

**О. В. ШУТЕНКО**

### **АНАЛІЗ ДИНАМІКИ ЗМІНИ ВМІСТУ ГАЗІВ В МАСЛОНАПОВНЕНОМУ ОБЛАДНАННІ З ДЕФЕКТАМИ РІЗНОГО ТИПУ**

У статті наведено результати аналізу динаміки зміни значень відношень характерних газів, відсоткового вмісту газів і номограм дефектів у процесі розвитку електричних розрядів, локальних перегрівів і комбінованих дефектів у високовольтному маслonaповненому устаткуванні. Під час проведення аналізу виконувалася оцінка значення концентрацій газів на предмет відповідності різним рівням, які регламентовані в чинному в Україні стандарті, на різних стадіях розвитку дефекту. Для визначення типу дефекту за значеннями відношень характерних газів у різні моменти часу були використані норми, регламентовані стандартом МЕК 60599 і квадратом ETRA. Динаміка зміни відсоткового вмісту газу аналізувалася з використанням трикутника Дювала. За результатами аналізу встановлено, що первинними дефектами під час розвитку електричних розрядів можуть бути не тільки електричні розряди з меншою інтенсивністю, але й термічні (зокрема, в діапазоні температур 150–300 °C) і комбіновані дефекти. При цьому в процесі розвитку розрядів характер дефектів може змінюватися від вимірювання до вимірювання. Отже, під час оцінки можливості подальшої експлуатації трансформаторів, крім ступеня небезпеки дефекту і швидкості його розвитку, необхідно враховувати можливість перетворення дефекту з менш «небезпечного» на більш «небезпечний», який швидко розвивається. Під час розвитку дефектів термічного типу первинним дефектом, як правило, є термічний дефект із нижчою температурою гарячої точки. Встановлено, що в обладнанні з перегрівами, вищими за 700 °C, зміна газівмісту в процесі розвитку дефекту має схожий характер. Зокрема, спостерігається дзеркальний характер зміни відсоткового вмісту метану по відношенню до етилену. Цей ефект може бути використаний для виявлення високотемпературних перегрівів на ранній стадії їхнього розвитку ще до того, як значення концентрацій газів перевищать граничні значення, що дасть змогу уникнути руйнування ізоляції устаткування та продовжити його ресурс. Під час розвитку комбінованих дефектів (перегрівів, що супроводжуються розрядами, або розрядів, що супроводжуються нагріванням), спочатку виникає основний дефект (наприклад, розряд), у процесі розвитку якого проявляється додатковий дефект (наприклад, нагрівання). Отримані результати свідчать про можливість виявлення та розпізнавання дефектів маслonaповненого обладнання на різних стадіях їхнього розвитку.

**Ключові слова:** маслonaповнене обладнання, діагностика, аналіз розчинених у маслі газів, дефекти, що розвиваються, електричні розряди, термічні дефекти, комбіновані дефекти, рівні концентрацій, динаміка зміни типу дефекту.

**O. V. SHUTENKO**

### **ANALYSIS OF THE DYNAMICS OF CHANGES IN GAS CONTENT IN OIL-FILLED EQUIPMENT WITH DEFECTS OF VARIOUS TYPES**

The article presents the results of analysing the dynamics of changes in the values of the ratios of characteristic gases, the percentage of gases, and defect nomograms in the process of developing electrical discharges, local overheating, and combined defects in high-voltage oil-filled equipment. During the analysis, the value of gas concentrations was evaluated for compliance with different levels regulated in the current Ukrainian standard at different stages of defect development. To determine the type of defect based on the values of the ratios of characteristic gases at different points in time, the norms regulated by the IEC 60599 standard and the ETRA square were used. The dynamics of changes in the percentage of gas was analysed using the Duval triangle. The results of the analysis showed that the primary defects during the development of electric discharges can be not only electric discharges with lower intensity, but also thermal (in particular, in the temperature range of 150-300 °C) and combined defects. At the same time, in the process of discharge development, the nature of defects may change from measurement to measurement. Thus, when assessing the possibility of further operation of transformers, in addition to the degree of danger of the defect and the rate of its development, it is necessary to take into account the possibility of transforming the defect from a less to a more "dangerous" one that develops rapidly. During the development of thermal defects, the primary defect is usually a thermal defect with a lower hot spot temperature. It was found that in equipment with overheating above 700 °C, the change in gas content during the development of the defect has a similar character. In particular, a mirror image of the change in the percentage of methane in relation to ethylene is observed. This effect can be used to detect high-temperature overheating at an early stage of its development, even before the gas concentrations exceed the limit values, which will help to avoid the destruction of equipment insulation and extend its service life. During the development of combined defects (overheating accompanied by discharges or discharges accompanied by heating), the main defect (e.g., discharge) first appears, and in the process of development, an additional defect (e.g., heating) develops. The results obtained indicate the possibility of detecting and recognizing defects in oil-filled equipment at different stages of their development.

**Keywords:** oil-filled equipment, diagnostics, dissolved gas analysis (DGA), developing defects, electrical discharges, thermal defects, combined defects, concentration levels, dynamics of defect type change.

**Постановка проблеми.** Одним з основних постулатів медичної діагностики є те, що чим раніше буде виявлено захворювання, тим швидшим і ефективнішим буде процес лікування. Цей постулат повною мірою поширюється і на діагностику стану технічних об'єктів, зокрема на оцінку стану маслonaповненого обладнання електричних мереж. У цьому разі під захворюванням слід розуміти дефекти, які виникають у процесі експлуатації обладнання. Оскільки більшість дефектів, що розвиваються в маслonaповненому устаткуванні, супроводжуються виділенням газів, які утворюються внаслідок деструкції ізоляції, то одним із найпоширеніших і

найбільш широко застосовуваних методів діагностики є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ). Цей метод дає змогу виявити більшість дефектів маслonaповненого обладнання (за різними оцінками від 85 до 96 %). Однак під час використання методу АРГ існує можливість ухвалення помилкових рішень, при цьому найбільшу небезпеку становлять помилки, пов'язані з пропуском дефекту. Одним із можливих напрямів удосконалення методів інтерпретації результатів АРГ з метою мінімізації кількості помилкових рішень є аналіз динаміки зміни газівмісту масел у процесі дефектів різного типу.

© О. В. Шутенко, 2022

**Аналіз публікацій.** На сьогодні велика кількість публікацій присвячена розробці нових [1, 2] та удосконаленню уже існуючих [3–10] методів розпізнавання типу дефекту. Найчастіше удосконалення відбувається за рахунок застосування штучної нейронної мережі [3], нечіткої логіки [4], векторної машини підтримки [5], логістичної регресії [6], оптимізації параметрів ядра та вагових параметрів ядра машини екстремального навчання [7], методу граничної синтетичної меншості з передискретизацією [8], мережі глибокої залишкової усадки [9], моделі Маркова [10] тощо стосовно діагностичних критеріїв, регламентованих стандартом ІЕС 60599 [11], методами Дорненбурга [12] та Роджерса [13]. У [14] було застосовано апарат генного експресивного програмування, у [15] – мережі глибокого передавання, а в [16] – матриці інтерпретації несправностей (FIM). У [17] для інтерпретації результатів АРГ використано складну скорочувальну автоматичну мережу розкодування (SCAEN), а в [18] – статистичні машинні навчальні методики та нейронні мережі для складання моделі сходової клітини. На додаток до вже відомих і широко використовуваних графічних методів інтерпретації (як-от трикутники і п'ятикутники Дюваля [19, 20], квадрат ЕТРА [21], метод номограм [22]) триває активна розробка нових графічних методів. Зокрема в [23] запропоновано метод 2 графічних форм, у [24] розроблено трикутник Гауда, а в [25] – п'ятикутник Мансура. В той же час питання аналізу динаміки зміни вмісту газів в маслonaповненому обладнанні майже не висвітлено, за винятком [26, 27], у яких розглядається динаміка зміни вмісту газів як одна із функцій пристроїв онлайн моніторингу стану маслonaповненого обладнання, або як один із аргументів моделі прогнозування часових рядів для оцінки стану роботи силового трансформатора [28]. У [29] запропоновано метод раннього виявлення дефектів на основі аналізу залежностей концентрацій газів від тривалості експлуатації. Водночас питання аналізу динаміки зміни вмісту газів у процесі розвитку дефектів розглянуті недостатньо, за винятком [30, 31], що і послужило причиною цих досліджень.

**Мета статті.** У статті наведено результати аналізу динаміки зміни значень відношень характерних газів, відсоткового вмісту газів і номограм дефектів у процесі розвитку електричних розрядів, локальних перегрівів і комбінованих дефектів у високовольтному маслonaповненому устаткуванні.

**Метод досліджень та основні результати.** Для аналізу динаміки зміни газовмісту масла у процесі розвитку дефектів були використані результати АРГ за 128 одиницями маслonaповненого обладнання. За аналогією з [31] у процесі аналізу оцінювалися значення концентрацій газів на предмет відповідності різним рівням, які регламентовані в чинному в Україні стандарті [32]. Також аналізувалася динаміка зміни значень відношень газів, їх відсоткового вмісту та номограм дефектів. З огляду на відмінності в нормах і критеріях, що використовуються різними стандартами

та методиками для оцінки типу дефекту, аналіз динаміки змін відношень газів виконувався з використанням графічного методу, регламентованого стандартом МЕК 60599 [11] і квадратом ЕТРА [21], а динаміку зміни відсоткового вмісту газу аналізували з використанням трикутника Дюваля [19]. У процесі досліджень було проаналізовано динаміку зміни газовмісту в обладнанні з електричними розрядами, локальними перегріваннями та комбінованими дефектами. Нижче наведено деякі результати.

Виконаний аналіз показав, що у процесі розвитку електричних розрядів, характер дефекту може змінюватися кілька разів. Як приклад зміни газовмісту масла в обладнанні з електричними розрядами, розглянемо динаміку типу дефекту в трансформаторі потужністю 20 МВА напругою 33/0,6 кВ. Значення концентрацій газів, отриманих у результаті експлуатаційних випробувань, наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Значення концентрацій газів в трансформаторі 20 МВА напругою 33/0,6 кВ

Дата	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>
21.01.1998	0,0129	0,019	0,0362	0,0142	0,0001
16.06.1999	0,007	0,0094	0,0216	0,0029	0,0001
24.01.2001	0,0012	0,0005	0,0001	0,0004	0,0001
14.05.2004	0,0091	0,0033	0,0024	0,0092	0,0134
26.10.2004	0,0008	0,0003	0,0001	0,0005	0,0013

За результатами АРГ масла від 21.01.1998 було зроблено висновок про відсутність дефекту. Але при цьому концентрація практично всіх газів, крім ацетилену (див. табл. 1), відповідає рівню 3, що згідно з [32] свідчить про наявність дефекту. Незважаючи на це, трансформатор був визнаний придатним до подальшої експлуатації [33]. У пробі масла, відібраній через півтора року, значення концентрацій газів знизилися порівняно з попереднім аналізом. У наступній пробі масла значення концентрацій газів продовжували знижуватися. Але в пробі масла від 14.05.2004 зростання концентрацій відновилося, при цьому газом з максимальним вмістом є ацетилен.

Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі 20 МВА напругою 33/0,6 кВ, згідно з відношеннями газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599, наведена на рис. 1. Як видно з рисунка, з розвитком дефекту спостерігається його «обваження», тобто точки, що відображають діагноз трансформатора, переміщуються з області, характерної для низькотемпературних перегрівів (температура гарячої точки 150–300 °С), в область, характерну для розрядів із високою щільністю енергії.

Аналогічна ситуація має місце і при використанні квадрата ЕТРА (рис. 2). Як видно з рисунка, згідно з квадратом ЕТРА дефект розпочався як низькотемпературний перегрів (21.01.1998 і 16.06.1999), потім перетворився на комбінований дефект (24.01.2001), потім на розряди з низькою щільністю енергії (14.05.2004) і нарешті, 26.10.2004, було зафіксовано розряди з високою щільністю енергії.

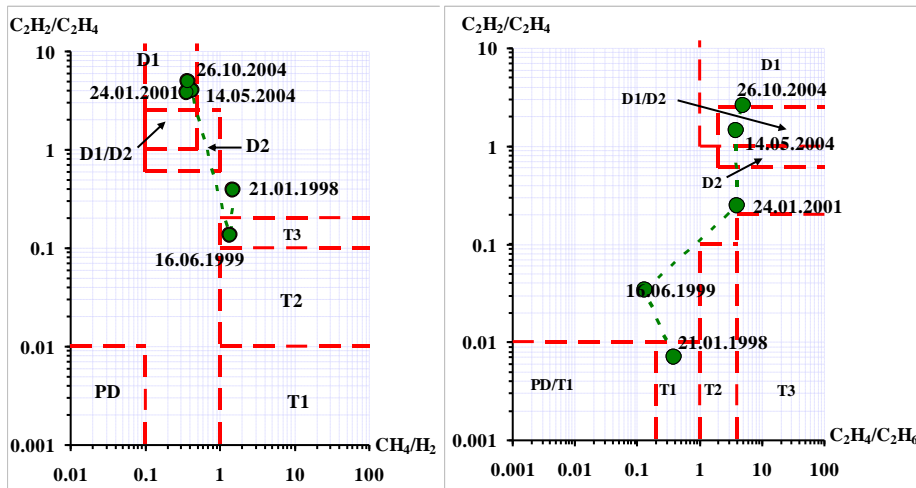


Рисунок 1 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі 20 МВА напругою 33/0,6 кВ по значеннях відношень газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599

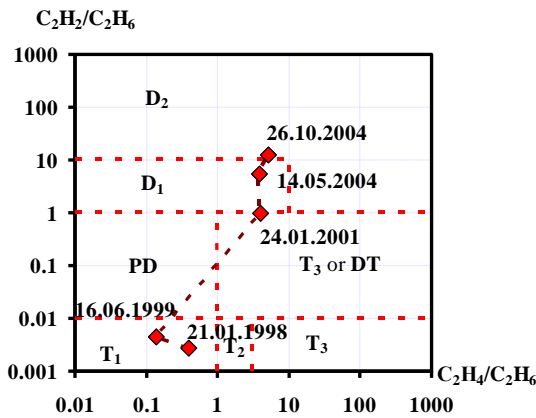


Рисунок 2 – Результати діагностики трансформатора 20 МВА напругою 33/0,6 кВ з використанням квадрата ETRA

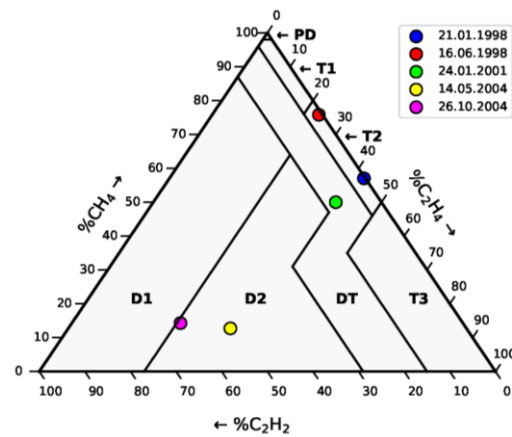


Рисунок 3 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі 20 МВА напругою 33/0,6 кВ, при діагностиці з використанням трикутника Дюваля

А ось згідно з результатами діагностики цього трансформатора з використанням трикутника Дюваля (рис. 3) дефект розпочався (21.01.1998 і 16.06.1999) з перегрівань у діапазоні середніх температур (температура гарячої точки 300–700 °С), потім перетворився на комбінований дефект (24.01.2001), а потім на розряди з високою щільністю енергії (14.05.2004 і 26.10.2004). Отримані відмінності в діагнозах, поставлених із використанням різних методик, зумовлено тим, що цей тип трикутника Дюваля не враховує вміст етану.

Результати використання методу номограм стосовно даних із табл. 1 наведено на рис. 4. Аналізуючи номограми, наведені на рис. 4, слід зазначити, що перші дві номограми не регламентовані чинним в Україні стандартом [32]. Але як показано в [34, 35], ці номограми відповідають термічним дефектам у діапазоні температур 150–300 °С. Номограма, побудована за результатами АРГ від 24.01.01, відповідає іскровим розрядам [32, 36]. Дві останні номограми відповідають дуговим розрядам [32, 36].

Слід зазначити, що переростання термічних дефектів в електричні є хоч і не єдино можливим, але досить частим механізмом розвитку дефекту. При цьому можливі й інші сценарії, зокрема переростання комбінованих дефектів у розряди. Як приклад на рис. 5 наведено номограми дефектів для трьох трансформаторів, які були пошкоджені електричними розрядами.

Трансформатор напругою 250 кВ гідроелектричної станції «Nelson River», Північна Канада, був пошкоджений у результаті пробою ізоляції [33]. У результатах АРГ, отриманих за 10 місяців до пошкодження, значення концентрації етану відповідали рівню 2 (тобто згідно з [32] можливий дефект), значення інших газів відповідали рівню 1 (тобто згідно з [32] нормальний стан). Номограма, побудована за результатами цього аналізу (рис. 5 а), не регламентована в [32]. Однак згідно з результатами досліджень, наведених у [35, 37], отримана номограма відповідає перегріванням у діапазоні температур 150–300 °С, що супроводжуються частковим розрядами. У пробах масла, отриманих після пошкодження трансформатора, значення

концентрацій усіх 5 газів відповідали рівню 3 (тобто наявність дефекту). Побудована за цими результатами номограма (рис. 5 б) не регламентована в [32], проте згідно з результатами, наведеними в [35, 37], номограма з рис. 5 б відповідає перегріванню у діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються розрядами.

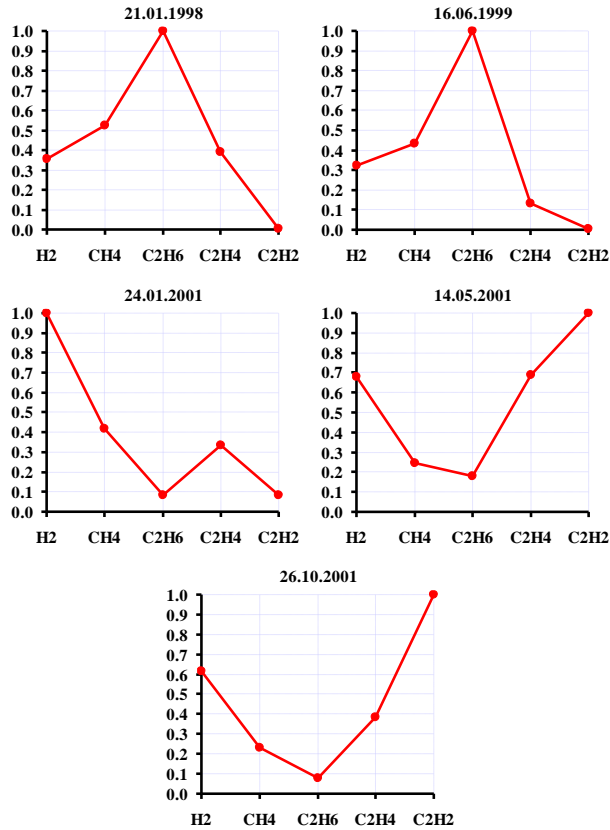


Рисунок 4 – Динаміка зміни номограм дефектів в трансформаторі 20 МВА напругою 33/0,6 кВ

Трансформатор ТМН 110/10, був пошкоджений дуговим розрядом. При цьому в пробі масла, відібраній за 43 дні до пошкодження, концентрації метану, етилену й ацетилену відповідали рівню 3, що згідно з [32] відповідає дефектному стану. Номограма, побудована за цими результатами (рис. 5 в), не регламентована в [32]. Згідно з результатами досліджень, наведених у [38], отримана номограма відповідає перегріванню у діапазоні температур 300–700 °С, які супроводжуються розрядами. Номограма, побудована за результатами АРГ, отриманими після пошкодження (рис. 5 з), відповідає дуговим розрядам [32, 36].

На рис. 5 д та е наведено номограми, побудовані за результатами АРГ трансформатора ТМН 35 кВ, за півроку до (рис. 5 д) і після пошкодження (рис. 5 е). Номограма, наведена на рис. 5 д не регламентована в [32], але згідно з [39] ця номограма відповідає високотемпературному нагріванню, що супроводжується розрядами. Однак, значення концентрацій газів, за якими побудовано цю номограму, не перевищували значень рівня 1, що згідно з [32] відповідає справному стану

трансформаторів. У той же час у цій пробі масла, порівняно з результатами попереднього аналізу, мало місце зростання концентрацій метану й етилену, а також поява ацетилену, що перевищує значення межі виявлення хроматографом. Тобто мало місце нехай і незначне, але збільшення концентрацій 3 газів, притому, що концентрації водню та стану не змінювалися. Номограма, побудована за результатами АРГ отриманими після пошкодження трансформатора (рис. 5 е) згідно з [32, 40] відповідає розрядам, які супроводжуються нагріванням.

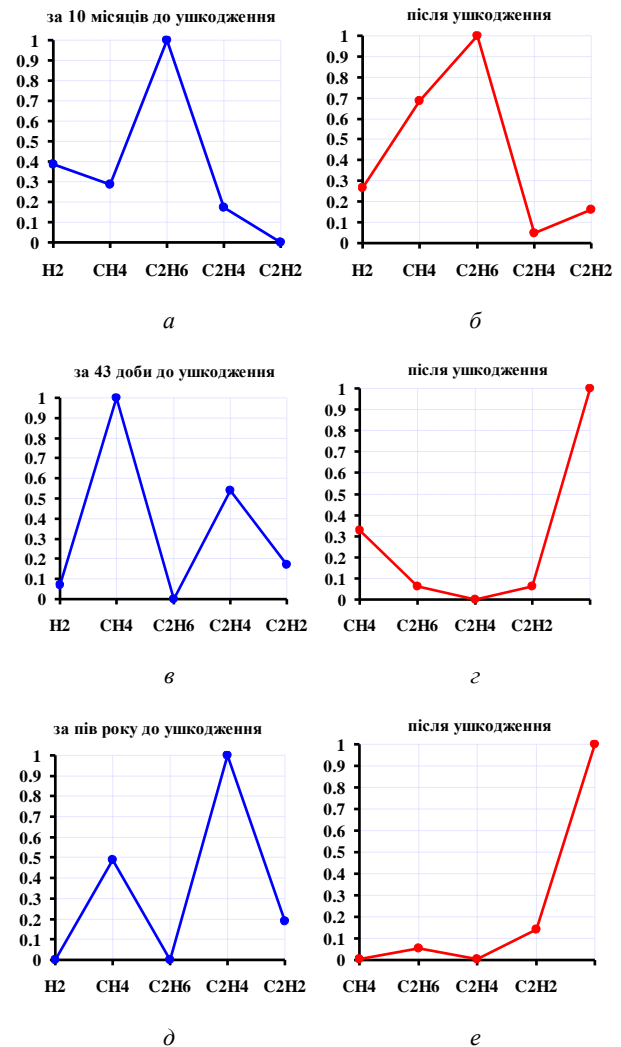


Рисунок 5 – Динаміка зміни номограм дефектів, побудованих за результатами АРГ трансформаторів, пошкоджених електричними розрядами

Наведені приклади наочно ілюструють, що в процесі розвитку електричних розрядів має місце зміна типу дефекту. Отже, під час оцінки можливості подальшої експлуатації обладнання, крім ступеня небезпеки дефекту і швидкості його розвитку, необхідно враховувати можливість перетворення дефекту з менш «небезпечного» на більш «небезпечний», що швидко розвивається.

Виконані дослідження показали, що на відміну від електричних розрядів, розвиток перегрівів має певні закономірності. Особливо це стосується перегрівів з

температурою вище 700°C [41]. Як приклад розглянемо динаміку зміни газовмісту в трансформаторі ТДТНГ-40000 напругою 110/6 кВ, в якому було зафіксовано високотемпературний перегрів сердечника через вплив вихрових струмів. Значення концентрацій газів наведено в табл. 2.

Таблиця 2 – Значення концентрацій газів у трансформаторі ТДТНГ-40000

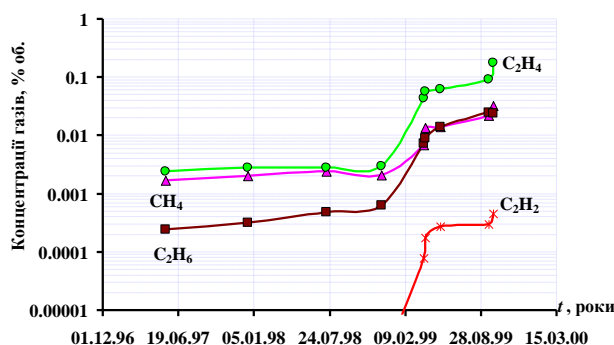
Дата	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
16.05.1997	0	0,00169	0,00024	0,0024	0
20.12.1997	0	0,002	0,00032	0,0028	0
16.07.1998	0	0,0024	0,00048	0,0028	0
07.12.1998	0	0,0021	0,00064	0,003	0
29.03.1999	0	0,0069	0,0073	0,0435	7,82 10 <sup>-5</sup>
02.04.1999	0	0,0137	0,009	0,0577	0,000175
12.05.1999	0	0,014	0,014	0,062	0,00027
17.09.1999	0	0,0218	0,0248	0,0913	0,000301
29.09.1999	0	0,032	0,0239	0,177	0,00046

Залежності концентрацій газів і відсоткового вмісту газів від тривалості експлуатації, у процесі розвитку дефекту в даному трансформаторі наведені на рис. 6. Як видно з рисунка, незважаючи на те, що значення концентрацій газів збільшуються зі зростанням тривалості експлуатації (рис. 6 а), залежність відсоткового вмісту газів (рис. 6 б) має досить специфічний характер. Зокрема, відсотковий вміст метану та етилену змінюється дзеркально один відносно одного. Це зумовлено тим [41], що високотемпературні перегріви, як правило, починаються з перегрівів у діапазоні температур 300–700 °С, для яких газом із максимальним вмістом є метан або етилен. При цьому, до моменту перевищення концентрацій газів своїх граничних значень, мало місце зниження відсоткового вмісту метану і зростання відсоткового вмісту етилену. А після перевищення концентрації етилену граничного значення (вертикальна пунктирна лінія на рис. 6 б) відсоткові вмісти цих двох газів дзеркально стабілізуються один відносно одного.

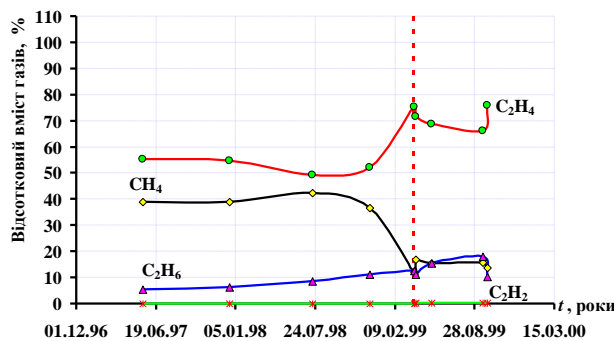
На рис. 7 відображено динаміку зміни типу дефекту в трансформаторі ТДТНГ-40000 у процесі розвитку високотемпературного перегріву за значеннями відношень газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599.

Як видно з рисунка практично для всіх аналізованих значень, використання стандарту МЕК 60599 дало змогу встановити наявність перегрівів у діапазоні середніх і високих температур. Використання квадрата ETRA (рис. 8) засвідчило наявність високотемпературних перегрівів і перегрівів, що переходять у розряди.

Використання трикутника Дюваля (рис. 9) показало, наявність тільки високотемпературних перегрівів



а



б

Рисунок 6 – Залежності концентрацій газів (а), і відсоткового вмісту газів (б) від тривалості експлуатації в трансформаторі ТДТНГ-40000 у процесі розвитку високотемпературного перегріву

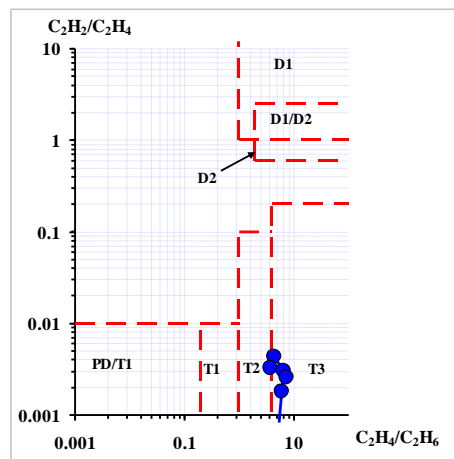


Рисунок 7 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДТНГ-40000 у процесі розвитку високотемпературного перегріву за значеннями відношень газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599

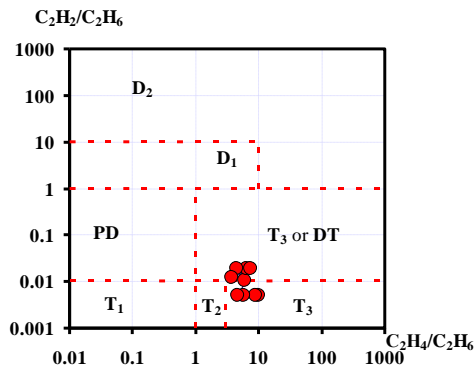


Рисунок 8 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДТНГ-40000 у процесі розвитку високотемпературного перегріву за значеннями відношень газів, рекомендованих квадратом ЕТРА

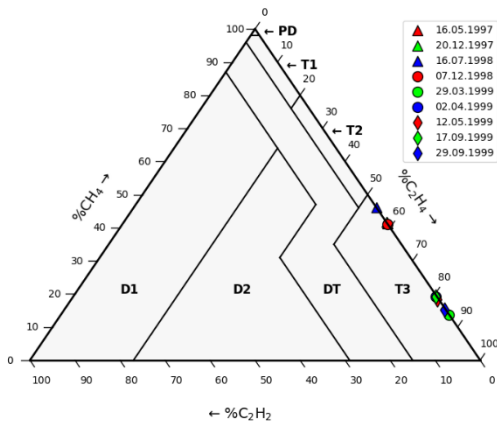


Рисунок 8 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДТНГ-40000 напругою 110/6 кВ під час діагностики з використанням трикутника Дюваля

Аналіз динаміки зміни номограм дефектів (рис. 10) показав, що високотемпературний перегрів в аналізованому трансформаторі починався з перегрівів у діапазоні середніх температур. Як видно з рисунка, перші чотири номограм відповідають нагріванням у діапазоні середніх температур (300–700 °С). Однак у процесі розвитку відбулося збільшення температури гарячої точки до 700 °С.

Виконаний аналіз показав, що під час розвитку комбінованих дефектів (перегрівів, що супроводжуються розрядами, або розрядів, що супроводжуються нагріванням), спочатку виникає основний дефект (наприклад, розряд), у процесі розвитку якого проявляється додатковий дефект (наприклад, нагрівання). Як приклад у табл. 3 наведено значення концентрацій газів у трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ.

Таблиця 3 – Значення концентрацій газів у трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ

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>
0,000684	0,000078	0,000038	0,000062	0,000146
0,0321	0,0074	0,0008	0,0146	0,0238
0,033724	0,00688	0,00073	0,01468	0,023655
0,0335751	0,008973	0,003724	0,017676	0,029581

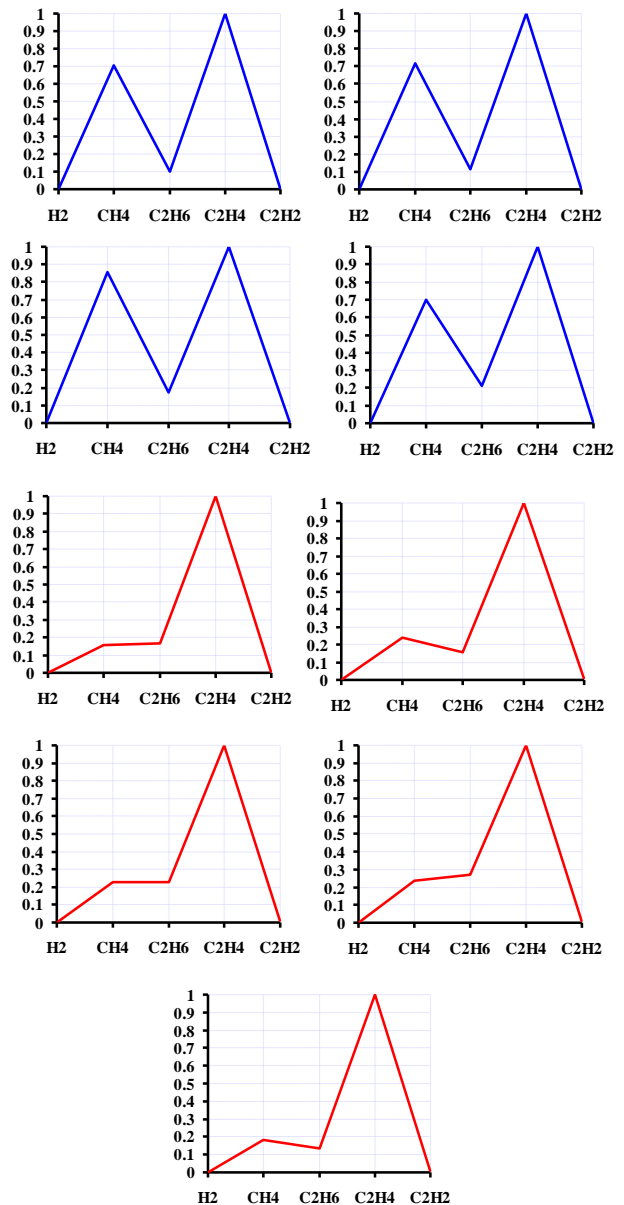


Рисунок 10 – Динаміка зміни номограм дефектів у трансформаторі ТДТНГ-40000 напругою 110/6 кВ

На рис. 11 наведено результати діагностики цього трансформатора з використанням значень відношень газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599. Як видно з рисунка, за результатами першого випробування було поставлено діагноз розряди з низькою щільністю енергії, для двох наступних випробувань було поставлено діагноз розряди з високою щільністю енергії. Для останнього випробування діагноз не встановлено, оскільки точка, що відображає стан трансформатора, вийшла за встановлені цим методом області діагнозів.

Результати діагностики цього трансформатора з використанням квадрата ЕТРА (рис. 12), для результатів перших трьох випробувань дали змогу встановити ті самі діагнози, що й стандарт МЕК 60599. А ось результати останнього випробування були ідентифіковані як часткові розряди.

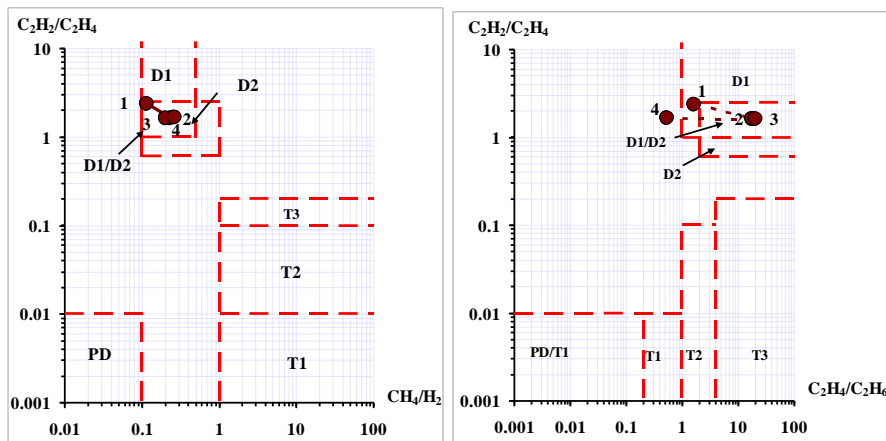


Рисунок 11 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ за значеннями відношень газів, рекомендованих стандартом МЕК 60599

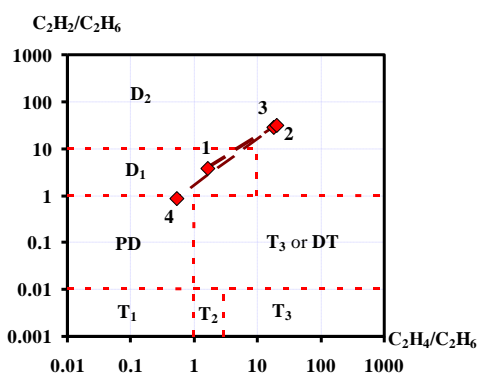


Рисунок 12 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ за значеннями відношень газів, рекомендованих квадратом ETRA

Під час діагностики з використанням трикутника Дюваля (рис. 13) для першого результату вимірювань було поставлено діагноз розрядів з низькою щільністю енергії, а для решти розрядів з високою щільністю енергії.

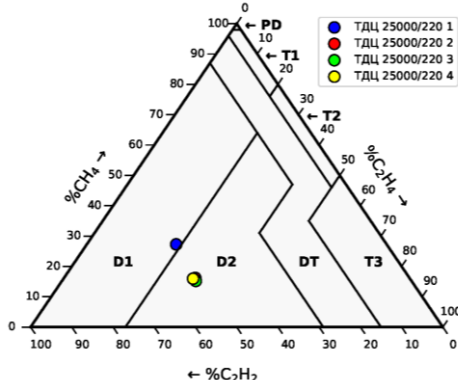


Рисунок 13 – Динаміка зміни типу дефекту в трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ під час діагностики з використанням трикутника Дюваля

Використання методу номограм (рис. 14) дало змогу встановити, що результати перших випробувань відповідають розрядам із низькою щільністю енергії. Результати другого і третього випробувань

відповідають розрядам з високою щільністю енергії. А ось остання номограма згідно з [42] відповідає розрядам із високою щільністю енергії та низькотемпературним перегріванням. Тобто дефект спочатку розвивався як електричний, а в процесі розвитку додався перегрів.

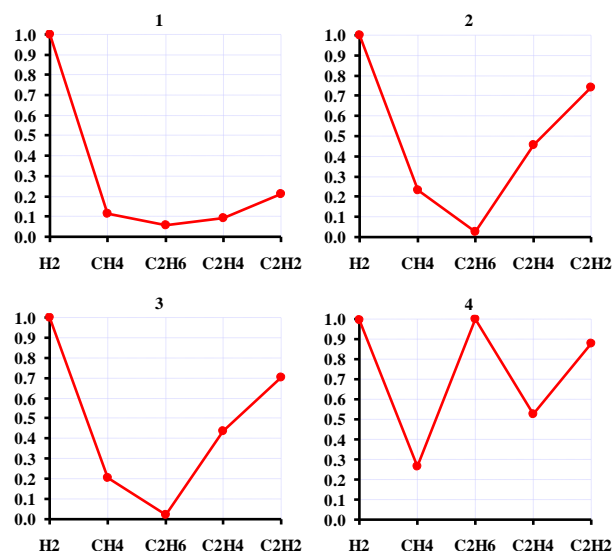


Рисунок 14 – Динаміка зміни номограм дефектів у трансформаторі ТДЦ 25 МВА 220 кВ

**Висновки.** Отримані результати свідчать, що прояв дефектів має місце ще до того моменту, коли значення концентрацій газів перевищать свої граничні значення, що дає можливість для раннього виявлення пошкоджень, що розвиваються.

Для електричних розрядів тип дефекту змінюється в процесі їхнього розвитку і динаміка зміни газівмісту може істотно різнитися навіть в однотипному обладнанні за умови розвитку дефекту одного й того ж типу. Виконаний аналіз показує, що в багатьох випадках електричні розряди починалися з температурних перегрівів, причому температура гарячої точки не перевищувала 300 °С, а в процесі розвитку перетворилися на розряди або перегріву, які супроводжуються розрядами. При цьому в усіх

випадках трансформатори були пошкоджені. Отже, під час оцінки можливості подальшої експлуатації трансформаторів, окрім ступеня небезпеки дефекту та швидкості його розвитку, необхідно враховувати можливість перетворення дефекту з менш «небезпечного» на більш «небезпечний», що швидко розвивається.

Виконаний аналіз показав, що для різного устаткування з перегрівом вище 700 °C зміна газовмісту в процесі розвитку дефекту має схожий характер. Зокрема, відсотковий вміст метану дзеркально повторює зміну відсоткового вмісту етилену. При цьому такий характер залежностей починає проявлятися до того моменту, коли концентрації газів перевищують граничні значення. Цей ефект може бути використаний для виявлення високотемпературних перегрівів на ранній стадії їхнього розвитку, ще до того, як значення концентрацій газів перевищують граничні значення, що дасть змогу уникнути руйнування ізоляції устаткування і продовжити його ресурс.

Виконаний аналіз показав, що під час розвитку комбінованих дефектів (перегрівів, що супроводжуються розрядами, або розрядів, що супроводжуються нагріванням), спочатку виникає основний дефект (наприклад, розряд), у процесі розвитку якого проявляється додатковий дефект (наприклад, нагрівання).

Отримані результати наочно ілюструють, що незалежно від типу дефекту має місце можливість для їх виявлення та розпізнавання на ранній стадії їх розвитку.

### Список літератури

- Giri P. R. M., Negara I. M. Y., Asfani D. A. Recent development in DGA diagnosis using graphical analysis method. *2021 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, Surabaya, Indonesia, 21–22 July 2021. P. 6–10. DOI: <https://doi.org/10.1109/isitia52817.2021.9502223>.
- Nanfak A., Eke S., Kom C. H., Mouangue R., Fofana I. Interpreting dissolved gases in transformer oil: A new method based on the analysis of labelled fault data. *IET Generation, Transmission & Distribution*. 2021. Vol. 15, no. 21. P. 3032–3047. DOI: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12239>.
- Bouchaoui L., Hemsas K. E., Mellah H., Benlahneche S. Power transformer faults diagnosis using undestructive methods (Roger and IEC) and artificial neural network for dissolved gas analysis applied on the functional transformer in the Algerian north-eastern: a comparative study. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2021. No. 4. P. 3–11. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.4.01>.
- Huy Cuong Nguyen S., Phong Mai T. An advanced fuzzy logic based method for power transformers assessment. *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*. 2021. Vol. 10, no. 5. P. 74–81. DOI: <https://doi.org/10.11648/j.ejes.20211005.11>.
- Wu Y., Sun X., Zhang Y., Zhong X., Cheng L. A Power Transformer Fault Diagnosis Method-Based Hybrid Improved Seagull Optimization Algorithm and Support Vector Machine. *IEEE Access*. 2022. Vol. 10. P. 17268–17286. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3127164>.
- 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>.
- Li J., Hai C., Feng Z., Li G. A Transformer Fault Diagnosis Method Based on Parameters Optimization of Hybrid Kernel Extreme Learning Machine. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 126891–126902. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3112478>.
- Lopes S. M. d. A., Flauzino R. A., Altafim R. A. C. Incipient fault diagnosis in power transformers by data-driven models with over-sampled dataset. *Electric Power Systems Research*. 2021. Vol. 201. 107519. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107519>.
- Hu H., Ma X., Shang Y. A novel method for transformer fault diagnosis based on refined deep residual shrinkage network. *IET Electric Power Applications*. 2021. Vol. 16, no. 2. P. 206–223. DOI: <https://doi.org/10.1049/elp2.12147>.
- Shariffuddin N. S., Azis N., Mohd Selva A. et al Failure Rate Estimation for Transformer Population based on Health Index through Markov Model Approach. *Pertanika Journal of Science and Technology*. 2021. Vol. 29, no. 4. DOI: <https://doi.org/10.47836/pjst.29.4.42>.
- IEC 60599:2015. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2015. 78 p.
- Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
- 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>.
- 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>.
- Zhai S., Chen X., Wei L., Chen D., Zhang L., Wang X., Wang E., Chen Z., Chen W., Deng T. Research on identification methods of gas content in transformer insulation oil based on deep transfer network. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*. 2020. Vol. 31, no. 18. P. 15764–15772. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10854-020-04138-4>.
- Wani S., Khan S., Prashal G., Gupta D. Smart Diagnosis of Incipient Faults Using Dissolved Gas Analysis-Based Fault Interpretation Matrix (FIM). *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2019. Vol. 44, no. 8. P. 6977–6985. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-019-03739-4>.
- Zhong Y., Hu C., Lu Y., Wang S. Transformer Fault Diagnosis Based on Stacked Contractive Auto-Encoder Net. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2020. Vol. 1274. P. 514–522. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-981-15-8462-6\\_57](https://doi.org/10.1007/978-981-15-8462-6_57).
- Gomes G. et al. A Stairway Statistical Neural Model for DGA Analysis. *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. 2020. DOI: <https://doi.org/10.48011/sbse.v11i.2287>.
- 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>.
- 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>.
- Conservation and Control of Oil-insulated Components by Diagnosis of Gas in Oil. *Electrical Cooperative Research Association*. 1980. Vol. 36, no. 1. (in Japanese)
- 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.
- 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>.
- 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>.
- 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>.



26. Karadaev A. S., Yachikov I. M., Khrumshin V. R. Methods of multi-parameter diagnostics of electric equipment condition within on-line monitoring systems. *Procedia Engineering*. 2016. Vol. 150. P. 32–38. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2016.07.206>.
27. Tang X., Wang W., Zhang X., Wang E., Li X. On-Line analysis of oil-dissolved gas in power transformers using fourier transform infrared spectrometry. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 11. 3192. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11113192>.
28. Zhang S., Bai Y., Wu G., Yao Q. The forecasting model for time series of transformer DGA data based on WNN-GNN-SVM combined algorithm. *2017 1st International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE)*, Xi'an, China, 14–17 May 2017. P. 292–295. DOI: <https://doi.org/10.1109/icempe.2017.7982087>.
29. Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved Oil Gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018. Vol. 18, no. 1. P. 11–18. DOI: <https://doi.org/10.15546/aei-2018-0002>.
30. 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>.
31. Shutenko O. V., Barbashov I. V., Omelianenko H. V. Analysis of gas content dynamics in power transformers during development of spark discharge. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2021. No. 2 (3). P. 3–17. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.07>.
32. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслянаповненого 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.
33. Шутенко О. В. Особенности динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в силовых трансформаторах с разными типами дефектов. *Новое в Российской электроэнергетике*. 2017. № 9. С. 30–49.
34. 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>.
35. 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>.
36. 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>.
37. 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>.
38. 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>.
39. Shutenko O., Kulyk O. Recognition of combined defects with high-temperature overheating based on the dissolved gas analysis. *Sāadhanā*. 2022. Vol. 47, no. 3. P. 146. DOI: <https://doi.org/10.1007/s12046-022-01919-x>.
40. 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>.
41. 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>.
42. 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>.

## References

1. P. R. M. Giri, I. M. Y. Negara, and D. A. Asfani, "Recent development in DGA diagnosis using graphical analysis method," in *2021 International Seminar on Intelligent Technology and Its Applications (ISITIA)*, Surabaya, Indonesia, Jul. 21–22, 2021, pp. 6–10, doi: <https://doi.org/10.1109/isitia52817.2021.9502223>.
2. A. Nanfak, S. Eke, C. H. Kom, R. Mouangue, and I. Fofana, "Interpreting dissolved gases in transformer oil: A new method based on the analysis of labelled fault data," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 15, no. 21, pp. 3032–3047, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1049/gtd2.12239>.
3. L. Bouchaoui, K. E. Hemsas, H. Mellah, and S. Benlahneche, "Power transformer faults diagnosis using undestructive methods (Roger and IEC) and artificial neural network for dissolved gas analysis applied on the functional transformer in the Algerian north-eastern: A comparative study," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 4, pp. 3–11, Jul. 2021. Accessed: Jan. 15, 2023, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.4.01>.
4. S. Huy Cuong Nguyen and T. Phong Mai, "An advanced fuzzy logic based method for power transformers assessment," *American Journal of Electrical Power and Energy Systems*, vol. 10, no. 5, pp. 74–81, 2021, doi: <https://doi.org/10.11648/j.epes.20211005.11>.
5. Y. Wu, X. Sun, Y. Zhang, X. Zhong, and L. Cheng, "A Power Transformer Fault Diagnosis Method-Based Hybrid Improved Seagull Optimization Algorithm and Support Vector Machine," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 17268–17286, 2022, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3127164>.
6. 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, May 2021, Art. no. 1206, doi: <https://doi.org/10.3390/electronics10101206>.
7. J. Li, C. Hai, Z. Feng, and G. Li, "A transformer fault diagnosis method based on parameters optimization of hybrid kernel extreme learning machine," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 126891–126902, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3112478>.
8. S. M. d. A. Lopes, R. A. Flauzino, and R. A. C. Altafim, "Incipient fault diagnosis in power transformers by data-driven models with over-sampled dataset," *Electric Power Systems Research*, vol. 201, Dec. 2021, Art. no. 107519, doi: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2021.107519>.
9. H. Hu, X. Ma, and Y. Shang, "A novel method for transformer fault diagnosis based on refined deep residual shrinkage network," *IET Electric Power Applications*, vol. 16, no. 2, pp. 206–223, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1049/elp2.12147>.
10. N. S. Shariffuddin et al., "Failure Rate Estimation for Transformer Population based on Health Index through Markov Model Approach," *Pertanika Journal of Science and Technology*, vol. 29, no. 4, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.47836/pjst.29.4.42>.
11. *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, IEC 60599:2015, 2015.
12. E. Dörnenburg and W. Strittmater, "Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis," *Brown Boveri Review*, vol. 61, pp. 238–274, 1974.
13. 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>.
14. 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, Art. no. 730. doi: <https://doi.org/10.3390/en12040730>.
15. Zhai S., Chen X., Wei L., Chen D., Zhang L., Wang X., Wang E., Chen Z., Chen W., Deng T. Research on identification methods of gas content in transformer insulation oil based on deep transfer network. *Journal of Materials Science: Materials in Electronics*. 2020, vol. 31, no. 18, pp. 15764–15772. doi: <https://doi.org/10.1007/s10854-020-04138-4>.
16. Wani S., Khan S., Prashal G., Gupta D. Smart Diagnosis of Incipient Faults Using Dissolved Gas Analysis-Based Fault Interpretation

- Matrix (FIM). *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2019, vol. 44, no. 8, pp. 6977–6985. doi: <https://doi.org/10.1007/s13369-019-03739-4>.
17. Zhong Y., Hu C., Lu Y., Wang S. Transformer Fault Diagnosis Based on Stacked Contractive Auto-Encoder Net. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2020, vol. 1274, pp. 514–522. DOI: [https://doi.org/10.1007/978-981-15-8462-6\\_57](https://doi.org/10.1007/978-981-15-8462-6_57).
  18. Gomes G. et al. A Stairway Statistical Neural Model for DGA Analysis. *VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos*. 2020, doi: <https://doi.org/10.48011/sbse.v1i1.2287>.
  19. 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>.
  20. 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>.
  21. “Conservation and Control of Oil-insulated Components by Diagnosis of Gas in Oil,” *Electrical Cooperative Research Association*, vol. 36, no. 1, 1980. (in Japanese)
  22. 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.
  23. M. M. Emará, 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>.
  24. 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>.
  25. 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>.
  26. A. S. Karandaev, I. M. Yachikov, and V. R. Khrumshin, “Methods of multi-parameter diagnostics of electric equipment condition within on-line monitoring systems,” *Procedia Engineering*, vol. 150, pp. 32–38, 2016, doi: <https://doi.org/10.1016/j.proeng.2016.07.206>.
  27. X. Tang, W. Wang, X. Zhang, E. Wang, and X. Li, “On-Line analysis of oil-dissolved gas in power transformers using fourier transform infrared spectrometry,” *Energies*, vol. 11, no. 11, Nov. 2018, Art. no. 3192, doi: <https://doi.org/10.3390/en11113192>.
  28. S. Zhang, Y. Bai, G. Wu, and Q. Yao, “The forecasting model for time series of transformer DGA data based on WNN-GNN-SVM combined algorithm,” in *2017 1st International Conference on Electrical Materials and Power Equipment (ICEMPE)*, Xi'an, China, May 14–17, 2017, pp. 292–295, doi: <https://doi.org/10.1109/icempe.2017.7982087>.
  29. O. Shutenko, “Method for detection of developing defects in high-voltage power transformers by results of the analysis of dissolved oil gases,” *Acta Electrotechnica et Informatica*, vol. 18, no. 1, pp. 11–18, Mar. 2018, doi: <https://doi.org/10.15546/aei-2018-0002>.
  30. 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, pp. 11–22, Jul. 2018, doi: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i1.3724>.
  31. O. V. Shutenko, I. V. Barbashov, and H. V. Omelianenko, “Analysis of gas content dynamics in power transformers during development of spark discharge,” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (3), pp. 3–17, 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.07>.
  32. *Diahnostyka Maslonapovnenoho Transformatornoho Obladnannia Za Rezultatamy Khromatografichnoho 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-NEE 46.501:2006, Naukovo-inzhenernyj centr “ZTZ-Servis” [Scientific and engineering centre “ZTZ-service”], Kyiv, 2007. (in Ukrainian)
  33. O. V. Shutenko, “Osobennosti dinamiki izmeneniya kriteriev ispol'zuemykh dlya interpretatsii rezul'tatov KhARG v silovykh transformatorakh s raznymi tipami defektov [Peculiarities of the dynamics of the criteria used to interpret the DGA results in power transformers with different types of defects]”, *New in the Russian Electrical Power-Engineering*, no. 9, pp. 30–49, 2017. (in Russian)
  34. 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>.
  35. 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>.
  36. 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>.
  37. 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>.
  38. 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>.
  39. 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>.
  40. 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>.
  41. 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>.
  42. 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>.

Надійшла (received) 06.12.2022

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](mailto:o.v.shutenko@gmail.com).