

О. В. ШУТЕНКО

АНАЛІЗ ОСНОВНИХ ПРОБЛЕМ, ЩО ВИНИКАЮТЬ ПІД ЧАС РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

У статті наведені результати аналізу основних проблем, що виникають при розпізнаванні типу дефекту в маслонаповненому обладнанні електричних мереж за результатами аналізу розчинених у маслі газів. На прикладі інтерпретації реальних результатів аналізу розчинених у маслі газів проаналізовано основні проблеми, що виникають під час розпізнавання часткових розрядів, іскрових розрядів, розрядів з низькою та високою щільністю енергії, локальних перегрівань та комбінованих дефектів із застосуванням графічного методу зі стандарту IEC 60599, квадрата ETRA та трикутника Дюваля. У процесі виконання аналізу виявлені наявні істотні розбіжності у нормах і критеріях, що регламентуються різними стандартами і методиками щодо інтерпретації результатів аналізу розчинених у маслі газів, для розпізнавання одного і того ж дефекту. За результатами досліджень встановлено, що практично для всіх аналізованих дефектів відмови від розпізнавання зумовлені відсутністю нормованих значень діагностичних критеріїв (значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношень концентрацій газів до газу з максимальним вмістом) для деяких дефектів або комбінацій декількох дефектів. Постановка помилкових діагнозів під час розпізнавання типу дефектів маслонаповненого устаткування за результатами аналізу розчинених у маслі газів зумовлена не врахуванням значень окремих відношень газів або відсоткового вмісту окремих газів. У процесі аналізу виявлено суперечності в поставлених діагнозах, які виникають у разі використання різних діагностичних критеріїв (відношень характерних газів і відсоткового вмісту газів) стосовно одних і тих самих результатів аналізу розчинених у маслі газів. Забезпечення достовірного розпізнавання типу дефекту маслонаповненого устаткування за результатами аналізу розчинених у маслі газів можливе завдяки комплексному підходу, що включає не тільки аналіз значень відношень газів, а й аналіз відсоткового вмісту газів і номограм дефектів. Крім того принципово важливим є врахування фізико-хімічних закономірностей газоутворення в маслі, зокрема залежності газовмісту залежно від температури/енергії дефектів.

Ключевые слова: маслонаповнене обладнання, аналіз розчинених у маслі газів, розпізнавання дефектів, що розвиваються, відмова від розпізнавання, помилковий діагноз, часткові розряди, іскрові розряди, розряди з високою щільністю енергії, локальні перегрівання, комбіновані дефекти, області діагнозів, відношення газів, відсотковий вміст газів.

О. SHUTENKO

ANALYSIS OF THE MAIN PROBLEMS ARISING DURING THE RECOGNITION OF THE DEFECT TYPE BASED ON THE RESULTS OF THE DISSOLVED GASES ANALYSIS

The article presents the results of the analysis of the main problems that arise when recognising the defect type in oil-filled equipment of electric power networks based on the results of the dissolved gases analysis. On the example of interpreting the actual results of the dissolved gases analysis, the main problems arising in the recognition of partial discharges, spark discharges, discharges with low and high energy density, local overheating and combined defects are analysed using the graphical method from the IEC 60599 standard, the ETRA square and the Duval triangle. The analysis revealed significant discrepancies in the norms and criteria regulated by different standards and methods for interpreting the results of the dissolved gases analysis to recognise the same defect. The research results showed that for almost all the analysed defects, the non-recognition is caused by the absence of normalised values of diagnostic criteria (values of gas ratios, percentage of gases and ratios of gas concentrations to the gas with the maximum content) for some defects or combinations of several defects. False diagnoses are made when identifying the type of defects in oil-filled equipment based on the results of the dissolved gases analysis because the values of individual gas ratios or percentage content of individual gases are not taken into account. The analysis revealed contradictions in the diagnoses made when different diagnostic criteria (ratios of characteristic gases and percentage of gases) are used for the same results of the analysis of gases dissolved in oil. Ensuring reliable recognition of the type of defect in oil-filled equipment based on the results of dissolved gas analysis is possible thanks to an integrated approach that includes not only the analysis of gas ratios, but also the analysis of the percentage of gases and defect nomograms. In addition, it is crucial to take into account the physicochemical laws of gas formation in oil, in particular, the dependence of gas content on the temperature or energy of defects.

Keywords: oil-filled equipment, dissolved gas analysis, recognising developing defects, non-recognition, misdiagnosis, partial discharges, spark discharges, high energy density discharges, local overheating, combined defects, areas of diagnoses, gas ratios, percentage of gases.

Постановка проблеми. Залишковий ресурс маслонаповненого обладнання електричних мереж, зокрема й силових трансформаторів, багато в чому визначається станом ізоляції. Зі свого боку стан ізоляції залежить від інтенсивності процесів старіння. Крім реакцій гідролізу і піролізу, що призводять до погіршення властивостей паперової ізоляції, та окислювальних реакцій трансформаторних масел, у процесі експлуатації маслонаповненого устаткування також розвиваються процеси іонізаційного старіння і локальні перегрівання, які дістали назву дефектів, що розвиваються. На відміну від окислювальних реакцій і реакцій гідролізу та піролізу, які розвиваються протягом тривалої експлуатації (десятки років) і залежать від її тривалості, дефекти, що розвиваються, можуть виникати як у початковий період, так і в період

нормальної експлуатації, а також у періоді зношення. При цьому тривалість розвитку дефекту залежить від його типу і становить від декількох секунд (поверхневі розряди) до декількох років (термічні дефекти). Аналізуючи негативні наслідки від дефектів, що розвиваються, слід зазначити, що безпосередню небезпеку становлять не тільки дефекти, що призводять до внутрішніх коротких замикань і, як наслідок, до аварійного пошкодження обладнання, а й низькотемпературні нагрівання, які призводять до прискореного старіння паперової ізоляції, і, таким чином, до зниження залишкового ресурсу. Таким чином, своєчасне виявлення і розпізнавання дефектів, що розвиваються, є актуальним і практично значущим завданням.

© О. В. Шутенко, 2023

Одним із методів неруйнівної діагностики дефектів, що розвиваються, є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ). Цей метод широко використовується практично всіма енергокомпаніями, які застосовують різні норми і критерії для інтерпретації результатів АРГ. Незважаючи на тривалий досвід використання АРГ для діагностики маслонаповненого обладнання, у процесі реальної експлуатації можуть виникати проблеми під час розпізнавання типу дефекту. Аналізу цих проблем і присвячена ця стаття.

Мета статті. У статті проаналізовані основні проблеми, що виникають під час розпізнавання типу дефектів за результатами аналізу розчинених в маслі газів.

Аналіз публікацій. Історія використання методу аналізу розчинених у маслі газів для діагностики стану високовольтного маслонаповненого обладнання бере свій початок ще з 1960–1970 рр. Перші методи інтерпретації результатів АРГ почали з'являтися у середині 1970-х рр. Цими методами були аналітичні методи ключового газу [1], IEC 60599 [2], Роджерса [3], Дорненбурга [4], MSS [5], а також графічні Трикутник Дюваля [6] та номограм [7]. З того часу і по сьогодні розроблено близько 20 різних стандартів та методів для інтерпретації результатів АРГ [1–20]. Кожен із цих стандартів і методів [21] відрізняється використовуваними діагностичними критеріями (значеннями відношень газів [2–5, 8–11], відсотковим вмістом газів [1, 6, 12–20], номограмами дефектів [7]), кількістю розпізнаваних дефектів, а також достовірністю розпізнавання [22, 23]. У зв'язку з цим багато публікацій присвячено питанню підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням різного роду нейронних мереж (наприклад, з радіальною базисною функцією [24], імовірнісна [25], рекурсивні [26] тощо), методу опорних векторів [27], кластеризації [28] та багато інших. Однак як і традиційні, так і удосконалені методи не позбавлені проблем, що виникають при розпізнаванні типу дефектів за результатами АРГ.

Розпізнавання часткових розрядів. Часткові розряди (ЧР) є одним із дефектів, для яких спостерігаються найбільші розбіжності в нормах і критеріях, що рекомендовані різними стандартами для їх розпізнавання. Так згідно зі стандартами [2, 29], ЧР прогноуються, якщо значення відношень характерних газів перебувають у таких діапазонах: $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,2$, а значення відношення $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ є нехарактерним. У методиці Роджерса [3] для розпізнавання ЧР регламентовано такі відношення газів: $\text{CH}_4/\text{H}_2 \leq 0,1$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$, а $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 \leq 0,5$. Методикою Дорненбурга [4] для розпізнавання ЧР встановлено такі значення відношень: $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4 < 0,3$ і $0,4 < \text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$. У квадраті ETRA [30] область ЧР обмежена значеннями відношень $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$ і $0,01 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$. У методиці MSS [5] значення відношень газів ранжовані залежно від енергії ЧР. Так для ЧР з низькою щільністю енергії регламентовано такі значення відношень: $\text{H}_2/\text{CH}_4 \geq 10$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,3$,

$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,3$, а значення відношення $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_3\text{H}_6$ є нехарактерним. Для розпізнавання ЧР з високою щільністю енергії використовуються ті самі діапазони значень відношень, за винятком $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$, яке регламентовано в діапазоні значень 0,3–3. Крім того, у цій методиці регламентовано значення відношень для ЧР, які супроводжуються нагріванням: $\text{H}_2/\text{CH}_4 \geq 10$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 \geq 1$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,3$ та $0,3 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_3\text{H}_6 < 1$. На думку автора, відмінності в нормах і критеріях для розпізнавання ЧР, що регламентовані різними стандартами і методиками, зумовлені кількома причинами. Насамперед, це пов'язано з досить широким спектром електричних розрядів різного виду, які об'єднані в термін «частковий розряд». Як показано в [31, 32], часткові розряди класифікуються на внутрішні, поверхневі, коронні, електричні деревоподібні та діелектричні бар'єрні розряди (DBD). Очевидно, що кожен з перерахованих розрядів супроводжується виділенням різного рівня енергії, що і призводить до виділення різного спектра газів. Крім того, існують відмінності в оцінках інтенсивності та щільності енергії ЧР, що також позначається на значеннях нормованих критеріїв.

Наведені відмінності в регламентованих різними стандартами нормах і критеріях є не єдиною причиною постановки помилкових діагнозів або відмов від розпізнавання при діагностиці часткових розрядів. Ще однією суттєвою проблемою є відсутність нормованих значень діагностичних критеріїв для ЧР, що супроводжуються іншими дефектами, або коли в устаткуванні розвиваються одночасно декілька дефектів, зокрема й ЧР, наприклад, часткові розряди та іскріння, або часткові розряди та розряди з високою щільністю енергії. Крім того, як видно з наведеного аналізу, практично у всіх методиках і стандартах для розпізнавання ЧР значення відношення CH_4/H_2 не повинно перевищувати 0,1. Однак, в умовах реальної експлуатації [33, 34], можуть зустрічатися результати АРГ маслонаповненого обладнання, в якому виявлено ЧР, для яких значення відношення CH_4/H_2 перебувають у діапазоні 0,1–1, а значення відношень $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ менше 1. Примітно, що в різних літературних джерелах такі дефекти інтерпретуються найрізноманітнішим чином. Наприклад, у [35] було поставлено діагноз «корона в маслі», в [36–39] – «часткові розряди», в [40] – «розряди з низькою щільністю енергії», а в [41, 42] – «перегрівання». Згідно з [43] у вимірювальних трансформаторах з таким значенням відношення метану до водню було виявлено відкладення X-воску.

Як ілюстрацію розбіжностей, що виникають під час розпізнавання ЧР із використанням різних методик і стандартів, на рис. 1 наведено результати діагностики 377 одиниць маслонаповненого обладнання за допомогою графічного методу стандарту IEC 60599 (рис. 1 а), квадрата ETRA (рис. 1 б) і трикутника Дюваля (рис. 1 в). Для зручності аналізу результати АРГ були розбиті на 5 масивів даних. Перший масив сформовано за результатами АРГ з обладнання з ЧР з низькою щільністю енергії, масив №2 – за

результатами з АРГ з обладнання з ЧР, що супроводжувалися перегріванням у діапазоні температур 150–300 °С. Масив №3 був сформований за результатами АРГ обладнання, в якому виявлено критичні ЧР, тобто ЧР, які залишають сліди або призводять до пробою частини проміжку. В обладнанні, за результатами АРГ з якого був сформований масив №4, були виявлені ЧР та дугові розряди. А масив №5 сформовано за результатами АРГ обладнання з ЧР, для якого значення відношення CH_4/H_2 перевищує 0,1.

Як видно з рис. 1 а, під час використання графічного методу зі стандарту ІЕС 60599 практично у всіх випадках було зафіксовано відмови від розпізнавання (точки, що відображають стан діагностованого обладнання, розташовані поза областями діагнозів). Зокрема, відмову від розпізнавання було зафіксовано під час діагностики результатів АРГ із масиву №1. Примітно, що значення відношень газів, розраховані за результатами АРГ обладнання з цього масиву, перебувають у діапазонах значень $CH_4/H_2 < 0,1$ і $C_2H_4/C_2H_6 < 0,2$, що, згідно з цим же стандартом, відповідає ЧР. Тобто має місце розбіжність між аналітичним і графічними методами

розпізнавання, регламентовані одним і тим самим стандартом (у цьому випадку розбіжності за значеннями відношення C_2H_2/C_2H_4). При використанні квадрата ЕТРА (рис. 1 б) відмов від розпізнавання зафіксовано не було. При цьому найбільше число помилкових діагнозів (Т1 замість ЧР) було поставлено для обладнання з низьким вмістом C_2H_2 . Це зумовлено тим, що у квадраті ЕТРА під час постановки діагнозу не враховується значення відношення CH_4/H_2 . Як видно з рис. 1 в, за використання трикутника Дюваля також було діагностовано дефекти термічного типу, що, безумовно, є помилковим діагнозом. Це зумовлено не врахуванням відсоткового вмісту H_2 у даному трикутнику Дюваля.

Таким чином, відмови від розпізнавання або постановка помилкових діагнозів під час діагностики часткових розрядів зумовлені відсутністю ділянок діагнозів, що відповідають ЧР та їхнім комбінаціям з іншими дефектами, а також не врахуванням значень окремих відношень газів або відсоткового вмісту окремих газів. Крім того, має місце суттєва розбіжність у нормах і критеріях, що регламентуються в різних методиках для розпізнавання ЧР.

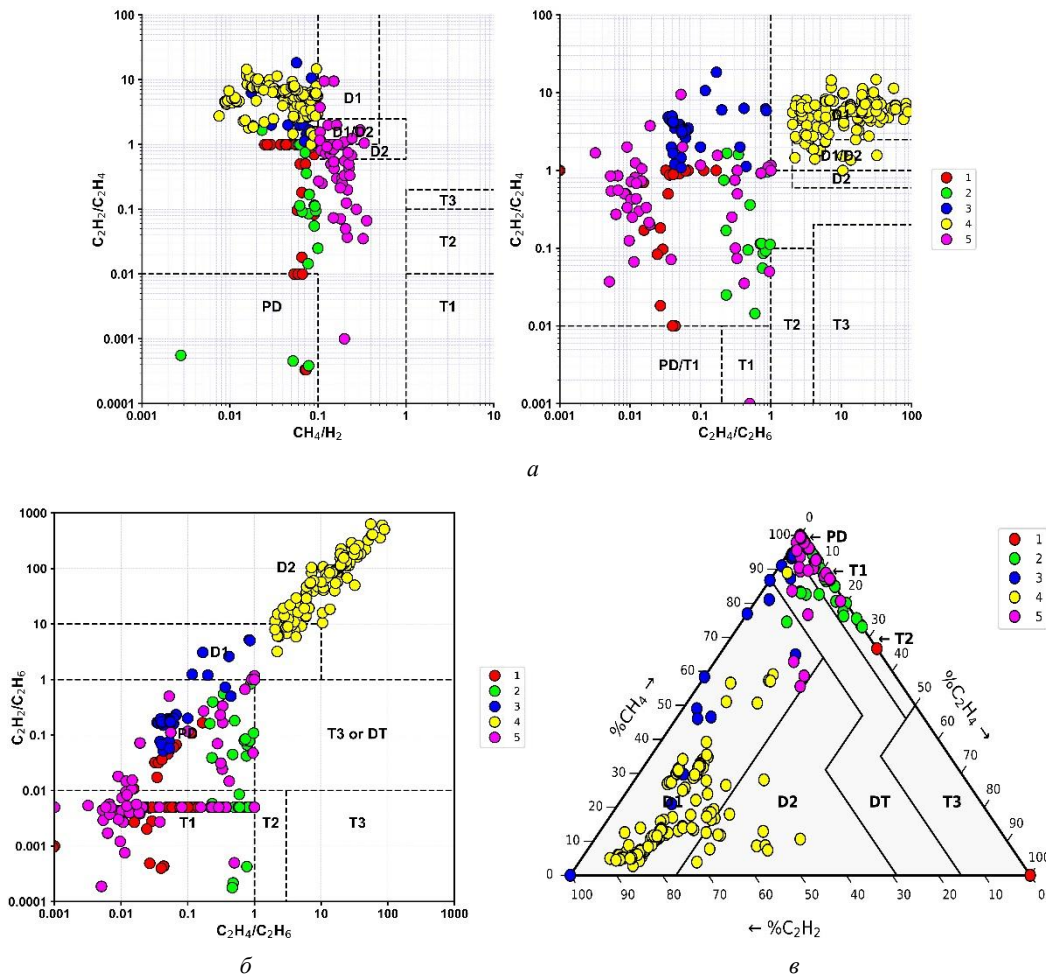


Рисунок 1 – Результати діагностики 377 одиниць маслонаповненого обладнання з ЧР з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 (а), квадрата ЕТРА (б) і трикутника Дюваля (в):

- 1 – ЧР з низькою щільністю енергії; 2 – ЧР, що супроводжуються перегріваннями в діапазоні температур 150–300 °С;
- 3 – критичні ЧР; 4 – ЧР, що супроводжуються дуговими розрядами; 5 – ЧР, для яких значення відношення $CH_4/H_2 > 0,1$

Розпізнавання іскрових і повзучих розрядів. З усіх відомих стандартів і авторських методик з інтерпретації результатів АРГ значення відношень газів для іскрових і повзучих (поверхневих) розрядів регламентовано тільки в методиці Роджерса [3] і національному стандарті України [29]. Зокрема, у чинному в Україні стандарті СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006, для розпізнавання повзучих розрядів регламентовано такі діапазони значень співвідношень: $0,3 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,5$, $5 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$. А в методиці Роджерса для повзучих розрядів регламентовано такі діапазони значень відношень: $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$ і $0,5 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. Для поверхневих розрядів згідно з методикою Роджерса значення відношень повинні знаходитися в наступних діапазонах: $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$ і $0,5 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 3$. Водночас для іскрових розрядів у цій методиці рекомендовано такі значення відношень: $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$, $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4 < 1$, $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 3$ і $3 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. У чинному в Україні стандарті безпосередньо для іскрових розрядів значення відношень газів не регламентовані, але наведено характерну номограму дефектів (рис. 2 а).

Порівняння значень відношень, регламентованих двома аналізованими стандартами, для розпізнавання повзучих розрядів показує істотні відмінності в рекомендованих значеннях відношень газів. На думку автора, однією з причин спостережуваних розбіжностей може бути та обставина, що газоміст масел, а, отже, і значення відношень газів визначатимуться не тільки видом розрядів, а й їхньою інтенсивністю, стадією розвитку, тривалістю та низкою інших чинників.

Як приклад на рис. 2 б та в наведено номограми, побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких було виявлено іскрові розряди. Так, у трансформаторі за результатами АРГ, якого побудовано номограму на рис. 2 б, згідно з [36], було виявлено іскріння на стінках баків до вводу, але водночас номограма дефекту відповідає розрядам із високою щільністю енергії.

Номограма на рис. 2 в відповідає дуговим розрядам, але згідно з [44] у трансформаторі, за результатами АРГ якого вона побудована, також були виявлені іскрові розряди. Таким чином, розряду одного і того ж виду залежно від його інтенсивності може відповідати різний вміст газів.

Результати досліджень, наведені в [45], свідчать про те, що в маслonaповненому устаткуванні з іскровими та повзучими розрядами значення відношень газів можуть варіюватися в наступних діапазонах: $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$, $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$.

З огляду на або відсутність нормованих значень відношень газів і відсоткового вмісту газів у більшості відомих стандартів і методиках з інтерпретації результатів АРГ, або наявність суперечностей у їхніх значеннях, розпізнавання іскрових і повзучих розрядів з використанням різних стандартів призводить до різних результатів. На рис. 3 наведено результати діагностики 259 трансформаторів з іскровими і повзучими розрядами, з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 (рис. 3 а), квадрата ЕТРА (рис. 3 б) і трикутника Дюваля (рис. 3 в).

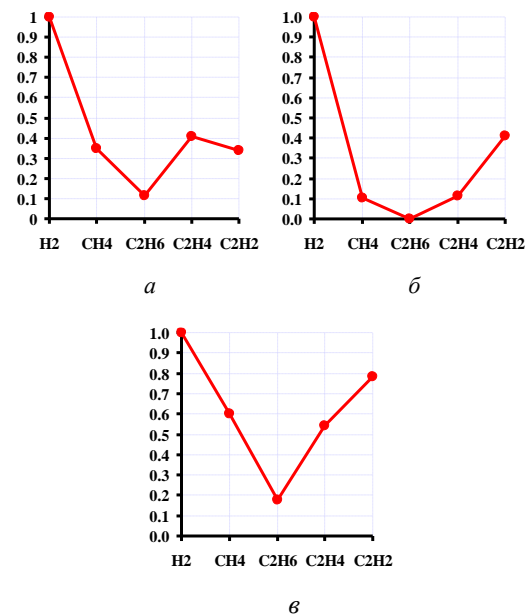


Рисунок 2 – Номограми дефектів, побудовані за результатами АРГ маслonaповненого обладнання з іскровими розрядами

Як видно з рис. 3 а під час розпізнавання іскрових і повзучих розрядів з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 діагноз розряди з високою щільністю енергії поставили тільки для тих трансформаторів, у пробах масла яких значення відношення $0,6 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. Для решти трансформаторів було зафіксовано відмову від розпізнавання. У разі використання квадрата ЕТРА (рис. 3 б), відмов від розпізнавання зафіксовано не було. При цьому, як видно з рисунку, через неврахування в цьому методі значення відношення CH_4/H_2 для трансформаторів, у пробах масла яких є низький вміст C_2H_2 ($\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,01$), було поставлено хибні діагнози – перегрівання в діапазоні середніх (Т2) і високих (Т3) температур. Для решти трансформаторів залежно від вмісту C_2H_4 і C_2H_2 було поставлено діагнози – високотемпературні перегрівання, що супроводжуються розрядами (Т3 or DT), розряди з низькою щільністю енергії (D1) і розряди з високою щільністю енергії (D2). Під час діагностики іскрових і повзучих розрядів за допомогою трикутника Дюваля було встановлено практично всі діагнози, які дає змогу розпізнати цей тип трикутника. На думку автора, основною причиною такого розкиду поставлених діагнозів щодо одного типу дефекту можна пояснити не врахуванням вмісту H_2 в цьому трикутнику.

Узагальнюючи отримані результати можна констатувати, що основні проблеми під час розпізнавання іскрових і повзучих розрядів зумовлені або відсутністю нормованих значень відношень газів, або протиріччями між нормами, які регламентуються різними методиками. При цьому для розпізнавання дефектів електричного типу недостатньо використовувати тільки відсотковий вміст C_2H_2 чи значень відношень $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ без урахування відсоткового вмісту H_2 або значення відношення CH_4/H_2 , що призводить до постановки помилкових діагнозів.

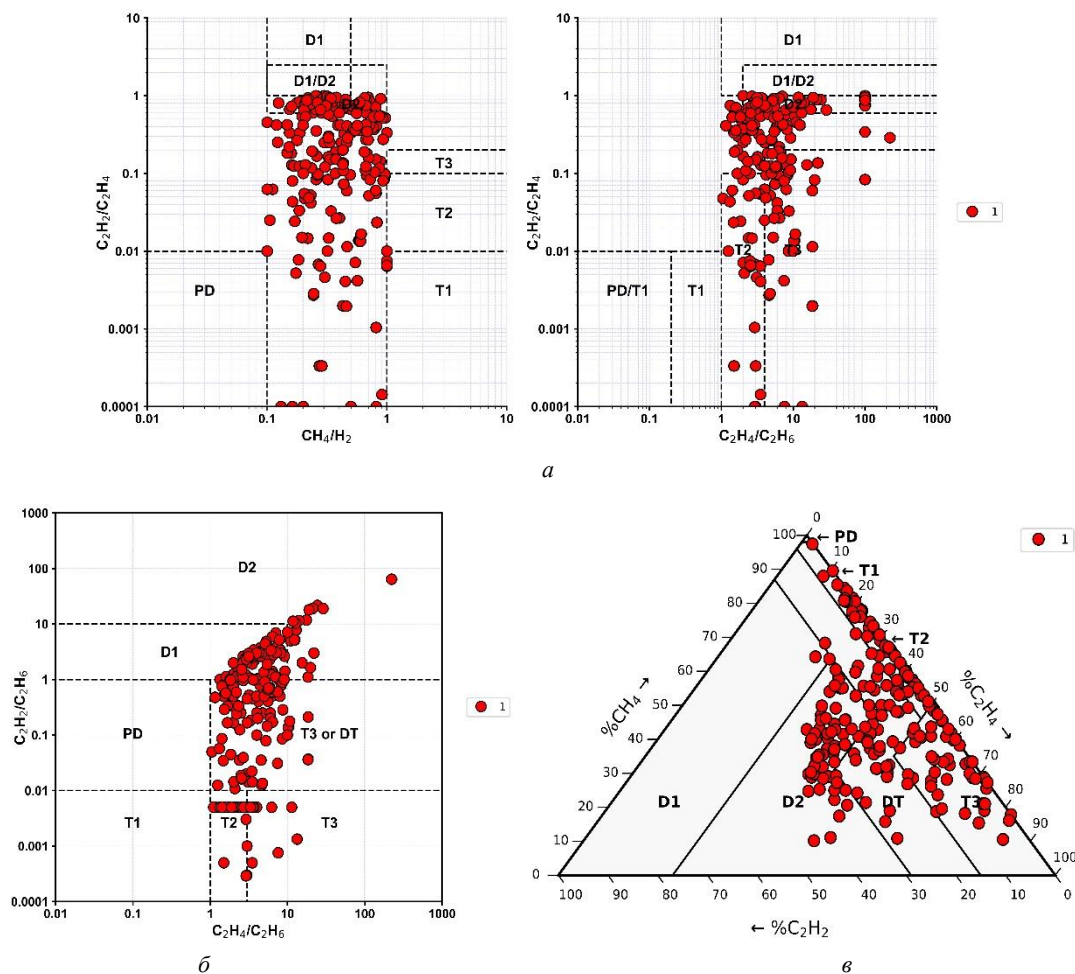


Рисунок 3 – Результати діагностики 259 трансформаторів з іскровими і повзучими розрядами з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 (а), квадрата ЕТРА (б) і трикутника Дювала (в)

Розпізнавання розрядів із низькою та високою щільністю енергії. У більшості відомих стандартів і авторських методиках з інтерпретації результатів АРГ для прогнозування розрядів з низькою і високою щільністю енергії рекомендовано використовувати такі значення відношень газів: $0,1 < CH_4/H_2 < 1$ (для розрядів з низькою щільністю енергії значення даного відношення регламентоване в діапазоні $0,1-0,5$), $1 < C_2H_4/C_2H_6$ (для розрядів з високою щільністю енергії значення даного відношення перевищує 2) і $1 < C_2H_2/C_2H_4$ (для розрядів з високою щільністю енергії згідно зі стандартом ІЕС 60599 значення даного відношення перебуває в діапазоні значень $0,6-2,5$). Результати досліджень, наведені в [45], показують, що в умовах реальної експлуатації у пробах масла з устаткування з розрядами з високою щільністю енергії значення відношення C_2H_2/C_2H_4 можуть істотно перевищувати 2,5, що виходить за межі верхнього діапазону значень цього відношення регламентованого стандартом ІЕС 60599. Своєю чергою значення відношення CH_4/H_2 в маслonaповненому обладнанні з розрядами з низькою щільністю енергії може перевищувати 0,5 [46].

Крім того, відповідність значень відношень газів, отриманих унаслідок експлуатаційних випробувань, значенням відношень, регламентованих для розрядів із низькою щільністю енергії, не завжди дає змогу

встановити достовірний діагноз. Як приклад у табл. 1 наведені значення концентрацій газів, а також значення характерних відношень і відсоткового вмісту газів для двох шунтувальних реакторів, у яких були виявлені електричні розряди. Значення аналізованих концентрацій наведено в [36, 47].

Аналізуючи значення відношень газів із табл. 1, можна зробити висновок про те, що і в реакторі №1, і в реакторі №2 мають місце розряди з низькою щільністю енергії. Водночас аналіз рівнів концентрацій і відсоткового вмісту газів показує, що в пробах масла з реактора №1 газом з максимальним вмістом є водень, а в реакторі №2 – ацетилен. Оскільки максимальний вміст ацетилену характерний для розрядів з високою щільністю енергії [29], то очевидно, що, не дивлячись на те, що значення відношення C_2H_4/C_2H_6 відповідає розрядам з низькою щільністю енергії, даний діагноз для реактора №2 є помилковим. І дійсно за результатами «розтину» в реакторі №2, за даними [36], було виявлено дугу в обмотці, а в реакторі №1 згідно з [47] – іскріння/трекінг в ізоляції. Цей приклад ілюструє наявність суперечностей під час постановки діагнозу з використанням різних діагностичних критеріїв, у даному випадку між відношеннями газів і відсотковим вмістом газів.

Таблиця 1 – Значення концентрацій газів, відношень газів і відсоткового вмісту газів для шунтувальних реакторів з розрядами з низькою щільністю енергії

№	Значення концентрацій газів, ppm					
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
1	1790	580	321	336	619	
2	110	62	90	140	250	
Значення відношень характерних газів						
№	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
1	0,324	1,047	1,842	0,553	1,067	0,519
2	0,564	1,556	1,786	1,452	4,032	0,360
Значення відсоткового вмісту газів						
№	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
1	49,095	15,908	8,804	9,216	16,978	
2	16,871	9,509	13,804	21,472	38,344	

Як показано в [46, 48, 49], в умовах реальної експлуатації можуть зустрічатися результати АРГ, для яких значення відношення $C_2H_4/C_2H_6 < 1$, а значення інших відношень відповідають розрядам з високою або низькою щільністю енергії, тобто $0,1 < CH_4/H_2 < 1$ і $1 < C_2H_2/C_2H_4$. Для наочності виконуваного аналізу розглянемо такий приклад. У табл. 2 наведено результати АРГ, опубліковані у відкритих літературних джерелах, для 8 трансформаторів, у пробах масла яких значення відношень CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4 перебувають в аналізованому діапазоні значень.

Якщо для розпізнавання типу дефекту використовувати тільки значення відношень, які використовуються в стандарті ІЕС 60599 і в стандарті України (CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4), без урахування відсоткового вмісту газів і номограм дефектів, то можна зробити висновок, що в

аналізованих трансформаторах має місце дефект одного типу. При цьому використання даних стандартів не дає змоги встановити тип дефекту. Збільшення розмірності діагностичного простору завдяки введенню в розгляд значень відношень C_2H_6/CH_4 , C_2H_2/CH_4 і C_2H_6/C_2H_2 (рекомендованих у методиках Роджерса, Дорненбурга і MSS) також не дає змоги уточнити характер прогнозованого дефекту, оскільки в цих методиках не регламентовано дефектів з аналізованими відношеннями газів. Однак аналіз значень цих відношень дає змогу зробити висновок про те, що тип дефекту в аналізованих трансформаторах відрізняється. Аналіз значень відсоткового вмісту газів, наведених у табл. 2, і номограм дефектів, наведених на рис. 4, також дає змогу дійти висновку про те, що в цих трансформаторах тип дефекту відрізняється. При цьому комплексний аналіз усіх трьох критеріїв (відсоткового вмісту газів, номограм дефектів і значень відношень газів) дав змогу встановити, що в трансформаторах №1–3 мали місце розряди, що супроводжувалися термічним дефектом у діапазоні температур 150–300 °С. У пробах масла з цих трансформаторів газом з максимальним вмістом є H₂, крім того досить високий вміст має C₂H₂. А номограми №1–3, наведені на рис. 4, є комбінацією номограм, що відповідають розрядам і низькотемпературним нагріванням з різною температурою гарячої точки [55]. У пробі масла з трансформатора №4 також має місце максимальний вміст H₂, а другим газом за вмістом є C₂H₂, а номограма №4 відповідає розрядам з низькою щільністю енергії. У пробах масла з трансформаторів № 5 і 6 газом із максимальним вмістом є C₂H₂, що свідчить про наявність розрядів із високою щільністю енергії.

Таблиця 2 – Значення концентрацій, відсоткового вмісту газів та відношень газів в трансформаторах з розрядами з низькою щільністю енергії, та розрядами, що супроводжуються нагріванням

№	Джерело	Значення концентрацій газів, ppm/ Значення відсоткового вмісту газів					Значення відношень газів					
		H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
1	[50]	270	253	75	17	37	0,937	0,227	2,176	0,296	0,146	2,027
		41,411	38,804	11,503	2,607	5,675						
2	[51]	1559	447	418	73	1075	0,287	0,175	14,726	0,935	2,405	0,389
		43,645	12,514	11,702	2,044	30,095						
3	[52]	7639	2318	2956	886	5011	0,303	0,300	5,656	1,275	2,162	0,590
		40,611	12,323	15,715	4,710	26,640						
4	[51]	418	56	21	14	96	0,134	0,667	6,857	0,375	1,714	0,219
		69,091	9,256	3,471	2,314	15,868						
5	[51]	13	4	3	2	52	0,308	0,667	26,000	0,750	13,000	0,058
		17,568	5,405	4,054	2,703	70,270						
6	[53]	59	7,1	19	4,5	71	0,120	0,237	15,778	2,676	10,000	0,268
		36,737	4,421	11,831	2,802	44,209						
7	[52]	7746	2016	7806	1443	6945	0,260	0,185	4,813	3,872	3,445	1,124
		29,843	7,767	30,074	5,559	26,757						
8	[54]	23	6	172	23	31	0,261	0,134	1,348	28,667	5,167	5,548
		9,020	2,353	67,451	9,020	12,157						

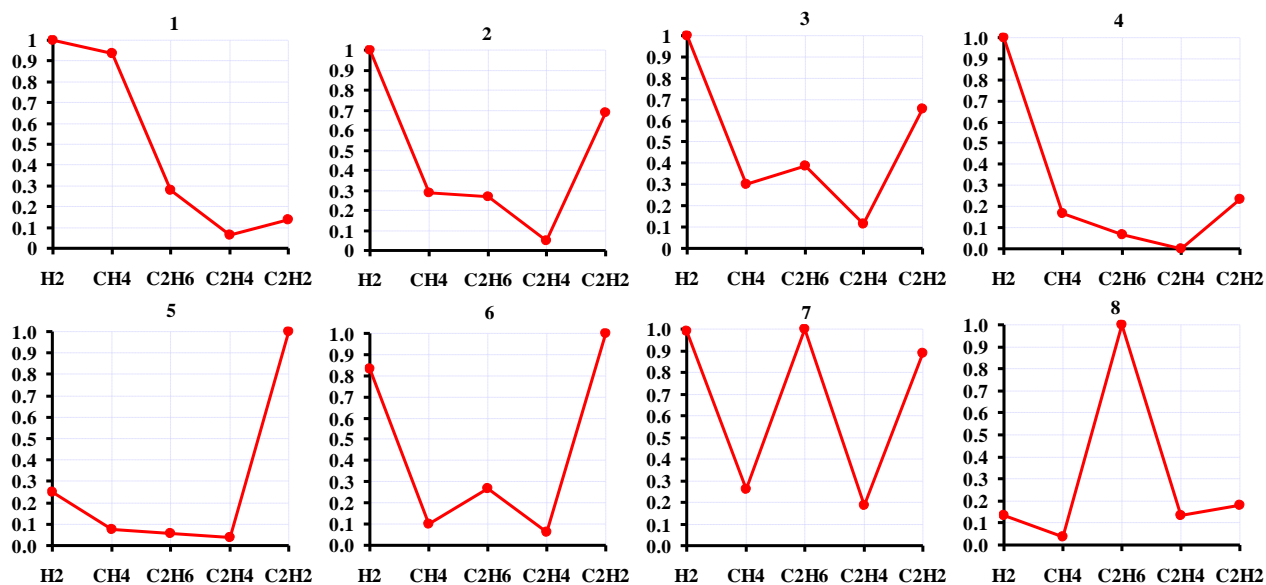


Рисунок 4 – Номограми дефектів, побудовані за значеннями концентрацій газів трансформаторів із розрядами з низькою щільністю енергії та розрядами, що супроводжуються нагріванням

При цьому в трансформаторі №6 розряди з високою щільністю енергії супроводжуються нагріванням в діапазоні температур 150–300 °С, про що свідчить номограма №6 на рис. 4. А в пробах масла з трансформаторів №7 та 8 газом із максимальним вмістом є C_2H_6 , що вказує на те, що основним дефектом у цих трансформаторах є нагрівання в діапазоні температур 150–300 °С, а високий вміст C_2H_2 і H_2 свідчить про те, що такі перегрівання супроводжуються розрядами, що підтверджують номограми №7 та 8, наведені на рис. 4.

Виконаний аналіз засвідчив, що розпізнавання аналізованих дефектів з використанням норм і критеріїв, регламентованих різними стандартами і методиками, призводять до різних результатів. Як приклад на рис. 5 наведено результати інтерпретації результатів АРГ для 114 трансформаторів, у яких виявлено такі самі дефекти, як і в таблиці 2, з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 (рис. 5 а), квадрата ЕТРА (рис. 5 б) і трикутника Дюваля (рис. 5 в). Для зручності аналізу дані було розбито на 8 масивів, типи дефектів яких збігаються з типами дефектів трансформаторів із табл. 2.

Як видно з рисунку, під час використання графічного методу стандарту ІЕС 60599 (рис. 5 а) для всіх діагностованих трансформаторів зафіксовано відмову від розпізнавання (дивись розташування точок у системі координат C_2H_2/C_2H_4 від C_2H_4/C_2H_6). При використанні квадрата ЕТРА (рис. 5 б) відмов від розпізнавання зафіксовано не було. При цьому було поставлено 3 діагнози: розряди з низькою щільністю енергії, часткові розряди і нагрівання в діапазоні температур 150–300 °С. Діагнози Т1 і ЧР було поставлено для трансформаторів, у пробах масел яких

газом із максимальним вмістом був C_2H_6 (масиви №7 і 8), або етан був другим чи третім газом за вмістом (масиви №1 і 3). Використання трикутника Дюваля (рис. 5 в) також дало змогу встановити діагноз для всіх 141 трансформаторів. Як видно з рис. 5 в, в аналізованих трансформаторах було діагностовано розряди з високою і низькою щільністю енергії, розряди, які супроводжуються нагріванням, і ЧР. Таким чином, одні й ті ж результати АРГ, але представлені в різному діагностичному просторі, при використанні різних областей діагнозів, можуть бути по-різному інтерпретовані, що вкотре вказує на існуючі протиріччя між різними стандартами та методиками.

Наведені результати дають змогу зробити такі висновки:

1. Реалізація значень відношень газів CH_4/H_2 , C_2H_4/C_2H_6 і C_2H_2/C_2H_4 в одних і тих самих діапазонах значень не завжди відповідає наявності дефекту одного і того ж типу.

2. Збільшення розмірності діагностичного простору завдяки використанню рекомендованих різними методиками значень відношень газів (C_2H_6/CH_4 , C_2H_2/CH_4 , C_2H_6/C_2H_2 та інші) не завжди призводить до підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту.

3. Забезпечення достовірного розпізнавання типу дефекту маслонаповненого устаткування за результатами АРГ можливе завдяки комплексному підходу, що включає не тільки аналіз значень відношень газів, а й аналіз відсоткового вмісту газів і номограм дефектів. Крім того принципово важливим є врахування фізико-хімічних закономірностей газоутворення в оливі, зокрема залежності газомісту залежно від температури/енергії дефектів.

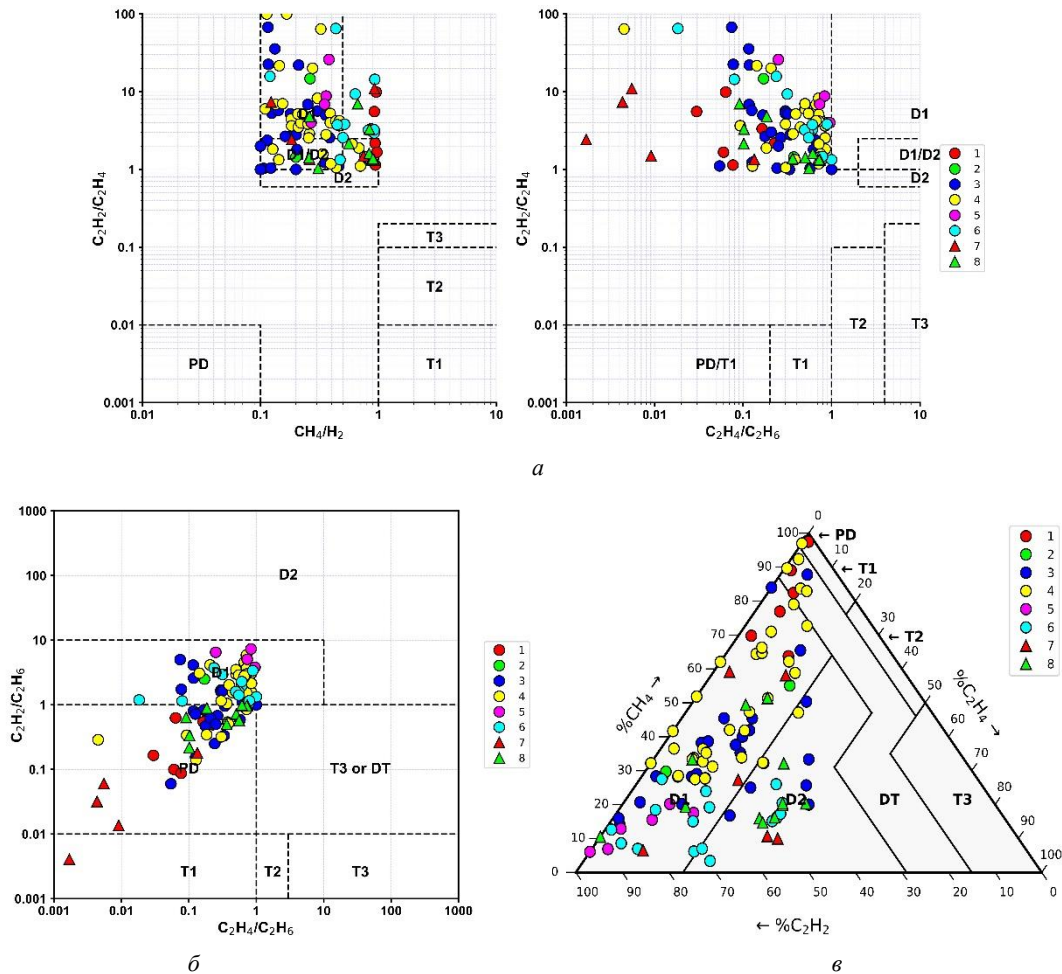


Рисунок 5 – Результати діагностики 114 трансформаторів із розрядами з низькою щільністю енергії та розрядами, що супроводжуються нагріванням, з використанням графічного методу стандарту IEC 60599 (а), квадрата ETRA (б) і трикутника Дюваля (в)

Розпізнавання локальних перегрівань. У більшості відомих стандартів і авторських методиках термічні дефекти залежно від температури гарячої точки розбито на три діапазони: нагрівання в діапазоні низьких (150–300 °С), середніх (300–700 °С) і високих (вище 700 °С) температур. Результати досліджень, наведені в [56–60], свідчать про те, що найбільшу достовірність розпізнавання термічних дефектів забезпечують значення відношень газів, регламентованих у [2, 29]. Однак, навіть при використанні даних відношень можуть виникати протиріччя в поставлених діагнозах [58]. Як приклад у табл. 3 наведено результати АРГ для 4 трансформаторів із термічними дефектами. Ці результати наведено в [61] – для трансформаторів №1 і 2, [62] – для трансформатора №3, [63] – для трансформатора №4.

Практично у всіх джерелах ці результати було інтерпретовано як високотемпературні нагрівання, про що свідчать значення відношень газів із табл. 3, зокрема значення відношення C_2H_4/C_2H_6 . Однак якщо проаналізувати значення відсоткового вмісту газів, то можна побачити, що в усіх без винятку пробах масла, газом з максимальним вмістом є CH_4 . Водночас C_2H_4 ,

характерний для високотемпературних нагрівань, є другим за вмістом. Відомо [29], що максимальний вміст C_2H_4 має місце за температур 500–600 °С, тобто в аналізованих трансформаторах температура «гарячої точки» не перевищує 500 °С. Таким чином, спостерігається протиріччя між значеннями відношень газів і відсотковим вмістом газів. При цьому очевидно, що в цьому разі пріоритет під час постановки діагнозу слід віддати відсотковому вмісту газів.

У разі використання трикутника Дюваля найбільша кількість проблем виникає під час розпізнавання низькотемпературних нагрівань, для яких газом із максимальним вмістом є CH_4 , і нагрівань у діапазоні середніх температур, для яких газом із максимальним вмістом є CH_4 , а вміст C_2H_4 не перевищує 20 %.

При використанні квадрата ETRA для розпізнавання термічних дефектів, основною причиною постановки помилкових діагнозів (наявність електричних розрядів замість перегрівів) є високі значення відношення C_2H_6/C_2H_2 .

Отримані висновки наочно ілюструються результатами діагностування по 132 трансформаторам з локальними перегрівками з використанням графічного

методу стандарту ІЕС 60599 (рис. 6 а), квадрата ЕТРА (рис. 6 б) і трикутників Дюваля (рис. 6 в–д). Результати АРГ з діагностованих трансформаторів розбиті на 3 масиви.

Таблиця 3 – Значення концентрацій газів, відношень газів і відсоткового вмісту газів для трансформаторів із нагріваннями в діапазоні температур 300–500 °С

№	Значення концентрацій газів, ppm					
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
1	7323	30435	2912	13820	19.8	
2	3985	55257	8250	44420	27.7	
3	130	140	24	120	0	
4	32	161	26	152	3	
№	Значення відношень характерних газів					
	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$
1	4,156	4,746	0,001	0,096	0,001	147,071
2	13,866	5,384	0,001	0,149	0,001	297,834
3	1,077	5,000	-	0,171	-	-
4	5,031	5,846	0,020	0,161	0,019	8,667
№	Значення відсоткового вмісту газів					
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂	
1	13,434	55,834	5,342	25,353	0,036	
2	3,560	49,363	7,370	39,682	0,025	
3	31,401	33,816	5,797	28,986	0,000	
4	8,556	43,048	6,9519	40,642	0,802	

Перший масив складено за результатами АРГ трансформаторів з низькотемпературними нагріваннями, для яких газом з максимальним вмістом є CH₄. Масив №2 містить результати АРГ трансформаторів з нагріваннями в діапазоні середніх температур, для яких газом з максимальним вмістом є CH₄, а вміст C₂H₄ не перевищує 20 %. А масив №3 складено за результатами АРГ трансформаторів із нагріваннями в діапазоні середніх температур, для яких газом із максимальним вмістом є CH₄, а значення відношення C₂H₄/C₂H₆ перевищує 4.

Як видно з рис. 6 а, при використанні графічного методу стандарту ІЕС 60599 відмов від розпізнавання зафіксовано не було. При цьому правильний діагноз було поставлено для трансформаторів із масивів №1 і 2. Для трансформаторів із масиву №3 було поставлено частково правильний діагноз Т3 замість Т2.

У разі використання квадрата ЕТРА (рис. 6 б) діагнози було поставлено також для всіх без винятку аналізованих трансформаторів. Але при цьому кількість поставлених помилкових діагнозів набагато перевищує кількість помилок, яку забезпечує використання графічного методу зі стандарту ІЕС 60599.

У разі використання трикутника Дюваля № 1 (рис. 6 в) правильний діагноз було поставлено для всіх без винятку трансформаторів із масиву №3. Водночас для частини трансформаторів з масиву №1 було діагностовано часткові розряди, а для частини трансформаторів з масиву №2 – часткові розряди і Т1. Уточнення діагнозу з використанням трикутника Дюваля №4 (рис. 6 г) продемонструвало, що більшість точок, що відображають стан діагностованих

трансформаторів, незалежно від масиву даних, потрапили в область С (гаряча точка з карбонізацією паперової ізоляції, температура понад 300 °С). Для незначної частини трансформаторів із масиву №1 було поставлено діагнози: перегрів до 250 °С (область О) і блукаюче газоутворення з температурою до 120 °С градусів (область S). Водночас використання трикутника Дюваля №5 (рис. 6 д) показало, що в більшості трансформаторів із масиву №1 має місце блукаюче газоутворення до 120 °С градусів (область S). Для трансформаторів із масиву №2 було поставлено діагнози: гаряча точка з карбонізацією паперової ізоляції, температура понад 300 °С (область С), перегрівання до 250 °С (область О) і перегрівання в діапазоні температур 300–700 °С (область Т2). А для трансформаторів із масиву №3 було поставлено діагнози: нагрівання в діапазоні температур 300–700 °С (область Т2) і нагрівання з температурою понад 700 °С (область Т3).

Таким чином, використання різних трикутника Дюваля стосовно одних і тих самих даних призводить до постановки різних діагнозів, які не завжди є правильними.

Розпізнавання комбінованих дефектів. Крім електричних розрядів і локальних перегрівань у маслонаповненому обладнанні можуть розвиватися і так звані комбіновані дефекти, тобто розряди, що супроводжуються нагріванням, або нагрівання, що супроводжуються розрядами. Крім того, в обладнанні може одночасно розвиватися і кілька дефектів. Наприклад, в автотрансформаторі АОДЦНТН-167000/500/220/15,75 було виявлено одразу 3 дефекти: дуга в ярмовій балці верхньої частини трансформатора, іскріння в РПН і ЧР у ввіді 500 кВ. Виконаний аналіз [22, 23] показав, що в більшості стандартів і авторських методиках відсутні значення відношень газів, регламентовані для розпізнавання комбінованих дефектів. Виняток становить стандарт MSS [5], у якому регламентовано значення відношень газів для ЧР, що супроводжуються нагріванням. У квадраті ЕТРА виділено область, характерну для високотемпературних нагрівань, які супроводжуються розрядами (Т3 or DT). А в трикутнику Дюваля №1 виділено область, характерну для розрядів, що супроводжуються нагріванням (DT), без вказівки температури нагрівань та енергії розрядів. У [29] регламентовано 6 еталонних номограм характерних для комбінованих дефектів.

У роботах [55, 59, 64–70] наведено результати комплексного аналізу значень діагностичних критеріїв (значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і значень відношень газів до газу з максимальним вмістом) для обладнання з комбінованими дефектами. Для врахування дрейфу координат номограм, що зумовлений впливом експлуатаційних чинників та індивідуальних особливостей розвитку дефектів, у цих роботах номограми дефектів подано у вигляді графічних областей [71].

Аналіз наведених у цих роботах результатів показує, що для комбінованих дефектів значення

відношень газів одночасно відповідають значенням, характерним як для електричних розрядів, так і для термічних дефектів. Крім того, номограми або графічні області, побудовані за результатами АРГ комбінованих дефектів, є сумою номограм (графічних областей), що

відповідають різним дефектам. Практичне використання значень діагностичних критеріїв і графічних областей дефектів, що наведені в [55, 59, 64–70], дають змогу істотно підвищити достовірність розпізнавання комбінованих дефектів.

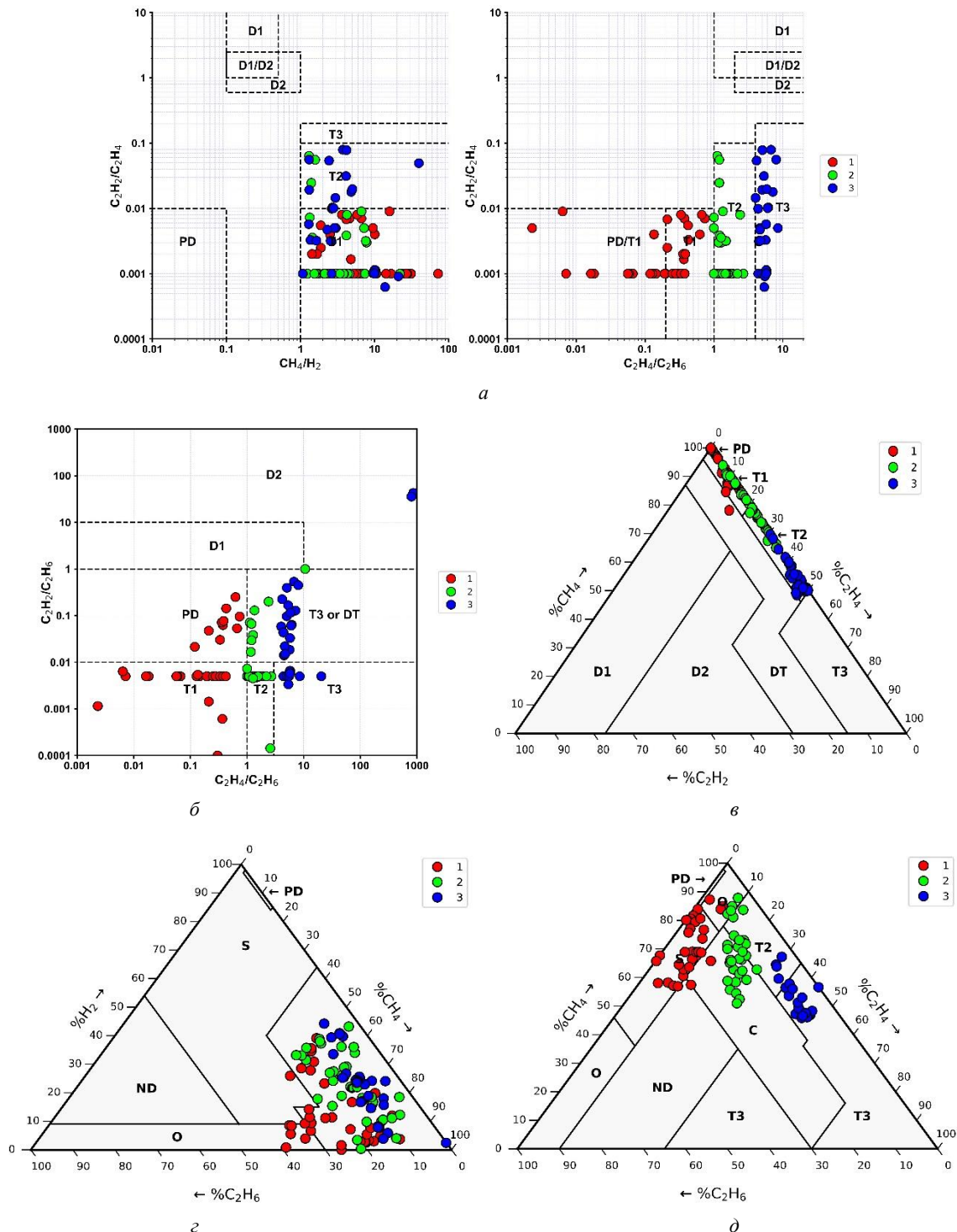


Рисунок 6 – Результати діагностики 132 трансформаторів із локальними перегріваннями з використанням графічного методу стандарту ІЕС 60599 (а), квадрата ЕТРА (б) і трикутників Дювала (в–д):

- 1 – нагрівання в діапазоні температур 150–300 °С (газ із максимальним вмістом CH_4);
- 2 – нагрівання в діапазоні температур 300–500 °С (газ із максимальним вмістом CH_4);
- 3 – нагрівання в діапазоні температур 300–500 °С (газ із максимальним вмістом CH_4 , а значення відношення $4 < C_2H_4/C_2H_6$)

Висновки. Виконаний аналіз засвідчив наявність істотних розбіжностей у значеннях діагностичних критеріїв, які регламентуються різними стандартами й авторськими методиками з інтерпретації результатів АРГ, для розпізнавання дефекту одного й того ж типу. Ба більше, відмінності в поставлених діагнозах можуть мати місце в разі використання до одних і тих самих результатів АРГ норм і критеріїв, регламентованих одним і тим самим методом (аналітичний і графічний методи ІЕС 60599, різні трикутники Дюваля).

Основною причиною відмови від розпізнавання під час визначення типу дефекту за результатами АРГ є відсутність регламентованих значень діагностичних критеріїв (значень відношень газів, відсоткового вмісту газів, еталонних номограм), характерних для деяких дефектів або їхніх комбінацій.

Основними причинами постановки помилкових діагнозів під час розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ є використання неповної діагностичної інформації, тобто неврахування значень окремих відношень газів (наприклад, CH_4/H_2 у квадраті ЕТРА) або відсоткового вмісту окремих газів (наприклад, H_2 і C_2H_6 у трикутнику Дюваля №1). Ба більше, використання тільки 3 відношень газів CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ не завжди дає змогу встановити правильний діагноз, оскільки реалізація значень цих відношень в одному діапазоні значень може відповідати дефектам різного типу. Крім того, помилкові діагнози можуть бути наслідком можливих суперечностей між різними діагностичними критеріями, зокрема між значеннями відношень газів і процентним вмістом газів.

Найприроднішим шляхом для нівелювання зазначених проблем є визначення діапазонів значень діагностичних критеріїв для тих дефектів та їхніх комбінацій, для яких вони відсутні. Використання комплексного підходу до розпізнавання типу дефекту, що охоплює не тільки аналіз значень відношень газів, а й аналіз відсоткового вмісту газів і номограм дефектів. Крім того, принципово важливим є врахування фізико-хімічних закономірностей газоутворення в маслі, особливостей конструктивного виконання обладнання та режимів його роботи, а також сорту трансформаторних масел.

Список літератури

- Pugh D. R. Advances in Fault Diagnosis by Combustible Gas Analysis. *Minutes of Forty-First International Conference of Doble Clients*. 1974. Sec. 10–1201.
- IEC 60599:2022. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2022. 80 p.
- Rogers R. R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Transactions on Electrical Insulation*. 1978. Vol. EI-13, no. 5. P. 349–354. DOI: <https://doi.org/10.1109/TEI.1978.298141>.
- Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
- Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977. No. 76. P. 345–349.
- 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.
- Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, 27 April – 4 September 1986.
- Kim S.-w., Kim S.-j., Seo H.-d. et al. New methods of DGA diagnosis using IEC TC 10 and related databases Part 1: application of gas-ratio combinations. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2013. Vol. 20, no. 2. P. 685–690. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508773>.
- Internal defect diagnosis method of an oil immersed transformer through a dissolved gas composition ratio: patent 1020130074674 South Korea: G01R 31/02, G01R 31/12. no. 1020110142844; applied on 26.12.2011; published on 04.07.2013.
- Gouda O. E., El-Hoshy S. H., E.L.-Tamaly H. H. Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2018. Vol. 12, no. 11. P. 2650–2661. DOI: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927>.
- Guideline for the refurbishment of Electric Power Transformers. *Electrical Cooperative Research Association*. 2009. Vol. 65, no. 1.
- 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>.
- Bräsel E., Sasum U. Universelles Fehlergasdreieck für die Transformatordiagnostik. *ew*. 2009. Vol. 108, no. 17–18. P. 70–75.
- 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>
- 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>.
- Cheim L., Duval M., Haider S. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 11. 2859. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.
- 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>.
- 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>.
- 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>.
- 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>.
- Kulyk O. S. Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2020. № 1. С. 15–25. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.03>.
- Shutenko O., Kulyk O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*. Kremenchuk, Ukraine, 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240911>.
- 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>

24. Mi X., Subramani G., Chan M. The application of RBF neural network optimized by K-means and genetic-backpropagation in fault diagnosis of power transformer. *IEEE Web Conference*. 2021. Vol. 242. 03002. DOI: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202124203002>.
25. Yang X., Chen W., Li A., Yang C. A Hybrid machine-learning method for oil-immersed power transformer fault diagnosis. *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*. 2020. Vol. 15, no. 4. P. 501–507. DOI: <https://doi.org/10.1002/tee.23081>.
26. Qi B., Wang Y., Zhang P., Li C., Wang H. A novel deep recurrent belief network model for trend prediction of transformer DGA data. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 80069–80078. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2923063>.
27. Kim Y., Park T., Kim S., Kwak N., Kweon D. Artificial intelligent fault diagnostic method for power transformers using a new classification system of faults. *Journal of Electrical Engineering & Technology*. 2019. Vol. 14, no. 2. P. 825–831. DOI: <https://doi.org/10.1007/s42835-019-00105-0>.
28. Almoallem Y. D., Taha I. B. M., Mosaad M. I., Nahma L., Abu-Siada A. Application of Logistic Regression Algorithm in the Interpretation of Dissolved Gas Analysis for Power Transformers. *Electronics*. 2021. Vol. 10, no. 10. 1206. DOI: <https://doi.org/10.3390/electronics10101206>.
29. COY-H EE 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.
30. Conservation and Control of Oil-insulated Components by Diagnosis of Gas in Oil. *Electrical Cooperative Research Association*. 1980. Vol. 36, no. 1. (in Japanese)
31. Niasar M. G. Partial discharge signatures of defects in insulation systems consisting of oil and oil-impregnated paper : Licentiate thesis. Stockholm, Sweden, 2012.
32. Lundgaard K. I., Poittevin J., Schmidt J. et al. Partial discharges in transformer insulation. 2000.
33. 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>.
34. 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>.
35. Muhamad N. A., Ali S. A. M. 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*. 2008. Vol. 2, no. 8. P. 1685–1691. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.1060253>.
36. Duval M., dePabla A. Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2001. Vol. 17, no. 2. P. 31–41. DOI: <https://doi.org/10.1109/57.917529>.
37. Cruz V. G. M., Costa A. L. H., Paredes M. L. L. Simulation of thermal decomposition of mineral insulating oil. *Brazilian Journal of Chemical Engineering*. 2015. Vol. 32, no. 3. P. 781–794. DOI: <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20150323s00003531>.
38. Islam M. M., Lee G., Hettiwatte S. N. Application of Parzen Window estimation for incipient fault diagnosis in power transformers. *High Voltage*. 2018. Vol. 3, no. 4. P. 303–309. DOI: <https://doi.org/10.1049/hve.2018.5061>.
39. Zeng B., Guo J., Zhu W., Xiao Z., Yuan F., Huang S. A transformer fault diagnosis model based on hybrid grey wolf optimizer and LS-SVM. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 21. 4170. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12214170>.
40. Nemeth B., Laboncz S., Kiss I. Condition monitoring of power transformers using DGA and Fuzzy logic. *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>.
41. Bhalla D., Bansal R. K., Gupta H. O. Integrating AI based DGA fault diagnosis using Dempster–Shafer Theory. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2013. Vol. 48. P. 31–38. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.018>.
42. 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>.
43. Wanjare S. B., Swami P. S., Thosar A. G. DGA interpretation for increasing the percent of accuracy by bayesian network method comparing IEC TC 10 database. *International Journal of Engineering Trends and Technology*. 2018. Vol. 62, no. 1. P. 46–51. DOI: <https://doi.org/10.14445/22315381/ijett-v62p208>.
44. Li E., Wang L., Song B., Jian S. Improved fuzzy c-means clustering for transformer fault diagnosis using dissolved gas analysis data. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 9. 2344. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092344>.
45. 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>.
46. 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>.
47. Jasim S. Y., Shrivastava J. Dissolved gas analysis of power transformers. *International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research (IJEEER)*. 2013. Vol. 3, no. 5. P. 1–10.
48. 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>.
49. Шутенко О. В. Анализ содержания газов в маслонаполненном оборудовании с дефектами электрического типа. *Problemele Energeticii Regionale*. 2018. № 3(38). C. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222331>.
50. Bouchaoui L. Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gas dissous : application des réseaux de neurones : Magister En Electrotechnique. Sétif, Algeria, 2010. 155 p.
51. 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>.
52. Illias H. A., Zhao Liang W. Identification of transformer fault based on dissolved gas analysis using hybrid support vector machine-modified evolutionary particle swarm optimisation. *PLOS ONE*. 2018. Vol. 13, no. 1. e0191366. DOI: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0191366>.
53. Koroğlu S., Akif D. Güç transformatorü arızalarının destek vektör makineleriyle belirlenmesi. *Otomatik kontrol türk milli komitesi ulusal toplantısı TOK'2015*, Denizli, Türkiye, 10–12 September 2015.
54. 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>.
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. 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>.
57. 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>.
58. 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>.
59. Shutenko O., Kulyk O. Analysis of gas content in oil-filled equipment with defects for which ethane is the key gas. *Lighting Engineering and Power Engineering*. 2020. Vol. 2, no. 58. P. 33–42. DOI: <https://doi.org/10.33042/2079-424x-2020-2-58-33-42>.
 60. Кулик О. С. Розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур у високовольтному маслonaповненому обладнанні за результатами аналізу розчинених у маслі газів. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2021. № 2 (3). С. 102–113. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.03>.
 61. 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.
 62. Van Le N. Application of artificial intelligence in diagnosis of power transformer incipient faults. *2013 26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Regina, SK, Canada, 5–8 May 2013. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ccece.2013.6567700>.
 63. Zade R. S., Kudkelwar S. Analysis of DGA methods for the incipient fault diagnosis in power transformer using ANN. *International Journal of Science and Research (IJSR)*. 2018. Vol. 7, no. 6. P. 1818–1822.
 64. 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>.
 65. 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>.
 66. 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>.
 67. Шутенко О. В., Кулик О. С. Діагностика оливнонаповненого устаткування з комбінованими дефектами за результатами аналізу розчинених в маслі газів. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2019. № 203. С. 39–42.
 68. 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.
 69. Кулик О. С. Розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур, що супроводжуються розрядами з різним ступенем інтенсивності, за результатами аналізу розчинених у маслі газів. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 44–55. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.07>.
 70. Шутенко О. В. Особливості розпізнавання типу дефекту маслonaповненого обладнання з використанням методу номограм. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 86–106. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.10>.
 71. Shutenko O., Yakovenko I. Fault diagnosis of power transformer using method of graphic images. *2017 IEEE International Young Scientists' Forum on Applied Physics and Engineering (YSF)*, Lviv, Ukraine, 17–20 October 2017. Lviv, 2017. P. 66–69. DOI: <https://doi.org/10.1109/ysf.2017.8126594>.
 2. *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, IEC 60599:2012, 2012.
 3. R. R. Rogers, “IEEE and IEC codes to interpret incipient faults in transformers, using gas in oil analysis,” *IEEE Transactions on Electrical Insulation*, vol. EI-13, no. 5, pp. 349–354, Oct. 1978, doi: <https://doi.org/10.1109/TEI.1978.298141>.
 4. E. Dörnenburg and W. Strittmater, “Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis,” *Brown Boveri Review*, vol. 61, pp. 238–274, 1974.
 5. R. Müller, H. Schliesing, and K. Soldner, “Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse,” *Elektrizitätswirtschaft*, no. 76, pp. 345–349, 1977. (in German)
 6. M. Duval, P. Gervais, G. Bélanger, “Update on Hydro-Québec's experience in the interpretation of dissolved gas analysis in HV transformers”, in *CIGRE Symposium*, Berlin, Germany. 1993, paper 110–14.
 7. T. Kawamura, N. Kawada, K. Ando, M. Yamaoka, T. Maeda, and T. Takatsu, “Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers,” in *International Conference on Large High Voltage Electric Systems*, Paris, Apr. 27–Sep. 4, 1986.
 8. S.-w. Kim, S.-j. 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 1: Application of gas-ratio combinations,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 20, no. 2, pp. 685–690, Apr. 2013, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2013.6508773>.
 9. S.-J. Kim, H.-D. Seo, and S.-W. Kim, “Internal defect diagnosis method of an oil immersed transformer through a dissolved gas composition ratio,” South Korean Patent 1020130074674, Jul. 4, 2013. (in Korean)
 10. O. E. Gouda, S. H. El-Hoshy, and H. H. E.L.-Tamaly, “Proposed three ratios technique for the interpretation of mineral oil transformers based dissolved gas analysis,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 11, pp. 2650–2661, Jun. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2017.1927>.
 11. “Guideline for the refurbishment of electric power transformers,” *Electrical Cooperative Research Association*, vol. 65, no. 1, 2009. (in Japanese)
 12. 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>.
 13. E. Bräsel., U. Sasum, “Universelles Fehlergasdreieck für die Transformatorendiagnostik”, *ew*, vol. 108, no. 17-18, pp. 70–75, 2009.
 14. 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>.
 15. 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>.
 16. 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>.
 17. 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>.
 18. 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>.
 19. M. M. Emar, 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>.

References

1. 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.

20. 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>.
21. 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>.
22. O. Shutenko and O. Kulyk, "Comparative analysis of the defect type recognition reliability in high-voltage power transformers using different methods of DGA results interpretation," in *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–25, 2020, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240911>.
23. 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>.
24. X. Mi, G. Subramani, and M. Chan, "The application of RBF neural network optimized by k-means and genetic-backpropagation in fault diagnosis of power transformer," *E3S Web of Conferences*, vol. 242, Art. no. 03002, 2021, doi: <https://doi.org/10.1051/e3sconf/202124203002>.
25. X. Yang, W. Chen, A. Li, and C. Yang, "A Hybrid machine-learning method for oil-immersed power transformer fault diagnosis," *IEEE Transactions on Electrical and Electronic Engineering*, vol. 15, no. 4, pp. 501–507, Jan. 2020, doi: <https://doi.org/10.1002/tee.23081>.
26. B. Qi, Y. Wang, P. Zhang, C. Li, and H. Wang, "A novel deep recurrent belief network model for trend prediction of transformer DGA data," *IEEE Access*, vol. 7, pp. 80069–80078, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2923063>.
27. Y. Kim, T. Park, S. Kim, N. Kwak, and D. Kweon, "Artificial intelligent fault diagnostic method for power transformers using a new classification system of faults," *Journal of Electrical Engineering & Technology*, vol. 14, no. 2, pp. 825–831, Feb. 2019, doi: <https://doi.org/10.1007/s42835-019-00105-0>.
28. Y. D. Almoallem, I. B. M. Taha, M. I. Mosaad, L. Nahma, and A. Abu-Siada, "Application of logistic regression algorithm in the interpretation of dissolved gas analysis for power transformers," *Electronics*, vol. 10, no. 10, p. 1206, May 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/electronics10101206>.
29. *Diahnostyka Maslonapovnenoho Transformatornoho Oblasnannia Za Rezultatamy Khromatografichnoho Analizu Vilynykh Haziv, Vidibranykh Iz Hazovoho Rele, I Haziv, Rozchynnykh 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-NEE 46.501:2006, Naukovozhenernyj centr "ZTZ-Servis" [Scientific and engineering centre "ZTZ-service"], Kyiv, 2007. (in Ukrainian)
30. "Conservation and Control of Oil-insulated Components by Diagnosis of Gas in Oil," *Electrical Cooperative Research Association*, vol. 36, no. 1, 1980. (in Japanese)
31. M. G. Niasar, "Partial discharge signatures of defects in insulation systems consisting of oil and oil-impregnated paper," Licentiate thesis, KTH School of Electrical Engineering, Stockholm, Sweden, 2012.
32. K. I. Lundgaard et al., "Partial discharges in transformer insulation," CIGRE Task Force 15.04, 2000.
33. 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>.
34. 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>.
35. N. A. Muhamad and S. A. M. Ali, "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*, vol. 2, no. 8, pp. 1685–1691, 2008, doi: <https://doi.org/10.5281/zenodo.1060253>.
36. M. Duval and A. dePabla, "Interpretation of gas-in-oil analysis using new IEC publication 60599 and IEC TC 10 databases," *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 17, no. 2, pp. 31–41, Mar. 2001, doi: <https://doi.org/10.1109/57.917529>.
37. V. G. M. Cruz, A. L. H. Costa, and M. L. L. Paredes, "Simulation of thermal decomposition of mineral insulating oil," *Brazilian Journal of Chemical Engineering*, vol. 32, no. 3, pp. 781–794, Sep. 2015, doi: <https://doi.org/10.1590/0104-6632.20150323s00003531>.
38. M. M. Islam, G. Lee, and S. N. Hettiwatte, "Application of Parzen Window estimation for incipient fault diagnosis in power transformers," *High Voltage*, vol. 3, no. 4, pp. 303–309, Dec. 2018, doi: <https://doi.org/10.1049/hve.2018.5061>.
39. B. Zeng, J. Guo, W. Zhu, Z. Xiao, F. Yuan, and S. Huang, "A transformer fault diagnosis model based on hybrid grey wolf optimizer and LS-SVM," *Energies*, vol. 12, no. 21, Nov. 2019, Art. no. 4170, doi: <https://doi.org/10.3390/en12214170>.
40. B. Nemeth, S. Laboncz, and I. Kiss, "Condition monitoring of power transformers using DGA and Fuzzy logic," in *2009 IEEE Electrical Insulation Conference (EIC) (Formerly EIC/EME)*, Montreal, QC, Canada, May 31–Jun. 3, 2009, pp. 373–376, doi: <https://doi.org/10.1109/eic.2009.5166373>.
41. D. Bhalla, R. K. Bansal, and H. O. Gupta, "Integrating AI based DGA fault diagnosis using Dempster–Shafer Theory," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 48, pp. 31–38, Jun. 2013, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2012.11.018>.
42. 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>.
43. S. B. Wanjare, P. S. Swami, and A. G. Thosar, "DGA interpretation for increasing the percent of accuracy by bayesian network method comparing IEC TC 10 database," *International Journal of Engineering Trends and Technology*, vol. 62, no. 1, pp. 46–51, Aug. 2018, doi: <https://doi.org/10.14445/22315381/ijett-v62p208>.
44. E. Li, L. Wang, B. Song, and S. Jian, "Improved fuzzy c-means clustering for transformer fault diagnosis using dissolved gas analysis data," *Energies*, vol. 11, no. 9, Sep. 2018, Art. no. 2344, doi: <https://doi.org/10.3390/en11092344>.
45. 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>.
46. 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>.
47. S. Y. Jasim and J. Shrivastava, "Dissolved gas analysis of power transformers," *International Journal of Electrical and Electronics Engineering Research (IJEEER)*, vol. 3, no. 5, pp. 1–10, 2013.
48. 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>.
49. 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)
50. L. Bouchaoui, "Diagnostic des transformateurs de puissance par la méthode d'analyse des gaz dissous : Application des réseaux de neurones," Magister En Electrotechnique, Université Ferhat Abbas de Sétif (UFAS), Sétif, Algeria, 2010. (in French)
51. 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>.
52. H. A. Illias and W. Zhao Liang, "Identification of transformer fault based on dissolved gas analysis using hybrid support vector machine-modified evolutionary particle swarm optimisation," *PLOS ONE*,

- vol. 13, no. 1, Jan. 2018, Art. no. e0191366, doi: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0191366>.
53. S. Koroğlu and D. Akif, "Güç transformatörleri arızalarının destek vektör makineleriyle belirlenmesi," in *Otomatik kontrol türk milli komitesi ulusal toplantısı TOK'2015*, Denizli, Türkiye, Sep. 10–12, 2015. (in Turkish)
 54. 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>.
 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 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>.
 57. 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>.
 58. 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>.
 59. O. Shutenko and O. Kulyk, "Analysis of gas content in oil-filled equipment with defects for which ethane is the key gas," *Lighting Engineering and Power Engineering*, vol. 2, no. 58, pp. 33–42, Sep. 2020, doi: <https://doi.org/10.33042/2079-424x-2020-2-58-33-42>.
 60. O. S. Kulyk, "Recognition of overheating in different temperature ranges in high-voltage oil-filled equipment by the dissolved gas analysis," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (3), pp. 102–113, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.03>.
 61. 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.
 62. N. Van Le, "Application of artificial intelligence in diagnosis of power transformer incipient faults," in *2013 26th IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, Regina, SK, Canada, May 5–8, 2013. pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/ccece.2013.6567700>.
 63. R. S. Zade and S. Kudkelwar, "Analysis of DGA methods for the incipient fault diagnosis in power transformer using ANN," *International Journal of Science and Research (IJSR)*, vol. 7, no. 6, pp. 1818–1822, Jul. 2018.
 64. 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>.
 65. 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>.
 66. 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>.
 67. 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)
 68. 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)
 69. O. Kulyk, "Recognition of overheating in different temperature ranges, which is accompanied by discharges of different intensity, based on the dissolved gas analysis," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 44–45, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.07>.
 70. O. 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. 86–106, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.10>.
 71. O. Shutenko and I. Yakovenko, "Fault diagnosis of power transformer using method of graphic images," in *2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering*, Lviv, Ukraine, 17–20 October 2017, pp. 66–69, doi: <https://doi.org/10.1109/YSF.2017.8126594>.

Надійшла (received) 26.06.2023

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

Шутенко Олег Володимирович (Oleg Shutenko) – кандидат технічних наук, доцент, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», доцент кафедри передачі електричної енергії; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3141-7709>; e mail: o.v.shutenko@gmail.com.