

*О. С. КУЛИК*

## МЕТОД РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТІВ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ОБЛАДНАННЯ ЗА ЗНАЧЕННЯМИ ВІДСОТКОВОГО ВМІСТУ ГАЗІВ

Одним із основних завдань електроенергетичної сфери є забезпечення надійного постачання електричної енергії. Ключову роль у цьому відіграють трансформатори, оскільки їхнє функціонування визначає надійність енергетичної інфраструктури. Одним із факторів, характерним для всіх країн і який впливає на надійність обладнання, є старіння цього обладнання внаслідок різних процесів, в тому числі внаслідок дефектів, що розвиваються всередині цього обладнання. Одним із найефективніших методів діагностики високовольтного маслонаповненого обладнання є аналіз розчинених у маслі газів, який дозволяє розпізнавати дефекти різних типів. Використовуючи різні діагностичні критерії (значення відношень газів, відсотковий вміст газів, а також значення відношень газів до газу з максимальним вмістом) можна розпізнавати дефекти різного типу. Одним з найбільш використовуваних діагностичних критеріїв є значення відсоткового вмісту газів. Однак достовірність розпізнавання дефектів різними методами стосовно одних і тих самих даних суттєво відрізняється. Найбільша складність виникає при розпізнаванні дефектів комбінованого типу. Таким чином питання розробки методу для розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених у маслі газів з використанням значень відсоткового вмісту газів як діагностичного критерію є актуальним та має практичне значення. У статті запропонований аналітичний метод розпізнавання типу дефектів у високовольтному маслонаповненому обладнанні за значеннями відсоткового вмісту п'яти газів у маслі. Розглянуто розпізнавання дефектів різного типу, для яких газам із максимальним вмістом є водень, метан, етан, етилен та ацетилен. Значення відсоткового вмісту газів, характерні для того чи іншого типу дефекту, задані у вигляді таблиць, у яких наведені діапазони (мінімальне та максимальне значення) та середні значення відсоткового вмісту газів. В результаті аналізу вперше встановлено діапазони значень відсоткового вмісту газів для 50 груп дефектів різного типу, в тому числі й дефектів комбінованого типу. Це дає змогу значно збільшити кількість дефектів, які можна розпізнати з використанням відсоткового вмісту газів як діагностичного критерію. У процесі розробки методу встановлено, що в низці випадків для визначення типу дефекту недостатньо використовувати тільки значення відсоткового вмісту газів, а існує об'єктивна необхідність використання як значень відношень газів, так і номограм дефектів.

**Ключові слова:** діагностика, аналіз розчинених в маслі газів (АРГ), маслонаповнене обладнання, метод, розпізнавання дефектів, відсотковий вміст газів, номограми дефектів.

*О. S. KULYK*

## A METHOD FOR RECOGNISING THE TYPE OF FAULT IN OIL-FILLED EQUIPMENT BASED ON THE GAS PERCENTAGE

One of the main tasks of the electricity sector is to ensure a reliable supply of electricity. Transformers play a key role in this, as their operation determines the reliability of the energy infrastructure. One of the factors that is common to all countries and affects the reliability of equipment is the ageing of this equipment as a result of various processes, including faults developing inside this equipment. One of the most effective methods of diagnosing high-voltage oil-filled equipment is the dissolved gas analysis, which allows for the recognition of various types of faults. Using different diagnostic criteria (gas ratios, percentage of gases, and gas to gas ratios with maximum content), different types of faults can be identified. One of the most commonly used diagnostic criteria is the percentage of gases. However, the reliability of fault detection by different methods for the same data varies considerably. The greatest difficulty arises when recognising combined faults. Therefore, the issue of developing a method for recognising the type of fault based on the results of the analysis of gases dissolved in oil using the percentage of gases as a diagnostic criterion is relevant and of practical importance. The article proposes an analytical method for recognising the type of fault in high-voltage oil-filled equipment based on the percentage of five gases in the oil. The article considers the recognition of different types of faults, for which the gases with the maximum content are hydrogen, methane, ethane, ethylene and acetylene. The values of the percentage of gases characteristic of a particular type of fault are given in the form of tables, which show the ranges (minimum and maximum values) and average values of the percentage of gases. As a result of the analysis, for the first time, the ranges of percentage gas content values for 50 groups of faults of various types, including combined faults, were established. This makes it possible to significantly increase the number of faults that can be recognised using the percentage of gases as a diagnostic criterion. In the process of developing the method, it was found that in a number of cases, it is not enough to use only the percentage of gases, but there is an objective need to use both the values of gas ratios and fault nomograms to determine the type of fault.

**Keywords:** diagnostics, dissolved gas analysis (DGA), oil-filled equipment, method, fault detection, percentage of gases, fault nomograms.

**Вступ.** Одним із основних завдань електроенергетичної сфери є забезпечення надійного постачання електричної енергії. Ключову роль у цьому відіграють трансформатори, оскільки їхнє функціонування визначає надійність енергетичної інфраструктури. Проблема забезпечення надійного електропостачання набула особливого значення під час воєнних подій, коли сталися постійні ракетні удари по енергетичних підстанціях. Однак іншим важливим фактором, характерним для всіх країн і який впливає на надійність обладнання, є його старіння. Заміна застарілого обладнання є складною та витратною задачею, тому акцент робиться на подовженні терміну його служби з поетапною заміною. Одним із

найефективніших методів діагностики високовольтного маслонаповненого обладнання є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ), який дозволяє розпізнавати дефекти різних типів. Однак надійність розпізнавання дефектів різними методами суттєво відрізняється. З цього приводу підвищення достовірності розпізнавання дефектів за результатами АРГ є актуальним завданням.

**Аналіз основних досягнень і літератури.** З початку розробки та використання перших методів інтерпретації результатів АРГ у 1970-х і по сьогодні для розпізнавання типу дефекту створена досить велика кількість різних методів, в яких використовуються різні діагностичні критерії [1, 2].

© О. С. Кулик, 2023

Одним з найбільш використовуваних діагностичних критеріїв є значення відсоткового вмісту газів [1]. Даний критерій вперше був використаний у методі ключового газу у 1973 р. [3, 4], а також у Трикутниках Дюваля [5, 6]. Окрім зазначених методів, значення відсоткового вмісту газів як діагностичний критерій використовуються у таких методах як-от Трикутник фірми Gatron [7], Трикутник Гауда [8], П'ятикутники Дюваля [9, 10], П'ятикутник Мансура [11], квадрат 4 газів [12], 4 комбінації газів [12], 2 графічні форми [13] та Семикутник [14]. У зазначених методах значення відсоткового вмісту газів використовуються для визначення координат дефектів у три-, чотири-, п'яти- або семикутних координатних осях графічних методів розпізнавання типу дефекту. Винятком є метод ключового газу [3, 4], у якому значення відсоткового вмісту газів використовують для побудови стовпчастої діаграми.

Також поширеною практикою є діагностика дефектів за допомогою штучного інтелекту [15], нечіткої логіки [16], дерева рішень [17], випадкового лісу та наївного Баєса [18], методу опорних рішень [19], глибокої нейронної мережі [20] тощо. Водночас найчастіше подібні рішення застосовуються для покращення достовірності розпізнавання типу дефекту методами, що використовують значення відношень газів як діагностичний критерій. Зі свого боку, такі рішення для методів, що використовують значення відсоткового вмісту газів як діагностичний критерій, застосовуються лише для покращення достовірності розпізнавання за допомогою Трикутників Дюваля [18, 20]. Тому питання підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням значень відсоткового вмісту газів є актуальним.

**Мета статті.** Розробка методу для розпізнавання типу дефекту в маслонаповненому обладнанні за значеннями відсоткового вмісту газів.

**Процедура розпізнавання типу дефекту з використанням пропонованого методу.** Пропонований метод використовується для визначення типу дефекту в маслонаповненому обладнанні електричних мереж за результатами АРГ. Розпізнавання типу дефекту виконується в разі перевищення рівня граничних значень, значеннями концентрацій і (або) значеннями швидкостей наростання газів. Як діагностичний критерій для розпізнавання типу дефекту в методі використовується відсотковий вміст 5 газів (водень, метан, етан, етилен і ацетилен). Метод є аналітичним, тобто значення відсоткового вмісту газів, характерних для того чи іншого типу дефекту, задаються у вигляді таблиці. При цьому крім мінімального і максимального значення відсоткового вмісту газів у таблицях наведені й середні значення, що характеризують центр областей дефектів.

Розпізнавання типу дефекту виконується в такій послідовності:

1) Визначається процентний вміст кожного з п'яти газів:

$$A_{i\%} = 100 \frac{A_i}{\Sigma}, \quad (1)$$

де  $A_{i\%}$  – відсотковий вміст даного газу;  $A_i$  – значення концентрації даного газу;  $\Sigma$  – сума концентрацій газів вуглеводневого ряду і водню в пробі масла.

2) Визначається газ із максимальним вмістом.

3) Залежно від газу з максимальним вмістом обирається таблиця з нормованими значеннями відсоткового вмісту газів і відповідними їм типами дефекту.

4) Порівнюючи розраховані значення відсоткового вмісту газів із проби оливи, відібраної з діагностованого устаткування, з наведеними в таблиці значеннями, обирають ті, значення яких забезпечують найбільший збіг. Вони й визначають тип дефекту.

Для уточнення типу прогнозованого дефекту рекомендується використовувати як значення відношень характерних газів, так і номограми дефектів.

**Розпізнавання дефектів з різними ключовими газами.**

**Розпізнавання дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є водень.** Максимальний вміст водню ( $H_2$ ) має місце в пробах масла обладнання з частковими розрядами та електричними розрядами з різною щільністю енергії, а також з частковими розрядами та розрядами з різною щільністю енергії, що супроводжуються нагріваннями. Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом з максимальним вмістом є водень, наведено в табл. 1. Як видно з табл. 1, за результатами синтезу вдалося виокремити 17 груп дефектів різного типу, для яких газом із максимальним вмістом є водень. Для графічної візуалізації відсоткового вмісту газів, за аналогією з [21], було використано 5-променею діаграми, що відображають відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є водень. Ці діаграми наведено на рис. 1.

На рис. 1 номер під 5-променевою діаграмою відповідає номеру дефекту із табл. 1.

У таблиці й надалі використано наступні скорочення:

- LEPD – часткові розряди низької енергії;
- PD – часткові розряди;
- CPD – критичні часткові розряди;
- SD – іскрові та/або поверхневі (повзучі)

розряди;

- D1 – розряди низької енергії;
- D2 – розряди високої енергії;
- Arcing – дугові розряди;
- Discharges – розряди;
- T1 – термічний дефект у діапазоні температур 150–300 °C;
  - T1-1 – термічний дефект у діапазоні температур 150–200 °C;
  - T1-2 – термічний дефект у діапазоні температур 200–300 °C;

- T2 – термічний дефект у діапазоні температур 300–700 °С;
- T2-1 – термічний дефект у діапазоні температур 300–500 °С;
- T2-2 – термічний дефект у діапазоні температур 500–700 °С;
- T3 – термічний дефект у діапазоні температур понад 700 °С;
- Комбінації дефектів позначені через знак &.

Таблиця 1 – Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслonaповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є водень

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
1	LEPD	88–99	1,7–8,8	0–3,5	0–0,3	0–0,25
		<b>93,405</b>	<b>5,751</b>	<b>0,946</b>	<b>0,042</b>	<b>0,013</b>
2	CPD	66–97	1–9	0–6	0–4	0,1–28
		<b>89,522</b>	<b>6,336</b>	<b>1,898</b>	<b>0,258</b>	<b>2,487</b>
3	PD&T1	33–99	0,002–9	0,1–47	0–28	0–15
		<b>85,643</b>	<b>4,701</b>	<b>7,215</b>	<b>2,248</b>	<b>0,355</b>
4	PD&T2	67–99	0,2–8,2	0,1–9	0,1–16	0–6
		<b>87,387</b>	<b>3,025</b>	<b>3,328</b>	<b>6,106</b>	<b>1,172</b>
5	PD&SD	80–99	0,2–8,5	0–5	0,1–15	0–2
		<b>91,218</b>	<b>3,899</b>	<b>0,977</b>	<b>3,818</b>	<b>0,205</b>
6	PD&D1	52–98	0,7–7	0,1–11	0,2–12	0,8–37
		<b>80,414</b>	<b>3,506</b>	<b>2,371</b>	<b>3,035</b>	<b>10,675</b>
7	PD&D2	44–98	0,2–8	0–5	0,1–22	0,5–44
		<b>73,672</b>	<b>3,052</b>	<b>0,466</b>	<b>3,815</b>	<b>18,994</b>
8	PD	70–91	8–25	0–9	0–5	0–5
		<b>81,453</b>	<b>14,292</b>	<b>3,498</b>	<b>0,511</b>	<b>0,246</b>
9	PD&T1	29–86	4–45	1–43	0–25	0–10
		<b>53,980</b>	<b>21,146</b>	<b>18,399</b>	<b>5,875</b>	<b>0,599</b>
10	PD&T2	34–91	1–27	0,7–23	2–31	0–9
		<b>57,567</b>	<b>11,803</b>	<b>12,748</b>	<b>16,209</b>	<b>1,674</b>
11	SD	25–79	4–45	0–16	1–42	0–28
		<b>49,668</b>	<b>20,551</b>	<b>5,364</b>	<b>18,870</b>	<b>5,547</b>
12	Arcing&T1	32–64	5–24	18–43	2–20	1–16
		<b>40,238</b>	<b>14,820</b>	<b>27,817</b>	<b>11,450</b>	<b>5,675</b>
13	Arcing&T2	29–44	5–26	14–23	17–26	0,1–17
		<b>37,344</b>	<b>15,748</b>	<b>16,778</b>	<b>22,530</b>	<b>7,600</b>
14	D1	32–86	5–30	0,5–23	0–20	0,7–39
		<b>55,943</b>	<b>14,357</b>	<b>6,423</b>	<b>5,871</b>	<b>17,406</b>
15	D2&T1	30–68	4–46	6–30	0–17	0,6–36
		<b>49,163</b>	<b>15,580</b>	<b>16,727</b>	<b>4,054</b>	<b>14,477</b>
16	D2	31–76	4–30	0–8	0,5–23	2–35
		<b>51,709</b>	<b>11,154</b>	<b>1,955</b>	<b>12,131</b>	<b>23,051</b>
17	Arcing	27–50	4–22	0–6,6	3–28	25–45
		<b>38,462</b>	<b>11,349</b>	<b>2,188</b>	<b>15,498</b>	<b>32,503</b>

Порівнюючи середні значення відсоткового вмісту газів для PD, що наведені в табл. 1, з аналогічними значеннями, регламентованими методом ключового газу [3], а саме H<sub>2</sub> = 85, CH<sub>4</sub> = 13, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> = 1, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 1, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 0, легко побачити, що вони суттєво відрізняються. Зокрема для отриманих діапазонів має місце вищий відсотковий вміст H<sub>2</sub> і відповідно нижчі значення вмісту газів вуглеводневого ряду, ніж у методі ключового газу. Для CPD має місце більш високий відсотковий вміст C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>. Область, що відповідає PD&T1, сформована за результатами АРГ обладнання з різним вмістом газів. Ці відмінності

зумовлені різними значеннями температури «гарячої точки» в одному і тому самому діапазоні температур [22].

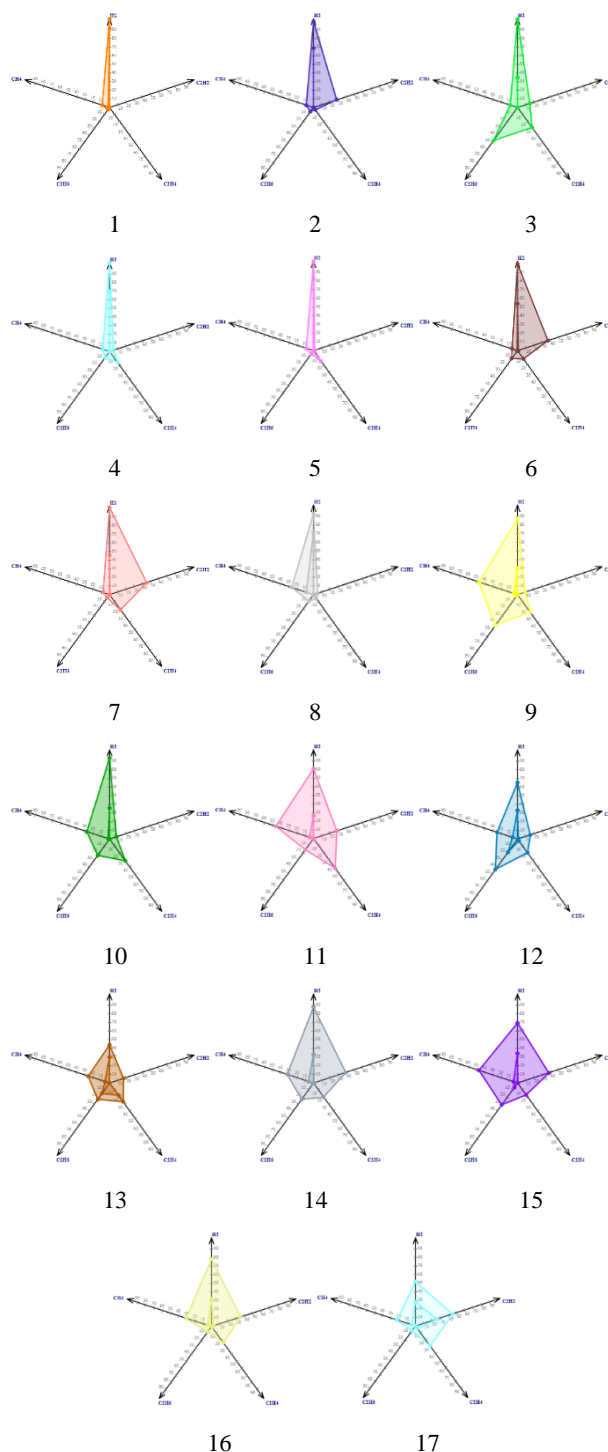


Рисунок 1 – Відсотковий вміст газів у маслonaповненому обладнанні з електричними розрядами, для яких газом з максимальним вмістом є водень

При цьому в пробах масла з обладнання з PD&T1, газом із максимальним вмістом є H<sub>2</sub>, але має місце вищий вміст CH<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> і C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> порівняно з PD&D1. Аналіз значень діагностичних критеріїв для таких дефектів наведено в роботах [23–25], а на рис. 2 наведено характерні номограми для таких дефектів.

Область, що відповідає PD&T2, сформована з результатів АРГ обладнання, в пробах масла якого вміст  $C_2H_4$  перевищує вміст  $C_2H_6$ . При цьому, значення відношення  $CH_4/H_2 < 0,1$ , що характерно для PD. Слід зазначити, що у відкритих літературних джерелах такі дефекти інтерпретуються по-різному. Наприклад, у [26] для обладнання з аналогічним вмістом газів було діагностовано PD, у [27] – LEPD, а в [28] – термічний дефект, що зачіпає целюлозу.

Для PD&SD характерний вищий вміст  $C_2H_4$  відносно  $C_2H_6$ , що послужило причиною того, що в [26, 27] такі дефекти були розпізнані як суто термічні. Водночас аналіз динаміки зміни результатів АРГ для трансформатора 500 кВ 300 МВА [29], показують, що такий вміст газів характерний для PD&SD. Результати лабораторного тестування [30] також показали наявність SD. У пробах масла з обладнання, в якому виявлено PD&D1 та PD&D2, має місце вищий вміст  $C_2H_2$  і щодо  $C_2H_4$  ( $1 < C_2H_2/C_2H_4$ ), і  $C_2H_4$  щодо  $C_2H_6$  ( $1 < C_2H_4/C_2H_6$ ). Фактично для таких дефектів значення відношення  $CH_4/H_2$  відповідають PD, а значення  $C_2H_4/C_2H_6$  і  $C_2H_2/C_2H_4$  – D1 та D2. Назви областей №8–10 та №1, 3 і 4 у табл. 1 є однаковими. І дійсно, тип дефектів для цих областей збігається.

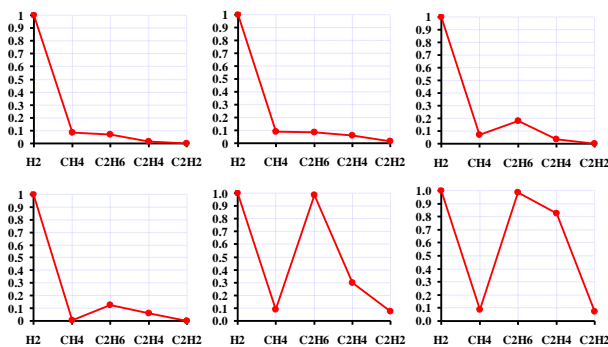


Рисунок 2 – Номограми дефектів характерні для PD&T1

Однак, у пробах масла з обладнання, за результатами АРГ якого були сформовані області №8–10, має місце вищий вміст  $CH_4$  по відношенню до  $H_2$  ( $0,1 < CH_4/H_2$ ), що є не характерним для PD. Як показано в [23–25], у відкритих літературних джерелах, такі дефекти інтерпретуються здебільшого як PD (результати АРГ з областей №8–10) або як локальні перегрівання (результати АРГ з областей №9 і 10). На думку автора, такий вміст газів більшою мірою відповідає наявності корони в маслі (область № 8) та короні, що супроводжується нагріванням (ділянки №9 і 10), що підтверджується як результатами вітчизняних досліджень [31, 32], так і результатами лабораторного моделювання [33]. Для SD [23, 24, 34] характерний нижчий вміст  $H_2$  і вищий вміст  $C_2H_4$  і  $C_2H_2$ . У пробах масла з трансформаторів з Arcing&T1, вміст  $H_2$  перебуває на тому самому рівні, що і для SD, але другим газом за вмістом є  $C_2H_6$ . При цьому вміст  $C_2H_2$  перевищує вміст цього газу в обладнанні з PD ( $0,1 < C_2H_2/C_2H_4 < 1$ ). Аналогічний вміст газів спостерігається в трансформаторах із Arcing&T2. Єдиною відмінністю є вищий вміст  $C_2H_4$  відносно  $C_2H_6$

( $1 < C_2H_4/C_2H_6 < 4$ ). Слід зазначити, що два ці дефекти не регламентовані в жодному з відомих стандартів. Область відсоткового вмісту газів, що відповідає D1, сформована з результатів АРГ обладнання з різним вмістом газів. Зокрема це стосується обладнання з досить низьким вмістом  $C_2H_4$  [23, 24, 35], для якого значення відношення  $C_2H_4/C_2H_6 < 1$ , і обладнання, для якого дане відношення відповідає діапазонам значень, нормованих у більшості відомих стандартів, тобто  $1 < C_2H_4/C_2H_6$ . Для D2&T1 [36] характерний вищий вміст  $C_2H_2$  ( $1 < C_2H_2/C_2H_4$ ) і  $C_2H_6$  ( $C_2H_4/C_2H_6 < 1$ ). Для D2 характерний вищий вміст  $C_2H_4$  щодо  $C_2H_6$  ( $2 < C_2H_4/C_2H_6$ ), а для Arcing вміст  $H_2$  і  $C_2H_2$  мають близькі значення [23, 24, 34].

**Розпізнавання дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є метан.** Максимальний вміст метану ( $CH_4$ ) має місце в пробах масла обладнання з термічними дефектами у діапазонах низьких (150–300 °C) і середніх (300–500 °C) температур, а також їхніх комбінацій з електричними розрядами різної енергії. Верхня межа діапазону температур 300–500 °C обумовлена тим фактом [37], що при температурі 500–600 °C газом з максимальним вмістом є  $C_2H_4$ .

Діапазони відсоткового вмісту газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є метан, наведено в табл. 2. На рис. 3 наведено 5-променеві діаграми, що відображають відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом з максимальним вмістом є метан. Номер під 5-променевою діаграмою відповідає номеру дефекту із табл. 2.

Таблиця 2 – Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є метан

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		$H_2$	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_2H_4$	$C_2H_2$
1	T1	0–38	28–94	0,9–48	0–26	0–4
		<b>13,157</b>	<b>52,197</b>	<b>25,869</b>	<b>8,480</b>	<b>0,284</b>
2	T1&PD	10–40	33–68	7–23	0,8–14	0–6
		<b>27,395</b>	<b>49,708</b>	<b>14,400</b>	<b>7,902</b>	<b>0,595</b>
3	T1&Discharges	8–32	24–41	13–30	12–20	3–12
		<b>22,732</b>	<b>33,747</b>	<b>20,506</b>	<b>15,114</b>	<b>7,902</b>
4	T1&Arcing	0–46	32–73	0–36	0,2–10	2–44
		<b>17,132</b>	<b>50,373</b>	<b>12,849</b>	<b>4,110</b>	<b>15,535</b>
5	T2	0–41	27–88	2,5–32	6–42	0–3
		<b>14,951</b>	<b>46,222</b>	<b>13,741</b>	<b>24,918</b>	<b>0,250</b>
6	T2&Discharges	0–42	27–79	1,6–24	6–40	1–17
		<b>21,264</b>	<b>41,423</b>	<b>9,876</b>	<b>21,042</b>	<b>7,083</b>
7	T2&D2	0,6–36	30–75	0–8	4–28	5–38
		<b>14,038</b>	<b>50,781</b>	<b>2,764</b>	<b>11,072</b>	<b>21,346</b>
8	T2&Arcing	4–28	21–44	0–22	18–30	12–22
		<b>18,064</b>	<b>30,704</b>	<b>9,359</b>	<b>24,195</b>	<b>17,677</b>

Як показано в [22], основними причинами низькотемпературних термічних дефектів у силових трансформаторах і шунтувальних реакторах є: ослаблення пресування магнітопроводу, нагрівання пресувальних болтів потоками розсіювання, ослаблений контакт на шпильці заземлення обмотки,

місцеве перегрівання осердя через концентрацію потоку, перегрівання ізоляції крайніх котушок, закупорювання повітря-осушувальних фільтрів, наявність короткозамкненого контуру, забруднення труб та міжтрубного простору тощо. У високовольтних вводах і вимірювальних трансформаторах, які залиті маслом з високим вмістом парафінових фракцій, такий вміст газів може свідчити про відкладення X-воску [23–25, 38].

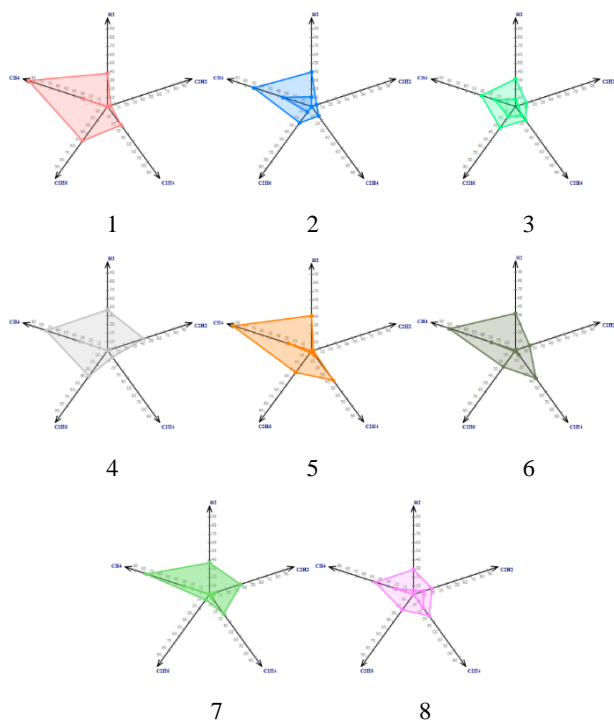


Рисунок 3 – Відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є метан

У більшості відомих стандартів і авторських методик з інтерпретації результатів АРГ відсутні регламентовані значення відношень газів і відсоткового вмісту газів, які відповідають T1&PD. Однак у деяких стандартах [37] для таких дефектів наведені характерні сталонні номограми. Результати комплексного аналізу значень діагностичних критеріїв для маслонаповненого обладнання з термічними дефектами в діапазоні низьких і середніх температур, що супроводжуються електричними розрядами різної енергії [39] дали змогу встановити діапазони значень відношень та відсоткового вмісту газів, характерних для T1&PD. При цьому отримані значення відношень газів збігаються зі значеннями відношень, характерних для T1. Ба більше, як видно з табл. 2, значення відсоткового вмісту масла з обладнання з T1&PD, можуть потрапити в область, що відповідає T1. У зв'язку з цим для уточнення типу дефекту під час реалізації значень відсоткового вмісту газів у діапазонах, що відповідають T1 або T1&PD, рекомендується використовувати номограми дефектів, наведені в [23, 37]. Основною особливістю вмісту газів у маслі в обладнанні з T1&Discharges та T1&Arcing є вищий вміст  $C_2H_2$ , що наочно відображають 5-

променеві діаграми, які наведені на рис. 3. Однак, незважаючи на високий вміст ацетилену, в деяких роботах (наприклад, у [40, 41]) такі дефекти було ідентифіковано як термічні дефекти, в той самий час у [42] такі дефекти було ідентифіковано як «Corona, Arcing in oil, High intensity electrical discharge». Наведені приклади свідчать про наявність проблем під час розпізнавання T1&Discharges з використанням відомих норм і критеріїв.

Особливістю вмісту газів у силових трансформаторів, у яких виявлено T2, є вищий відсотковий вміст  $C_2H_4$ . Як показано в [43] основними причинами таких дефектів є: сильне підгоряння контактів селектора, дефекти струмопровідних з'єднань, наявність короткозамкненого контуру, підвищені нагрівання болтових з'єднань, дефекти магнітопроводу, нагрів циркулюючими струмами між провідниками з ушкодженням обмоток, циркулюючі струми в алюмінієвих екранах, порушення контактних з'єднань в обмотках, перегрівання провідників, підвищені значення контактного опору клеми обмотки тощо. Незважаючи на те, що для таких дефектів значення відношень газів перебувають у таких діапазонах значень:  $1 < CH_4/H_2$ ,  $1 < C_2H_4/C_2H_6 < 4$ ,  $C_2H_2/C_2H_4 < 0,1$ , що відповідає T2, у деяких джерелах [44] такі дефекти було інтерпретовано як T1, а в [45] як T3. Наведені приклади ілюструють наявність суперечностей при використанні різних норм і критеріїв для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ.

В обладнанні, в якому T2&Discharges, має місце вищий вміст  $C_2H_2$  ( $0,1 < C_2H_2/C_2H_4 < 1$ ) та нижчий вміст  $CH_4$ , а відсотковий вміст решти газів практично збігається з відсотковим вмістом газів, характерним для T2. Незважаючи на те, що для таких розрядів вміст  $C_2H_2$  не перевищує вміст  $C_2H_4$ , однак такі дефекти можуть супроводжуватися доволі тяжкими пошкодженнями [39]: деформація обмотки із замиканням частини одного витка, обвуглювання ізоляції відводу середньої напруги у місці виходу з обмотки, а також вигорання активної сталі нижнього ярма магнітопроводу, обвуглена виткова ізоляція, місцями оголені провідники обмоток, обвуглена міжшарова ізоляція, термічне розкладання місцями наскрізь пропалених ділянок, зашламлення твердої ізоляції відкладеннями чорних смолистих речовин і вуглецю. Водночас у деяких джерелах дефекти з подібним вмістом газів ідентифікуються як T1 [44] та T3 [45]. Водночас у низці джерел такі дефекти ідентифікують як суто електричні. Наприклад, у [43] для обладнання з ідентичним вмістом газів поставили діагноз «Corona in oil (Low intensity electrical discharge)», у [46] – D1, а в [45, 47] – Arcing.

В обладнанні, в якому T2&D2 або T2&Arcing, має місце вищий вміст  $C_2H_4$  по відношенню до  $C_2H_6$  ( $2 < C_2H_4/C_2H_6$ ) і вищий вміст  $C_2H_2$  по відношенню до  $C_2H_4$  ( $1 < C_2H_2/C_2H_4$ ). При цьому як видно з табл. 2 і рис. 3, в обладнанні з T2&Arcing спостерігається певне зрівняння значень відсоткового вмісту газів. Як правило у відкритих літературних джерелах

(наприклад у [41, 45]) такі дефекти інтерпретуються як дугові розряди.

Узагальнюючи результати, наведені в табл. 2, можна констатувати, що зі зростанням температури «гарячої точки» або енергії розрядів спостерігається зниження відсоткового вмісту метану. При цьому для термічних дефектів, які супроводжуються або переходять у дугові розряди, вміст усіх 5 газів мають досить близькі значення.

**Розпізнавання дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є етан.** Етан ( $C_2H_6$ ) є характерним газом із максимальним вмістом у пробах масла з маслонаповненого обладнання, в якому розвиваються Т1 [20]. Крім того, максимальний вміст етану має місце у вимірювальних трансформаторах і високовольтних вводах з відкладеннями Х-воску [22–25, 38, 43], а також Т1, які супроводжуються розрядами різної енергії. Виконаний аналіз дав змогу встановити діапазони значень відсоткового вмісту газів для 8 типів дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є етан (табл. 3). На рис. 4 наведено 5-променеві діаграми, що візуалізують відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами різного типу, для яких газом з максимальним вмістом є етан.

Таблиця 3 – Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є етан

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		$H_2$	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_2H_4$	$C_2H_2$
1	Т1-1	0–30	4–46	30–88	0–34	0–2,1
		<b>7,879</b>	<b>25,120</b>	<b>59,837</b>	<b>6,987</b>	<b>0,177</b>
2	Т1-2	0–20	0,2–28	30–96	2,5–45	0–2,8
		<b>4,550</b>	<b>15,148</b>	<b>53,439</b>	<b>26,360</b>	<b>0,503</b>
3	Т1&PD	20–47	0–4,5	45–69	0–15	0–2,5
		<b>37,747</b>	<b>1,580</b>	<b>55,960</b>	<b>4,232</b>	<b>0,481</b>
4	Відкладення Х-воску	28–45	5–30	35–62	0–3,5	0–2,6
		<b>34,463</b>	<b>13,053</b>	<b>51,175</b>	<b>1,048</b>	<b>0,261</b>
5	Т1&PD	2–44	1,4–32	27–84	0,5–32	0–2,9
		<b>22,440</b>	<b>12,898</b>	<b>52,985</b>	<b>11,318</b>	<b>0,360</b>
6	Т1&Discharges	0,5–40	1,5–29	28–87	5–22	2–23
		<b>18,081</b>	<b>11,833</b>	<b>46,487</b>	<b>13,694</b>	<b>9,906</b>
7	Т1&D2	0,3–30	0,2–32	33–98	0,1–15	1,3–22
		<b>7,617</b>	<b>12,711</b>	<b>66,201</b>	<b>5,328</b>	<b>8,143</b>
8	Т1&Arcing	10–36	2–30	22–46	5–25	9–32
		<b>20,411</b>	<b>15,297</b>	<b>31,484</b>	<b>11,604</b>	<b>21,204</b>

Як видно з табл. 3 температурний діапазон 150–300 °С розбитий на два піддіапазони – 150–200 °С (Т1-1) і 200–300 °С (Т1-2). Для Т1-1 другим газом за вмістом після  $C_2H_6$  є  $CH_4$ , а для Т1-2 –  $C_2H_4$  [22].

Звичайно ж, розвиток низькотемпературних термічних дефектів не призводить до миттєвого, аварійного пошкодження обладнання, але прискорює процеси старіння паперової ізоляції, і тим самим скорочує її ресурс. Так само необхідно враховувати можливість переростання низькотемпературних дефектів у дефекти з вищою щільністю енергії та більшим ступенем небезпеки для обладнання [48]. Раніше вже зазначалися основні причини виникнення низькотемпературних термічних дефектів у силових трансформаторах. У вимірювальних трансформаторах

з низькотемпературними термічними дефектами, крім перерахованих причин, також було виявлено закупорювання повітроосушувальних фільтрів. Крім того, як показано в [49], причиною перегрівання в трансформаторі струму 110 кВ був тривалий вплив ферорезонансних перенапруг, наслідком яких було нагрівання обмотки високої напруги і посилене старіння ізоляції.

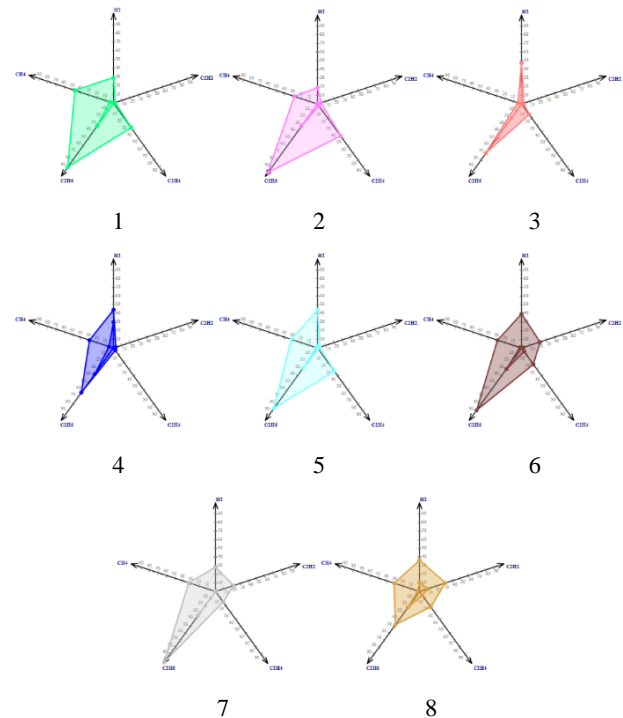


Рисунок 4 – Відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є етан

Особливістю вмісту газів в обладнанні з Т1&PD, є відносно низький вміст  $CH_4$  по відношенню до  $H_2$  ( $CH_4/H_2 < 0,1$ ), що наочно відображено на рис. 4.

У табл. 3 виділено діапазони значень відсоткового вмісту газів, що відповідають відкладенням Х-воску. Даний дефект характерний для маслонаповненого обладнання з відносно низьким вмістом масла (високовольтні вводи, трансформатори струму, трансформатори напруги), які залиті маслом з високим вмістом парафінових фракцій. Тут слід враховувати, що, як показано в [23–25, 38], під час відкладення Х-воску вміст газів у маслі відповідає різним типам дефектів, зокрема Т1, PD та комбінаціям цих дефектів. Крім того, у табл. 3 виділено діапазони значень відсоткового вмісту газів, які також відповідають Т1&PD (рис. 4). Характерною особливістю вмісту газів у маслі для таких дефектів є вищий вміст  $CH_4$  по відношенню до  $H_2$  ( $0,1 < CH_4/H_2 < 1$ ). У відкритих зарубіжних джерелах результати АРГ обладнання з таким вмістом газів інтерпретуються або як Т1 [50] або як PD [51]. У пробах масла з обладнання, в якому Т1&Discharges, має місце вищий вміст  $C_2H_2$  ( $0,1 < C_2H_2/C_2H_4 < 1$ ). Однак, незважаючи на досить високий вміст  $C_2H_2$ , у [52] результати АРГ з аналогічним вмістом газів були інтерпретовані як PD.

На думку автора, така інтерпретація зумовлена низьким вмістом  $C_2H_4$  по відношенню до  $C_2H_6$ . Водночас у [41] такі дефекти були ідентифіковані як «discharge», у [53] як «low discharge energy arcing», а в [54] як D2. Наведені приклади наочно ілюструють наявність певних складнощів із розпізнаванням цих дефектів. У пробах масла з обладнання, в якому виявлено T1&D2, спостерігається вищий вміст  $C_2H_2$  по відношенню до  $C_2H_4$  ( $1 < C_2H_2/C_2H_4$ ). До таких дефектів належать [55–58] ушкодження ізоляції, виткове замикання, наявність поверхневих розрядів на бар'єрах на обмотці високої напруги, поганий контакт у нижній частині обмотки високої напруги, наявність мідних часток в обмотці та на магнітопроводі, що спричинили тепловий пробій, погіршення та науглецювання контактних з'єднань.

Особливістю вмісту газів в обладнанні з T1&Arcing, є більш рівномірний відсотковий вміст газів, що ілюструє рис. 4. Як правило такі дефекти супроводжуються досить важкими наслідками, аж до аварійного пошкодження обладнання, зокрема пробій ізоляції остова високовольтних вводів, дугові виткові замикання всередині обмотки тощо [55–58].

Також як і в попередніх випадках, зниження відсоткового вмісту етану в міру зростання енергії розрядів, які супроводжують низькотемпературні нагрівання. Також слід зазначити, що для термічних дефектів, які супроводжуються дуговими розрядами, спостерігається певне вирівнювання відсоткового вмісту всіх 5 газів.

**Розпізнавання дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є етилен.** Як наголошується в [37], максимальний вміст етилену ( $C_2H_4$ ) має місце за температур «гарячої точки» 500–600 °С, у зв'язку з чим значення максимальних концентрацій  $C_2H_4$  у пробах масла з маслоснаповненого обладнання може відповідати двом загальноприйнятим температурним діапазнам, а саме: термічним дефектам у діапазоні середніх (500–700 °С) і високих температур (понад 700 °С). Крім того ці дефекти можуть супроводжуватися розрядами різної енергії. Виконані дослідження дали змогу встановити діапазони значень відсоткового вмісту газів для 11 груп дефектів, для яких газом з максимальним вмістом є етилен. Ці значення наведено в таблиці 4, а на рис. 5 наведено відповідні 5-променеві діаграми.

Також як і для T2-1, основними причинами T2-2 є: дефекти струмопровідних з'єднань, наявність короткозамкненого контуру, дефекти магнітопроводу, порушення контактних з'єднань тощо. Для T2-2&SD спостерігається вищий відсотковий вміст  $C_2H_2$  і  $H_2$  ( $0,1 < CH_4/H_2 < 1$  і  $C_2H_2/C_2H_4 < 0,5$ ). Область, що відповідає T2-2&Discharges, сформована за результатами АРГ силових трансформаторів з різним вмістом газів. Зокрема за відношенням  $H_2$  до  $CH_4$  ( $CH_4/H_2$  може бути як  $> 1$ , так і  $< 1$ ) і  $C_2H_2$  до  $C_2H_4$  ( $C_2H_2/C_2H_4$  може бути як  $< 0,1$ , так і  $> 0,1$ ). Переважно такі дефекти зумовлені перегріванням струмоведучих з'єднань і розрядами, а також порушенням контактних з'єднань [58]. Для T2-2&D2  $C_2H_2$  є другим газом за

вмістом після  $C_2H_4$ . T2-2&Arcing, також як і T2-2&D2, характеризуються високим вмістом  $C_2H_2$ .

Таблиця 4 – Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслоснаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є етилен

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		$H_2$	$CH_4$	$C_2H_6$	$C_2H_4$	$C_2H_2$
1	T2-2	0–30	1–40	7–44	27–66	0–5
		<b>9,086</b>	<b>27,096</b>	<b>19,779</b>	<b>43,590</b>	<b>0,449</b>
2	T2-2&SD	10–37	0,05–22	9–24	30–62	0–18
		<b>21,609</b>	<b>9,024</b>	<b>18,580</b>	<b>48,324</b>	<b>2,463</b>
3	T2-2&Discharges	0–26	4–30	5–35	28–72	0–10
		<b>5,949</b>	<b>11,777</b>	<b>23,725</b>	<b>54,131</b>	<b>4,419</b>
4	T2-2&D2	0–10	15–22	10–16	30–36	27–33
		<b>5,447</b>	<b>17,967</b>	<b>13,518</b>	<b>33,789</b>	<b>29,279</b>
5	T2-2&Arcing	6–11	20–30	13–21	31–35	10–20
		<b>8,678</b>	<b>24,709</b>	<b>18,808</b>	<b>32,712</b>	<b>15,093</b>
6	T3	0–30	3–45	0–16	33–95	0–7
		<b>9,323</b>	<b>25,759</b>	<b>7,686</b>	<b>56,189</b>	<b>1,042</b>
7	T3&PD	8–48	0–3	0–9	50–91	0–2
		<b>28,165</b>	<b>0,682</b>	<b>2,691</b>	<b>68,011</b>	<b>0,451</b>
8	T3&SD	0,7–42	0,3–17	0–17	39–93	0–12
		<b>23,369</b>	<b>7,184</b>	<b>5,973</b>	<b>61,807</b>	<b>1,667</b>
9	T3&Discharges	0–34	0–32	0–18	30–87	0–15
		<b>13,649</b>	<b>15,894</b>	<b>8,769</b>	<b>58,219</b>	<b>3,469</b>
10	T3&D2	7–23	3–14	2–13	36–69	10–38
		<b>14,551</b>	<b>8,156</b>	<b>6,076</b>	<b>50,305</b>	<b>20,912</b>
11	T3&Arcing	1,4–33	6–33	0,5–10	25–53	10–40
		<b>20,493</b>	<b>19,207</b>	<b>4,462</b>	<b>34,609</b>	<b>21,229</b>

При цьому T2-2&Arcing характеризуються специфічною номограмою (рис. 6 а), яка має зовнішню схожість із номограмами, побудованими за результатами АРГ трансформаторів із T2-1&Arcing (рис. 6 б) і T3&Arcing (рис. 6 в).

Основними ушкодженнями, які виявляють під час розтину трансформаторів з T3 [59] є: порушення контактних з'єднань, ослаблення гайок на шпильках вводів, ослаблення кріплення магнітопроводу, вигорання магнітопроводу, обгорання баземель магнітопроводу, замикання транспортних болтів на магнітопровід, «втрата» ізоляції чотирьох стяжних шпильок магнітопроводу, викликане замиканням на бак магнітопроводу перегрівання, замикання пресувального кільця обмотки середньої напруги на пресувальне кільце обмотки низької напруги через впадання склянки домкрата, перегрівання заліза через порушення циркуляції струмів у сердечнику, дефекти РПН і ПБВ тощо.

У пробах масла з обладнання з T3&PD другим газом за вмістом після  $C_2H_4$  є  $H_2$ , а вміст інших газів набагато менший. У зв'язку з цим 5-променеві діаграми для термічних дефектів, що супроводжуються частковими розрядами, практично є 2-променевими, один із яких відповідає газу з максимальним вмістом, (визначає температурний діапазон), а другий – водню (рис. 4 і 5). У високовольтних трансформаторах, в яких T3&SD [60], спостерігається вищий вміст  $H_2$  стосовно  $CH_4$  ( $CH_4/H_2 < 1$ ), а також вищий вміст  $C_2H_2$ . Схожі значення відсоткового вмісту газів отримано і для високотемпературних T3&Discharges. При цьому, як

показано в [60], для таких дефектів відношення  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{H}_2$  може як перевищувати 1, так і бути меншим за 1. Розпізнати ці два типи дефекту можна з використанням номограм [60]. У трансформаторах з T3&D2 має місце вищий вміст  $\text{C}_2\text{H}_2$ , який є другим газом за вмістом після  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Аналогічна картина спостерігається і для високотемпературних дефектів, що переходять у дугу, але при цьому для таких дефектів характерний вищий вміст водню і номограма, наведена на рис. 6 в.

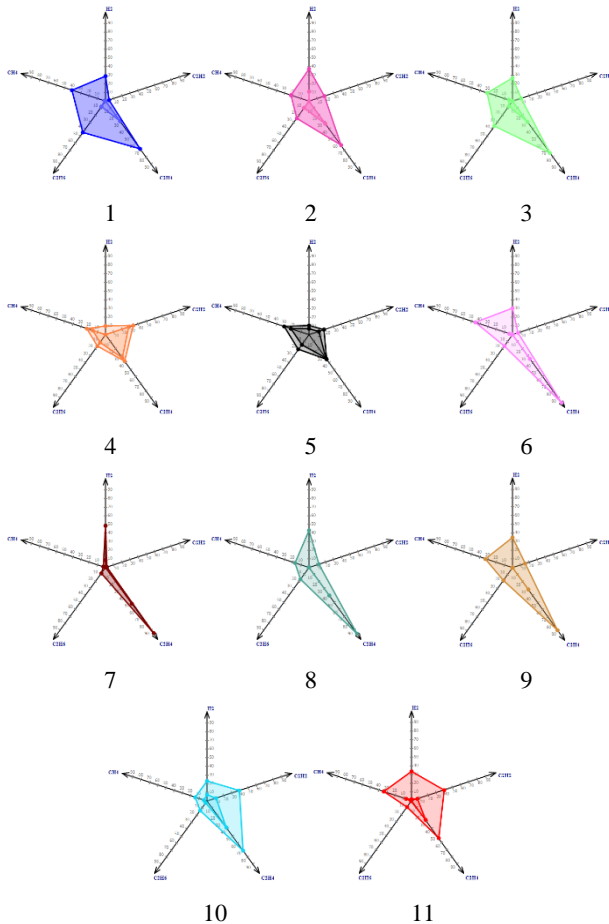


Рисунок 5 – Відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з термічними дефектами у діапазоні середніх і високих температур та їх комбінаціями з іншими дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є етилен

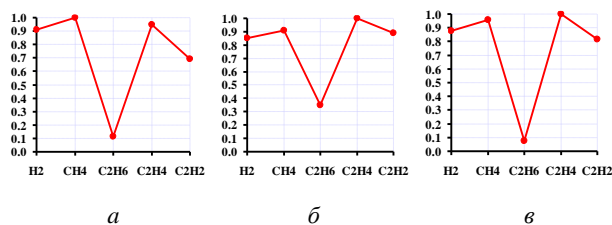


Рисунок 6 – Номограми, що відповідають термічним дефектам, які переходять у дугу:  
а – T2-1&Arcing; б – T2-2&Arcing; в – T3&Arcing;

**Розпізнавання дефектів, для яких газом із максимальним вмістом є ацетилен.** Згідно з чинним в Україні нормативним документом з інтерпретації результатів АРГ [37] максимальний вміст ацетилену ( $\text{C}_2\text{H}_2$ ) характерний для маслонаповненого обладнання

з D2. Результати досліджень [23, 24, 34, 35, 61] засвідчили, що максимальний вміст ацетилену має місце не тільки за D2, а й за D2, які супроводжуються іншими дефектами. У табл. 5 наведено діапазони значень відсоткового вмісту газів для 6 дефектів, для яких газом з максимальним вмістом є ацетилен, а на рис. 7 наведено відповідні 5-променеві діаграми.

Таблиця 5 – Діапазони та середні значення відсоткового вмісту газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є ацетилен

№	Тип дефекту	Вміст газів, %				
		$\text{H}_2$	$\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2$
1	D2&T1	1,7–37	1,5–16	11–36	0,5–23	25–70
		<b>12,426</b>	<b>7,559</b>	<b>25,054</b>	<b>13,664</b>	<b>41,297</b>
2	D2&T2	0–22	1,5–42	5–17	3–27	27–67
		<b>8,414</b>	<b>19,548</b>	<b>10,330</b>	<b>17,040</b>	<b>44,667</b>
3	D2&T3	0–25	1,7–40	0–8	3–37	27–93
		<b>8,056</b>	<b>14,336</b>	<b>1,792</b>	<b>19,302</b>	<b>56,515</b>
4	D2	12–36	3–24	1–14	0–22	34–71
		<b>25,486</b>	<b>12,505</b>	<b>7,224</b>	<b>8,433</b>	<b>46,353</b>
5	D2	0,2–31	0,05–18	0–11	0,015–46	30–99
		<b>13,064</b>	<b>5,510</b>	<b>2,381</b>	<b>22,198</b>	<b>56,847</b>
6	Arcing	20–44	3–27	0,1–10	1–31	28–56
		<b>31,495</b>	<b>11,310</b>	<b>2,309</b>	<b>15,120</b>	<b>39,765</b>

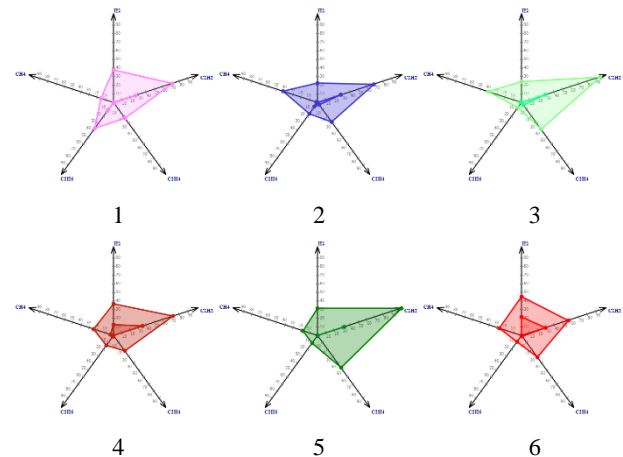


Рисунок 7 – Відсотковий вміст газів у маслонаповненому обладнанні з дефектами, для яких газом із максимальним вмістом є ацетилен

Для силових трансформаторів із D2&T1 [61], другим газом за вмістом після  $\text{C}_2\text{H}_2$  є  $\text{C}_2\text{H}_6$  ( $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$ ). У пробах масла з обладнання з D2&T2 має місце більш високий вміст  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Для D2&T3  $\text{C}_2\text{H}_4$  є другим газом за вмістом після  $\text{C}_2\text{H}_2$ . Як видно з табл. 5, у ній виділено дві області, що відповідають D2. Перша область (рис. 7) сформована з результатів АРГ обладнання з електричними розрядами, для яких газом з максимальним вмістом є  $\text{C}_2\text{H}_2$  (що свідчить про наявність D2), але з вкрай низьким вмістом  $\text{C}_2\text{H}_4$  (значення відношень  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$  і  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 2$ ), що характерно для D1. При цьому вміст газів не має ознак наявності T1, про що свідчать характерні номограми даних дефектів, які наведено на рис. 8.

Друга область відсоткового вмісту газів, яка також відповідає D2 (рис. 7), сформована за результатами АРГ обладнання, для яких співвідношення газів повністю відповідають



значенням співвідношень регламентованих у [37]. У пробах масла обладнання з Arcing має місце вищий вміст  $H_2$  порівняно з вмістом цього газу в обладнанні з розрядами високої енергії.

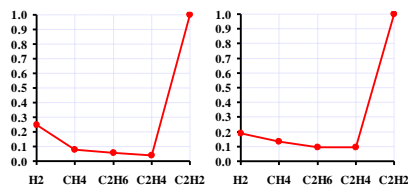


Рисунок 8 – Номограми, що відповідають D2

**Висновки.** Уперше встановлено діапазони значень відсоткового вмісту газів для 50 груп дефектів різного типу, в тому числі й дефектів комбінованого типу. Це дає змогу значно збільшити кількість дефектів, які можна розпізнати з використанням відсоткового вмісту газів як діагностичного критерію. Відтак також підвищується і достовірність розпізнавання.

Запропоновано аналітичний метод розпізнавання типу дефектів маслonaповненого устаткування електричних мереж за результатами АРГ за значеннями відсоткового вмісту газів, що, на відміну від відомих, дає змогу розпізнавати не лише електричні розряди та локальні термічні дефекти, а й їхні комбінації, при цьому оцінюючи енергію розрядів і температуру «гарячої точки».

У процесі розробки методу встановлено, що в низці випадків для визначення типу дефекту недостатньо використовувати тільки значення відсоткового вмісту газів, а існує об'єктивна необхідність використання як значень відношень газів, так і номограм дефектів.

### Список літератури

1. Kulyk O. S. Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2020. No. 1. P. 15–25. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.03>.
2. Shutenko O., Kulyk O. Comparative analysis of new methods for defect type recognition by dissolved gas analysis. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 3–7 October 2022. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916319>.
3. Pugh D. R. Advances in Fault Diagnosis by Combustible Gas Analysis. *Minutes of Forty-First International Conference of Doble Clients*. 1974. Sec. 10–1201.
4. IEEE Std C57.104–2019. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. Replaces IEEE Std C57.104-2008 ; effective from 2019-11-01. Official edition. Piscataway, NJ, USA : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 91 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>.
5. Duval M., Gervais P., Bélanger G. Update on Hydro-Québec's experience in the interpretation of dissolved gas analysis in HV transformers. *CIGRE Symposium*, Berlin, Germany. 1993. Paper 110–14.
6. Duval M. The Duval Triangle for load tap changers non-mineral oils and low temperature faults in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2008. Vol. 24, no. 6. P. 22–29. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEI.2008.4665347>.
7. Bräsel E., Sasum U. Universelles Fehlgasdreieck für die Transformatorendiagnostik. *ew*. 2009. Vol. 108, no. 17–18. P. 70–75.

8. Gouda O. E., El-Hoshy S. H., E.L.-Tamaly H. H. Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2019. Vol. 13, no. 12. P. 2299–2310. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168>.
9. Duval M., Lamarre L. The duval pentagon-a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2014. Vol. 30, no. 6. P. 9–12. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2014.6943428>.
10. Cheim L., Duval M., Haider S. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 11. P. 2859. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.
11. Mansour D.-E. A. 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*. 2015. Vol. 22, no. 5. P. 2507–2512. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.004999>.
12. Lee S.-j., Kim Y.-w., Seo H.-d. et al. 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*. 2013. Vol. 20, no. 2. P. 691–696. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774>.
13. Emara M. M., Peppas G. D., Gonos I. F. Two Graphical Shapes Based on DGA for Power Transformer Fault Types Discrimination. *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., El-Hoshy S., El-Tamaly H. Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, no. 2. P. 490–498. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0826>.
15. Zhang Y., Tang Y., Liu Y., Liang Z. Fault diagnosis of transformer using artificial intelligence: a review. *Frontiers in Energy Research*. 2022. Vol. 10. DOI: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1006474>.
16. Dhiman A., Kumar R. Fault diagnosis of a transformer using fuzzy model and unsupervised learning. *Asian Journal of Convergence in Technology*. 2023. Vol. 9, no. 1. P. 55–60. DOI: <https://doi.org/10.33130/ajct.2023v09i01.011>.
17. Alawode K. O., Olowolafe F. Fuzzy logic and decision tree models for dissolved gas analysis in power transformer fault diagnosis. *Adeleke University Journal of Engineering and Technology*. 2023. Vol. 6, no. 1. P. 56–63.
18. Ekojono, Prasajo R. A., Apriyani M. E., Rahmanto A. N. Investigation on machine learning algorithms to support transformer dissolved gas analysis fault identification. *Electrical Engineering*. 2022. Vol. 104, no. 5. P. 3037–3047. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-022-01532-5>.
19. Sarma G. V. S. S. N. S., Reddy B. R., Nirgude P. D., Naidu V. Multilevel SVM and AI based transformer fault diagnosis using the DGA data. *Journal of Informatics Electrical and Electronics Engineering (JIEEE)*. 2021. Vol. 2, no. 3. P. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.54060/jieee/002.03.001>.
20. Kim S., Park J., Kiw W., Jo S.-H., Youn B. D. Learning from even a weak teacher: Bridging rule-based Duval method and a deep neural network for power transformer fault diagnosis. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2022. Vol. 136. 107619. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107619>.
21. Шутенко О. В. Анализ особенностей газосодержания масел в бездефектных трансформаторах негерметичного исполнения. *Вісник Національного технічного університету ХПІ. Серія: Техніка та електрофізика високих напруг*. 2017. № 38. С. 84–97.
22. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis. *Electrical Engineering*. 2022. Vol. 104, no. 4. P. 2109–2121. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5>.
23. Шутенко О. В. Анализ содержания газов в маслonaполненном оборудовании с дефектами электрического типа. *Problemele Energeticii Regionale*. 2018. № 3(38). С. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222331>.
24. Shutenko O. V., Abramov V. B., Yakovenko I. S. Practical aspects of recognition of electric type defects on the analysis results of gases dissolved in oil. *Research Bulletin of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Politechnic Institute"*. 2018. No. 6. P. 30–43. DOI: <https://doi.org/10.20535/1810-0546.2018.6.151536>.
25. Shutenko O., Yakovenko I. Analysis of Gas Content in High Voltage Equipment With Partial Discharges. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*.

- Kharkiv, Ukraine. 2018. P. 347–352. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEPS.2018.8559534>.
26. Li S., Wu G., Gao B., Hao C., Xin D., Yin X. Interpretation of DGA for transformer fault diagnosis with complementary SaE-ELM and arctangent transform. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2016. Vol. 23, no. 1. P. 586–595. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.005410>.
  27. Shrivastava K., Choubey A. A novel association rule mining with IEC ratio based dissolved gas analysis for fault diagnosis of power transformers. *International Journal of Advanced Computer Research*. 2012. Vol. 2, no. 4. P. 33–44.
  28. Abu-Siada A. Improved consistent interpretation approach of fault type within power transformers using dissolved gas analysis and gene expression programming. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 4. 730. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12040730>.
  29. Sokolov V., Mayakov V., Kuchinsky G., Golubev A. On-Site partial discharge measurement of transformers. 19 p. (Preprint).
  30. Li S. Study of dissolved gas analysis under electrical and thermal stresses for natural esters used in power transformers : Student thesis: Master of Philosophy. 2012. 176 p.
  31. Боярчук Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле. *Новини енергетики*. 2010. № 10. С. 24–33.
  32. Абрамов А. В. Особенности контроля маслонаполненного оборудования по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов. *Электрические сети и системы*. 2012. № 4. С. 77–79.
  33. Duval M. A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2002. Vol. 18, no. 3. P. 8–17. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2002.1014963>.
  34. Kulyk O. S., Shutenko O. V. Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density. *Transactions on Electrical and Electronic Materials*. 2019. Vol. 20, no. 5. P. 437–447. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8>.
  35. Shutenko O., Kulyk O. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Low Energy Density Discharges. *International Journal on Electrical Engineering & Informatics*. 2020. Vol. 12, no. 2. P. 258–277. DOI: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6>.
  36. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of discharges that are accompanied by low-temperature overheating based on the analysis of gases dissolved in the oil of high-voltage transformers. *Energy saving. Power engineering. Energy audit*. 2021. No. 3-4(157-158). P. 20–33. DOI: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2021.03.02>.
  37. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. 91 с.
  38. Shutenko O., Kulyk O. Diagnosis of oil-filled equipment with x-wax deposition based on dissolved gas analysis. *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>.
  39. Shutenko O., Kulyk O. Combined Defects Recognition in the Low and Medium Temperature Range by Results of Dissolved Gas Analysis. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 5–10 October 2020. Kharkiv, 2020. P. 65–70. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250131>.
  40. Zainal Abidin M. S., Husain A. R., Marzuki K. et al. Design of a Fault Diagnostic Engine for Power Transformer Using Data Mining. Skudai, Johor, Malaysia : Universiti Teknologi Malaysia. URL: <http://eprints.utm.my/id/eprint/5839/1/74286.pdf>.
  41. Tomsovic K., Amar A. On refining equipment condition monitoring using fuzzy sets and artificial neural nets. Knoxville, Tennessee. 19 p. (University of Tennessee).
  42. Al-Auqailli S. A. A.-G. H. A new fuzzy logic approach to identify transformer criticality using dissolved gas analysis : Master of Philosophy thesis. Bentley, Perth, Australia, 2013.
  43. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Mid-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*. 2021. P. 401–406. DOI: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570059>.
  44. Li E., Wang L., Song B. Fault diagnosis of power transformers with membership degree. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 28791–28798. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2902299>.
  45. Malik H., Mishra S. Application of gene expression programming (GEP) in power transformers fault diagnosis using DGA. *IEEE Transactions on Industry Applications*. 2016. Vol. 52, no. 6. P. 4556–4565. DOI: <https://doi.org/10.1109/tia.2016.2598677>.
  46. Panchal R. K., Swami P. S., Thosar A. G. Improving the accuracy of DGA interpretation for detection of incipient faults using MATLAB GUI. *International Journal of Electrical Engineering & Technology (IJEET)*. 2018. Vol. 9, no. 4. P. 124–133.
  47. Soni R., Chaudhari K. An approach to diagnose incipient faults of power transformer using dissolved gas analysis of mineral oil by ratio methods using fuzzy logic. *2016 International conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPEs)*, Paralakhemundi, Odisha, India, 3–5 October 2016. P. 1894–1899. DOI: <https://doi.org/10.1109/scopes.2016.7955775>.
  48. Shutenko O. Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases. *Energetika*. 2018. Vol. 64, no. 1. P. 11–22. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724>.
  49. Шутенко О. В. Особливості розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання з використанням методу номограм. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 86–104. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.10>.
  50. Roland U., Eseosa O. Artificial neural network approach to distribution transformers maintenance. *International Journal of Scientific Research Engineering Technology*. 2015. Vol. 1, no. 4. P. 62–70.
  51. Taha I. B. M., Hoballah A., Ghoneim S. S. M. 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*. 2020. Vol. 27, no. 1. P. 222–230. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2019.008395>.
  52. Kulkarni A. S., Swami P. S., Thosar A. G. Dissolved gas analysis of transformer oil using adaptive neuro-fuzzy inference system. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2016. Vol. 7, no. 5. P. 1487–1491.
  53. Ghoneim S. S. M., Taha I. B. Artificial neural networks for power transformers fault diagnosis based on IEC code using dissolved gas analysis. *International journal of control automation and systems*. 2015. Vol. 4, no. 2. P. 18–21.
  54. Hoballah A., Mansour D.-E. A., Taha I. B. M. Hybrid grey wolf optimizer for transformer fault diagnosis using dissolved gases considering uncertainty in measurements. *IEEE Access*. 2020. Vol. 8. P. 139176–139187. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3012633>.
  55. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of Overheating with Temperatures of 150-300°C by Analysis of Dissolved Gases in Oil. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. Istanbul, 2020. P. 71–76. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145>.
  56. Шутенко О., Кулик А. Распознавание перегревов, которые сопровождаются разрядами с высокой плотностью энергии, по результатам анализа растворенных в масле газов. *Energy. Series: «Modern problems of power engineering and ways of solving them»*. 2020. № 4(96). С. 82–87.
  57. Шутенко О. В. Анализ графических образцов построенных по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2017. № 31(1253). С. 97–121.
  59. Шутенко О. В., Кулик О. С. Діагностика оливнонаповненого устаткування з комбінованими дефектами за результатами аналізу розчинених в маслі газів. *Вісник Харківського національного технічного університету сільськогосподарства імені Петра Василенка*. 2019. № 203. С. 39–42.
  59. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of High-Temperature Overheating in High-Voltage Power Transformers by Dissolved Gas Analysis. *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*. 2021. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/MEES52427.2021.9598575>.

60. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis. *Sādhanā*. 2022. Vol. 47, no. 3. P. 146. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x>.
61. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019. Vol. 65, no. 1. P. 21–38. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v65i1.3973>.

## References

- O. S. Kulyk, "Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil", *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (1), pp. 15–25, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.03>.
- O. Shutenko and O. Kulyk, "Comparative analysis of new methods for defect type recognition by dissolved gas analysis," in *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 3–7, 2022, pp. 1–6. doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916319>.
- D. R. Pugh, "Advances in fault diagnosis by combustible gas analysis," in *Minutes of Forty-First International Conference of Doble Clients*. 1974, sec. 10–1201.
- IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104–2019, 2019. doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>.
- M. Duval, P. Gervais, and G. Bélangier, "Update on Hydro-Québec's experience in the interpretation of dissolved gas analysis in HV transformers", in *CIGRE Symposium*, Berlin, Germany, Jan. 1, 1993, Paper 110–14.
- M. Duval, "The duval triangle for load tap changers, non-mineral oils and low temperature faults in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 24, no. 6, pp. 22–29, Nov. 2008, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2008.4665347>.
- E. Bräsel and U. Sasum, "Universelles Fehlgasdreieck für die Transformatorendiagnostik", *ew*, vol. 108, no. 17–18, pp. 70–75, 2009.
- O. E. Gouda, S. H. El-Hoshy, and H. H. E.L.-Tamaly, "Condition assessment of power transformers based on dissolved gas analysis," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 12, pp. 2299–2310, Jun. 2019, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2018.6168>.
- M. Duval and L. Lamarre, "The duval pentagon—a new complementary tool for the interpretation of dissolved gas analysis in transformers," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 30, no. 6, pp. 9–12, Nov. 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2014.6943428>.
- L. Cheim, M. Duval, and S. Haider, "Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach," *Energies*, vol. 13, no. 11, p. 2859, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.
- D.-E. A. Mansour, "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*, vol. 22, no. 5, pp. 2507–2512, Oct. 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/TDEI.2015.004999>.
- S.-j. Lee, Y.-m. Kim, H.-d. Seo, J.-r. Jung, H.-j. Yang, and M. Duval, "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*, vol. 20, no. 2, pp. 691–696, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508774>.
- M. M. Emara, G. D. Peppas, and I. F. Gonos, "Two graphical shapes based on DGA for power transformer fault types discrimination," *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 28, no. 3, pp. 981–987, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415>.
- O. E. Gouda, S. H. El-Hoshy, and H. H. El-Tamaly, "Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 2, pp. 490–498, Jan. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.0826>.
- Y. Zhang, Y. Tang, Y. Liu, and Z. Liang, "Fault diagnosis of transformer using artificial intelligence: A review", *Frontiers in Energy Research*, vol. 10, Sep. 2022, doi: <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.1006474>.
- A. Dhiman and R. Kumar, "Fault diagnosis of a transformer using fuzzy model and unsupervised learning", *Asian Journal of Convergence in Technology*, vol. 9, no. 1, pp. 55–60, Apr. 2023, doi: <https://doi.org/10.33130/ajct.2023v09i01.011>.
- K. O. Alawode and F. Olowolafe, "Fuzzy logic and decision tree models for dissolved gas analysis in power transformer fault diagnosis", *Adeleke University Journal of Engineering and Technology*, vol. 6, no. 1, pp. 56–63, 2023.
- Ekojono, R. A. Prasojo, M. E. Apriyani, and A. N. Rahmanto, "Investigation on machine learning algorithms to support transformer dissolved gas analysis fault identification", *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 5, pp. 3037–3047, Mar. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-022-01532-5>.
- G. V. S. S. N. S. Sarma, "Multilevel SVM and AI based transformer fault diagnosis using the DGA data", *Journal of Informatics Electrical and Electronics Engineering (JIEEE)*, vol. 2, no. 3, pp. 1–16, 2021, doi: <https://doi.org/10.54060/jieee/002.03.001>.
- S. Kim, J. Park, W. Kim, S.-H. Jo, and B. D. Youn, "Learning from even a weak teacher: Bridging rule-based Duval method and a deep neural network for power transformer fault diagnosis", *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 136, Art. no. 107619, Mar. 2022, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.107619>.
- O. V. Shutenko, "Analysis of peculiarities of gas content of oils in defect-free transformers of untight construction", *Bulletin of NTU "KhPI". Series: Technique and Electrophysics of High Voltage*, no. 38, pp. 84–97, 2017. (in Russian)
- O. Shutenko and O. Kulyk, "Recognition of low-temperature overheating in power transformers by dissolved gas analysis," *Electrical Engineering*, vol. 104, no. 4, pp. 2109–2121, Jan. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s00202-021-01465-5>.
- O. V. Shutenko, "Analysis of the content of gases in oil-filled equipment with electrical defects," *Problemele Energeticii Regionale*, no. 3(38), pp. 1–16, 2018, doi: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222331>. (in Russian)
- O. V. Shutenko, V. B. Abramov, and I. S. Yakovenko, "Practical aspects of recognition of electric type defects on the analysis results of gases dissolved in oil", *Research Bulletin of the National Technical University of Ukraine "Kyiv Politechnic Institute"*, no. 6, pp. 30–43, Dec. 2018, doi: <https://doi.org/10.20535/1810-0546.2018.6.151536>.
- O. Shutenko and I. Yakovenko, "Analysis of gas content in high voltage equipment with partial discharges," in *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kharkiv, Sep. 10–14, 2018, pp. 347–352, doi: <https://doi.org/10.1109/ieps.2018.8559534>.
- S. Li, G. Wu, B. Gao, C. Hao, D. Xin, and X. Yin, "Interpretation of DGA for transformer fault diagnosis with complementary SaE-ELM and arctangent transform", *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 23, no. 1, pp. 586–595, Feb. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.005410>.
- K. Shrivastava and A. Choubey, "A Novel Association Rule Mining with IEC Ratio Based Dissolved Gas Analysis for Fault Diagnosis of Power Transformers", *International Journal of Advanced Computer Research*, vol. 2, no. 4, pp. 34–44, 2012.
- A. Abu-Siada, "Improved consistent interpretation approach of fault type within power transformers using dissolved gas analysis and gene expression programming", *Energies*, vol. 12, no. 4, Feb. 2019, Art. no. 730, doi: <https://doi.org/10.3390/en12040730>.
- V. Sokolov, V. Mayakov, G. Kuchinsky, and A. Golubev, *On-Site Partial Discharge Measurement of Transformers*. To be published.
- S. Li, "Study of dissolved gas analysis under electrical and thermal stresses for natural esters used in power transformers", Student thesis: Master of Philosophy, Univ. Manchester, 2012.
- H. M. Boiarchukov, "Prakticheskie problemy otsenki sostoiianiia vysokovoltного oborudovaniia po soderzhaniiu gazov v transformatornom masle [Practical problems of assessing the condition of high-voltage equipment by gas content in transformer oil]", *Novyny enerhetyky*, no. 10, pp. 24–33, 2010. (in Russian)
- A. V. Abramov, "Osobennosti kontroliia maslonapolnennogo oborudovaniia po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza rastvorenykh v masle gazov [Features of control of oil-filled equipment by the results of chromatographic analysis of gases dissolved in oil]", *Elektricheskie seti i sistemy*, no. 4, pp. 77–79, 2012. (in Russian)
- M. Duval, "A review of faults detectable by gas-in-oil analysis in transformers", *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 18, no. 3, pp. 8–17, May 2002, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2002.1014963>.
- O. S. Kulyk and O. V. Shutenko, "Analysis of gas content in oil-filled equipment with spark discharges and discharges with high energy density," *Transactions on Electrical and Electronic Materials*,

- vol. 20, no. 5, pp. 437–447, Jul. 2019, doi: <https://doi.org/10.1007/s42341-019-00124-8>.
35. O. Shutenko and O. Kulyk, "Analysis of gas content in oil-filled equipment with low energy density discharges," *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 12, no. 2, pp. 258–277, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2020.12.2.6>.
  36. O. Shutenko and O. Kulyk, "Recognition of discharges that are accompanied by low-temperature overheating based on the analysis of gases dissolved in the oil of high-voltage transformers," *Energy Saving. Power Engineering. Energy Audit*, no. 3–4(157-158), pp. 20–33, Sep. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2313-8890.2021.03.02>.
  37. *Diahnostyka Maslonapovnenoho Transformatornogo Obkladnannia 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, Naukovozhenernyj centr "ZTZ-Servis" [Scientific and engineering centre "ZTZ-service"], Kyiv, 2007.
  38. O. Shutenko and O. Kulyk, "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)*, Lviv, Ukraine, Aug. 26–28, 2021, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575623>.
  39. O. Shutenko and O. Kulyk, "Combined defects recognition in the low and medium temperature range by results of dissolved gas analysis," in *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 5–10, 2020, pp. 65–70, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250131>.
  40. M. S. Zainal Abidin, A. R. Husain, K. Marzuki et. al., *Design of a Fault Diagnostic Engine for Power Transformer Using Data Mining*. Skudai, Johor, Malaysia: Universiti Teknologi Malaysia. [Online]. Available: <http://eprints.utm.my/id/eprint/5839/1/74286.pdf>.
  41. K. Tomsovic and A. Amar, *On Refining Equipment Condition Monitoring Using Fuzzy Sets and Artificial Neural Nets*. To be published.
  42. S. A. A.-G. H. Al-Auqaili, "A new fuzzy logic approach to identify transformer criticality using dissolved gas analysis", Master of Philosophy thesis, Curtin Univ., Bentley, Perth, Australia, 2013.
  43. O. Shutenko and O. Kulyk, "Recognition of mid-temperature overheating in high-voltage power transformers by dissolved gas analysis," in *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 13–17, 2021, pp. 401–406, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570059>.
  44. E. Li, L. Wang, and B. Song, "Fault diagnosis of power transformers with membership degree", *IEEE Access*, vol. 7, pp. 28791–28798, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2902299>.
  45. H. Malik and S. Mishra, "Application of gene expression programming (GEP) in power transformers fault diagnosis using DGA", *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 6, pp. 4556–4565, Nov. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/tia.2016.2598677>.
  46. R. K. Panchal, P. S. Swami, and A. G. Thosar, "Improving the accuracy of DGA interpretation for detection of incipient faults using MATLAB GUI", *International Journal of Electrical Engineering & Technology (IJEET)*, vol. 9, no. 4, pp. 124–133, 2018.
  47. R. Soni and K. Chaudhari, "An approach to diagnose incipient faults of power transformer using dissolved gas analysis of mineral oil by ratio methods using fuzzy logic", in *2016 International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPES)*, Paralakhemundi, Odisha, India, Oct. 3–5, 2016, pp. 1894–1899, doi: <https://doi.org/10.1109/scopes.2016.7955775>.
  48. O. Shutenko, "Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases," *Energetika*, vol. 64, no. 1, Jul. 2018, p. 11–22, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724>.
  49. O. V. Shutenko, "Features of recognising the type of defect in oil-filled equipment using the nomogram method", *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 86–104, 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.10>.
  50. U. Roland and O. Eseosa, "Artificial neural network approach to distribution transformers maintenance", *International Journal of Scientific Research Engineering Technology*, vol. 1, no. 4, pp. 62–70, 2015.
  51. I. B. M. Taha, A. Hoballah, and S. S. M. Ghoneim, "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*, vol. 27, no. 1, pp. 222–230, Feb. 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2019.008395>.
  52. A. S. Kulkarni, P. S. Swami, and A. G. Thosar, "Dissolved gas analysis of transformer oil using adaptive neuro-fuzzy inference system," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 7, no. 5, pp. 1487–1491, 2016.
  53. S. S. M. Ghoneim and I. B. Taha, "Artificial neural networks for power transformers fault diagnosis based on IEC code using dissolved gas analysis", *International Journal of Control Automation and Systems*, vol. 4, no. 2, pp. 18–21, 2015.
  54. A. Hoballah, D.-E. A. Mansour, and I. B. M. Taha, "Hybrid grey wolf optimizer for transformer fault diagnosis using dissolved gases considering uncertainty in measurements", *IEEE Access*, vol. 8, pp. 139176–139187, 2020, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2020.3012633>.
  55. O. Shutenko and O. Kulyk, "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)*, Istanbul, Turkey, Sep. 7–11, 2020, pp. 71–76, doi: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263145>.
  56. O. Shutenko and O. Kulyk, "Recognition of overheating accompanied by high energy density discharges based on analysis of gases dissolved in oil," *Energy. Series: "Modern Problems of Power Engineering and Ways of Solving Them"*, no. 4(96), pp. 82–87, 2020. (in Russian)
  57. O. V. Shutenko, "Analiz graficheskikh obrazov, postroyenykh po rezul'tatam KhARG dlya vysokovol'tnykh silovyykh transformatorov s razlichnymi tipami defektov [Analysis of graphical samples of gases constructed for chromatographic analysis of gases dissolved in oil for high-voltage power transformers with various types of defects]," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 31 (1253), pp. 97–121, 2017.
  58. O. Shutenko and O. Kulyk, "Diagnostics of oil-filled equipment with combined defects based on analysis of dissolved gases in oil," *Bulletin of the Kharkiv National Technical University of Agriculture Named After P. Vasylenko*, no. 203, pp. 39–42, 2019. (in Ukrainian)
  59. O. Shutenko and O. Kulyk, "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)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–24, 2021, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598575>.
  60. O. Shutenko and O. Kulyk, "Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis," *Sādhanā*, vol. 47, no. 3, p. 146, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x>.
  61. O. Shutenko, "Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas," *Energetika*, vol. 65, no. 1, pp. 21–38, May 2019, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.v65i1.3973>.

Надійшло (received) 26.06.2023

Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

**Кулик Олексій Сергійович (Oleksii Kulyk)** – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-2545-6314>; e-mail: [oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua](mailto:oleksii.kulyk@ieee.khpi.edu.ua).