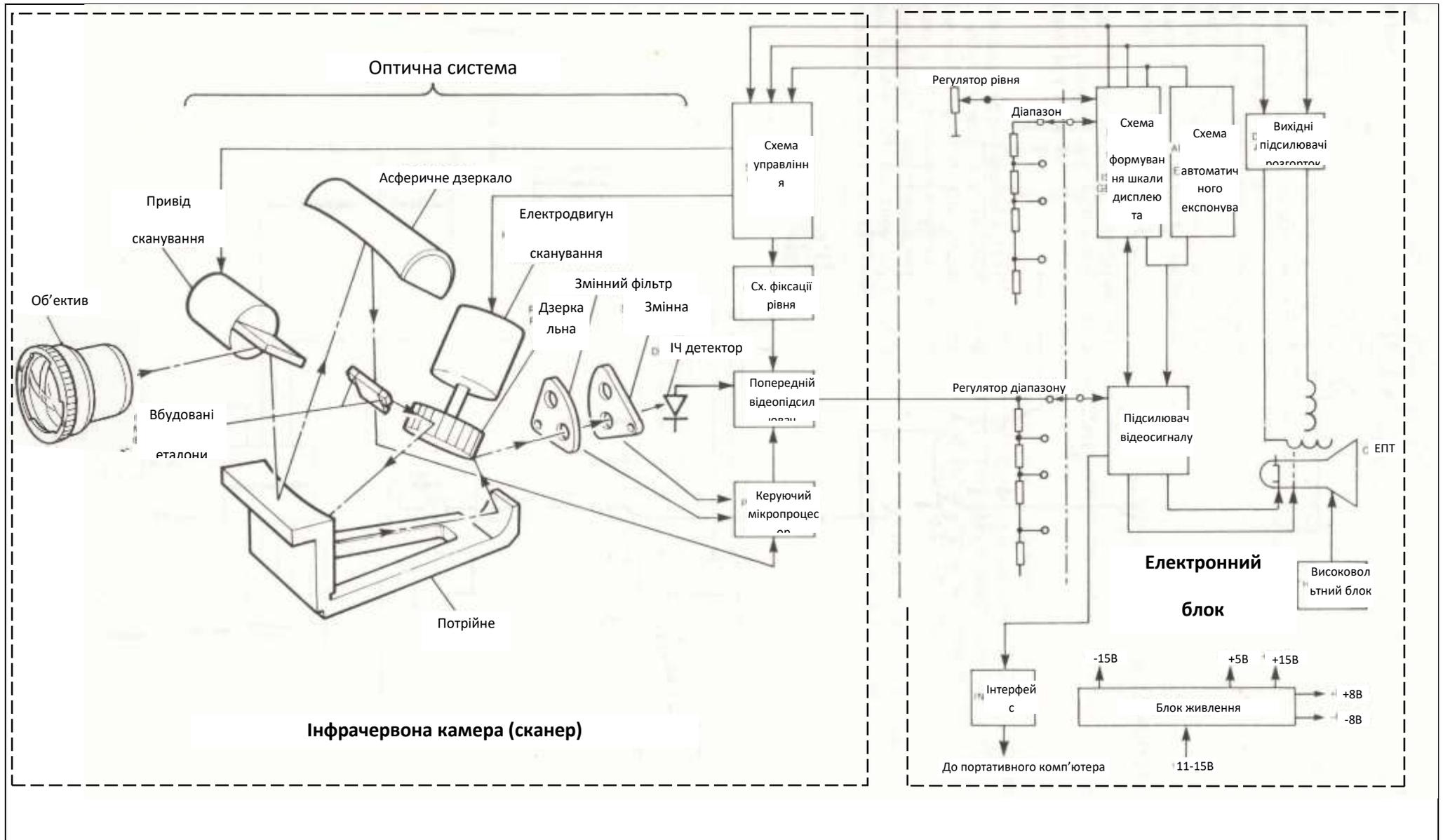


Рис. 6.1. Спрощена схема тепловізора з електромеханічним скануванням зображення об'єкта (на прикладі тепловізора серії "Thermovision" серії 800 Шведської компанії "Agema" (на цей час - "Flir Systems" Швеція - США).

- систему візуалізації ІЧ-випромінювання об'єкта у вигляді монітору та/або електронного видошукача;

- систему запам'ятовування і зберігання термограм;

- блок живлення і зарядження акумуляторів.

Тепловізор, комп'ютер зі спеціалізованим програмним забезпеченням для обробки термограм і виготовлення звітів, ряд допоміжних пристроїв та пристосувань об'єднуються в термографічну систему.

На рис. 6.2 наведено для прикладу спрощену схему одного із сучасних пірометрів, що містить такі елементи:

- ІЧ-приймач (детектор ІЧ-випромінювання);

- оптичну систему (іноді конструктивно суміщена з ІЧ-приймачем);

- вбудований еталон температури для безперервного автоматичного коригування сигналу детектора у випадку зміни температури довкілля, вузлів і деталей самого пірометра;

- електронний блок для підсилення і обробки сигналу детектора, управління системами сканування та візуалізації ІЧ-випромінювання, запам'ятовування термограм, управління роботою інших вузлів і систем тепловізора, виконання інших сервісних функцій;

- вузол відліку температури з аналоговим чи цифровим індикатором;

- оптичного або лазерного візиру для визначення місцезнаходження точки вимірювання температури;

- блок живлення і зарядження акумуляторів.

При виборі тепловізора або пірометра бажано орієнтуватись на апаратуру провідних світових виробників (Швеція, США, Японія), що використовують сучасну і надійну елементну базу, надають гарантії та послуги з сервісного супроводження і ремонту своєї продукції.

Одним із таких є тепловізор фірми NEC (Японія), зображений на рис. 6.3. За габаритами він не на багато більший, ніж сучасна відеокамера; не потребує застосування рідкого азоту, оскільки містить матричний детектор; дозволяє отримувати якісні термограми і надійно виявляти ті дефекти контактів, вузлів

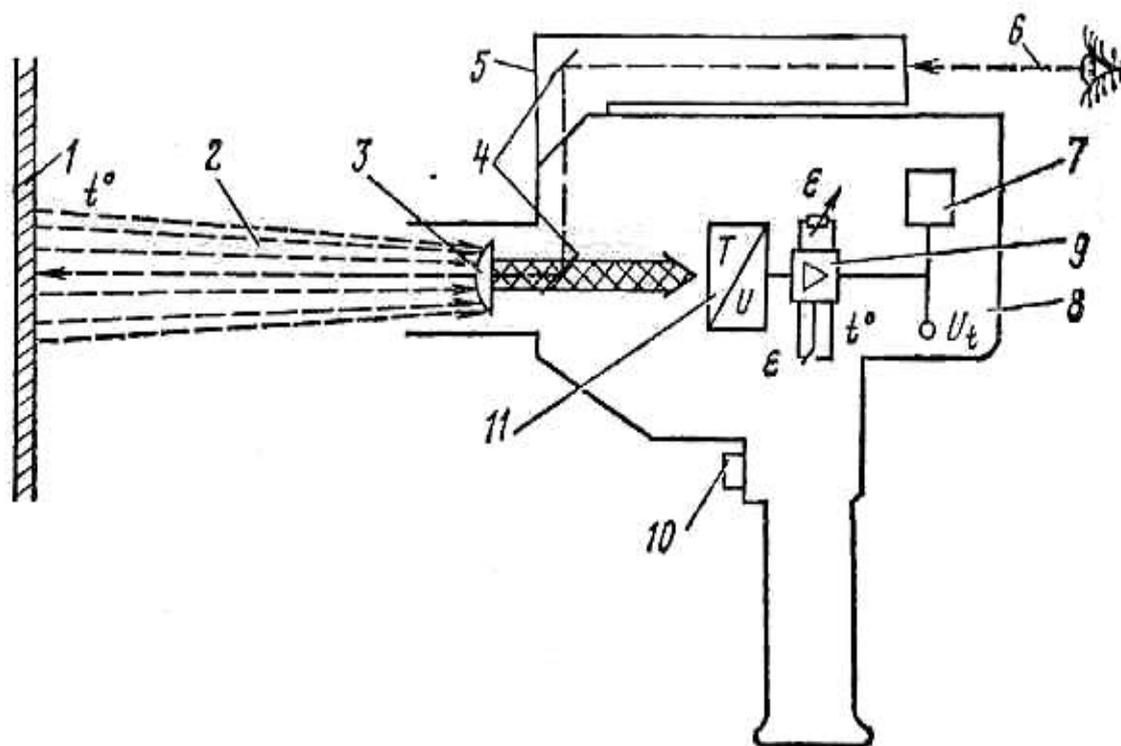
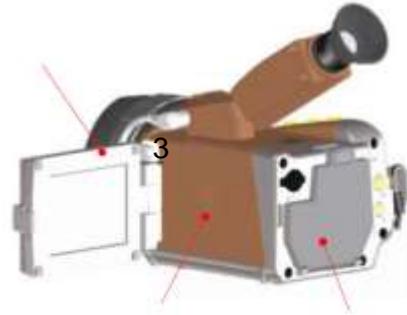
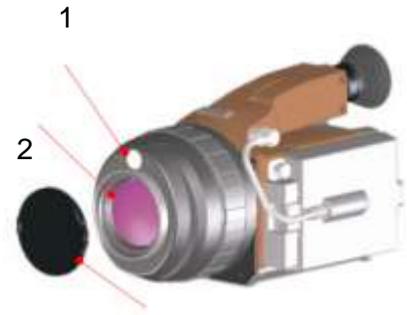


Рис. 6.2. Спрощена схема пірометра.

1- об'єкт контролю; 2- ІЧ-випромінювання; 3- оптична система; 4- дзеркало; 5- оптичний видошукач; 6- оптична вісь видошукача; 7- аналоговий або цифровий дисплей; 8- корпус пірометра; 9- електронний перетворювач сигналу датчика в значення температури з коригуванням по коефіцієнту випромінювання об'єкта; 10- кнопка для запуску вимірювання температури; 11- детектор перетворення ІЧ-випромінювання в пропорційний електричний сигнал.



4

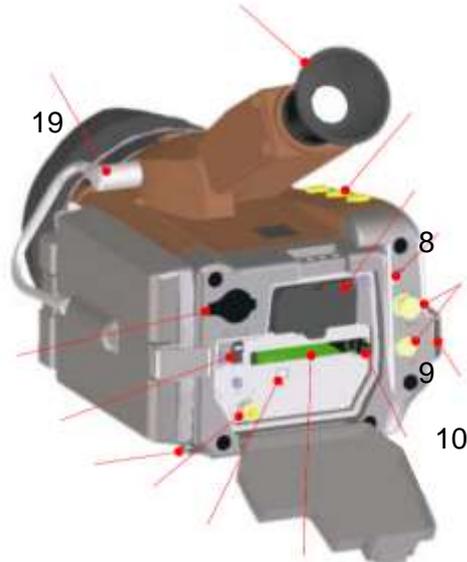
a)

5

6

6)

7



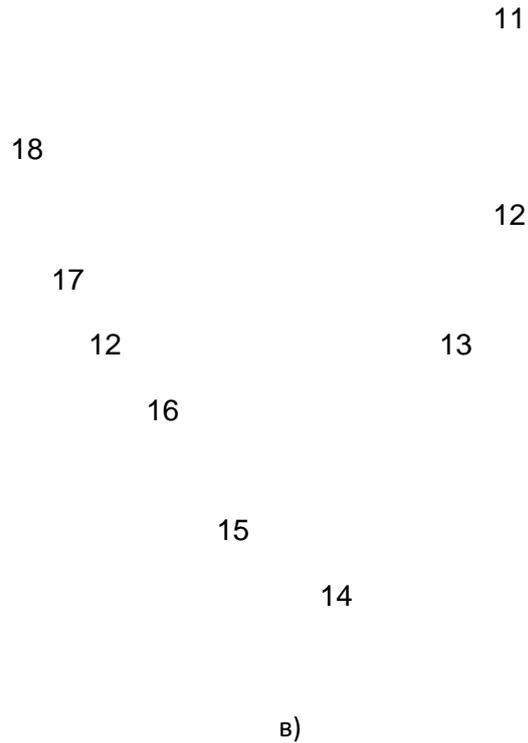


Рис. 6.3 Тепловізор фірми NEC (Японія)

а) – зовнішній вид; б) і в) – основні функціональні складові та елементи .

1.- вікно відеокамери; 2.- інфрачервоний об'єктив; 3.- захисна кришка об'єктива; 4.- РК-дисплей; 5.- мікрофон для запису коментарів; 6.- задня кришка; 7.- видошукач; 8.- кнопки переключень функцій і режимів; 9.- відсік акумулятора; 10.- індикатор живлення; 11.- джойстик; 12.- гачки для ремінців; 13.- кнопка видалення карти пам'яті; 14.- слот для встановлення карти пам'яті; 15.- роз'єм інтерфейсу; 16.- роз'єм вихідного відеосигналу; 17.- вимикач живлення; 18.- роз'єм підключення мережевого блоку живлення; 19.- роз'єм підключення кабелю РК-дисплея.

та елементів обладнання, що супроводжуються додатковим виділенням тепла, а отже появою місць з температурами, аномальними для даної одиниці обладнання

Із приладів, які виготовлені в Україні, сприймають ІЧ-випромінювання для задач визначення теплового стану об'єктів та доступні для потреб енергетики, слід відмітити тепловізори виробництва фірми «КРІОНІК» (м. Харків). У порівнянні із іншими приладами аналогічного призначення останні модифікації даних тепловізорів («Крионик – 2М»), хоча і потребують охолодження детектора, проте мають характеристики (функціональні можливості, чутливість, оптичні характеристики), що практично не поступаються закордонним зразкам такої апаратури професійного призначення, а вартість їх значно нижча.

***Основними технічними параметрами ІЧ-приладів є такі:***

- спектральний діапазон;
- діапазон температур, що вимірюються;
- межа температурної чутливості – найменша різниця температур, що розрізняється (тільки для тепловізорів);
- інструментальна похибка вимірювання температури;
- поле зору;
- миттєве поле зору;
- щільна характеристика;
- швидкість роботи.

Відповідно до цього слід навести деякі вимоги до названих приладів, які повинні забезпечити надійне і якісне обстеження об'єктів тепловізійного контролю.

**Мінімальні технічні вимоги до тепловізорів для об'єктів електроенергетики:**

<b>спектральний діапазон.....</b>	<b>:</b>	бажано довгохвильовий (8-12 мкм)
<b>діапазон температур вимірювань.....</b>	<b>:</b>	не гірше 0-200°C
<b>межа температурної чутливості.....</b>	<b>:</b>	не гірше 0,1°C при температурі 25-30°C
<b>інструментальна похибка вимірювань.</b>	<b>:</b>	не гірше 2%
<b>поле (кут) зору.....</b>	<b>:</b>	змінна оптика: від 7-10 до 40 кутових градусів
<b>миттєве поле зору.....</b>	<b>:</b>	не менше 1,5-2 мрад
<b>швидкість роботи.....</b>	<b>:</b>	не менше 50 кадрів за секунду
<b>живлення.....</b>	<b>:</b>	автономне, що дозволяє працювати не менше 2-3 год. від одного комплекту акумуляторів

**запам'ятовування термограм та робота з ними.....**

: запам'ятовування на електронному носії не менше 100-200 термограм, наявність програмного забезпечення для обробки та друку термограм

**умови експлуатації.....**

: Температура довкілля від -10 до +50°C, вібрація - до 1g, удари і поштовхи - до 15g

**маса.....**

: якомога менша, що дозволяє продовж тривалого часу тримати тепловізор однією рукою

**інші параметри і можливості, наявність яких є бажаною.....**

: детектор без охолодження, відсутність механічного сканування, наявність виносного монітора, можливість запису мовних коментарів та зображення в зоровій частині спектру, наявність сонячного та атмосферного фільтрів, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля.

#### **Мінімальні технічні вимоги до пірометрів для об'єктів електроенергетики:**

**спектральний діапазон.....**

: Бажано довгохвильовий (8-12 мкм)

**діапазон вимірюваних температур.....**

: не гірше 0-200°C

**межа температурної чутливості.....**

: не гірше 0,5-1°C

**інструментальна похибка вимірювання температури.....**

: не гірше 1-2°C

**поле зору (показник візування).....**

: не нижче 1:60- для електроустановок 0,4-20 кВ та не нижче 1:120- для електроустановок 35-110 кВ

**швидкість дії.....**

: менше 2 секунд на одне вимірювання

**живлення**

: автономне, що дозволяє працювати від одного комплекту акумуляторів не менше 2-3 годин

**умови експлуатації.....**

: температура довкілля від -10 до +50°C, вібрація - до 1g, удари і поштовхи - до 15g

**маса.....**

: якомога менша, що дозволяє тривалий час утримувати пірометр однією рукою

**інші параметри і можливості, наявність яких є бажаною.....**

встановлення коефіцієнта випромінювання, наявність лазерного цілевказівника, цифрова індикація вимірюваних температур, фіксація вимірюваної температури, працездатність в умовах впливу електромагнітного поля

***Умови і особливості застосування тепловізорів і пірометрів для контролю за технічним станом електрообладнання:***

1) За наявності таких незаперечних переваг пірометра, як відносна дешевизна (пірометр коштує на порядок менше від тепловізора) і нескладність проведення вимірювань температури, у нього, як мінімум, є два суттєвих недоліки :

- неможливість прямої візуалізації пірометром температурного поля контрольованого об'єкта, що значно звужує можливості діагностування, зокрема, пряме визначення температурних градієнтів (можливо визначити тільки одну температуру для окремої точки чи окремої зони);
- значна похибка вимірювань температури, пов'язана з достатньо великим кутом (полем) зору пірометрів через нескладність оптики, яка застосовується в даних приладах. Через це вимірюється середня температура в зоні , що потрапляє в поле зору пірометра, тобто, якщо в полі зору пірометра буде знаходитись не тільки контрольована ділянка об'єкта, а і інші ділянки чи взагалі сторонні предмети або ділянки оточуючого простору, то похибка вимірювань температури може бути достатньо великою. Так, у випадку вимірювання температури малих за розмірами об'єктів із значних по відношенню до них відстаней (залежно від кутів зору пірометрів вони можуть коливатись від одиниць сантиметрів до десятків метрів) похибка вимірювання температури може становити десятки відсотків.

2) Використання пірометрів можливо рекомендувати для вимірювання температур відносно невеликих об'єктів (розміром більше 1,5-2 см) із невеликих відстаней для випадків, коли не вимагається висока точність вимірювань і візуалізації температурного поля. Стосовно діагностики вказане застосування виправдане для грубої оцінки електрообладнання і контактів та контактних з'єднань в електроустановках до 1000 В.

Для проведення діагностики в електроустановках вище 1000 В особливо на відкритих розподільчих пристроях, де відстані до об'єктів діагностування складають одиниці та десятки метрів, виправданим є використання тільки тепловізорів, незважаючи на їх більш високу вартість.

## Лекція 18

### 6.3. Використання тепловізійного контролю для визначення технічного стану електрообладнання

#### 6.3.1. Тепловізійний контроль контактів і контактних з'єднань із використанням значень перевищення температури та надлишкової температури

Приклади термограм дефектів контактних з'єднань наведені на рис. 6.4.

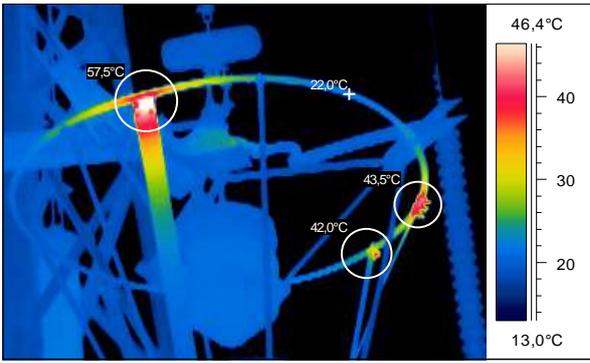
Граничні (допустимі) значення температури нагріву та її перевищення наводяться в спеціальних нормативних документах у вигляді таблиць для випадків, коли робочі струми навантаження, що протікають через обладнання і струмопровідні з'єднання ( $I_{роб.}$ ), дорівнюють номінальним їх значенням ( $I_{ном.}$ ). Оскільки, як правило, реальні робочі навантаження відрізняються від номінальних, то використання даних таблиць можливе тільки після перерахунку температур, отриманих під час вимірювань, до значень, що були б отримані за умов протікання через струмопровідні з'єднання номінальних струмів. Проте, для зменшення похибок вказаного перерахунку, нормованими в таблицях значеннями допустимої температури нагріву і перевищення температури слід користуватись у випадках, коли при обстеженні робочі струми навантаження знаходяться в межах від 0,6 до 1,0 номінального значення струму для даного обладнання (значення  $I_{роб.}$  від  $0,6 I_{ном.}$  до  $I_{ном.}$ ).

Значення температур поверхні будь-якого тіла обумовлюється не тільки джерелом нагріву, але і температурою довкілля. Тому для більш достовірної оцінки теплового стану слід користуватись даними перевищення температур.

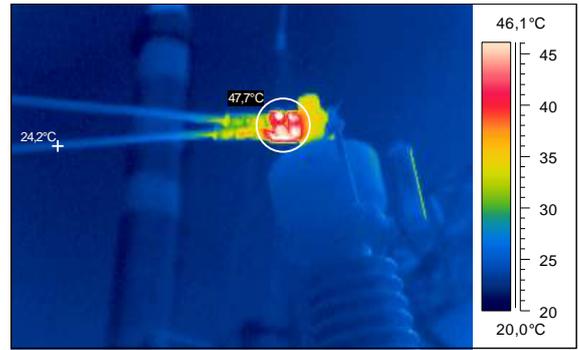
Таким чином, якщо струм був менше номінального, але не менше  $0,6 I_{ном.}$ , тоді значення **перевищення температури**, отримане при робочому струмі, слід перерахувати на номінальний струм за формулою

$$\frac{\Delta T_{ном}}{\Delta T_{роб}} = \left( \frac{I_{ном}}{I_{роб}} \right)^2, \quad (1)$$

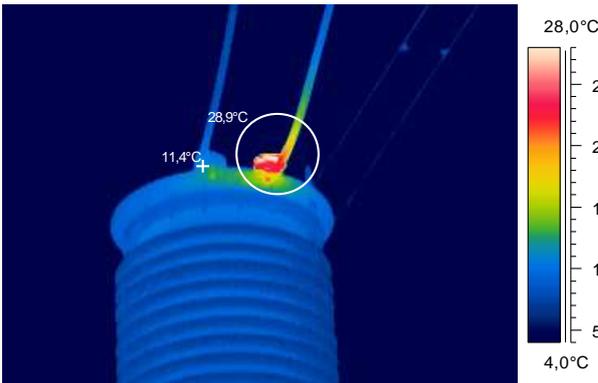
де  $\Delta T_{ном}$  - перевищення температури при  $I_{ном}$ ;  $\Delta T_{роб}$  - те саме, але при  $I_{роб}$ .



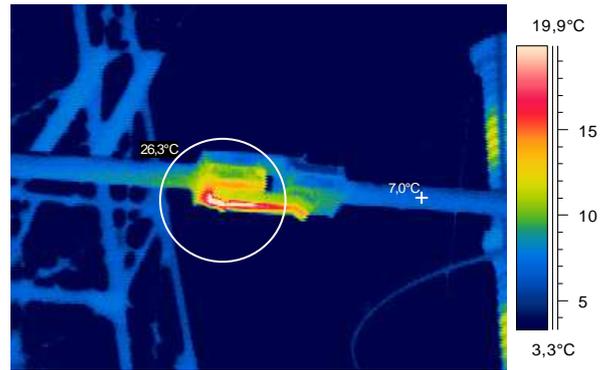
а) дефект зварного з'єднання нерухомого контакту підвісного роз'єднувача 330 кВ



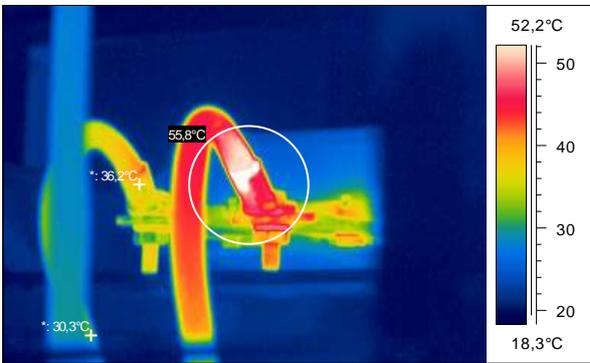
б) дефект болтового з'єднання апаратного затискача трансформаторного уводу 110 кВ



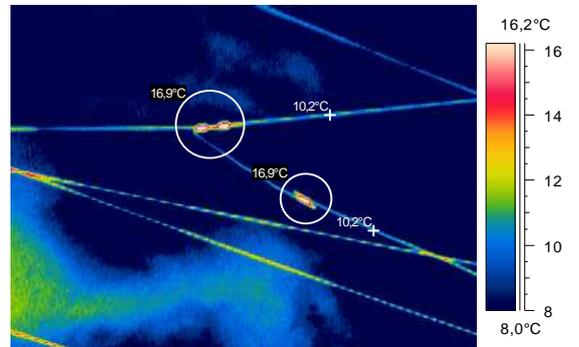
в) дефект болтового контактної з'єднання конденсатора зв'язку з шинами ВРУ 330 кВ



г) дефект контактів ножів роз'єднувача 330 кВ



д) дефект запресованого приєднання наконечника кабеля 0,4 кВ



е) дефект запресованого з'єднання проводів повітряної лінії 110 кВ

Рис. 6.4 Термограми дефектів контактних з'єднань

Після перерахунку отримані значення  $\Delta T_{\text{ном}}$  порівнюють з табличними. Для обладнання, що не має дефектів отримані значення не повинні перевищувати значень, вказаних в таблицях

При струмах навантаження менших за  $0,6 I_{\text{ном}}$  оцінювання стану контактних з'єднань виконується за допомогою *надлишкової температури*, а за нормоване значення приймається таке, що перераховано до  $0,5 I_{\text{ном}}$ . Для перерахунків застосовується формула:

$$\frac{\delta T_{0,5}}{\delta T_{\text{роб}}} = \left( \frac{0,5 I_{\text{ном}}}{I_{\text{роб}}} \right)^2, \quad (2)$$

де  $\delta T_{0,5}$  - надлишкова температури при  $0,5 I_{\text{ном}}$ ;  $\delta T_{\text{роб}}$  - те саме, але при  $I_{\text{роб}}$

У відповідності з отриманими значеннями  $\delta T_{0,5}$  розрізняють наступні зони за ступенями несправностей:

а) *початкова ступінь несправності* – відповідає значенням  $\delta T_{0,5} = 5-10^{\circ}\text{C}$ . Така несправність потребує усунення у процесі запланованого за графіком ремонту;

б) *дефект, що розвинувся* – відповідає значенням  $\delta T_{0,5} = 10-30^{\circ}\text{C}$ . Такий дефект потребує усунення при найближчому виведенні обладнання в ремонт;

в) *аварійний дефект* – відповідає значенням  $\delta T_{0,5}$  *більше*  $30^{\circ}\text{C}$ . Такий дефект потребує негайного усунення.

В галузі електроенергетики визначення теплового стану електрообладнання і струмопровідних частин, що знаходяться в експлуатації виконується згідно з нормативним документом «СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007 Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки».

Відповідно до нього, вказаними в п.6.3.1 критеріями слід користуватись під час оцінки теплового стану контактів і болтових з'єднань струмопровідних частин електрообладнання.

### **6.3.2. Тепловізійний контроль струмопровідних частин (шини, проводи тощо) електрообладнання із використанням коефіцієнта дефектності**

Для випадків оцінки теплового стану струмопровідних частин розрізняють наступні ступені несправності, виходячи з наведених нижче значень *коефіцієнта дефектності*:

*Не більше 1,2 - початкова ступінь несправності*, яку слід тримати під контролем.

**Від 1,2 до 1.5 - дефект, що розвинувся.** Дефект потребує усунення при найближчому виведенні обладнання в ремонт.

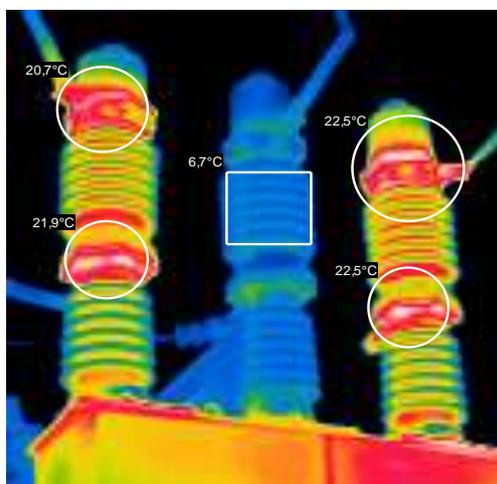
**Більше 1,5 - аварійний дефект.** Дефект потребує негайного усунення.

Відповідно до нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007, вказаними в п.6.3.2 критеріями слід користуватись під час визначення теплового стану зварних та опресованих з'єднань струмопровідних частин електрообладнання.

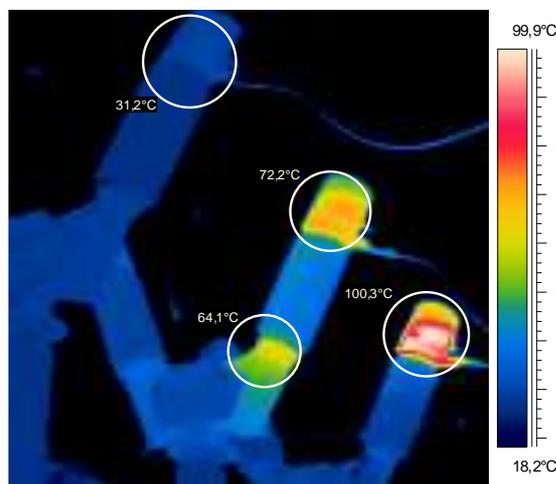
### 6.3.3. Тепловізійний контроль електрообладнання

На відміну від випадків контролю за технічним станом контактів і контактних з'єднань електрообладнання і його струмопровідних частин, тепловізійний контроль самого електрообладнання (трансформатори, уводи, вимикачі, генератори і т. ін..) відрізняється більшою складністю та різноманітністю інформації, що отримується під час такого контролю (приклади термограм дефектів електрообладнання наведені на рис. 6.5).

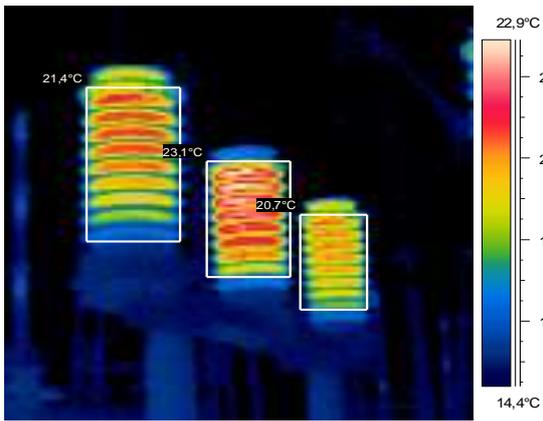
У випадках контролю технічного стану електрообладнання на підставі обстежень за допомогою засобів інфрачервоної техніки необхідно зважати на можливі похибки, які виникають від дії багатьох специфічних параметрів впливу на результати даного методу контролю. Тому рішення за даними такого обстеження слід приймати з урахуванням динаміки зміни теплового стану конкретної одиниці обладнання, порівняння її теплових зображень (термограм) із аналогічними для інших таких самих одиниць.



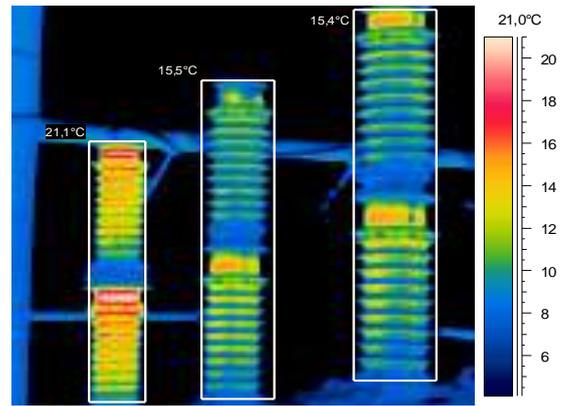
а) підвищені нагриви камер крайніх фаз вимикача типу ВМК-35



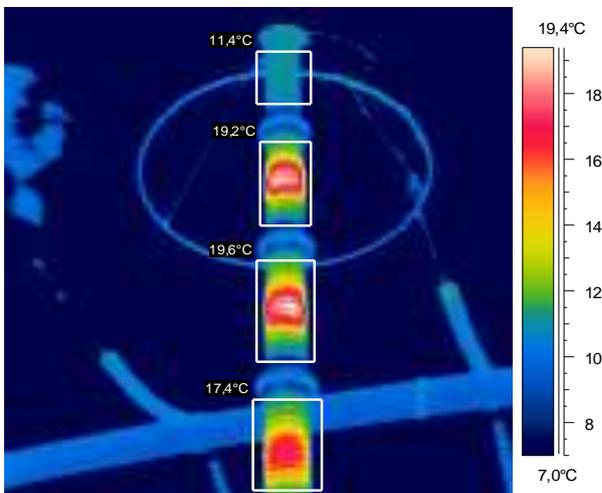
б) нагрів елементів модулів вимикача ММО-110 через наявність дефектів внутрішньої контактної системи



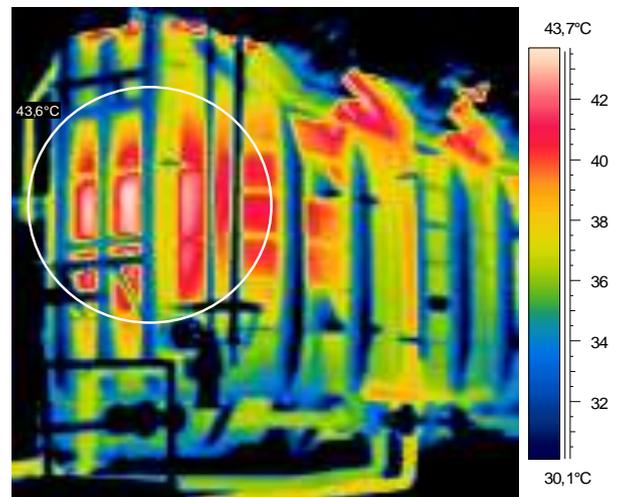
в) підвищений нагрів середньої фази трансформатора напруги типу НКФ-110 через зволоження та забруднення внутрішньої ізоляції



г) підвищений нагрів лівої фази трансформатора напруги типу НКФ-220 через наявність підвищених втрат неробочого ходу



д) зволоження верхнього елемента вентиляного розрядника РВМГ-220



е) місцевий нагрів на стінці бака трансформатора типу ТДЦГ-125000/220 спричинений витісненням на неї магнітного потоку розсіювання

Рис. 6.5 Термограми внутрішніх дефектів електрообладнання

Необхідно також враховувати фактори, які могли вплинути на теплове зображення, отримане за допомогою засобів тепловізійного контролю, і спричинити вимірювання температур із значними похибками. Наприклад, стан поверхні, якість фарбування та характеристики самої фарби, погодні умови, кути і відстані спостереження і багато інших відносяться до факторів, нехтування якими призведе до отримання недостовірних термограм, а у подальшому - до помилок в інтерпретації інформації тепловізійного контролю: або віднесення обладнання з дефектом до категорії справного, що загрожує надійності роботи мережі, або відбракування обладнання без дефекту, що, в свою чергу, призведе до невиправданих ремонтних витрат.

Відповідно до нормативного документу СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007, визначення теплового стану електрообладнання виконується на підставі обробки результатів тепловізійного контролю, яка передбачає для кожного з об'єктів даного контролю:

- аналіз розподілення температур по висоті об'єкта;
- виявлення для об'єкта зон підвищеного нагріву;
- порівняння отриманих для цього об'єкта температур з температурами аналогічних вузлів чи зон подібного за видом і типом обладнання, що працює в тих самих або подібних експлуатаційних умовах.

В названому документі для кожного виду обладнання, крім вказівок стосовно правил проведення тепловізійного обстеження, наведені також значення температур, з якими слід порівнювати результати таких обстежень, у т.ч. після їх належної обробки.

