УДК 621.314.212:543.544.3

АНАЛІТИЧНИЙ МЕТОД РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТУ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ

ШУТЕНКО О.В. канд. техн. наук, доцент, доцент кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна, e-mail: o.v.shutenko@gmail.com;

КУЛИК О.С. аспірант кафедри передачі електричної енергії Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», Харків, Україна, e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua;

Мета роботи. *Розробка методу розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених у маслі газів.*

Методи дослідження. *Аналіз значень відношень газів в маслонаповненому обладнанні з дефектами різного типу, синтез методу для розпізнавання типу дефектів.*

Отримані результати. *Наведено опис аналітичного методу для розпізнавання типу дефектів маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених у маслі газів. Для розпізнавання типу дефекту використовуються значення трьох відношень – CH_4/H_2, C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4. Використання цих відношень дозволяє розпізнавати 40 дефектів різного типу та їх комбінацій. Даним дефектам відповідають 25 різних діапазонів значень відношень газів, отримані в результаті досліджень вмісту газів для 3715 одиниць маслонаповненого обладнання Визначення типу дефекту відбувається шляхом аналізу отриманих значень відношень газів і їх класифікації відповідно до діапазонів значень відношень газів кожного із дефектів. У випадку, коли отримані значення відношень відповідають одразу кільком типам дефектів в одному діапазоні значень, для уточнення типу дефекту використовуються характерні номограми дефектів та рекомендації відповідно до положень методу ключового газу. Виконано порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням розробленого методу та деяких відомих методів інтерпретації результатів аналізу розчинених у маслі газів.*

Наукова новизна. *Запропоновано аналітичний метод для розпізнавання типу дефектів маслонаповненого обладнання електричних мереж за результатами аналізу розчинених у маслі газів. Даний метод відрізняється від існуючих тим, що при використанні трьох відомих відношень газів він дозволяє розпізнавати більшу кількість дефектів різного типу (40), в тому числі й тих, для яких відомі методи не дозволяють встановити діагноз. Такий результат забезпечується використанням 25 діапазонів значень відношень газів, отриманих за результатами досліджень вмісту газів для 3715 одиниць маслонаповненого обладнання.*

Практична цінність. *Використання розробленого методу для розпізнавання типу дефектів маслонаповненого обладнання електричних мереж дозволяє підвищити достовірність розпізнавання дефектів за результатами аналізу розчинених у маслі газів. Своєю чергою це дозволяє підвищити експлуатаційну надійність електроенергетичного обладнання та подовжити термін експлуатації цього обладнання.*

Ключові слова: діагностика обладнання; аналіз розчинених у маслі газів (АРГ); аналітичний метод; розпізнавання типу дефекту; відношення газів; аналіз достовірності розпізнавання.

I. ВСТУП

Своєчасне виявлення і розпізнавання дефектів в обладнанні електричних мереж дає змогу не тільки запобігти аварійному пошкодженню устаткування, а й забезпечити надійне постачання споживачів електричною енергією. Одним із методів неруйнівної діагностики стану маслонаповненого обладнання електричних мереж є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ). Цей метод дає змогу виявляти дефекти обладнання, що розвиваються, на ранній стадії, що є його безумовною перевагою. У процесі інтерпретації результатів АРГ принципово важливо не тільки своєчасно виявити наявність дефекту, що розвивається, а й оцінити його тип, швидкість розвитку і ступінь його небезпеки для обладнання. Фактично рішення про можливість подальшої експлуатації обладнання ухвалюється на основі цих висновків. У зв'язку з цим забезпечення високого рівня достовірності розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ є актуальним завданням, розв'язанню якого і присвячена ця стаття.

II. АНАЛІЗ ДОСЛІДЖЕНЬ І ПУБЛІКАЦІЙ

На сьогодні розроблено досить велику кількість методів розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ [1]-[14]. При цьому різні методи використовують різні діагностичні критерії для розпізнавання дефекту. Найбільш використовуваними діагностичними критеріями є відношення газів [1]-[7], значення відсоткового вмісту газів [9]-[14], а також номограми дефектів

©Шутенко О.О., Кулик О.С., 2023
DOI 10.15588/1607-6761-2023-2-5

[7], [8]. При цьому найчастіше більшість діагностичних методів дає змогу розпізнавати однаковий спектр дефектів, регламентований IEC 60599 [1]. Цими дефектами є часткові розряди (ЧР), розряди низької та великої енергії (Р1 та Р2 відповідно), а також нагрівання в діапазонах температур <300°C (Т1), 300-700°C (Т2) і >700°C (Т3). Однак використання норм і критеріїв регламентованих стандартом IEC 60599 не завжди дає змогу розпізнати тип дефекту. Зокрема цей стандарт не дає змоги поставити діагноз для обладнання за результатами АРГ, якого отримано такі діапазони значень відношень газів: $0,1<CH_4/H_2<1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ і $C_2H_2/C_2H_4<1$; $0,1<CH_4/H_2<1$, $C_2H_4/C_2H_6>1$ і $C_2H_2/C_2H_4<0.6$; $0,1<CH_4/H_2<1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$. Крім того, в цьому методі не регламентовані значення відношень газів для комбінованих дефектів (нагрівань, які супроводжуються розрядами, або розрядів, що супроводжуються нагріваннями). Нині великого поширення набули вдосконалені методи розпізнавання. Найпоширенішим є вдосконалення вже наявних методів розпізнавання з використанням різних методів машинного навчання (наприклад, нечітка логіка [15], машина екстремального навчання [16], метод опорних векторів [17], адаптивна мережева система нечіткого логічного висновку [18] тощо). Такий підхід дає змогу значною мірою поліпшити достовірність розпізнавання дефектів. Однак актуальним залишається питання розпізнавання дефектів комбінованого типу та випадків, коли той чи інший метод не дає змоги встановити дефект. Для розв'язання цієї задачі в статті запропоновано новий метод розпізнавання.

III. МЕТА РОБОТИ

Розробка нового методу розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених у маслі газів.

IV. ЗАГАЛЬНА ПРОЦЕДУРА МЕТОДУ

Пропонований метод призначений для розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених у маслі газів. Даний метод використовується, у разі якщо значення концентрацій газів та/або значення швидкостей наростання газів перевищують граничні (типові) значення, які встановлені чинними міжнародними або національними стандартами.

За аналогією з національним стандартом України [1] та міжнародним IEC 60599 [2], а також методами Дорненбурга [3], Роджерса [4] та MSS [5] пропонований метод є аналітичним. Як і в [1], [2] у пропонованому методі для визначення типу дефекту використовуються значення відношень газів CH_4/H_2, C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4. Відмінною особливістю пропонованого методу від більшості чинних стандартів і методів є не тільки можливість розпізнавання електричних розрядів і локальних нагрівань, а й їх комбінацій із виділенням основного та супутнього дефектів. Для визначення меж областей дефектів було використано результати АРГ для 3715 одиниць маслонаповненого обладнання, в якому було виявлено дефекти різного типу. Однак, проведений аналіз показав, що деякі різні типи дефектів мають близькі значення відношень характерних газів. У цьому разі, якщо одному діапазону відношень газів відповідають кілька можливих типів дефекту, для уточнення характеру прогнозованого пошкодження наведено характерні номограми дефектів, а також рекомендації, що ґрунтуються на положеннях методу ключового газу. Номограми дефектів будуються в такій послідовності: спочатку в аналізованій пробі масла визначають газ (гази), що має максимальне значення концентрації. Далі розраховують відношення концентрацій кожного з газів до газу з максимальною концентрацією. Після чого будується номограма дефекту, по осі абсцис розміщують гази строго в такому порядку: H_2, CH_4, C_2H_6, C_2H_4, C_2H_2, а по осі ординат відкладають обчислені відношення для кожного з цих газів. Отримані точки з'єднують лінією. Порівнюють отриманий графік з еталонними номограмами і вибирають той, де досягається максимальний збіг. Ця номограма і визначає тип дефекту.

Для підвищення достовірності розпізнавання, значення відношень газів рекомендується визначати, якщо значення концентрацій газів, що становлять це відношення, або хоча б одного з газів перевищують такі значення: H_2=50 мкл/л, $CH_4=C_2H_4=C_2H_6$=15 мкл/л та C_2H_2=3 мкл/л [1]. У разі якщо концентрації C_2H_2 не перевищують межі виявлення хроматографом, для візуалізації локації точки, що відображає діагностований об'єкт, значення відношення C_2H_2/C_2H_4 можна прийняти рівним 0,0001.

V. РОЗПІЗНАВАННЯ ЧАСТКОВИХ РОЗРЯДІВ І ЇХ КОМБІНАЦІЙ З ІНШИМИ ДЕФЕКТАМИ

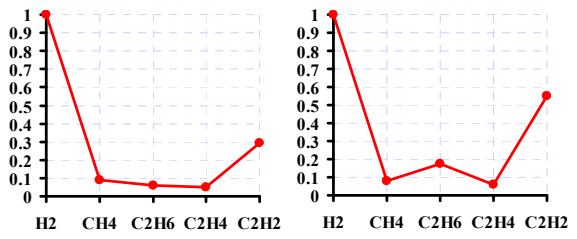
Для розпізнавання часткових розрядів і їх комбінацій з іншими дефектами запропоновано діапазони значень відношень газів, наведені у табл. 1. Цю таблицю використовують у тому разі, якщо значення відношення $CH_4/H_2<0,1$. Тип дефекту визначається за значеннями відношень C_2H_4/C_2H_6 та C_2H_2/C_2H_4. Залежно від отриманих значень відношень було виділено 9 різних діапазонів значень відношень газів, які дають змогу розпізнати 10 різних комбінацій ЧР.

Область, характерна для ЧР з низькою щільністю енергії (НЕЧР), обмежена значеннями відношень $C_2H_4/C_2H_6<0.2$ і $C_2H_2/C_2H_4<1$. Такі ж діапазони значень відношень газів можуть мати місце і для нагрівань з температурою 150-300ºC, які супроводжуються ЧР (Т1+ЧР). Але для таких дефектів газом із максимальним вмістом є C_2H_6, тому їх досить легко відрізнити від НЕЧР, для яких газом із максимальним вмістом є H_2.

Таблиця 1. Визначення типу дефекту за допомогою пропонованого методу при CH_4/H_2<0,1

Тип дефекту	Значення відношень газів		
	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4
ЧР з низькою щільністю енергії (НЕЧР)	<0,1	<0,2	<1
ЧР, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (ЧР+Т1)		0,2-1	
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C, що супроводжуються ЧР (Т1+ЧР)		<1	
ЧР , що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 300-700°C (ЧР+Т2)		1-4	
Нагрівання в діапазонах температур >700°C, що супроводжуються ЧР (ЧР+Т3)		1-4	
ЧР, що супроводжуються іскровими розрядами (ЧР+Іскріння)		>1	
Критичні ЧР		<1	>1
Критичні ЧР, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (Критичні ЧР+Т1)			
ЧР, що супроводжуються або переходять у розряди з низькою щільністю енергії (ЧР+Р1)		1-2	
ЧР, що супроводжуються або переходять у розряди з високою щільністю енергії (ЧР+Р1)		>2	

Критичним частковим розрядам, тобто частковим розрядам, які залишають сліди, або призводять до пробою ізоляції, відповідає область, що обмежена значеннями відношень C_2H_4/C_2H_6<1 та C_2H_2/C_2H_4>1. Такі ж значення відношень газів характерні і для критичних ЧР, які супроводжуються низькотемпературним нагріванням (Критичні ЧР+Т1). Розрізнити ці дефекти можна з використанням відношення C_2H_6/CH_4, для критичних ЧР значення відношення C_2H_6/CH_4<1, а для критичних ЧР+Т1 – C_2H_6/CH_4>1. Також розрізнити ці дефекти можна з використанням номограм дефектів, які наведено на рис. 1.



а *б*

Рисунок 1. Номограми, що відповідають критичним ЧР (*а*) і критичним частковим розрядам, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 150-300°C (*б*)

Суттєвою відмінністю пропонованого методу від більшості існуючих аналогів є можливість розпізнавання комбінацій ЧР з іншими дефектами. Зокрема для розпізнавання ЧР, які супроводжуються нагріванням, виділено області, що відповідають ЧР з нагріванням у діапазоні температур 150-300ºC (газом із максимальним вмістом є H_2), нагріванням у діапазоні температур 150-300ºC, що супроводжуються ЧР (газом із максимальним вмістом є C_2H_6), та ЧР, які супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC. Межі областей ЧР+Т1 та Т1+ЧР обмежені значеннями відношень 0.2<C_2H_4/C_2H_6<1 і C_2H_2/C_2H_4<1, а межі області ЧР+Т2 – 1<$C_2H4/C2H_6$<4 і C_2H_2/C_2H_4<1. Характерні номограми для таких дефектів наведені на рис. 2.

Якщо для комбінацій ЧР з термічними дефектами в деяких методиках, наприклад у [5], регламентовані значення відношень газів, то для ЧР, які супроводжуються або переходять у розряди з більшою щільністю енергії, значення відношень газів не регламентовані в жодному зі стандартів чи методик. Як видно із табл. 1, для розпізнавання таких дефектів виділено 3 області. Область ЧР+Р1 відповідає ЧР, які супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії. Ця область обмежена значеннями відношень 1<C_2H_4/C_2H_6<2 і C_2H_2/C_2H_4>1. Область ЧР+Р2 відповідає ЧР, які супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії. Для цієї області характерні значення відношень C_2H_4/C_2H_6>2 і C_2H_2/C_2H_4>1. Область ЧР+Іскріння призначена для розпізнавання ЧР, які супроводжуються іскровими розрядами.

Для таких дефектів значення відношень C_2H_4/C_2H_6>1 і C_2H_2/C_2H_4<1. Якщо значення відношення 1<C_2H_4/C_2H_6<4, можливе потрапляння значень, що відповідають ЧР, які супроводжуються іскрінням, у область ЧР, що супроводжуються нагріванням із

температурою 300-700°С. Для уточнення типу дефекту, в разі відповідності значень відношень газів для діагностованого обладнання об'єднаній області ЧР+Іскріння та ЧР+Т2, можна використовувати номограми, наведені на рис. 3.

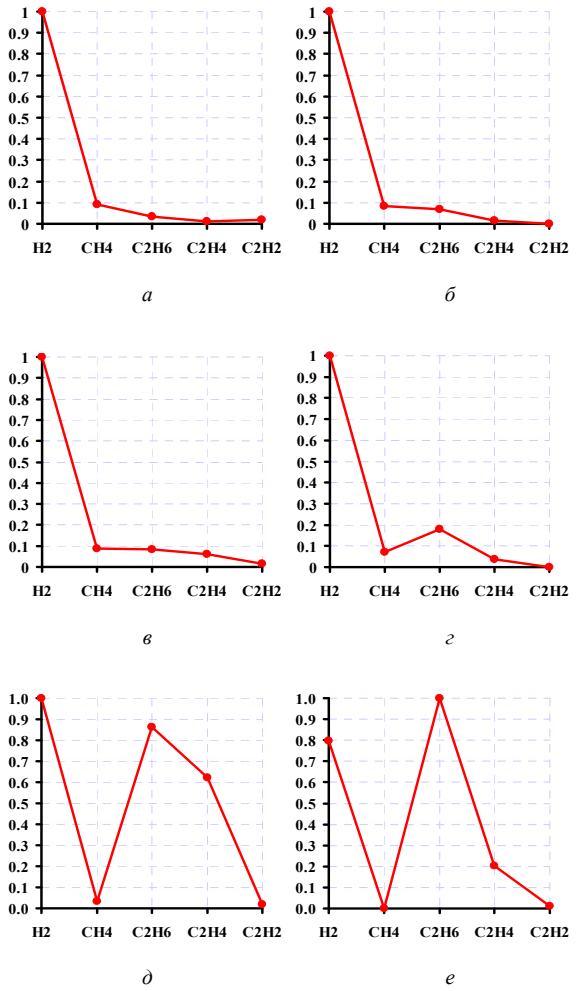


Рисунок 2. Номограми, що відповідають ЧР, які супроводжуються нагріванням з температурою 150-300°С (*а-д*), і нагріванням у діапазоні температур 150-300ºС, що супроводжуються ЧР (*е*)

Із табл. 1 видно, що область зі значеннями відношень C_2H_4/C_2H_6>4 і C_2H_2/C_2H_4<1 відповідає ЧР, що супроводжуються іскровими розрядами, а також нагріванням із температурою вище 700°С, які супроводжуються ЧР. У цьому разі для уточнення типу дефекту достатньо визначити газ із максимальним вмістом – для ЧР, що супроводжуються іскровими розрядами, максимальний вміст має H_2, а для нагрівань із температурою понад 700°С, що супроводжуються ЧР, газом із максимальним вмістом є C_2H_4. Теоретично в дану область можуть потрапляти значення, характерні для ЧР, що супроводжуються нагріваннями з температурою вище 700°С. Проте в розпорядженні авторів відсутні результати АРГ, які б були отримані із маслонаповненого обладнання з такими дефектами.

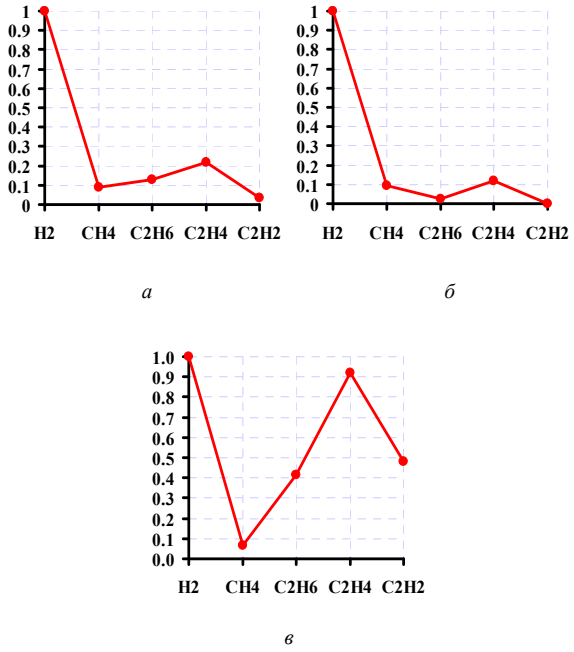


Рисунок 3. Номограми, що відповідають ЧР, які супроводжуються нагріванням з температурою 300-700°С (*а*) і ЧР, які супроводжуються іскровими розрядами (*б* і *в*)

VI. РОЗПІЗНАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ РОЗРЯДІВ І ЇХ КОМБІНАЦІЙ З ТЕРМІЧНИМИ ДЕФЕКТАМИ

Для розпізнавання електричних розрядів та їх комбінацій із термічними дефектами запропоновано діапазони значень відношень газів, наведені у табл. 2. Цю таблицю використовують у тому разі, якщо значення відношення 0,1<CH_4/H_2<1. Тип дефекту визначається за значеннями відношень C_2H_4/C_2H_6 та C_2H_2/C_2H_4. Залежно від отриманих значень відношень було виділено 7 різних діапазонів значень відношень газів, які дають змогу розпізнати 15 різних типів дефектів.

У більшості відомих стандартів і методик з інтерпретації результатів АРГ практично не регламентовані дефекти, для яких значення відношень 0,1 <CH_4/H_2<1, C_2H_4/C_2H_6<1 і C_2H_2/C_2H_4<1. Більш того, у деяких стандартах (наприклад, [1], [4]) такі значення відношень газів відповідають справному стану обладнання за умови, що значення концентрацій і швидкостей наростання газів не перевищують граничних значень. Однак наявні в розпорядженні авторів результати АРГ, отримані в результаті співпраці з енергетичними компаніями України, а також численні результати АРГ, що наводяться у відкритих літературних джерелах, свідчать про наявність дефектів, для яких характерні наведені вище значення відношень газів.

Таблиця 2. Визначення типу дефекту за допомогою пропонованого методу при $0,1<CH_4/H_2<1$

Тип дефекту	Значення відношень газів		
	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4
Часткові розряди (ЧР)	0,1-1	<1	<1
ЧР, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (ЧР+Т1)			
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C, що супроводжуються ЧР (Т1+ЧР)			
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (Т1+Р1)			
Розряди з низькою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (Р1+Т1)			
ЧР, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 300-700°C (ЧР+Т2)		1-4	
Розряди з низькою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 300-700°C (Р1+Т2)			
Нагрівання в діапазонах температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (Т2+Р1)			
Іскрові та повзучі розряди		>1	
Нагрівання в діапазонах температур понад 700°C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії (Т3+Р)		>4	
Розряди з низькою щільністю енергії (Р1)		<2	>1
Розряди з високою щільністю енергії (Р2(C_2H_2))			
Розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (Р2+Т1)		<1	
Нагрівання в діапазонах температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії (Т2+Р2)			
Розряди з високою щільністю енергії, дугові розряди (Р2, дуга)		>2	

Незважаючи на те, що у більшості відомих стандартів і методиках наявність ЧР прогнозується, якщо значення відношення $CH_4/H_2<0,1$, у процесі експлуатації трапляються випадки, коли за наявності ЧР значення цього відношення перевищують 0,1. Номограма, характерна для таких ЧР, наведена на рис. 4 *а*.

Як видно з рисунка, наведена номограма практично збігається з типовою для ЧР номограмою, яка регламентована в [1, 7, 8]. Відмінність наведеної на рис. 4 *а* номограми від регламентованої полягає у вищому вмісті CH_4 по відношенню до H_2. У відкритих літературних джерелах такі дефекти ідентифікуються як або «Коронний розряд у маслі» [19, 20], або «ЧР» [21, 22], або «Розряди з низькою щільністю енергії» [23] і навіть «Низькотемпературне нагрівання» [24, 25]. В обладнанні з відносно низьким вмістом масла (як-от трансформатори струму та напруги, високовольтні маслонаповнені вводи), що заповнене маслом з високим вмістом парафінових фракцій, такі значення відношень газів свідчать про відкладення Х-воску [26]. Виконаний аналіз показав, що такі ЧР було виявлено як у герметичному, так і негерметичному обладнанні. У зв'язку з цим відносно низький вміст H_2 відносно CH_4 не може бути пояснений тільки процесом дифузії H_2 в атмосферу через його низьку розчинність у маслі, що є характерним для негерметичного обладнання. Скоріш за все такі ЧР супроводжуються незначним нагріванням, що і призводить до більш високого вмісту CH_4. ЧР, що супроводжуються низькотемпературним нагріванням (ЧР+Т1), прогнозується для маслонаповненого обладнання, в пробах масла якого спостерігається більш високий вміст CH_4, C_2H_6 і C_2H_4. Найхарактерніші номограми для таких дефектів представлено на рис. 4 *б-к*. Нагрівання у діапазоні температур 150-300°C, що супроводжується ЧР (Т1+ЧР), прогнозується коли в пробі масла газом із максимальним вмістом є C_2H_6, а номограми таких дефектів схожі з номограмою на рис. 4 *к*.

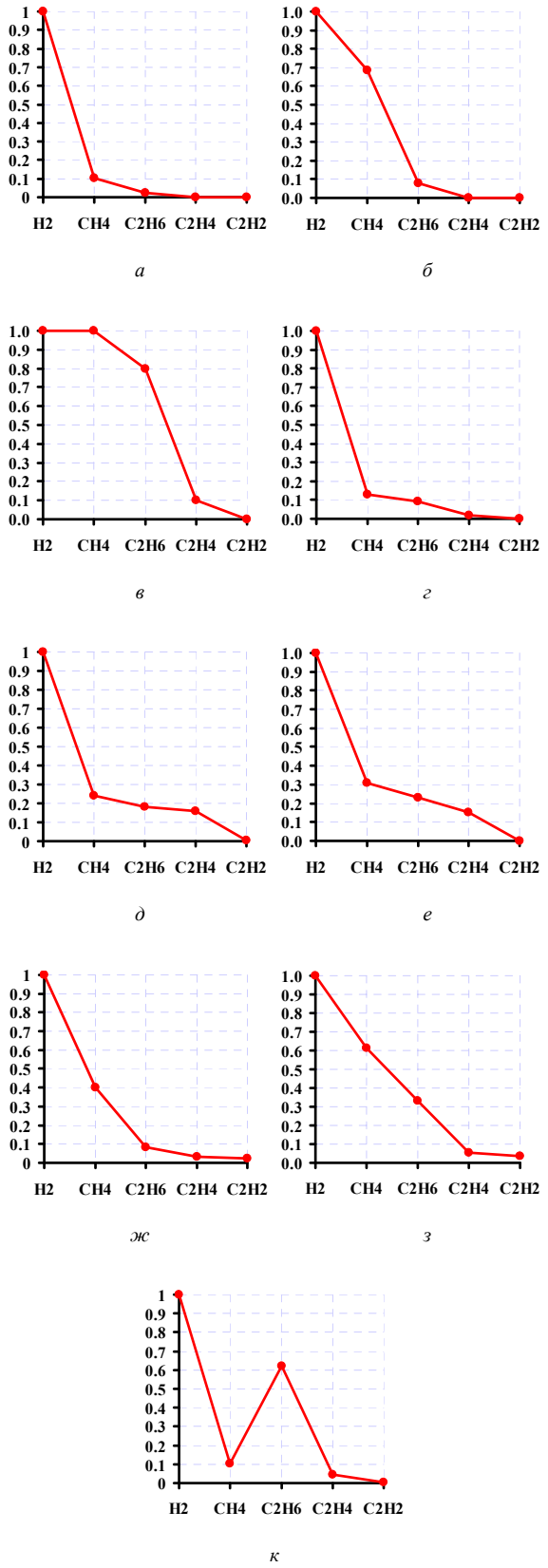


Рисунок 4. Номограми, що відповідають ЧР (*а*) і ЧР, що супроводжуються нагріванням з температурою 150-300°C (*б-к*)

У пробах масла з обладнання з розрядами, що супроводжуються нагріваннями в діапазоні температур 150-300°C (Р1+Т1) має місце більш високий вміст C_2H_2. Для таких дефектів значення відношення C_2H_2/C_2H_4>0,1. Однак такі самі значення відношення C_2H_2/C_2H_4 можуть мати місце і для інших дефектів. У зв'язку з цим для точнішого встановлення діагнозів рекомендується використовувати номограми, наведені на рис. 5 *а-в*. Для розпізнавання нагрівань у діапазоні температур 150-300°C, які супроводжуються розрядами (Т1+Р1) також рекомендується використовувати номограми, наведені на рис. 5 *г* і *д*.

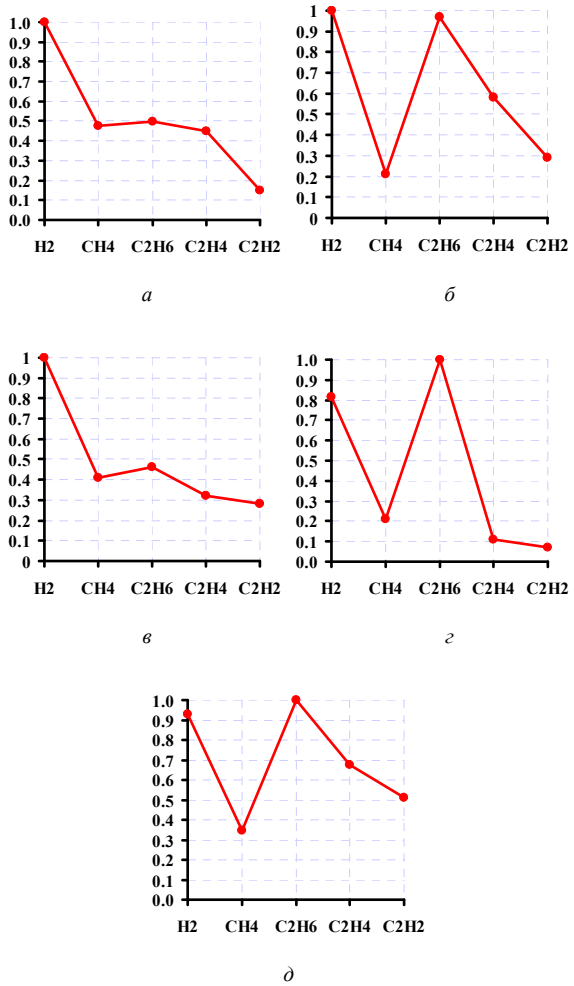


Рисунок 5. Номограми, що відповідають розрядам, які супроводжуються нагріванням з температурою 150-300°C (*а-в*), і нагріванням з температурою 150-300°C, які супроводжуються розрядами (*г* і *д*)

У маслонаповненому обладнанні, для якого значення відношень 0,1<CH_4/H_2<1, 1<C_2H_4/C_2H_6<4 та C_2H_2/C_2H_4<1 можливою є присутність таких дефектів, як ЧР, що супроводжуються нагріванням в діапазоні температур 300-700ºC (ЧР+Т2), розряди, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC (Р1+Т2), нагрівання в діапазоні температур 300-

700ºC, що супроводжуються розрядами (T2+P1), а також іскрові та повзучі розряди. Нагрівання в діапазоні температур 300-700ºC, що супроводжуються розрядами (T2+P1), діагностують, якщо в пробі масла з діагностованого обладнання газом із максимальним вмістом є C_2H_4. Для розпізнавання решти дефектів рекомендується використовувати номограми, наведені на рис. 6.

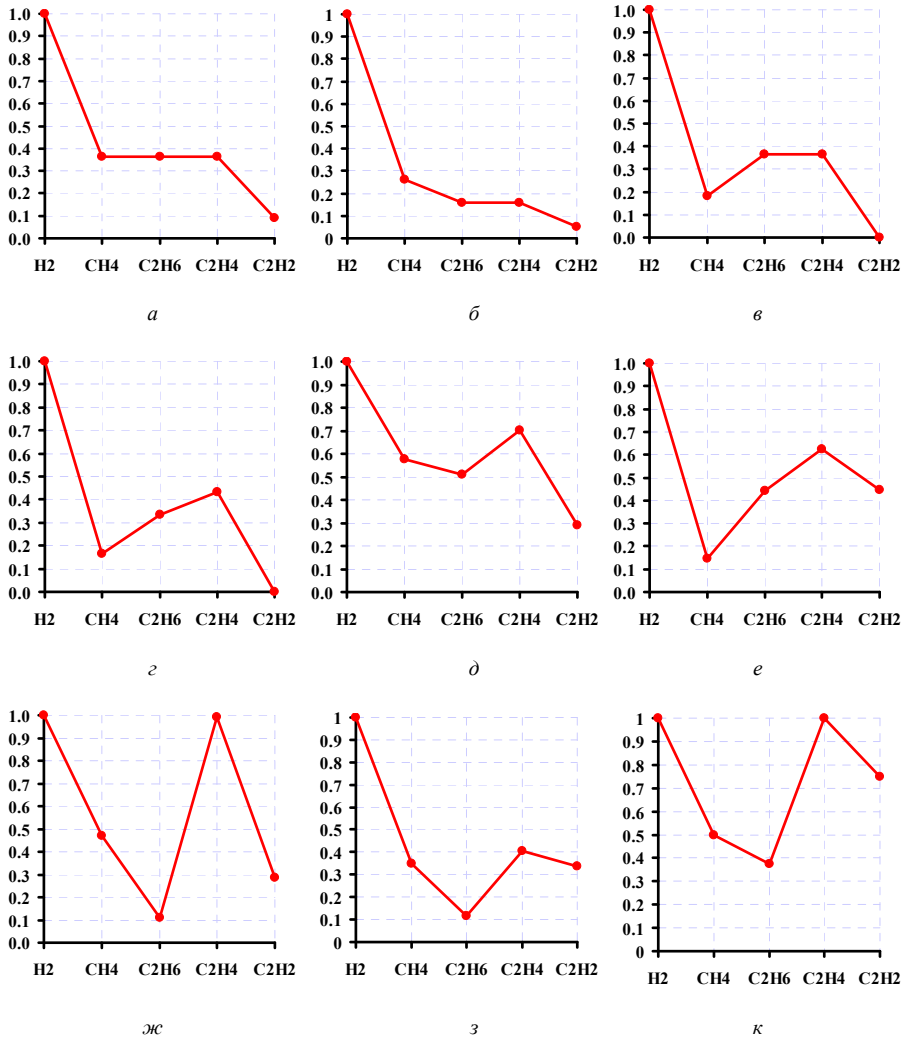


Рисунок 6. Номограми, що відповідають ЧР, які супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC (*а-г*), розрядам, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC (*д* та *е*), а також іскровим і повзучим розрядам (*ж-к*)

Наявність ЧР, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC, прогнозується якщо для діагностованого обладнання значення відношень газів перебувають у наступних діапазонах: $0{,}1<CH_4/H_2<1$, $1<C_2H_4/C_2H_6<4$ та $C_2H_2/C_2H_4<1$, а номограма, побудована за результатами АРГ, збігається з однією з номограм, наведених на рис. 6 *а-г*. Розряди, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 300-700ºC, діагностують у разі потрапляння значень відношень газів в аналізовану область і подібності номограми, побудованої за результатами експлуатаційних випробувань, до однієї з номограм, наведених на рис. 6 *д* та *е*. Крім того, для таких дефектів значення відношення $C_2H_2/C_2H_4>0{,}1$. У чинному в Україні стандарті [1] для розпізнавання іскрових і повзучих розрядів регламентовано такі відношення газів: $0{,}1<CH_4/H_2<1$, $C_2H_4/C_2H_6>5$ і $C_2H_2/C_2H_4<1$. Однак, як показано в [27], у процесі експлуатації іскрові розряди мали місце і за значень відношення $C_2H_4/C_2H_6>1$. У зв'язку з цим іскрові та повзучі розряди прогнозуються як у разі потрапляння точок в аналізований діапазон, так і в діапазон, для якого значення відношення $C_2H_4/C_2H_6>4$, і при цьому експлуатаційна номограма збігається з однією із наведених на рис. 6 *ж-к*.

Області значень відношень $0{,}1<CH_4/H_2<1$, $4<C_2H_4/C_2H_6$ і $C_2H_2/C_2H_4<1$ відповідають два можливих типи дефектів – іскрові та повзучі розряди, а також нагрівання з температурою вище 700ºC, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії

(Т3+Р). Нагрівання з температурою вище 700ºС, яке супроводжується розрядами з різною щільністю енергії, ставиться в разі, якщо в пробі масла з діагностованого обладнання газом з максимальним вмістом є C_2H_4. Дана обставина дає змогу розділити іскрові розряди і Т3+Р за критерієм ключового газу. Однак для уточнення енергії розрядів рекомендується використовувати номограми дефектів, наведені в [28].

Як і в попередніх випадках, у більшості чинних стандартів і методик не регламентовані дефекти, для яких значення відношень газів перебувають у діапазоні значень $0{,}1<CH_4/H_2<1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$. Тобто значення відношень CH_4/H_2 і C_2H_2/C_2H_4 характерні для розрядів з низькою і високою щільністю енергії, а значення відношення C_2H_4/C_2H_6 характерне для низькотемпературного нагрівання і ЧР. Докладний аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів, характерних номограм, а також найхарактерніших дефектів і причин їхньої появи наведено в [29], [30]. Виконаний аналіз отриманих у цих роботах результатів дав змогу виокремити 4 типи дефектів, для яких характерні ці значення відношень газів. Для уточнення типу дефекту рекомендується використовувати характерні номограми дефектів, які наведені на рис. 7.

Розряди з низькою щільністю енергії (Р1) прогнозується в разі потрапляння значень відношень газів в аналізовану область і якщо в пробі масла з діагностованого обладнання газом із максимальним вмістом є H_2, а номограма дефекту має схожість із номограмою, що наведена на рис. 7 *а*. Наявність розрядів із високою щільністю енергії (Р2 (C_2H_2)), діагностується в разі потрапляння значень відношень газів у відповідний діапазон, але водночас у пробі газом із максимальним вмістом є C_2H_2, а номограма дефекту має схожість із номограмою, наведеною на рис. 7 *б*. У цьому випадку має місце очевидне протиріччя між значеннями відношень газів, що вказують на розряди з низькою щільністю енергії, і ключовим газом C_2H_2, максимальний вміст якого характерний для розрядів з високою щільністю енергії. Рішення про наявність розрядів із високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріванням у діапазоні температур 150-300°С (Р2+Т1), ухвалюють у разі потрапляння значень відношень газів у відповідний діапазон та схожістю номограми дефекту з однією із номограм, наведених на рис. 7 *в-е*. І нарешті, наявність нагрівань у діапазоні температур 150-300°С, що супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії (Т1+Р2) діагностується в разі потрапляння значень відношень газів до цієї області, але водночас у пробі газом із максимальним вмістом є C_2H_6, а номограма дефекту має схожість із однією з номограм, наведених на рис. 7 *ж* та *з*.

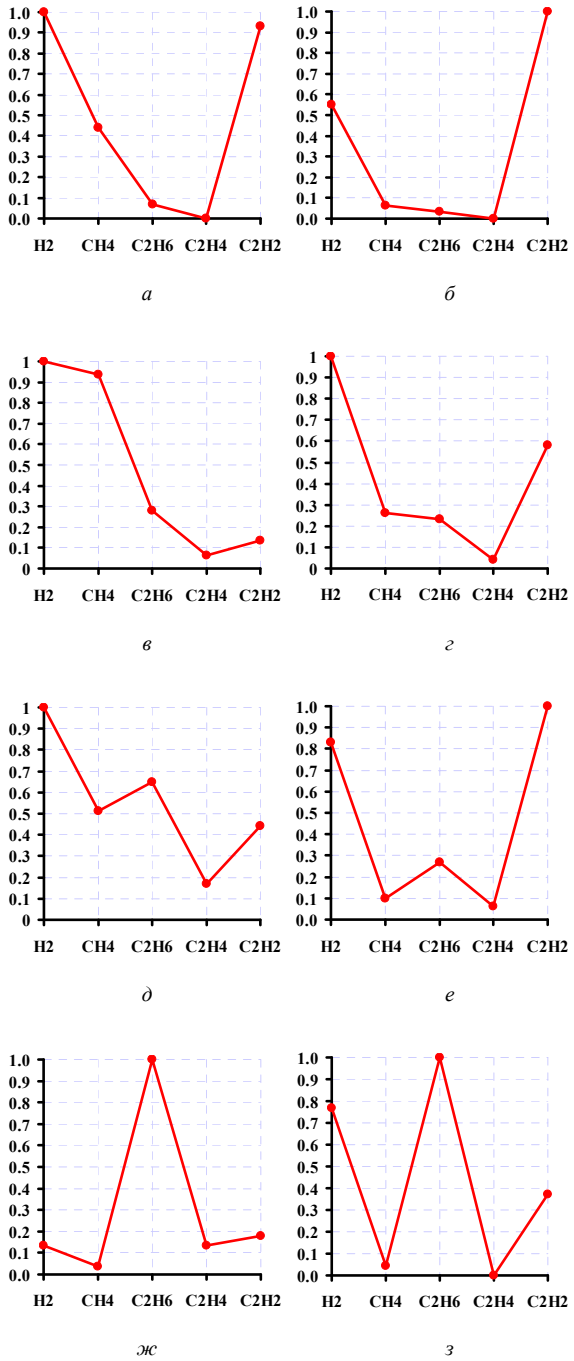


Рисунок 7. Номограми, що відповідають розрядам з низькою щільністю енергії (*а*), розрядам з високою щільністю енергії (*б*), розрядам, що супроводжуються нагріванням з температурою 150-300°С (*в-е*), та нагріванням з температурою 150-300°С, що супроводжуються розрядами (*ж* та *з*)

Межі областей, характерних для розрядів з низькою (Р1) і високою щільністю енергії (Р2, дуга) практично збігаються з межами цих областей, регламентованих у міжнародному стандарті IEC 60599 [2], Зокрема область, характерну для розрядів з низькою щільністю енергії, обмежено такими значеннями від-

ношень: $0,1<CH_4/H_2<1$, $1<C_2H_4/C_2H_6<2$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$. У разі якщо в пробі масла з діагностованого обладнання з такими відношеннями газів, газом з максимальним вмістом є C_2H_2, рекомендується діагностувати наявність розрядів з високою щільністю енергії (Р2 (C_2H_2)). Область, характерна для розрядів з високою щільністю енергії і дугових розрядів, обмежена значеннями відношень $0,1<CH_4/H_2<1$, $2<C_2H_4/C_2H_6$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$.

VII. РОЗПІЗНАВАННЯ ТЕРМІЧНИХ ДЕФЕКТІВ І ЇХ КОМБІНАЦІЙ З ЕЛЕКТРИЧНИМИ РОЗРЯДАМИ

Для розпізнавання нагрівань та їхніх комбінацій з електричними розрядами запропоновано діапазони значень відношень газів, наведені у табл. 3. Цю таблицю використовують у тому разі, якщо значення відношення $CH_4/H_2>1$. Тип дефекту визначається за значеннями відношень C_2H_4/C_2H_6 та C_2H_2/C_2H_4. Залежно від отриманих значень відношень було виділено 9 різних діапазонів значень відношень газів, які дають змогу розпізнати 15 різних типів дефектів.

Як і в більшості відомих стандартів і методик з інтерпретації результатів АРГ, область, характерна для нагрівань у діапазоні температур 150-300°C (Т1), обмежена значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ і $C_2H_2/C_2H_4<0,1$. Докладний аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і характерних для низькотемпературних нагрівань номограм наведений у [31]. Такі ж значення відношень газів [30] можуть мати місце і при розвитку в обладнанні низькотемпературних нагрівань, які переходять у ЧР (Т1+ЧР). Для розпізнавання Т1+ЧР, рекомендується використовувати номограму, наведену на рис. 8 *а*. Область, характерна для нагрівань у діапазоні температур 300-700°C (Т2), обмежена значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $1<C_2H_4/C_2H_6<4$ і $C_2H_2/C_2H_4<0.1$, що також збігається з межами цього дефекту, які регламентуються в більшості відомих стандартів. Більш детальний аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і характерних для нагрівань в діапазоні середніх температур номограм наведений у [32]. Як і в попередньому випадку, аналізовані значення відношень газів можуть зустрічатися не тільки за нагрівань в діапазоні середніх температур, а й за нагрівань, що переходять у ЧР або розряди з низькою щільністю енергії (Т2+ЧР). Для таких дефектів характерна номограма, наведена на рис. 8 *б*. Наявність нагрівань із температурою понад 700°C (Т3) прогнозується в разі потрапляння значень відношень газів у область, обмежену значеннями $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6>4$ та $C_2H_2/C_2H_4<0.2$. Аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і характерних для високотемпературних нагрівань номограм наведений у [33]. Такі ж значення відношень можливі й за розвитку високотемпературних нагрівань, що супроводжуються ЧР (Т3+ЧР), і високотемпературних нагрівань, які переходять у розряди (Т3+Р1). Для розпізнавання таких дефектів рекомендується використовувати номограми, наведені на рис. 8 *в* і *г*.

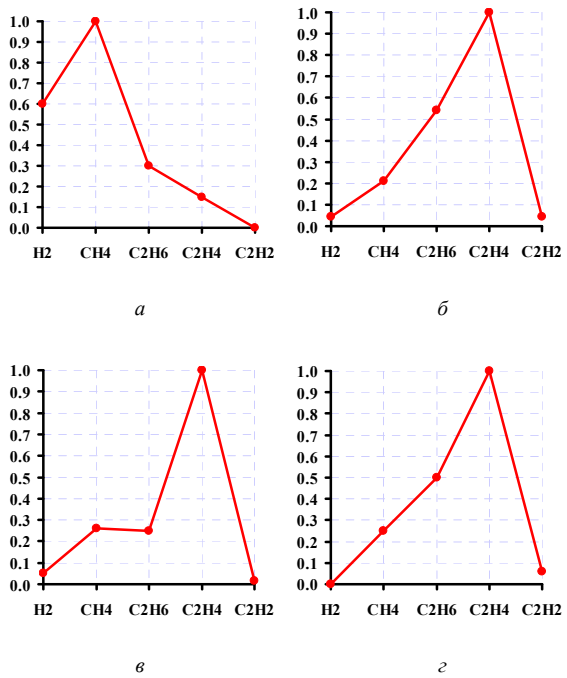


Рисунок 8. Номограми, що відповідають нагріванням у діапазоні температур 150-300°C, що переходять у ЧР (*а*), нагріванням у діапазоні температур 300-700°C, що переходять у ЧР або розряди з низькою щільністю енергії (*б*), нагріванням із температурою вище 700°C, що супроводжуються ЧР (*в*), та нагріванням із температурою вище 700°C, що переходять у розряди (*г*)

Наявність нагрівань у діапазоні температур 150-300°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (Т1+Р1), діагностується в разі потрапляння значень відношень газів в область, обмежену значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ та $0,1<C_2H_2/C_2H_4<1$. Аналогічно нагрівання в діапазоні температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (Т2+Р1), прогнозуються якщо значення відношення газів відповідають діапазону, обмеженому значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $1<C_2H_4/C_2H_6<4$ та $0,1<C_2H_2/C_2H_4<1$. Області, обмеженій значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6>4$ і $0,2<C_2H_2/C_2H_4<1$ відповідають два можливих типи дефекту: нагрівання в діапазоні температур 300-700°C, що переходять у дугові розряди (Т2+Дуга) та нагрівання із температурою вище 700°C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії (Т3+Р). Для Т2+Дуга газом із максимальним вмістом є CH_4, а для Т3+Р газом із максимальним вмістом є C_2H_4. Високотемпературні нагрівання, що супроводжується розрядами з високою щільністю енергії, прогнозуються за значення відношення $0,5<C_2H_2/C_2H_4$ [28].

Таблиця 3. Визначення типу дефекту за допомогою пропонованого методу при $CH_4/H_2>1$

Тип дефекту	Значення відношень газів		
	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6	C_2H_2/C_2H_4
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C (T1)	>1	<1	<0.1
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C, що супроводжуються ЧР (T1+ЧР)			
Нагрівання в діапазонах температур 300-700°C (T2)		1-4	
Нагрівання в діапазонах температур понад 700°C (T3)		>4	<0,2
Нагрівання в діапазонах температур понад 700°C, що супроводжуються ЧР (T3+ЧР)			
Нагрівання в діапазонах температур понад 700°C, що переходять у розряди (T3+P1)			
Нагрівання в діапазонах температур 150-300°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (T1+P1)		<1	0,1-1
Нагрівання в діапазонах температур понад 700°C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії (T3+P)		>4	0,2-1
Нагрівання в діапазонах температур 300-700°C, що супроводжуються дуговими розрядами (T2+Дуга)			>0,2
Нагрівання в діапазонах температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (T2+P1)		1-4	<1
Нагрівання в діапазонах температур 150-700°C, що супроводжуються розрядами з низькою щільністю енергії (T1+P2)		<1	>1
Розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 150-300°C (P2+T1)			
нагрівання в діапазонах температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії (T2+P2)		1-4	
Розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур 300-700°C (P2+T2)			
Розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазонах температур понад 700°C (P2+T3)		>4	

Області, обмеженій значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6<1$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$, відповідає два можливих типи дефектів – нагрівання в діапазоні температур 150-300°C, що супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії (T1+P2), для яких газами з максимальним вмістом є CH_4 і C_2H_6, а також розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються низькотемпературними нагріваннями (P2+T1), для яких газом з максимальним вмістом є C_2H_2. Наявність нагрівань у діапазоні температур 300-700°C, що супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії (T2+P2) та розрядів з високою щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями в діапазоні середніх температур (P2+T2), діагностуються за умови потрапляння значень відношень газів в область, обмежену значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $1<C_2H_4/C_2H_6<4$ і $C_2H_2/C_2H_4>1$. T2+P2 діагностується у тому разі, якщо в пробі масла з діагностованого обладнання газом із максимальним вмістом є CH_4, а P2+T2 – якщо має місце максимальний вміст C_2H_2. Області, обмеженій значеннями відношень $CH_4/H_2>1$, $C_2H_4/C_2H_6>4$ та $C_2H_2/C_2H_4>1$, також відповідають два типи дефектів – нагрівання у діапазоні температур 300-700°C, що супроводжуються дуговими розрядами (T2+Дуга) та розряди з високою щільністю енергії, що супроводжуються високотемпературними нагріваннями (P2+T3). Для T2+Дуга газом із максимальним вмістом є CH_4, а для P2+T3 газом із максимальним вмістом є C_2H_2.

VIII. ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДОСТОВІРНОСТІ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТУ З ВИКОРИСТАННЯМ ПРОПОНОВАНОГО МЕТОДУ

Для перевірки достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням пропонованого методу були використані результати АРГ по 40 одиницями маслонаповненого обладнання з чітко встановленим типом дефекту (табл. 4). Ці результати не були використані під час розробки методу і були отримані авторами в результаті співпраці з електротехнічними лабораторіями України.

Таблиця 4. Результати АРГ обладнання з контрольної вибірки

№	H_2	CH_4	C_2H_6	C_2H_4	C_2H_2	Тип дефекту
1	0,2746	0,0192	0,0008	0,0001	0	ЧР
2	0,15	0,00346	0,00084	0,00004	0	ЧР
3	0,0908	0,00232	0,00024	0,00002	0	ЧР
4	0,095	0,0037	0,00136	0,0012	0	ЧР
5	0,0626	0,0046	0,0054	0,0031	0,0004	Корона і термічний розклад
6	0,063	0,005	0	0,012	0,0103	Іскріння
7	0,014315	0,001317	0,00084	0,000722	0,00423	Критичні ЧР
8	0,0283	0,0018	0,0006	0,0014	0,0036	Дуга та коронні розряди
9	0,0085	0,0013	0,0001	0,0001	0	Корона в маслі
10	0,14	0,1	0,0056	0,0012	0,0009	ЧР
11	0,0157	0,007	0,0034	0,0096	0,008	Повзучий розряд
12	0,006	0,00282	0,00065	0,00596	0,00171	Іскровий розряд високої інтенсивності
13	0,788	0,755	0,473	0,03	0,297	Розряди – пошкодження ізоляції
14	0,065	0,0081	0,017	0,0051	0,027	Розряди – поганий контакт екрана
15	0,0418	0,0056	0,0021	0,0014	0,0096	Дуга, корона і термічне розкладання
16	0,0345	0,011225	0,00275	0,00515	0,005875	Коротке замикання в обмотках
17	0,182	0,0405	0,0035	0,0365	0,0634	Коротке замикання між провідниками
18	0,1607	0,0615	0,008	0,0916	0,1294	Дуговий розряд
19	0,003	0,05	0,009	0,0006	0	Нагрівання пресувальних болтів потоками розсіювання
20	0,0096	0,0914	0,0435	0,0001	0,00005	Слабке нагрівання, розряди
21	0	0,02	0,018	0,009	0	Нагрівання ізоляції крайніх котушок
22	0,004	0,084	0,011	0,02	0	Нагрівання контактів селектора
23	0,0207	0,0441	0,0043	0,0224	0,0261	Нагрівання і розряди
24	0,022	0,024	0,0037	0,023	0,011	Нагрівання, що переходить в дугу
25	0,00155	0,00622	0,00827	0,00121	0	Нагрівання болтових з’єднань
26	0,1578	0,0758	0,3005	0,0001	0	ЧР
27	0,162	0,414	0,6056	0,0291	0,0968	Сліди мідних частинок, які зумовили пробій
28	0,0118	0,0122	0,013	0,002	0,0093	Нагрівання і дугові замикання
29	0,038	0,113	0,095	0,339	0	Середньотемпературне нагрівання
30	0,01045	0,01445	0,00156	0,01788	0,00056	Високотемпературне нагрівання
31	0	0,014	0,014	0,062	0,00027	Надмірне нагрівання осердя
32	0,0001	0,00005	0,00005	0,01292	0,00092	ТЗ і розряди великої потужності
33	0,0052	0,0045	0,0022	0,018	0,0011	Нагрівання, сліди розрядів
34	0	0,003	0,0028	0,018	0,002	ТЗ і розряд у маслі
35	0,00298	0,0022	0,00117	0,00908	0,00464	Стяжна шпилька зі слідами розрядів
36	0,0027	0,0016	0,0023	0,0127	0,0098	Іскріння, нагрівання та термічне розкладання целюлози
37	0,0063	0,005	0	0,012	0,103	Вигоряння контактів селектора
38	0,0082	0,0012	0,0002	0,002	0,0194	Обрив первинної обмотки
39	0,0007	0,0181	0,0082	0,1147	0,2883	Високоенергетична дуга, нагрівання
40	0,285	0,1115	0,0138	0,1987	0,3675	Коротке замикання у обмотках

Для кожного з аналізованих трансформаторів були встановлені діагнози з використанням норм і критеріїв, регламентованих різними стандартами і методиками, а також з використанням пропонованого методу. Далі виконувалося порівняння поставлених і реальних діагнозів. Після чого визначали кількість правильних і частково правильних діагнозів (правильно визначено тип дефекту, але помилково оцінено його інтенсивність – щільність розрядів або температуру), а також помилкових діагнозів і відмов від розпізнавання, тобто випадків, коли аналізований метод не дає змоги встановити діагноз. Результати аналізу наведено в табл. 5. У таблиці правильні діагнози позначені П, частково правильні – ЧП, помилкові – НП, а відмова від розпізнавання – В.

Також на рис. 9-11 наведено результати достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням графічної інтерпретації відношень газів відповідно IEC 60599 [2] (рис. 9), Трикутника Дюваля [10] (рис. 10) і методу ETRA [7] (рис. 11).

Аналізуючи дані табл. 5, легко побачити, що ймовірність правильного розпізнавання типу дефекту з використанням норм і критеріїв, регламентованих у відомих стандартах і авторських методиках, становить близько 32,5% (без урахування методу MSS [5], який має найменшу вірогідність постановки правильного типу дефекту). При цьому відмову від розпізнавання було зафіксовано при використанні стандарту IEC 60599 [2] (рис. 9), а також методів Роджерса [4] і MSS [5]. У методі ETRA [7] (рис. 11) випадки відмови від розпізнавання обумовлені значенням концентрації C_2H_6 нижче межі виявлення хроматографом. Слід також зазначити, що серед аналізованих стандартів і методик лише Трикутник Дюваля [10], а також методи MSS [5] та ETRA [7] можуть розпізнавати дефекти комбінованого типу. Однак кількість таких дефектів обмежена. Водночас, як видно з табл. 5, використання пропонованого методу дало змогу поставити правильний діагноз для всієї контрольної вибірки, зокрема й для комбінованих дефектів, розпізнавання яких із використанням наявних методик викликає певні складнощі.

Таблиця 5. Результати аналізу достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням різних стандартів і методик, а також пропонованого методу

Стандарт, метод	Достовірність розпізнавання (%)			
	П	ЧП	НП	В
Пропонований метод	100	—	—	—
IEC 60599 [2]	22,5	22,5	—	55
Метод Роджерса [4]	27,5	17,5	15	40
Метод MSS [5]	12,5	20	20	47,5
Трикутник Дюваля [10]	37,5	42,5	20	—
П'ятикутник Дюваля [11]	37,5	45	17,5	—
Метод ETRA [7]	40	35	20	5
П'ятикутник Мансура[12]	27,5	50	22,5	—
Метод 2 графічних форм [13]	35	62,5	2,5	—
Квадрат 4 газів [9]	32,5	47,5	20	—

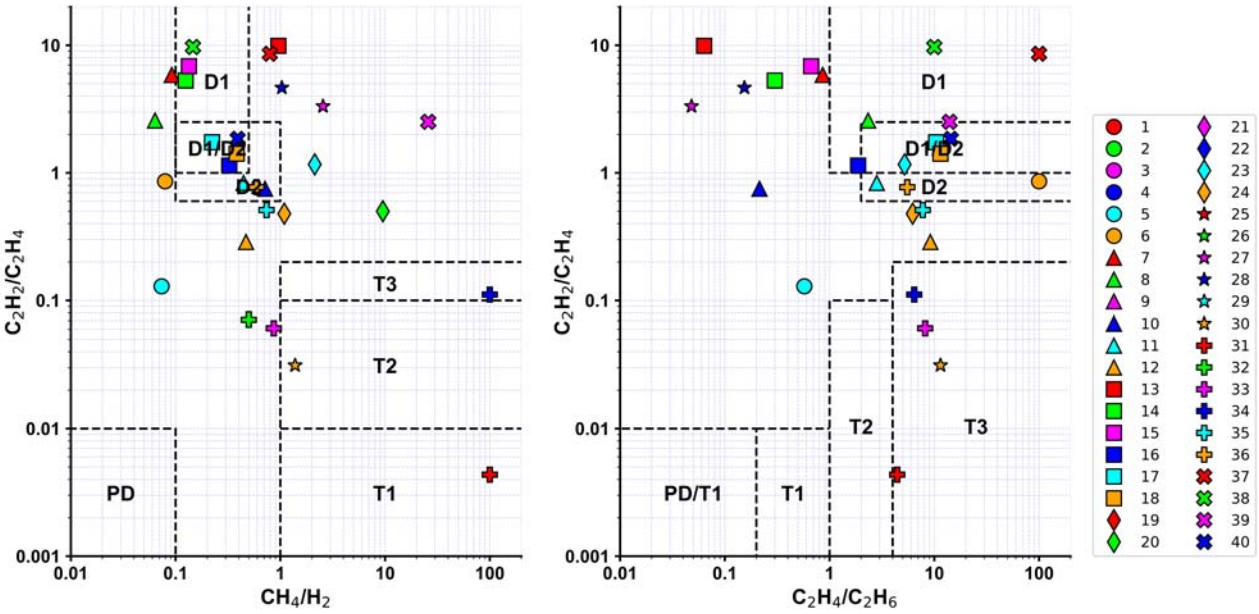


Рисунок 9. Результати достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням графічної інтерпретації відношень газів відповідно IEC 60599 [2]

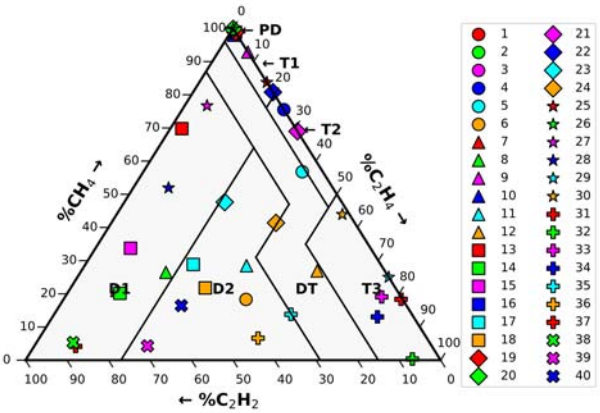


Рисунок 10. Результати достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням Трикутника Дюваля [10]

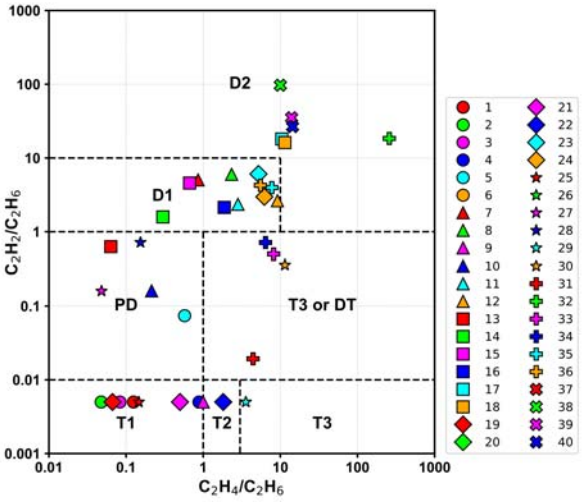


Рисунок 11. Результати достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням методу ETRA [7]

IX. ВИСНОВКИ

Запропоновано новий метод для розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених в маслі газів, що відрізняється від наявних можливістю розпізнати більшу кількість дефектів. Виконаний порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефекту на незалежній вибірці, показав суттєву перевагу пропонованого методу порівняно з наявними, зокрема можливість розпізнавання дефекту навіть у тих випадках, коли використання відомих методик не дає змоги поставити діагноз.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

[1] СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хромато-графічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційно-му маслі. Методичні вказівки. – Вид. офіц. – Київ : Міністерство палива та енергетики України 2007. – 91 с.

[2] IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. – Official edition. – Geneva, 2015. – 78 p.

[3] Dörnenburg E. Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis / E. Dörnenburg, W. Strittmater // Brown Boveri Review. – 1974. – Vol. 61. – P. 238–274.

[4] Rogers R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis / R. Rogers // IEEE Trans. on Electrical Insulation. – 1978. – Vol. 5, № 38. – P. 349–354. doi: https://doi.org/10.1109/TEI.1978.298141.

[5] Müller R. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse / R. Müller, H. Schliesing, K. Soldner // Elektrizitätswirtschaft. – 1977. – No. 76. – P. 345–349.

[6] Gouda O. E. Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis / Osama E. Gouda, Salah H. El-Hoshy, Hassan H. E.L.-Tamaly // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2018. – Vol. 12, no. 11. – P. 2650–2661. – doi: https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927.

[7] Electric Technology Research Association. Conservation and control of oil-insulated components by diagnosis of gas in oil / Electric Technology Research Association. – 1980. – Vol. 36, no. 1.

[8] Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers / T. Kawamura [et al.] // International Conference on Large High Voltage Electric Systems, Paris, 27 April – 4 September 1986.

[9] New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 2: application of relative content of fault gases / Soo-jin Lee [et al.] // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2013. – Vol. 20, no. 2. – P. 691–696. – doi: https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774.

[10] Duval M. The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2008. – Vol. 24, no. 6. – P. 22–29. – doi: https://doi.org/10.1109/mei.2008.4665347.

[11] Duval M. The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers / M. Duval, L. Lamarre // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2014. – Vol. 30, no. 6. – P. 9–12. – doi: https://doi.org/10.1109/mei.2014.6943428.

[12] Mansour D.-E. A. Development of a new graphical technique for dissolved gas analysis in power transformers based on the five combustible gases / Diaa-Eldin A. Mansour // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2015. – Vol. 22, no. 5. – P. 2507–2512. – doi: https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004999.

[13] Emara M. M. Two graphical shapes based on DGA for power transformer fault types discrimination / Manal M. Emara, Georgios D. Peppas, Ioannis F. Gonos // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2021. – Vol. 28, no. 3. – P. 981–987. – doi: https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415.

[14] Gouda O. E. Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis / Osama E. Gouda, Salah H. El-Hoshy, Hassan H. E.L.-Tamaly // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2019. – Vol. 13, no. 12. – P. 2299–2310. – doi: https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168.

[15] Ahmed M. R. Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis / M. R. Ahmed, M. A. Geliel, A. Khalil // 2013 21st Mediterranean Conference on Control & Automation (MED), Platanias, Chania - Crete, Greece, 25–28 June 2013. – P. 584–589. – doi: https://doi.org/10.1109/med.2013.6608781.

[16] Zhang L. Fault diagnosis of power transformers using kernel based extreme learning machine with particle swarm optimization / Liwei Zhang, Jinsha Yuan // Applied Mathematics & Information Sciences (AMIS). – 2015. – Vol. 9, no. 2. – P. 1003–1010.

[17] Detection of DGA domains based on support vector machine / Yu Chen [et al.] // 2018 Third International Conference on Security of Smart Cities, Industrial Control System and Communications (SSIC), Shanghai, 18–19 October 2018. –doi: https://doi.org/10.1109/ssic.2018.8556788.

[18] Hybrid RVM–ANFIS algorithm for transformer fault diagnosis / Jingmin Fan [et al.] // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2017. – Vol. 11, no. 14. – P. 3637–3643. – doi: https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0547.

[19] Duval M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2002. – Vol. 18, no. 3. – P. 8–17. – doi: https://doi.org/10.1109/mei.2002.1014963.

[20] Muhamad N. A. LabVIEW with fuzzy logic controller simulation panel for condition monitoring of oil and dry type transformer / N. A. Muhamad, S. A. M. Ali // World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. – 2008. – Vol. 2, no. 8. – P. 1685–1691. – doi: https://doi.org/10.5281/zenodo.1060253.

[21] Islam M. M. Application of Parzen Window estimation for incipient fault diagnosis in power transformers / Md Mominul Islam, Gareth Lee, Sujeewa Nilendra Hettiwatte // High Voltage. – 2018. – Vol. 3, no. 4. – P. 303–309. – doi: https://doi.org/10.1049/hve.2018.5061.

[22] A transformer fault diagnosis model based on hybrid grey wolf optimizer and LS-SVM / Bing Zeng [et al.] // Energies. – 2019. – Vol. 12, no. 21. – 4170. – doi: https://doi.org/10.3390/en12214170.

[23] Nemeth B. Condition monitoring of power transformers using DGA and Fuzzy logic / Balint Nemeth, Szilvia Laboncz, Istvan Kiss // 2009 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) (Formerly EIC/EME), Montreal, QC, Canada, 31 May – 3 June 2009. – P. 373–376. – doi: https://doi.org/10.1109/eic.2009.5166373.

[24] Bhalla D. Integrating AI based DGA fault diagnosis using Dempster–Shafer Theory / Deepika Bhalla, Raj Kumar Bansal, Hari Om Gupta // International Journal of Electrical Power & Energy Systems. – 2013. – Vol. 48. – P. 31–38. – doi: https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.018.

[25] Taha I. B. M. Optimal ratio limits of rogers' four-ratios and IEC 60599 code methods using particle swarm optimization fuzzy-logic approach / Ibrahim B. M. Taha, Ayman Hoballah, Sherif S. M. Ghoneim // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2020. – Vol. 27, no. 1. – P. 222–230. – doi: https://doi.org/10.1109/tdei.2019.008395.

[26] Shutenko O. Diagnosis of oil-filled equipment with x-wax deposition based on dissolved gas analysis / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON), Lviv, Ukraine, 26–28 August 2021. – P. 1–6. – doi: https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575623.

[27] Kulyk O. S. Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density / Oleksii Serhiiovych Kulyk, Oleg Volodymyrovych Shutenko // Transactions on Electrical and Electronic Materials. – 2019. – Vol. 20, no. 5. – P. 437–447. – doi: https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8.

[28] Shutenko O. Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // Sādhanā. – 2022. – Vol. 47, no. 3. – 146. – doi: https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x.

[29] Shutenko O. Analysis of gas content in oil-filled equipment with low energy density discharges / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // International Journal on Electrical Engineering and Informatics. – 2020. – Vol. 12, no. 2. – P. 258–277. – doi: https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6.

[30] Shutenko O. Recognition of overheating with temperatures of 150-300°C by analysis of dissolved gases in oil / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // 2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. – P. 71–76. – doi: https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145.

[31] Shutenko O. Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // Electrical Engineering. – 2022. – Vol. 104, no. 4. – P. 2109–2121. – doi: https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5.

[32] Shutenko O. Recognition of mid-temperature overheating in high-voltage power transformers by dis-

solved gas analysis / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, Ukraine, 13–17 September 2021. – P. 401–406. – doi: https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570059.

[33] Shutenko O. Recognition of High-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis / Oleg Shutenko, Oleksii Kulyk // 2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES), Kremenchuk, Ukraine, 21–24 September 2021. – P. 1–6. – doi: https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598575.

Стаття надійшла до редакції 28.08.2023

ANALYTICAL METHOD OF IDENTIFYING THE TYPE OF DEFECT OF OIL-FILLED EQUIPMENT ACCORDING TO THE RESULTS OF ANALYSIS OF GASES DISSOLVED IN OIL

SHUTENKO O.V. Ph.D, Associate professor, Associate professor of the electric power transmission department of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine, e-mail: o.v.shutenko@gmail.com;

KULYK O.S. PhD Student of the electric power transmission department of the National Technical University "Kharkiv Polytechnic Institute", Kharkiv, Ukraine, e-mail: oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua;

Purpose. *Development of a method for recognizing the type of defect of oil-filled equipment based on the results of the analysis of gases dissolved in oil.*

Methodology. *Analysis of gas ratio values in oil-filled equipment with various types of defects, synthesis of a method for recognizing the type of defects.*

Findings. *A description of the analytical method for recognising the type of defects in oil-filled equipment based on the results of the dissolved gases analysis is given. To recognise the type of defect, the values of three ratios are used: CH4/H2, C2H4/C2H6, and C2H2/C2H4. Using these ratios, 40 different types of defects and their combinations can be recognised. These defects correspond to 25 different ranges of gas ratios obtained as a result of gas content studies for 3715 units of oil-filled equipment The type of defect is determined by analysing the obtained gas ratio values and classifying them according to the ranges of gas ratios for each fault. In the case when the obtained ratio values correspond to several types of faults in the same range, characteristic nomograms of defects and recommendations according to the key gas method are used to clarify the type of fault. A comparative analysis of the reliability of fault type recognition using the developed method and some well-known methods for interpreting the results of dissolved in oil gases analysis was performed.*

Originality. *An analytical method for recognising the type of faults in oil-filled equipment of electrical networks based on the results of the dissolved gases analysis is proposed. This method differs from the existing ones in that, when using three known gas ratios, it allows recognising a larger number of defects of different types (40), including those for which the known methods do not allow establishing a diagnosis. This result is ensured by the use of 25 ranges of gas ratios obtained from the results of gas content studies for 3715 units of oil-filled equipment.*

Practical value. *The use of the developed method for recognising the type of faults in oil-filled equipment of electrical networks allows increasing the reliability of defect recognition based on the results of dissolved gases analysis. This, in turn, makes it possible to increase the operational reliability of electric power equipment and extend the service life of this equipment.*

Keywords: equipment diagnostics; dissolved gas analysis (DGA); analytical method; fault type recognition; gas ratio; analysis of recognition reliability.

REFERENCES

[1] Diahnostyka maslonapovnenoho transformatornoho obladnannia za rezultatamy khromatohrafichnoho analizu vilnykh haziv, vidibranykh iz hazovoho rele, I haziv, rozchynenykh u izoliatsiinomu masli. Metodychni vkazivky [Diagnosis of oil-filled transformer equipment by chromatographic analysis of free gases sampled from the gas relay and gases dissolved in the insulating oil. Methodological guidelines] (SOU-N EE 46.501:2006). (2007). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. (in Ukrainian)

[2] International Electrotechnical Commission. (2015). Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis (IEC 60599:2015).

[3] Dörnenburg, E., & Strittmater, W. (1974). Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis. Brown Boveri Review, 61, 238–274.

[4] Rogers, R. (1978). IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis. IEEE Transactions on Electrical Insulation, EI-13(5), 349–354. https://doi.org/10.1109/tei.1978.298141

[5] Müller, R., Schliesing, H., & Soldner, K. (1977). Die

Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. Elektrizitätswirtschaft, (76), 345–349.

[6] Gouda, O. E., El-Hoshy, S. H., & E.L.-Tamaly, H. H. (2018). Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis. IET Generation, Transmission & Distribution, 12(11), 2650–2661. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927

[7] Electric Technology Research Association. (1980). Conservation and control of oil-insulated components by diagnosis of gas in oil. 36(1).

[8] Kawamura, T., Kawada, H., Ando, K., Yamaoka, M., Maeda, T., & Takatsu, T. (1986). Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. In International Conference on Large High Voltage Electric Systems.

[9] Lee, S.-j., Kim, Y.-m., Seo, H.-d., Jung, J.-r., Yang, H.-j., & Duval, M. (2013). New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 2: Application of relative content of fault gases. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 20(2), 691–696. https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774

[10] Duval, M. (2008). The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, 24(6), 22–29. https://doi.org/10.1109/mei.2008.4665347

[11] Duval, M., & Lamarre, L. (2014). The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, 30(6), 9–12. https://doi.org/10.1109/mei.2014.6943428

[12] Mansour, D.-E. A. (2015). Development of a new graphical technique for dissolved gas analysis in power transformers based on the five combustible gases. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 22(5), 2507–2512. https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004999

[13] Emara, M. M., Peppas, G. D., & Gonos, I. F. (2021). Two graphical shapes based on DGA for power transformer fault types discrimination. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 28(3), 981–987. https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415

[14] Gouda, O. E., El-Hoshy, S. H., & E.L.-Tamaly, H. H. (2019). Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis. IET Generation, Transmission & Distribution, 13(12), 2299–2310. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168

[15] Ahmed, M. R., Geliel, M. A., & Khalil, A. (n.d.). Power transformer fault diagnosis using fuzzy logic technique based on dissolved gas analysis. In 2013 21st Mediterranean Conference on Control & Automation (MED) (p. 584–589). https://doi.org/10.1109/med.2013.6608781

[16] Zhang, L., & Yuan, J. (2014). Fault diagnosis of power transformers using kernel based extreme learning machine with particle swarm optimization. Applied Mathematics & Information Sciences (AMIS), 9(2), 1003–1010.

[17] Chen, Y., Yan, S., Pang, T., & Chen, R. Detection of DGA domains based on support vector machine. In 2018 Third International Conference on Security of Smart Cities, Industrial Control System and Communications (SSIC). https://doi.org/10.1109/ssic.2018.8556788

[18] Fan, J., Wang, F., Sun, Q., Bin, F., Liang, F., & Xiao, X. (2017). Hybrid RVM–ANFIS algorithm for transformer fault diagnosis. IET Generation, Transmission & Distribution, 11(14), 3637–3643. https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0547

[19] Duval, M. (2002). A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. IEEE Electrical Insulation Magazine, 18(3), 8–17. https://doi.org/10.1109/mei.2002.1014963

[20] Muhamad, N. A., & Ali, S. A. M. (2008). LabVIEW with fuzzy logic controller simulation panel for condition monitoring of oil and dry type transformer. World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering, 2(8), 1685–1691. https://doi.org/10.5281/zenodo.1060253

[21] Islam, M. M., Lee, G., & Hettiwatte, S. N. (2018). Application of Parzen Window estimation for incipient fault diagnosis in power transformers. High Voltage, 3(4), 303–309. https://doi.org/10.1049/hve.2018.5061

[22] Zeng, B., Guo, J., Zhu, W., Xiao, Z., Yuan, F., & Huang, S. (2019). A transformer fault diagnosis model based on hybrid grey wolf optimizer and LS-SVM. Energies, 12(21), Article 4170. https://doi.org/10.3390/en12214170

[23] Nemeth, B., Laboncz, S., & Kiss, I. (n.d.). Condition monitoring of power transformers using DGA and Fuzzy logic. In 2009 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) (Formerly EIC/EME) (p. 373–376). https://doi.org/10.1109/eic.2009.5166373

[24] Bhalla, D., Bansal, R. K., & Gupta, H. O. (2013). Integrating AI based DGA fault diagnosis using Dempster–Shafer Theory. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 48, 31–38. https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.018

[25] Taha, I. B. M., Hoballah, A., & Ghoneim, S. S. M. (2020). Optimal ratio limits of rogers' four-ratios and IEC 60599 code methods using particle swarm optimization fuzzy-logic approach. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 27(1), 222–230. https://doi.org/10.1109/tdei.2019.008395

[26] Shutenko, O., & Kulyk, O. Diagnosis of oil-filled equipment with x-wax deposition based on dissolved

gas analysis. In 2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON) (p. 1–6). https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575623

[27] Kulyk, O. S., & Shutenko, O. V. (2019). Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density. Transactions on Electrical and Electronic Materials, 20(5), 437–447. https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8

[28] Shutenko, O., & Kulyk, O. (2022). Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis. Sādhanā, 47(3), Article 146. https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x

[29] Shutenko, O., & Kulyk, O. (2020). Analysis of gas content in oil-filled equipment with low energy density discharges. International Journal on Electrical Engineering and Informatics, 12(2), 258–277. https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6

[30] Shutenko, O., & Kulyk, O. Recognition of overheating with temperatures of 150-300°C by analysis of dissolved gases in oil. In 2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS) (p. 71–76). https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145

[31] Shutenko, O., & Kulyk, O. (2022). Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis. Electrical Engineering, 104(4), 2109–2121. https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5

[32] Shutenko, O., & Kulyk, O. Recognition of mid-temperature overheating in high-voltage power transformers by dissolved gas analysis. In 2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPI-Week) (p. 401–406). https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570059

[33] Shutenko, O., & Kulyk, O. Recognition of High-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. In 2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES) (p. 1–6). https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598575