

**О. В. ШУТЕНКО**

## **ОСОБЛИВОСТІ РОЗПІЗНАВАННЯ ТИПУ ДЕФЕКТУ МАСЛОНАПОВНЕНОГО ОБЛАДНАННЯ З ВИКОРИСТАННЯМ МЕТОДУ НОМОГРАМ**

У статті наведено результати аналізу номограм (графічних областей) дефектів маслонаповненого обладнання електричних мереж. Як вихідні дані було використано результати аналізу розчинених у маслі газів для 2997 трансформаторів і шунтувальних реакторів із дефектами різного типу, тобто навчальну вибірку. Для нівелювання можливих суперечностей під час використання різних критеріїв, навчальну вибірку було розбито на окремі масиви даних не тільки з одним і тим самим типом дефекту, а й з ідентичними значеннями характерних відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношень газів до газу з максимальною концентрацією. З метою врахування дрейфу значень координат окремих номограм в отриманих масивах, номограми дефектів запропоновано представляти у вигляді еталонних областей. Як значення меж еталонних областей використовуються максимальні та мінімальні значення координат (відношень кожного з газів до газу з максимальною концентрацією), отримані для однорідних масивів результатів аналізу розчинених в маслі газів. При цьому центр графічної області збігається з еталонною номограмою. У результаті було побудовано 115 номограм, характерних для дефектів термічного типу, електричних розрядів, а також перегрівів з різною температурою гарячої точки, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії, розрядами з різною щільністю енергії, а також розрядами з різною щільністю енергії, що супроводжуються перегрівами з різною температурою гарячої точки. Наведено короткий аналіз отриманих графічних областей, розглянуто найхарактерніші uszkodження, які відповідають тій чи іншій графічній області, проаналізовано значення співвідношення характерних газів, які відповідають аналізованим областям. У процесі аналізу встановлено, що найбільш максимальне значення достовірності розпізнавання типу дефекту може бути забезпечено завдяки одночасному використанню усіх трьох діагностичних критеріїв, а саме значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і номограм (графічних областей) дефектів. Отримані результати дають змогу істотно збільшити кількість еталонних номограм, що дасть змогу істотно збільшити кількість дефектів, які можна розпізнати, і, як наслідок, знизити ризик аварійного пошкодження маслонаповненого обладнання через пропуск дефекту, спричинений відмовою від розпізнавання.

**Ключові слова:** маслонаповнене обладнання, діагностика, достовірність розпізнавання, аналіз розчинених у маслі газів, дефекти, що розвиваються, локальні перегріви, часткові розряди, іскрові розряди, дугові розряди, комбіновані дефекти, номограми дефектів, графічні області.

**O. V. SHUTENKO**

## **FEATURES OF RECOGNISING THE TYPE OF DEFECT IN OIL-FILLED EQUIPMENT USING NOMOGRAM METHOD**

The paper presents the results of analysis of nomograms (graphical areas) of defects in oil-filled equipment of electric networks. The input data were the results of dissolved gas analysis for 2997 transformers and shunt reactors with different types of defects, that is, the training sample. In order to level out possible contradictions in using different criteria, the training sample was split into separate data sets, not only with the same defect type, but also with identical values of characteristic gas ratios, gas percentages and gas-to-gas ratios with maximum concentration. To account for drift of coordinate values of individual nomograms in the obtained arrays, it is proposed to represent defect nomograms in the form of reference regions. The maximum and minimum coordinate values (ratios of each of the gases to the gas with the maximum concentration) obtained for homogeneous arrays of DGA results are used as values of the boundaries of reference regions. The centre of the graphic area coincides with the reference nomogram. As a result, 115 nomograms characteristic of thermal type defects, electrical discharges as well as overheating with different hot spot temperature accompanied by discharges with different energy density and discharges with different energy density accompanied by overheating with different hot spot temperature have been drawn. A brief analysis of the obtained graphic areas is given, the most characteristic damages corresponding to one or another graphic area are considered, and the values of characteristic gas ratios corresponding to the analysed areas are analysed. In the process of analysis it was established that the highest reliability value of defect type recognition can be achieved by simultaneous use of all three diagnostic criteria, namely, values of gas ratios, gas percentages and nomograms (graphic areas) of defects. The obtained results make it possible to significantly increase the number of reference nomograms, which will significantly increase the number of recognisable defects and consequently reduce the risk of accidental damage to oil-filled equipment due to missing defects caused by failure to recognise them.

**Keywords:** oil-filled equipment, diagnostics, recognition reliability, dissolved gas analysis (DGA), developing defects, local overheating, partial discharges, spark discharges, arc discharges, combined defects, defect nomograms, graphical areas.

**Постановка проблеми.** В умовах істотного старіння парку електроенергетичного обладнання завдання забезпечення його експлуатаційної надійності є актуальним як для електроенергетики України, так і більшості розвинених країн. Аварійне пошкодження силового трансформатора, особливо зумовлене внутрішнім коротким замиканням, призводить до істотних економічних збитків, які спричиняються не тільки необхідністю заміни трансформатора, а й недовідпуском електричної енергії споживачам. В умовах, коли одночасна заміна всього обладнання, що

експлуатується за межами нормативного терміну служби, економічно неможлива, одним із шляхів забезпечення надійності електропостачання є вдосконалення методів діагностики стану обладнання електричних мереж.

**Аналіз публікацій.** Аналіз розчинених в маслі газів (АРГ) є одним з найстаріших методів неруйнівного контролю стану високовольтного маслонаповненого обладнання. Одними з перших та найбільш використовуваних аналітичних методів для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ є

© О. В. Шутенко, 2022

метод Дорненбурга [1] (1974), метод Роджерса [2] (1978) та міжнародний стандарт ІЕС 60599 [3] (1978), у яких діагностичним критерієм є відношення значень газів. У той же час, одним із перших графічних методів розпізнавання є Трикутник Дюваля [4] (1974), у якому діагностичним критерієм є значення відсоткового вмісту газів. З того часу і по сьогоднішній день створювалися нові та удосконалювалися вже наявні методи розпізнавання. Як приклад нових методів, що використовують як діагностичний простір значення відсоткового вмісту газів, можна навести графічний метод 4 Gases Square [5], котрий розроблено групою корейських вчених із HYOSUNG Corporation, що дає змогу розпізнати 6 типів дефектів, регламентованих міжнародними стандартами ІЕС 60599 [3] та ІЕЕЕ [6]. Грецькими вченими [7] було розроблено 2-Shapes Graphical Method, в його основі лежить використання різної кількості газів залежно від їхнього відсоткового вмісту. Досить цікавими є графічні методи Gouda Triangle [8] і Mansour Pentagon [9], розроблені єгипетськими вченими. Ці методи також використовують відсотковий вміст газів, для розпізнавання типу дефекту. Як нові методи, що використовують для розпізнавання типу дефекту значення відношень газів, слід виділити Three Gas-Ratio Combinations [10, 11] і 3 Ratio Technique [12].

Окрім розробки нових методів розпізнавання активно ведеться робота з удосконалення уже наявних. Удосконалення відбувається за рахунок використання таких засобів як-от надійна багатопарова структура [13], 6 оптимізованих методів машинного навчання (OML) [14], метод радикальної передискретизації (RBO) [15], метод мультикласифікації на основі гаусівського процесу (GPMC) [16], штучна нейронна мережа (ANN) [17], векторна машина підтримки (SVM) [18], метод, що використовує самоорганізаційну карту (SOM) та логістичну регресію (LR) [19], класифікатор К-найближчих сусідів (KNN) з принципом дерева рішень [20], згортоква нейронна мережа (CNN) [21] та багато інших.

Окремо слід відзначити метод графічних образів або ж метод номограм [22]. Даний графічний метод розпізнавання був запропонований японськими фахівцями на початку 1970-х. На відміну від більшості відомих стандартів та методів даний метод в якості діагностичного критерію використовує значення відношень газів до газу з максимальним вмістом. Розпізнавання типу дефекту відбувається шляхом порівняння побудованої номограми з еталонною. Остання версія японського нормативного документу регламентує 17 еталонних номограм [23]. Цей метод є досить простим у використанні, що послужило причиною його широкого поширення. Однак, виконаний у [24] аналіз показав, що основною причиною відмови від розпізнавання під час використання цього методу є обмежена кількість еталонних номограм, що не дає змоги розпізнавати велику кількість дефектів. Остання обставина і послужила причиною для виконання цих досліджень.

**Мета статті.** У статті аналізуються номограми і графічні області дефектів маслонаповненого обладнання з метою підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів.

**Метод досліджень.** Найбільш природним способом збільшення числа еталонних номограм є використання результатів АРГ для однотипного обладнання з чітко встановленим, верифікованим діагнозом – навчальну вибірку. Однак, як показано в [24], використання різних норм і діагностичних критеріїв (значень відношень характерних газів, відсоткового вмісту газів і відношень газів до газу з максимальною концентрацією) стосовно одних і тих самих результатів АРГ може призвести до постановки різних діагнозів. Для усунення можливих суперечностей під час використання різних критеріїв, номограми дефектів будували за сукупністю результатів АРГ, які не тільки відповідали заданому типу дефекту, а й мали схожі значення характерних відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношень газів до газу з максимальною концентрацією. Формування масивів результатів АРГ зі схожими значеннями діагностичних критеріїв виконували в такій послідовності: спочатку результати АРГ групували за типом дефекту, потім для кожного типу дефекту результати АРГ згруповували за критерієм газу з максимальним вмістом. Після цього для кожної одиниці обладнання в кожній групі було розраховано відсотковий вміст для кожного з п'яти газів ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$  і  $C_2H_2$ ). Отримані значення порівнювали між собою і формували масиви з близькими значеннями відсоткового вмісту за кожним із газів. Далі для кожної одиниці обладнання в масивах з близькими значеннями відсоткового вмісту газів, визначалися значення відношень характерних газів і формувалися масиви з близькими значеннями відсоткового вмісту газів і значень відношень газів. Після чого для кожної одиниці обладнання в кожному масиві даних будувалися номограми дефектів і порівнювалися між собою. Якщо побудовані номограми мали суттєві відмінності, то результати АРГ переносили в інший масив. Сформовані таким чином масиви з результатами АРГ, для яких усі три діагностичні критерії мають близькі значення, з урахуванням того, що тип дефекту для кожного масиву відомий, дає змогу розглядати ці масиви як еталони під час розпізнавання типу дефекту за комплексом ознак.

Однак навіть в однотипному обладнанні для одного і того ж типу дефекту значення як відсоткового вмісту газів, так і відношень газів хоч і знаходяться в близькій області значень, але відрізняються між собою. Для врахування дрейфу значень координат номограм у [25], пропонується використовувати не еталонні номограми, а еталонні області. Як значення меж еталонних областей запропоновано використовувати максимальні та мінімальні значення координат (відношень кожного з газів до газу з максимальною концентрацією), отриманих для однорідних масивів

результатів АРГ. При цьому центр графічної області є еталонною номограмою.

Розпізнавання типу дефекту при використанні отриманих графічних областей проводиться в такій послідовності. Спершу, за результатами АРГ, діагностованого обладнання будується номограма дефектів. Для чого визначається газ із максимальною концентрацією, розраховуються відношення кожного з газів до газу з максимальною концентрацією. Розраховані значення відношень відкладаються по осі абсцис у такому порядку:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$  та  $C_2H_2$  і з'єднуються лінією. Отриману номограму порівнюють із центрами еталонних областей і вибирають ту область, для якої має місце максимальний збіг. Ця область і визначає тип дефекту. Для автоматизованої процедури розпізнавання в [25] запропоновано використовувати критерій мінімуму діагностичної відстані між координатами центру еталонних траєкторій і координатами номограми, побудованої за результатами АРГ, діагностованого устаткування:

$$l_i^S = \left( \left| H_2^* - H_2 \right|^v + \left| CH_4^* - CH_4 \right|^v + \left| C_2H_6^* - C_2H_6 \right|^v + \left| C_2H_4^* - C_2H_4 \right|^v + \left| C_2H_2^* - C_2H_2 \right|^v \right)^{\frac{1}{v}} \quad (1)$$

де  $H_2^*$ ,  $CH_4^*$ ,  $C_2H_6^*$ ,  $C_2H_4^*$ ,  $C_2H_2^*$  – значення координат (відношення концентрацій газів до газу з максимальною концентрацією) центру еталонної області;

$H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$  – значення координат, розраховані за значеннями концентрацій газів діагностованого устаткування;

$v$  – міра відстані.

Рішення приймається наступним чином:

$$x \in S_i, \text{ якщо } l_i = \min \left( \min_{a_k^i \in S_k} \right) \quad (2)$$

Тобто номограма обладнання, що діагностується, належить до тієї графічної області, відстань до центру якої є мінімальною серед усіх відстаней до центрів розглянутих областей.

Як навчальну вибірку було використано результати АРГ для 2997 трансформаторів і шунтувальних реакторів із дефектами різного типу. Виконаний аналіз дав змогу побудувати 115 графічних областей, зокрема й для тих дефектів, для яких еталонні номограми відсутні. Нижче наведено короткий аналіз побудованих областей.

**Аналіз графічних областей, характерних для термічних дефектів.** Перегріві окремих ділянок ізоляції та елементів конструкції високовольтних силових трансформаторів є одним із поширених типів дефектів. Вплив підвищеної температури призводить до деструкції масла та основної ізоляції трансформаторів під дією інфрачервоного випромінювання. Внаслідок цього утворюються

продукти старіння ізоляції, зокрема й газу, аналіз яких дає змогу виявляти та розпізнавати перегриви ізоляції, а також виконувати оцінку температури дефекту. Залежно від температури гарячої точки розрізняють низькотемпературні перегриви (з температурою гарячої точки 150–300 °С), перегриви в діапазоні середніх температур (з температурою гарячої точки 300–700 °С) і високотемпературні перегриви (з температурою гарячої точки понад 700 °С). Для термічних дефектів характерними газами, тобто газами з максимальною концентрацією, є метан ( $CH_4$ ), етан ( $C_2H_6$ ) і етилен ( $C_2H_4$ ). Для оцінки температури гарячої точки в більшості стандартів використовується значення відношення етилену до етану.

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів у діапазоні температур 150–300 °С.** Локальні перегриви в діапазоні температур 150–300 °С є досить поширеним дефектом високовольтних силових трансформаторів і шунтувальних реакторів. Поява таких дефектів не призводить до раптового пошкодження трансформаторів, але прискорює процеси старіння ізоляції і скорочує її ресурс. Крім того, існує реальна можливість переростання низькотемпературних дефектів у дефекти з більш високою щільністю енергії [26].

Як у чинному в Україні [27], так і в міжнародному стандарті ІЕС 60599 [3] для розпізнавання перегрівів у діапазоні температур 150–300 °С регламентовано такі значення співвідношення газів  $CH_4/H_2 > 1$  і  $C_2H_4/C_2H_6 < 1$ . Відношення  $C_2H_2/C_2H_4$  є нехарактерним для цього типу дефекту. Як уже зазначалося у чинному в Україні стандарті з інтерпретації результатів АРГ [27] відсутні еталонні номограми характерні для низькотемпературних перегрівів. Виконаний у роботі [26] комплексний аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів, а також значень відношень газів до газу з максимальним вмістом для 344 трансформаторів і шунтувальних реакторів, у яких за результатами експлуатаційних випробувань було виявлено перегриви з температурою до 300 °С, дали змогу побудувати 11 графічних областей. За результатами повнішого аналізу було побудовано 13 графічних областей, які наведено на рис. 1. На рис. 1 і далі суцільною лінією на областях позначено центри областей, які збігаються з номограмами дефектів. Пунктирними лініями позначено верхню і нижню межі областей, що дають змогу врахувати розкид координат номограм (значень відношень газів до газу з максимальним вмістом).

Принципово важливим є той факт, що кожна з наведених на рис. 1 графічних областей побудована за сукупністю результатів АРГ, для яких забезпечено не тільки близьке значення характерних відношень газів, а й схожі значення відсоткового вмісту усіх п'яти газів. Ця обставина дає змогу нівелювати можливі протиріччя під час використання різних діагностичних критеріїв для розпізнавання низькотемпературних перегрівів.

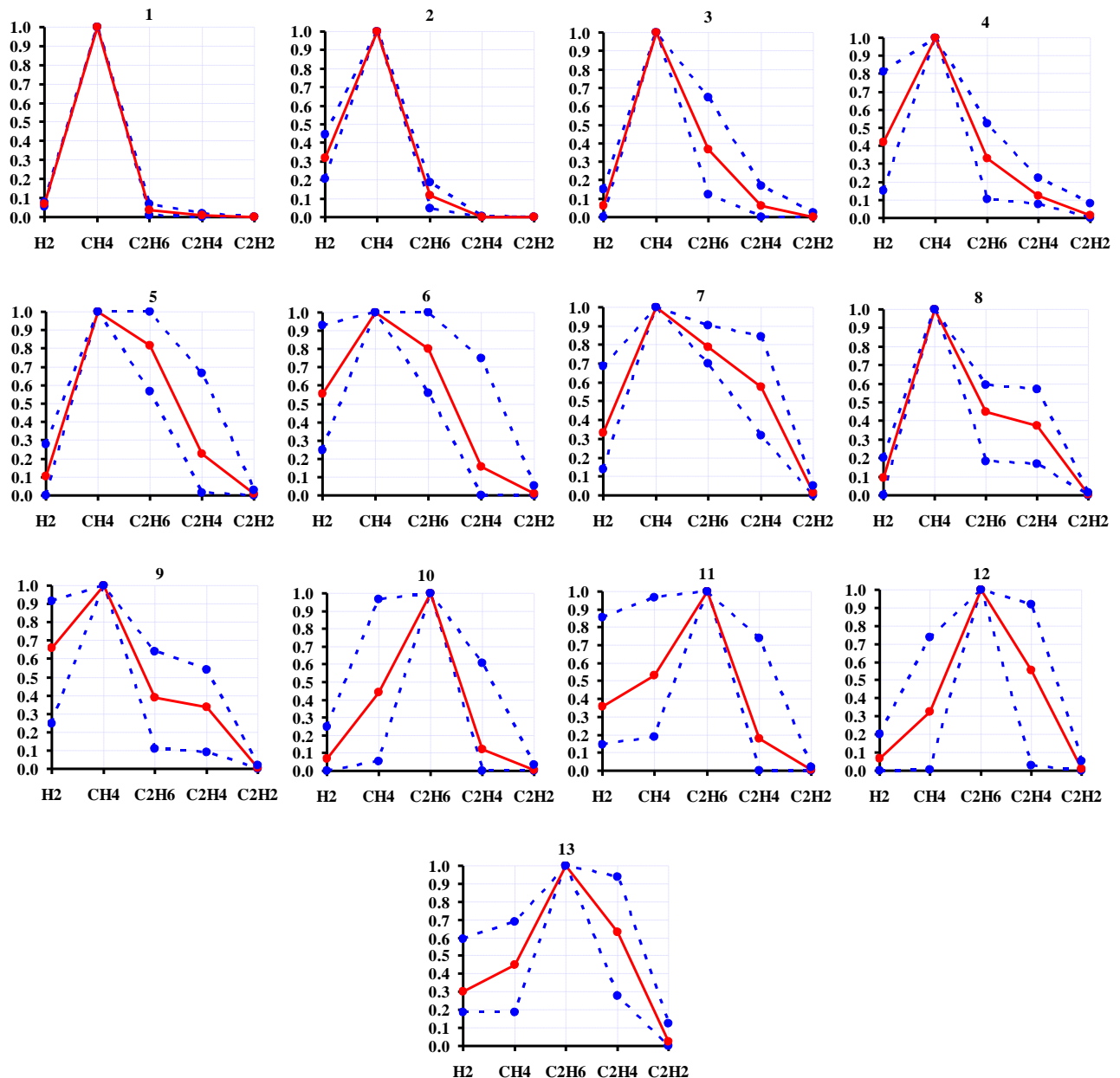


Рисунок 1 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам у діапазоні температур 150–300 °С

Аналізуючи графічні області, наведені на рис. 1, можна констатувати, що з ростом температури гарячої точки відбувається істотна зміна газовмісту масел. Зокрема, якщо в пробах масла трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовані області №1 і 2, міститься переважно  $\text{CH}_4$  і  $\text{H}_2$ , то в пробах масла трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовані області №7–9, має місце більш високий вміст  $\text{C}_2\text{H}_6$  і  $\text{C}_2\text{H}_4$ . А в пробах масла трансформаторів за результатами АРГ, яких побудовані області №12 і 13,  $\text{C}_2\text{H}_4$  є другим газом за вмістом після  $\text{C}_2\text{H}_6$ . При цьому в пробах масла, за якими побудовані графічні області №1–9 газом з максимальним вмістом є  $\text{CH}_4$ , а для графічних областей №10–13 має місце максимальний вміст  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Як видно з рисунку пари графічних

областей №1 і 2, №3 і 4, №5 і 6, №8 і 9, №10 і 11 та №12 і 13 практично ідентичні. Відмінність між ними полягає тільки у вмісті  $\text{H}_2$ . У пробах масла з обладнання, за якими побудовано графічні області №10 і 11, другим газом за вмістом після  $\text{C}_2\text{H}_6$  є  $\text{CH}_4$ , а в обладнанні, за результатами АРГ якого побудовано графічні області №12 і 13, –  $\text{C}_2\text{H}_4$ , що свідчить про більш високу температуру гарячої точки.

Виконаний аналіз показав, що найтипівішими причинами виникнення низькотемпературних перегрівів були: ослаблення пресування магнітопроводу в трансформаторах, нагрівання пресувальних болтів потоками розсіювання в шунтувальних реакторах, ослаблення контакту на шпильці заземлення обмотки низької напруги

трансформаторів, місцевий перегрів сердечника через концентрацію потоку розсіювання в трансформаторах, перегрівання ізоляції крайніх котушок трансформаторів, закупорювання повітроосушувальних фільтрів у трансформаторах та автотрансформаторах, наявність короткозамкненого контуру, забруднення труб і міжтрубного простору. В обладнанні з відносно низьким вмістом масла (наприклад, високовольтні вводи, трансформатори струму, трансформатори напруги), експлуатаційні номограми, схожі з центрами графічної області №2, можуть свідчити про відкладення X-воску. Номограма схожа з центром графічної області №8 побудована за результатами АРГ для трансформаторів струму може свідчити про закупорювання повітроосушувальних фільтрів. А номограма, схожа з центром областей №10 і 11, отримана для трансформаторів напруги, може свідчити про нагрівання обмоток через вплив ферорезонансних перенапруг.

Показово, що номограми, побудовані для однотипного обладнання з одним і тим самим видом технологічного порушення, можуть істотно відрізнитися. Наприклад, номограми, побудовані за результатами АРГ обладнання, в якому мало місце закупорювання повітроосушувальних фільтрів, збігаються з центрами графічних областей №5, 8 і 10, що ще раз свідчить про те, що вміст газів визначається виключно температурою гарячої точки, сортом масла і конструктивними особливостями обладнання.

Наведені графічні області відображають різні стадії розвитку низькотемпературних перегрівів, що дає змогу розпізнати цей дефект, зокрема й на ранніх стадіях його розвитку.

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів у діапазоні температур 300–700 °С.** Зі зростанням температури гарячої точки збільшується концентрація етилену щодо насичених вуглеводневих газів ( $\text{CH}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_6$ ), а також  $\text{H}_2$ . За температури 300–400 °С концентрації  $\text{C}_2\text{H}_6$  і  $\text{C}_2\text{H}_4$  зрівнюються [27], а за температури 500 °С і вище  $\text{C}_2\text{H}_4$  стає ключовим газом. Як у міжнародному стандарті ІЕС 60599 [3], так і в стандарті, що діє в Україні [27], для розпізнавання перегрівів із температурою 300–700 °С регламентовано такі співвідношення газів:  $\text{CH}_4/\text{H}_2 > 1$ ,  $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 4$  і  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 0,1$ .

При цьому у чинному в Україні стандарті для перегрівів у діапазоні середніх температур наведено дві еталонні номограми. У цих номограмах газом із максимальним вмістом є  $\text{CH}_4$ , а другим газом за вмістом є  $\text{C}_2\text{H}_4$ , тобто вміст  $\text{C}_2\text{H}_4$  вищий за вміст  $\text{C}_2\text{H}_6$ , що вказує на перегрів у діапазоні температур 300–700 °С. Хоча у чинному в Україні стандарті зазначено, що ці номограми відповідають низькотемпературним перегрівам. Слід зазначити, що як у більшості відомих стандартів, так і у відкритих літературних джерелах практично відсутні номограми, характерні для перегрівів із температурою 300–700 °С, для яких газом із максимальним вмістом є  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Виконаний у [28] комплексний аналіз діагностичних критеріїв аналіз для

359 трансформаторів, у яких було виявлено перегріву в діапазоні середніх температур, дали змогу побудувати 14 графічних областей, які наведено на рис. 2. Як видно з рисунку, у пробах масла з трансформаторів за результатами АРГ, яких побудовано перші 6 областей (№14–19), газом із максимальним вмістом є  $\text{CH}_4$ , що згідно з наведеним вище описом механізму газоутворення може свідчити про нагрів у діапазоні температур 300–500 °С. Як і для перегрівів з температурою 150–300 °С, має місце візуальна схожість областей №14 і 15, №16 і 17 та №18 і 19, відмінність між цими парами областей полягає тільки у вмісті  $\text{H}_2$ .

Крім відмінностей у вмісті  $\text{H}_2$ , області №14–19 відрізняються вмістом  $\text{C}_2\text{H}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_6$ . При цьому для областей №18 і 19 має місце приблизно однаковий вміст  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$  і  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Слід зазначити, що із 6 наведених ділянок, збіг з еталонними номограмами, регламентованими в [27], мають тільки центри еталонних ділянок №14 і 15.

У пробах масла з трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовано графічні області №20–27, газом із максимальним вмістом є  $\text{C}_2\text{H}_4$ , що дає змогу припустити, що температура гарячої точки в цих трансформаторах перевищує 500 °С. При цьому на графічних областях №20–23 спостерігається процес зниження вмісту  $\text{C}_2\text{H}_6$  по відношенню до  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Досить цікавою обставиною є наявність візуальної схожості графічних областей №18 і 24, №19 і 25, №16 і 26, №17 і 27. Безумовно, ці ділянки характеризують один і той самий тип дефекту, проте наведені пари ділянок, згідно з відомими теоретичними уявленнями, характерні для різних діапазонів температури гарячої точки (тобто 300–500 °С і 500–700 °С). При цьому значення відношень характерних газів для всіх результатів АРГ, за якими побудовані перераховані графічні області, перебувають в одному діапазоні значень, що відповідає перегріву в діапазоні середніх температур. У зв'язку з цим для поділу перерахованих областей, а отже, і для приблизної оцінки температури гарячої точки слід використовувати значення відсоткового вмісту газів.

Виконаний аналіз показав, що основними дефектами трансформаторів, які спричиняють нагрівання в діапазоні температур 300–700 °С, є: сильне підгоряння контактів селектора, дефекти струмоведучих з'єднань, наявність короткозамкненого контуру, підвищені нагрівання болтових з'єднань, підгоряння контактів перемикача, перегріву магнітопроводу, вигорання струмоведучого стрижня та гнучкого струмопроводу обмоток через ослаблення контакту та інше. Оскільки графічні області на рис. 2 побудовані за результатами АРГ трансформаторів з перегрівом з різною температурою гарячої точки, на різних стадіях розвитку перегрівів, то використання цих областей дасть змогу істотно розширити можливість розпізнавання перегрівів у діапазоні температур 300–700 °С і, як наслідок, підвищити достовірність розпізнавання таких дефектів.

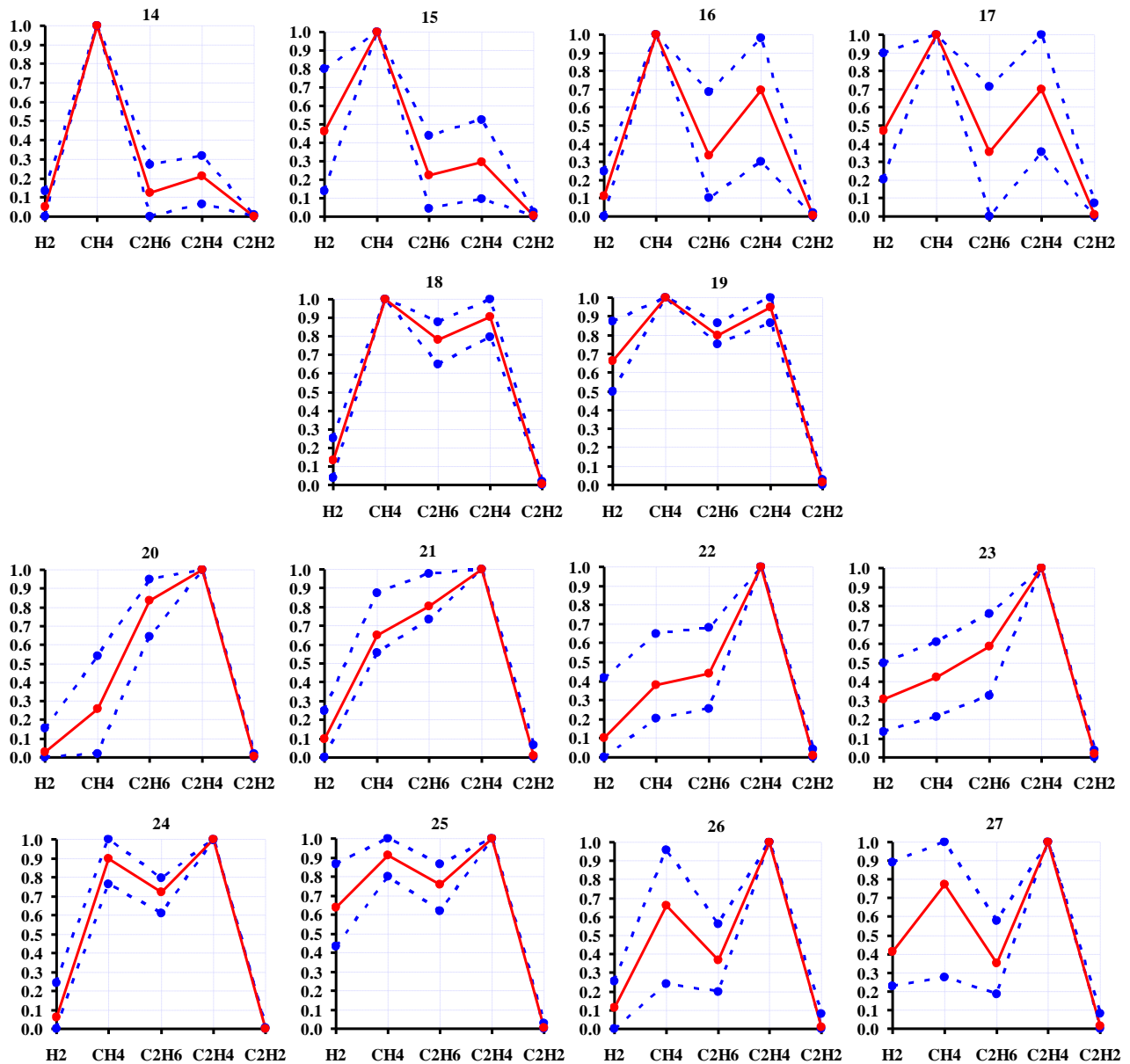


Рисунок 2 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам у діапазоні температур 300–700 °С

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів з температурою понад 700 °С.** Для перегрівів з температурою понад 700 °С характерна вища швидкість утворення  $C_2H_4$ , а також зниження вмісту  $C_2H_6$  по відношенню до  $C_2H_4$ . За температури 750 °С у незначних кількостях з'являється  $C_2H_2$  [27].

Для розпізнавання перегрівів у діапазоні високих температур (понад 700 °С) у більшості стандартів регламентують такі значення співвідношень газів:  $CH_4/H_2 > 1$ ,  $C_2H_4/C_2H_6 > 4$  і  $C_2H_2/C_2H_4 < 0,2$ . При цьому збільшення значення  $C_2H_2$  може вказувати на те, що температура в гарячій точці вища за 1000 °С [27]. Крім значень відношень газів, у чинному в Україні стандарті для розпізнавання високотемпературних перегрівів наведено дві еталонні номограми, в яких газом із максимальним вмістом є  $C_2H_4$ , другим газом –  $CH_4$ , а вміст  $C_2H_6$  не тільки нижчий за вміст  $C_2H_4$ , а й за  $CH_4$ . Фактично еталонні номограми відображають описаний

вище газовміст масел за високотемпературних перегрівів. Однак у низці зарубіжних публікацій [29–31] наводяться результати АРГ із трансформаторів із високотемпературними перегрівками, але при цьому в пробах масла газом із максимальним вмістом є  $CH_4$ . Виконаний у [32] комплексний аналіз значень діагностичних критеріїв, що використовуються для розпізнавання типу дефектів, за результатами АРГ для 575 високовольтних силових трансформаторів, у яких було виявлено високотемпературні перегрівки, дав змогу побудувати 6 графічних областей, які наведено на рис. 3. Як видно з рис. 3 у пробах масел трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовано дві перші області (№28 і 29), газом із максимальним вмістом є  $CH_4$ , другим газом за вмістом є  $C_2H_4$ . Вміст  $C_2H_6$  набагато менший, ніж вміст  $C_2H_4$  (для всіх аналізованих трансформаторів  $C_2H_4/C_2H_6 > 4$ ).

У пробах масла з трансформаторів за результатами АРГ яких, сформовані області №30–33 газом з максимальним вмістом  $\epsilon$   $\text{C}_2\text{H}_4$ , а другим –  $\text{CH}_4$ . При цьому в пробах масла з трансформаторів, за якими побудовані області №32 і 33, має місце вищий вміст  $\text{C}_2\text{H}_4$  по відношенню до  $\text{CH}_4$ , ніж у трансформаторах, за результатами АРГ яких, побудовані графічні області №30 і 31.

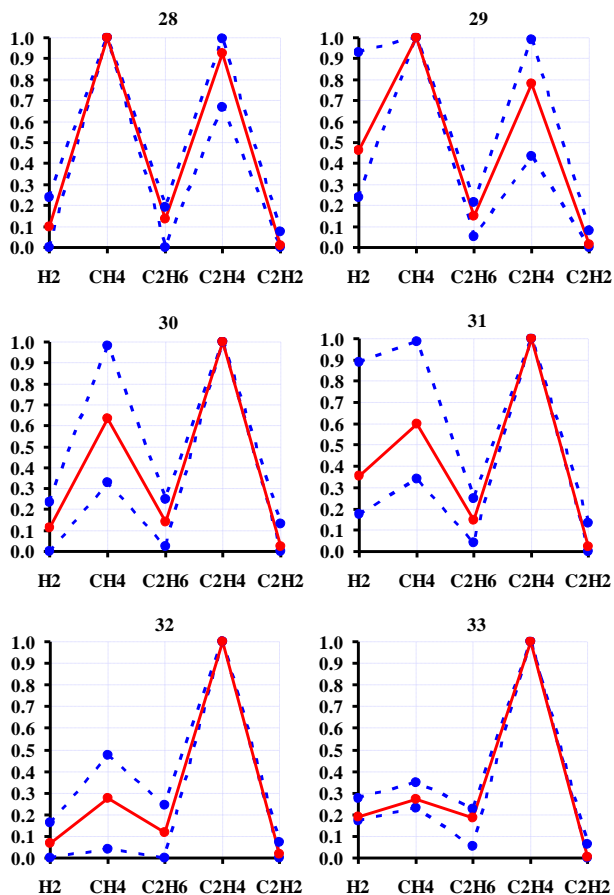


Рисунок 3 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам з температурою понад  $700\text{ }^\circ\text{C}$

Також як і в попередніх випадках, пари графічних областей №28 і 29, №30 і 31 та №32 і 33 різняться між собою лише вмістом  $\text{H}_2$ . З еталонними номограмами, які регламентовані в [27] для розпізнавання високотемпературних перегрівів найбільший збіг, мають центри еталонних областей №31 і 32.

Виконаний аналіз засвідчив, що основними причинами, які призводять до появи високотемпературних перегрівів під час експлуатації високовольтних силових трансформаторів є: порушення контактних з'єднань, ослаблення гайки на шпильці вводу обмотки НН, замикання кільця пресування обмотки СН на кільце пресування обмотки НН через падіння стакану домкрата, перегрівання заліза через порушення циркуляції струмів у сердечнику, «втрата» ізоляції чотирьох стяжних шпильок магнітопроводу, дефекти магнітопроводу, дефекти пристроїв РПН і ПБВ та низка інших.

Порівнюючи графічні області №16 і 17 та №26 і 27 з рис. 2 і графічні області №28 і 29 та №30 і 31 з рис. 3, легко побачити, що як самі ці графічні області, так і їхні центри, які представляють еталонні номограми, мають зовнішню схожість, що може стати причиною постановки помилкових діагнозів за умови використання тільки методу номограм. Для підвищення достовірності розпізнавання в разі ідентичності номограм або графічних областей, разом із графічними областями доцільно використовувати значення відношень характерних газів.

**Аналіз графічних областей характерних для електричних розрядів.** Електричні розряди являють собою процес перенесення заряджених частинок в ізоляції під дією електричного поля, що призводить до повного або часткового пробую ізоляційного проміжку. Під час дії розрядів деструкція ізоляції відбувається під дією ударної іонізації електронами. Розрізняють повні розряди, які повністю шунтують ізоляцію між електродами, і часткові розряди, які шунтують тільки частину ізоляції між електродами. Крім того, залежно від енергії розряди класифікуються як розряди низької та високої щільності енергії. Під час розвитку розрядів у маслонаповненому обладнанні характерними газами, тобто газами з максимальним вмістом, є  $\text{H}_2$  і  $\text{C}_2\text{H}_2$ . Вміст інших газів змінюється залежно від типу та енергії розряду.

**Аналіз графічних областей характерних для часткових розрядів (ЧР).** Ці розряди виникають у повітряних або газових порожнинах, що утворилися внаслідок не повного просочення або зволоження ізоляції. Згідно з [33] ЧР у силовому трансформаторі можна розділити на 5 типів:

- внутрішній розряд – виникає через утворення порожнин усередині ізолятора в процесі виробництва або внаслідок старіння. Крім того, через більш високу напругу або напругу електричного поля в порожнинах порівняно з навколишнім середовищем, ЧР виникає, якщо напруга всередині порожнини вища, ніж початкова напруга.
- поверхневий розряд – починається в ділянці високої напруженості електричного поля і потім поширюється в ділянку нижчої напруженості. Основна причина поверхневого розряду пов'язана з тим, що діелектрична міцність на межі розділу діелектриків менша, ніж в ізоляції. Поверхневий розряд може виникати в різних областях, включно з клемми кабелю, вводами, поверхню ліній-ізолятор.
- коронний розряд – може виникати на гострих провідних точках, високовольтних оголених провідниках і навіть на гострих точках за потенціалу землі в повітрі та трансформаторному маслі.
- електричний деревоподібний розряд – може виникнути в області високого електричного поля всередині діелектричного матеріалу через дефекти у вигляді газоподібної порожнечі, гострого краю електрода або металеві частинки. Порожнечі під впливом високої напруженості електричного поля утворюють побічні продукти (ультрафіолетове світло і газ озон), які руйнують ізолятор і створюють нові

порожнечі. Процес утворення пустот повторюється, створюючи слабкі місця і формуючи «електропровідне дерево», яке в кінцевому підсумку призводить до пробою. Електричний деревоподібний розряд може також утворюватися на поверхні діелектрика при високій напрузі електричного поля через забруднення, що викликає спалах на поверхні.

- діелектричний бар'єрний розряд зазвичай виникає між парою електродів ізоляторів (зазвичай діоксиду кремнію, кварцового скла, кераміки тощо).

У паперово-масляній ізоляції силового трансформатора можуть бути присутніми різні типи дефектів, що призводять до появи ЧР. До таких дефектів відносяться [34]: утворення пустот через відокремлення шарів паперу, в який обмотано обмотки, де відсутнє просочення маслом; рухомі металеві частки в ізоляційному маслі через процес старіння металевих баків та виробничі дефекти; утворення пустот у втулках через вплив докільця, вологості та імпульсної напруги; утворення пухирців газу в ізоляційному маслі через старіння, домішки у маслі та захоплену вологу; утворення вологи у твердій ізоляції у процесі виробництва; локалізований статичний заряд через потік масла та збільшення електричного поля, що призводить до виникнення ЧР; трекінг у твердій ізоляції.

Крім того, залежно від інтенсивності ЧР у деяких стандартах розрізняють ЧР з низькою та високою щільністю енергії. Вважається, що ЧР з низькою щільністю енергії не залишають слідів або не призводять до пробою твердої ізоляції, а ЧР з високою щільністю енергії залишають сліди або призводять до пробою твердого діелектрика.

У більшості відомих стандартів для розпізнавання ЧР з низькою щільністю енергії регламентовано такі значення відношень газів:  $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$  і  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,2$ . У чинному в Україні нормативному документі наведено одну еталонну номограму, характерну для ЧР з низькою щільністю енергії. Водночас результати досліджень, наведені в [35], свідчать про те, що в умовах реальної експлуатації значення відношень газів можуть істотно відрізнятися від значень, які регламентуються в міжнародних і національних стандартах. Як приклад на рис. 4 наведено 4 графічні області побудовані за результатами АРГ 202 трансформаторів, у яких виявлено часткові розряди. Графічна область №34 побудована за результатами АРГ трансформаторів з ЧР з низькою щільністю енергії, для яких значення відношень газів відповідають значенням, що регламентуються в більшості стандартів ( $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$  і  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,2$ ). Область №35 побудована за результатами АРГ трансформаторів із критичними ЧР, для яких значення відношень газів становлять:  $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,1$ ,  $0,1 \leq \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$  і  $1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ . Графічна область №36 побудована за результатами АРГ трансформаторів з ЧР з низькою щільністю енергії, але при цьому в пробах масла з цих трансформаторів має місце вищий вміст  $\text{C}_2\text{H}_4$  відносно  $\text{C}_2\text{H}_6$  ( $0,2 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 1$ ). Аналогічні результати АРГ

для обладнання з ЧР наведені і в деяких зарубіжних джерелах, наприклад у [36, 37]. Область №37 також побудована за результатами АРГ трансформаторів з ЧР з низькою щільністю енергії, але при цьому в пробах масла з цих трансформаторів має місце вищий вміст  $\text{CH}_4$  відносно  $\text{H}_2$  ( $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$ , а  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 0,2$ ). Слід зазначити, що аналогічні результати АРГ також наводяться у відкритих літературних джерелах, наприклад у [38, 39].

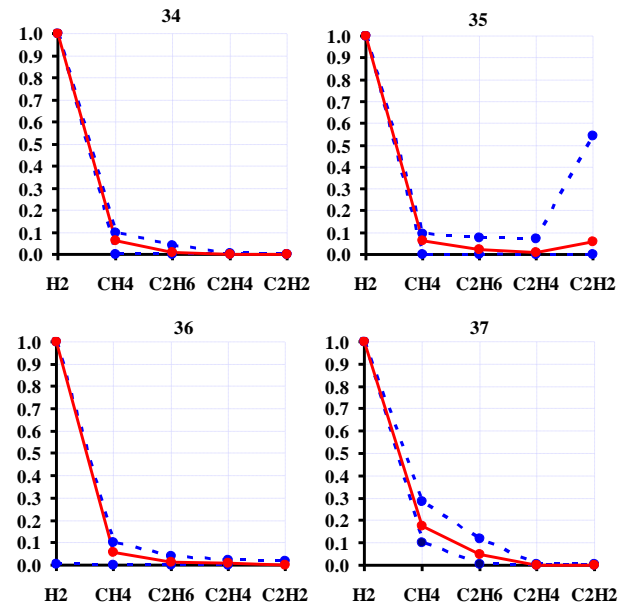


Рисунок 4 – Графічні області та номограми, що відповідають частковим розрядам

Як показано в [40], для обладнання з відносно низьким вмістом масла (високовольтні вводи, трансформатори струму і напруги) схожість побудованих номограм із центрами областей №34, 36 і 37 може свідчити про відкладення X-воску.

**Аналіз графічних областей характерних для іскрових і поверхневих (повзучих) розрядів.** Як правило це розряди, спричинені відкладенням забруднень або продуктів деструкції масла на поверхнях ізоляційних конструкцій з подальшим розростанням ними каналу розряду (повзучі розряди) та іскрові розряди між ділянками з різними потенціалами, що зумовлені наявністю гострих країв, порушенням контактних з'єднань або появою «плаваючого потенціалу». Безумовно перевагою чинного в Україні стандарту перед відомими міжнародними та національними стандартами є те, що в ньому повзучі розряди виділено в окремий вид дефекту. При цьому для їх розпізнавання регламентуються такі значення відношень:  $0,3 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,5$ ,  $5 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  і  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$ . Крім того, в [27] наведено еталонну номограму, характерну для повзучих та іскрових розрядів. Водночас наведені в [41] результати свідчать про те, що в умовах реальної експлуатації значення відношень газів, розраховані за результатами АРГ трансформаторів з іскровими та повзучими розрядами, можуть істотно відрізнятися від значень регламентованих у [27]. Зокрема значення



відношення  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  перебуває в ширших межах від 0,1 до 1,0, значення відношення  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  може бути меншим за 5, але більшим за 1. Значення відношення  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$  не перевищує 1, але при цьому змінюються в досить широких межах. Залежно від інтенсивності та стадії виявлення розрядів у низці трансформаторів з іскровими розрядами вміст ацетилену не перевищував межі виявлення хроматографом ( $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 = 0$ ), у низці трансформаторів концентрації ацетилену були вкрай низькими ( $0,1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ). З урахуванням відмінностей у значеннях відсоткового вмісту газів і значень відношень газів було побудовано 3 графічні області, які наведено на рис. 5.

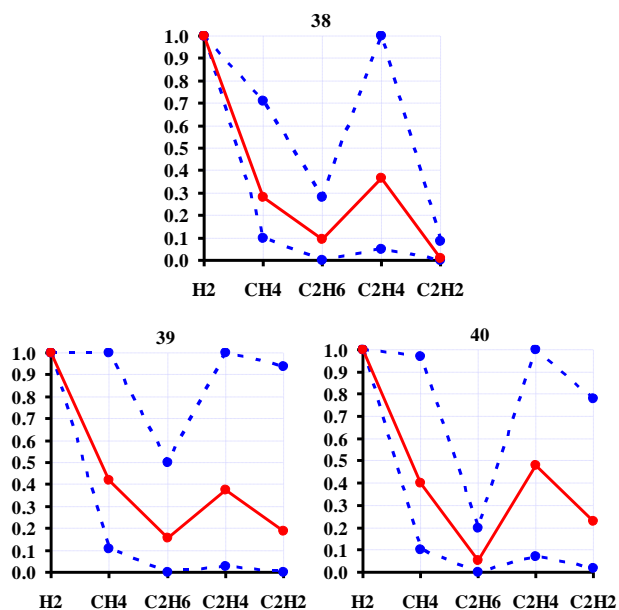


Рисунок 5 – Графічні області та номограми, що відповідають іскровим і повзучим розрядам

Для побудови цих областей були використані результати АРГ по 208 трансформаторах з іскровими розрядами. У силових трансформаторах з іскровими розрядами, за результатами АРГ яких побудована область №38, значення відношень перебували в таких межах:  $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$ ,  $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  і  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 0,1$ . Для трансформаторів, за результатами АРГ яких побудована область №39:  $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$ ,  $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 < 5$  і  $0,1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$ , а для трансформаторів, за результатами АРГ яких побудована область №40, значення відношень газів становили:  $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$ ,  $5 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  і  $0,1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 1$ . Центри всіх графічних областей, наведених на рис. 5, практично збігаються з еталонною номограмою, наведеною в [27], у зв'язку з чим для постановки більш точного діагнозу доцільно, крім графічних областей, доцільно використовувати відношення характерних газів.

**Аналіз графічних областей характерних для розрядів з низькою щільністю енергії.** До таких дефектів належать інтенсивні іскрові та повзучі розряди, пробій масла між твердими матеріалами та низка інших. Для розпізнавання розрядів із низькою щільністю енергії в чинному в Україні стандарті

рекомендуються такі співвідношення газів:  $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,5$ ,  $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  і  $1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ . При цьому в [27] відсутні еталонні номограми, характерні для розрядів із низькою щільністю енергії. Комплексний аналіз значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і значень відношень газів до газу з максимальним вмістом в устаткуванні з розрядами з низькою щільністю енергії, виконаний у роботах [42, 43], показав, що в обладнанні з розрядами з низькою щільністю енергії значення відношень газів (за винятком відношення  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ) можуть істотно відрізнятися від значень, які регламентуються в [27]. Зокрема, як і в трансформаторах з іскровими розрядами, значення відношення  $\text{CH}_4/\text{H}_2$  знаходиться в межах від 0,1 до 1,0. Ба більше, у 33 трансформаторах із 86, у яких було виявлено розряди з низькою щільністю енергії, значення відношення  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  не перевищувало 1. Варто зазначити, що в більшості відомих стандартів таких значень відношень газів не наведено для жодного з типів дефектів. Графічні області характерні для розрядів з низькою щільністю енергії наведено на рисунку 6.

Як видно з рисунка в трансформаторах з розрядами з низькою щільністю енергії газом з максимальним вмістом є як  $\text{H}_2$ , так і  $\text{C}_2\text{H}_2$ . Області №41 і 42 побудовані за результатами АРГ трансформаторів для проб масел, з яких значення відношення  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  не перевищувало 1. А графічні області №43 і 44 побудовані за результатами АРГ, для яких значення відношення  $1 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ .

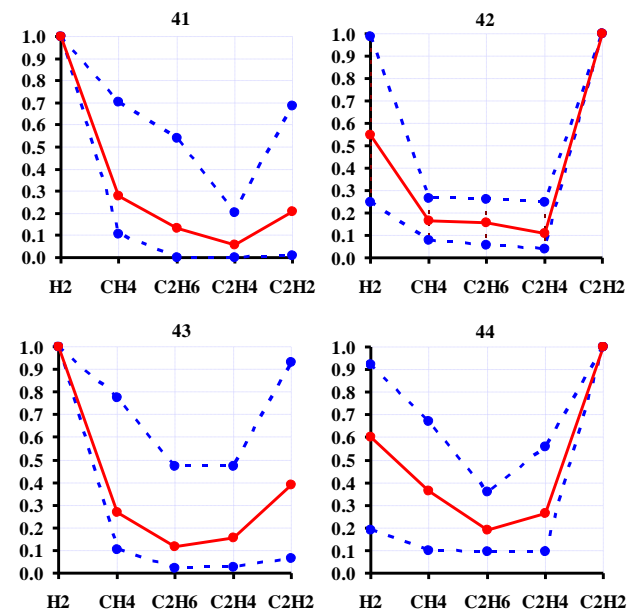


Рисунок 6 – Графічні області та номограми, що відповідають розрядам з низькою щільністю енергії

**Аналіз графічних областей характерних для розрядів з високою щільністю енергії.** Ці розряди характеризуються виділенням великої кількості енергії за відносно короткий інтервал часу, у зв'язку з чим їх поява становить серйозну небезпеку для обладнання, оскільки часто супроводжується внутрішніми короткими замиканнями. Згідно з [27] для розрядів із

високою щільністю енергії характерні такі діапазони значень співвідношень газів:  $0,1 < \text{CH}_4/\text{H}_2 < 1$ ,  $2 < \text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$  і  $1 < \text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ . Там же наведено три еталонні номограми, що відповідають розрядам із високою щільністю енергії. Дві з наведених у [27] еталонних номограм відповідають дуговим розрядам (газами з максимальним вмістом є  $\text{H}_2$  і  $\text{C}_2\text{H}_2$ ), а одна номограма відповідає розрядам з високою щільністю енергії (газом з максимальним вмістом є  $\text{H}_2$ ). Виконаний у [41, 43] комплексний аналіз діагностичних критеріїв, які використовуються для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ, у трансформаторах із розрядами з високою щільністю енергії дав змогу сформулювати 5 масивів з ідентичними значеннями критеріїв, що своєю чергою, дало змогу побудувати 5 графічних областей, які наведено на рис. 7. Для побудови цих областей було використано результати АРГ для 401 трансформатора.

Характерною особливістю газовмісту трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовано область №45, є переважання в пробах масла  $\text{C}_2\text{H}_2$  і  $\text{C}_2\text{H}_4$ . Вміст  $\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_6$  вкрай низький. При цьому, як показано в [41, 43], значення відношень газів для даних трансформаторів відповідають розрядам з високою щільністю енергії.

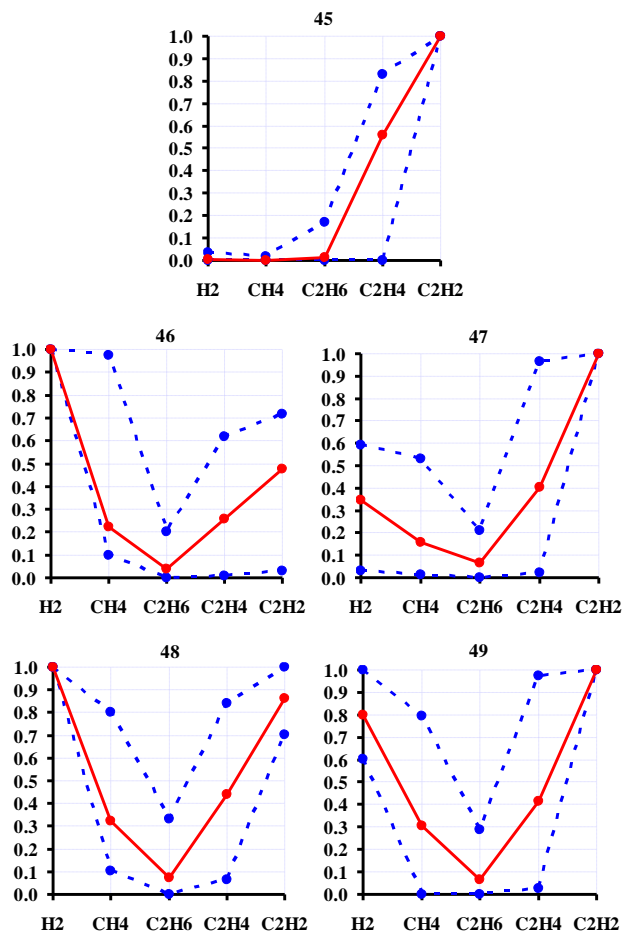


Рисунок 7 – Графічні області та номограми, що відповідають розрядам з високою щільністю енергії

Графічні області №46 і 47 відповідають розрядам з високою щільністю енергії, при цьому центр області №46 збігається з еталонною номограмою, наведеною в [27]. А області №48 і 49 відповідають дуговим розрядам.

Досить цікавим є той факт, що області №46 і 47 і №48 і 49 є фактично дзеркальним відображенням одна одної, це саме стосується й областей №41 і 42 та №43 і 44 наведених на рис. 6.

**Аналіз графічних областей характерних для комбінованих дефектів.** В умовах реальної експлуатації, крім термічних і електричних дефектів, часто трапляються комбіновані дефекти, а саме перегрів, що супроводжується розрядами, або розряди, що супроводжуються перегрівом, або ж може мати місце наявність одночасно декількох дефектів. Для таких дефектів значення діагностичних критеріїв одночасно відповідають тією чи іншою мірою і розрядам, і перегріванням, що в низці випадків ускладнює їх розпізнавання. Ситуація ускладнюється тим, що на відміну від перегрівів і розрядів, для яких у більшості стандартів регламентуються значення відношень газів, для комбінованих дефектів значення відношень газів практично не регламентовані. Виняток становить квадрат ЕТРА [23], в якому виділено область для високотемпературних перегрівів і розрядів. Також області, що відповідають розрядам, які супроводжуються нагріваннями, виділено в трикутнику Дюваля [4, 44]. Крім того, в [27] наведено кілька еталонних номограм, характерних для комбінованих дефектів. З огляду на обмеженість інформації щодо значень діагностичних критеріїв, характерних для комбінованих дефектів, більш повний аналіз відповідних графічних областей становить безпосередній інтерес.

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів у діапазоні температур 150–300°C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії.** Як і для суто термічних дефектів, для перегрівів у діапазоні температур 150–300 °C, що супроводжуються розрядами, газами з максимальним вмістом є  $\text{CH}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_6$ . Результати аналізу значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і номограм дефектів для трансформаторів з перегрівом в діапазоні температур 150–300 °C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії, наведені в роботах [45–47]. На рис. 8 наведено 18 графічних областей, які побудовані за результатами АРГ для 174 трансформаторів із перегрівом в діапазоні температур 150–300 °C, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії.

Як видно з рисунка, у пробах масла трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовані області №50–57, газом із максимальним вмістом є  $\text{CH}_4$ , а в пробах масел трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовані області №58–67, газом із максимальним вмістом є  $\text{C}_2\text{H}_6$ .

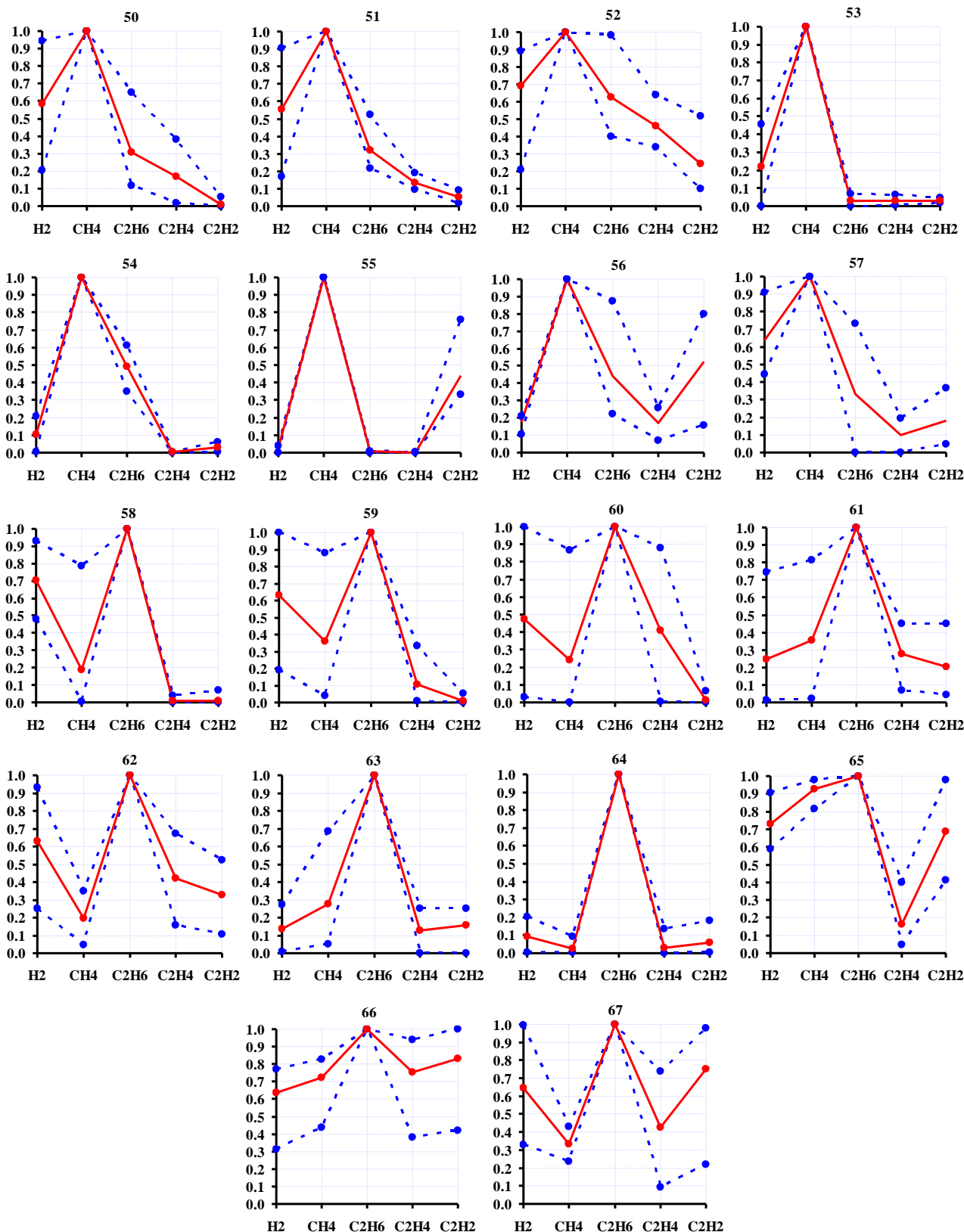


Рисунок 8 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам з температурою 150–300 °С, які супроводжуються розрядам з різною щільністю енергії

Графічні області №48 і 49 та №58-60 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких перегрів в діапазоні температур 150–300 °С

супроводжувалися частковими розрядами. Слід зазначити, що в деяких зарубіжних джерелах, наприклад [48], для обладнання з газовмістом, схожим

зі змістом газів трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовано область №58, було поставлено діагноз «часткові розряди». Однак, як видно з рисунка, для таких дефектів газом із максимальним вмістом  $\epsilon$   $C_2H_6$ , що характерно для термічних дефектів. Ба більше, як показано в [40] для високовольтних введів і вимірювальних трансформаторів схожість побудованих номограм із центром області №58 може свідчити про відкладення Х-воску.

Слід особливо підкреслити, що несвоєчасне виявлення перегрівів у діапазоні температур 150–300 °С, які супроводжуються частковими розрядами, може призвести до аварійного пошкодження трансформаторів. Наприклад, як показано в [48] номограма дефекту, що збігається з центром області №59 була отримана за 9 місяців до пробою виткової ізоляції.

Графічні області №51–53 і №61–63 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких перегриви в діапазоні температур 150–300 °С супроводжувалися інтенсивними ЧР та іскровими розрядами.

Області №54–57 і №64–67 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких низькотемпературні перегриви супроводжувалися розрядами з більш високою щільністю енергії. Тут слід зазначити, що оцінювання щільності енергії розрядів із використанням значень відношення  $C_2H_4/C_2H_6$  спричиняє об'єктивні складнощі, оскільки для всіх без винятку 174 трансформаторів значення цього відношення менші за 1. Однак, аналіз причин пошкодження трансформаторів дав змогу припустити наявність дугових розрядів і розрядів з високою щільністю енергії в трансформаторах за результатами АРГ, яких побудовано області №56 і 57 та №65–67 (дугові виткові замикання всередині обмотки ВН з переходом у КЗ на екран, пошкодження ізоляції, виткові замикання, наявність поверхневих розрядів на бар'єрах на обмотці ВН і т.д.).

Із 18 графічних областей, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії, у чинному в Україні нормативному документі наводиться лише одна еталонна номограма, що відповідає перегрівам у діапазоні температур 150–300 °С, що переходять у ЧР, і збігається з центром графічної області №50.

Практичне використання наведених графічних областей дасть змогу суттєво підвищити достовірність розпізнавання низькотемпературних перегрівів, що супроводжуються розрядами з різною густиною енергії, а відтак і експлуатаційну надійність маслонаповненого обладнання.

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів у діапазоні температур 300–700 °С, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії.** Газовміст масел в устаткуванні з такими дефектами являє собою комбінацію газів, характерних для перегрівів у діапазоні середніх температур, і газів, характерних для розрядів з різним ступенем інтенсивності. Газами з максимальним вмістом  $\epsilon$   $CH_4$  і  $C_2H_4$ . При цьому в [27] наведено тільки одну еталонну

номограму, що відповідає нагріванням, які переходять у дугу, в якій газом з максимальним вмістом  $\epsilon$   $CH_4$ . У [47] наведено опис 7 графічних областей, характерних для перегрівів у діапазоні температур 300–700 °С, що супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії, для яких газом із максимальним вмістом  $\epsilon$   $CH_4$ . Водночас у відкритих літературних джерелах і нормативних документах практично відсутній аналіз номограм дефектів, що відповідають перегрівам у діапазоні температур 300–700 °С, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії, для яких газом з максимальним вмістом  $\epsilon$   $C_2H_4$ . Виконаний аналіз по 147 трансформаторам з перегрівом в діапазоні середніх температур, які супроводжувалися розрядами з різною щільністю енергії, дав змогу побудувати 13 номограм, які наведено на рис. 9. Як видно з рисунка, у 7 номограмах (№68–74) газом із максимальним вмістом  $\epsilon$   $CH_4$ , а в 6 номограмах (№75–80) має місце максимальний вміст  $C_2H_4$ .

У трансформаторах за результатами АРГ яких побудовані графічні області №68 і №75–77 перегриви в діапазоні середніх температур супроводжувалися інтенсивними ЧР та іскровими розрядами. Графічні області №69 і 70 та №78 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких перегриви в діапазоні температур 300–700 °С супроводжувалися розрядами з вищою щільністю енергії. Зокрема під час «розтину» цих трансформаторів виявлялися такі пошкодження: обвуглена виткова ізоляція, місцями оголені первинники обмоток; обвуглена міжшарова ізоляція, термічний розпад, місцями наскрізь пропалені ділянки; зашамування твердої ізоляції відкладеннями чорних смолистих речовин і вуглецю; обвуглювання ізоляції відводу СН у місці виходу з обмотки на довжині 1200 мм, а також вигорання активної сталі нижнього ярма магнітопроводу; деформація обмотки із замиканням частини одного витка та ін. Тобто, незважаючи на відносно невисокий вміст ацетилену (не перевищує 15 %), тяжкість ушкоджень за таких дефектів вельми істотна.

Слід також зазначити, що для цих дефектів значення відношення  $C_2H_4/C_2H_6$  можуть значно перевищувати 4, що є граничним значенням між перегріванням в області середніх і високих температур. Цю обставину можна пояснити впливом не тільки перегрівів, а й наявністю розрядів.

У пробах масла трансформаторів за результатами АРГ, яких побудовані графічні області №71–73 вміст  $C_2H_2$  у маслі перевищує вміст  $C_2H_4$ . При цьому в деяких зарубіжних джерелах такі дефекти інтерпретуються як електричні розряди. Наприклад, у [39] результати АРГ схожі з результатами, за якими побудовано область №71, були інтерпретовані як іскрові розряди (spark discharges), а у [49] аналогічні результати АРГ були інтерпретовані як розряди з низькою щільністю енергії. Також як і в попередньому випадку за таких дефектів значення відношення  $C_2H_4/C_2H_6$  може суттєво перевищувати 4.

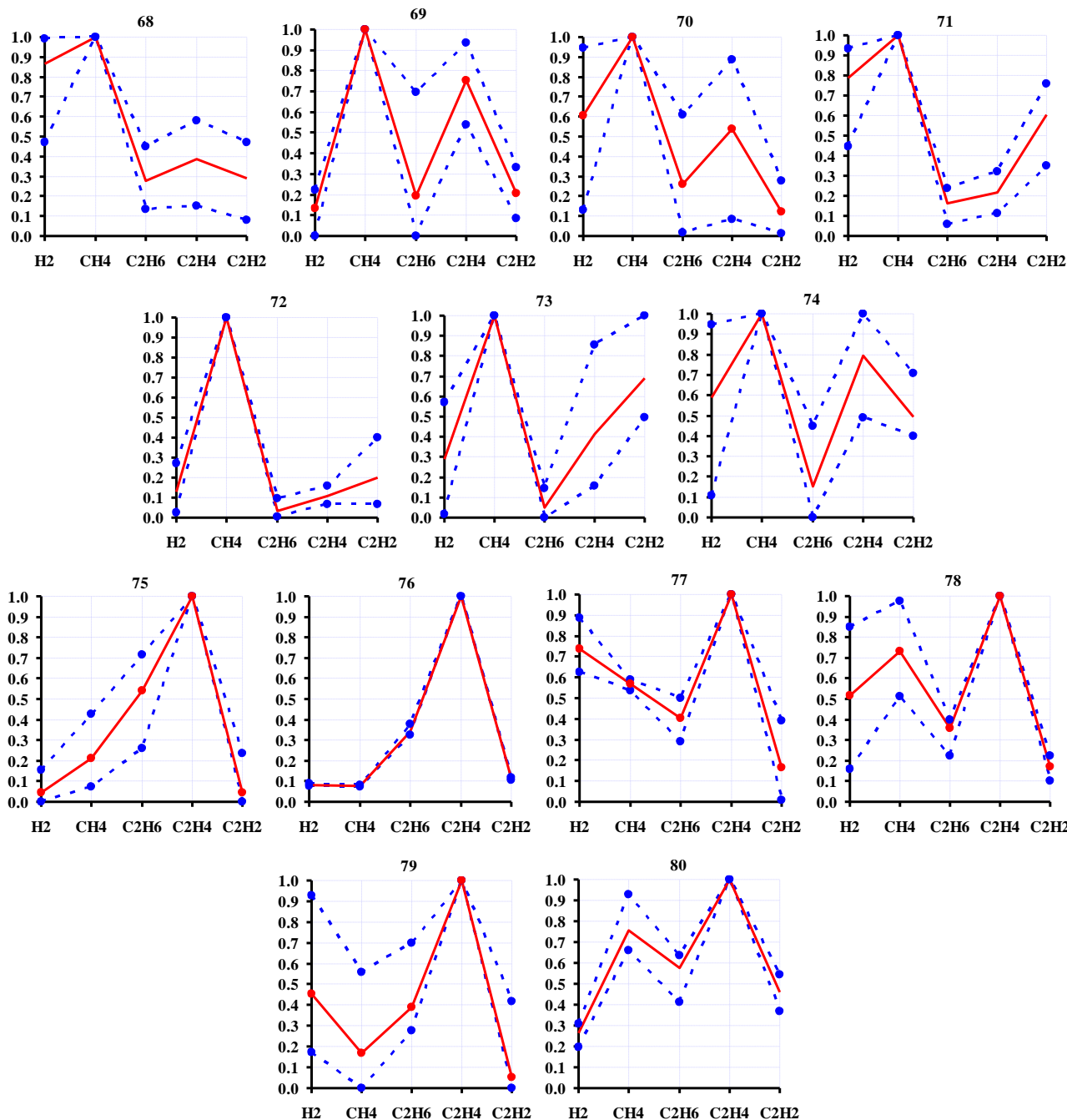


Рисунок 9 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам з температурою 300–700 °С, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії

Графічна область №79 побудована за результатами АРГ трансформаторів, у яких перегрів в діапазоні середніх температур супроводжувалися іскровими і повзучими розрядами. А області №74 і 80 відповідають перегрівам із температурою 300–700 °С, що переходять у дугу.

**Аналіз графічних областей характерних для перегрівів з температурою вище 700 °С, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії.** Характерною особливістю для цих дефектів є те, що газом з максимальним вмістом є  $C_2H_4$ , і як наслідок значення відношення  $C_2H_2/C_2H_4$  не перевищує 1, навіть для високотемпературних перегрівів, що

супроводжуються розрядами з високою щільністю енергії. Водночас значення відношення  $C_2H_4/C_2H_6$  перевищує 4. Ця обставина істотно ускладнює оцінку енергії розрядів.

У чинному в Україні стандарті [27] для розпізнавання таких дефектів регламентовано 5 еталонних номограм, які відповідають високотемпературним перегріванням, що переходять у часткові розряди; високотемпературним перегріванням, які переходять у розряди (3 номограми), і високотемпературним перегріванням, які переходять у дугу. Виконаний аналіз вмісту газів у маслі 259 трансформаторів з високотемпературними

перегрівими, які супроводжувалися розрядами з різною щільністю енергії [50], дав змогу побудувати 15 графічних областей, які наведено на рис. 10.

Графічні області №81–85 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, у яких було виявлено високотемпературні перегриви, що супроводжувалися частковими та іскровими розрядами. Центр області №81 збігається з еталонною траєкторією, наведеною в [27], яка відповідає високотемпературним перегріванням, що переходять у часткові розряди. Незважаючи на гадану зовнішню схожість областей №82–85, вміст газів у

трансформаторах, за результатами АРГ яких побудовано ці області, відрізняється не тільки відсотковим вмістом  $H_2$ , а й вмістом  $CH_4$  щодо  $C_2H_6$  (для областей №82 і 83 вміст  $CH_4$  вищий, ніж  $C_2H_6$ , а для областей №84 і 85 навпаки). До таких дефектів належать: перегриви струмоведучих з'єднань і елементів конструкції остова, що супроводжуються розрядами; замикання магнітопроводу на бак; зсув активної частини трансформатора зі слідами розрядів і нагріву в місці дотику активної частини до баку та інші. У деяких зарубіжних джерелах, наприклад у [39], такі дефекти інтерпретуються як перегриви.

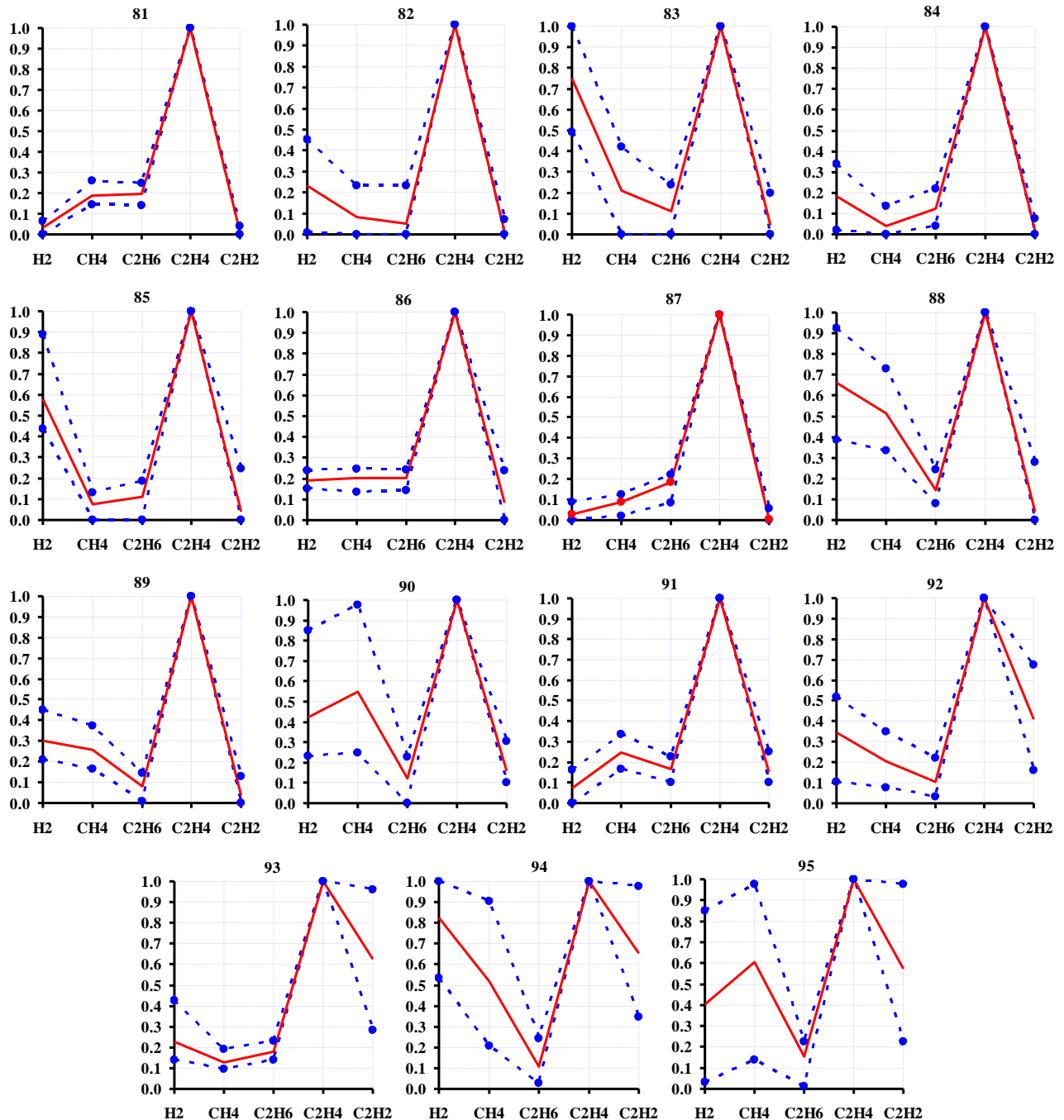


Рисунок 10 – Графічні області та номограми, що відповідають перегрівам з температурою понад 700 °С, які супроводжуються розрядами з різною щільністю енергії

Основними причинами дефектів силових трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовано область №86, були перегіви, викликані замиканням на бак магнітопроводу, які супроводжувалися розрядами. У [51] для трансформатора з аналогічним вмістом газу було поставлено діагноз «сильний локальний перегрів та іскріння» (severe local overheating and sparking).

Центри графічних областей №87–89 практично збігаються з еталонними номограмами, які наведені в [27], і відповідають високотемпературним перегріванням, що переходять у розряди. Під час «розтину» таких трансформаторів було виявлено перегіви, спричинені замиканням на бак магнітопроводу, і сліди розрядів, перегрівання гетинаксової прокладки і заліза стикового магнітопроводу зі слідами розрядів, сліди нагрівання та розрядів на елементах селектора РПН та ін. Принципово важливо, що для проб масла, за результатами АРГ яких побудовано області №81 і 87, значення відношень газів можуть повністю відповідати значенням характерним для перегрівів із температурою понад 700 °С ( $\text{CH}_4/\text{H}_2 > 1$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6 > 4$  і  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 0,2$ ), що може стати причиною ухвалення помилкового рішення про наявність суто термічного дефекту. У цій ситуації правильний діагноз можна встановити тільки з використанням методу номограм або графічних областей.

Графічні області №90 і 91 мають певну зовнішню схожість з областями, характерними для високотемпературних перегрівів (№31 і 33 на рис. 3). Відмінність полягає у більш високому вмісті  $\text{C}_2\text{H}_2$ . У таких трансформаторах виявлено сліди аномальних нагрівів і розрядів у місцях контактних з'єднань окремих елементів з шиною живлення, а також деформація обмотки та розряди в маслі.

У трансформаторах, за результатами АРГ яких побудовано області №92 і 93, високотемпературні перегіви супроводжувалися розрядами з високою щільністю енергії, про що свідчать результати їхнього «розтину». Зокрема під час «розтину» трансформатора ТРДНС-40000/220 на кінцях стяжної шпильки виявлено сліди дугових розрядів. Ці розряди виникли внаслідок втрати ізоляції шпильки. Розрядний струм виникав у контурі, що складається зі шпильки, зовнішніх листів магнітопроводу і перемичок, які з'єднують і заземлюють усі листи магнітопроводу. У деяких зарубіжних джерелах [31, 52] такі розряди інтерпретуються як розряди з високою щільністю енергії, незважаючи на те, що значення відношення  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$  для таких дефектів менші за 1.

Графічні області №94 і 95 відповідають високотемпературним перегріванням, які супроводжуються дуговими розрядами. Наприклад, в автотрансформаторі АОДЦНТН-167000/500/220/15,75 було виявлено одночасно три дефекти: дуга в ярмовій балці верхньої частини трансформатора, іскріння в РПН і часткові розряди в районі вводу 500 кВ. Водночас номограма дефекту, побудована за результатами АРГ цього автотрансформатора, збігалася з центром графічної області №94. У [53] такі дефекти інтерпретуються як комбіновані, а в [54] – як дугові розряди. Центр області №95 збігається з еталонною номограмою, наведеною в [27].

**Аналіз графічних областей характерних для розрядів, що супроводжуються перегівами.** Певною мірою до таких дефектів можна віднести всі види розрядів, оскільки будь-який електричний розряд супроводжується тією чи іншою мірою виділенням тепла (меншою мірою це стосується часткових розрядів, більшою – дугових). Водночас будь-яке нагрівання хоч і супроводжується збільшенням провідності, але не супроводжується розрядами. Фактично під час інтерпретації результатів АРГ маємо фіксацію або термічної, або розрядної складових процесу. Однак, в умовах реальної експлуатації мають місце дефекти, що являють собою розряди з більш повно вираженою термічною складовою, наприклад, розвиток двох дефектів – розрядів і нагріву. Як і для перегрівів, що супроводжуються розрядами, значення відношень газів для таких дефектів практично не регламентовані, проте в [27] наведено 2 еталонні номограми, характерні для розрядів, що супроводжуються нагріванням.

На превеликий жаль, обсяг цієї статті не дає змоги повною мірою навести результати аналізу графічних областей, характерних для часткових розрядів, що супроводжуються перегріваннями в різних діапазонах температур. Частково аналіз значень діагностичних критеріїв для таких дефектів наведено в [55, 56]. На рис. 11 наведено 20 графічних областей побудованих за результатами АРГ 248 трансформаторів, у яких було виявлено розряди, що супроводжуються нагріваннями різної температури. Оскільки в процесі розвитку аналізованих дефектів деструкція ізоляції відбувається під впливом як ударної іонізації електронами, так і інфрачервоного випромінювання, значення діагностичних критеріїв відповідають одночасно як електричним, так і термічним дефектам [46, 47, 50, 55]. Ця обставина вкрай ускладнює оцінку енергії розрядів і температури гарячої точки з використанням відношень газів.

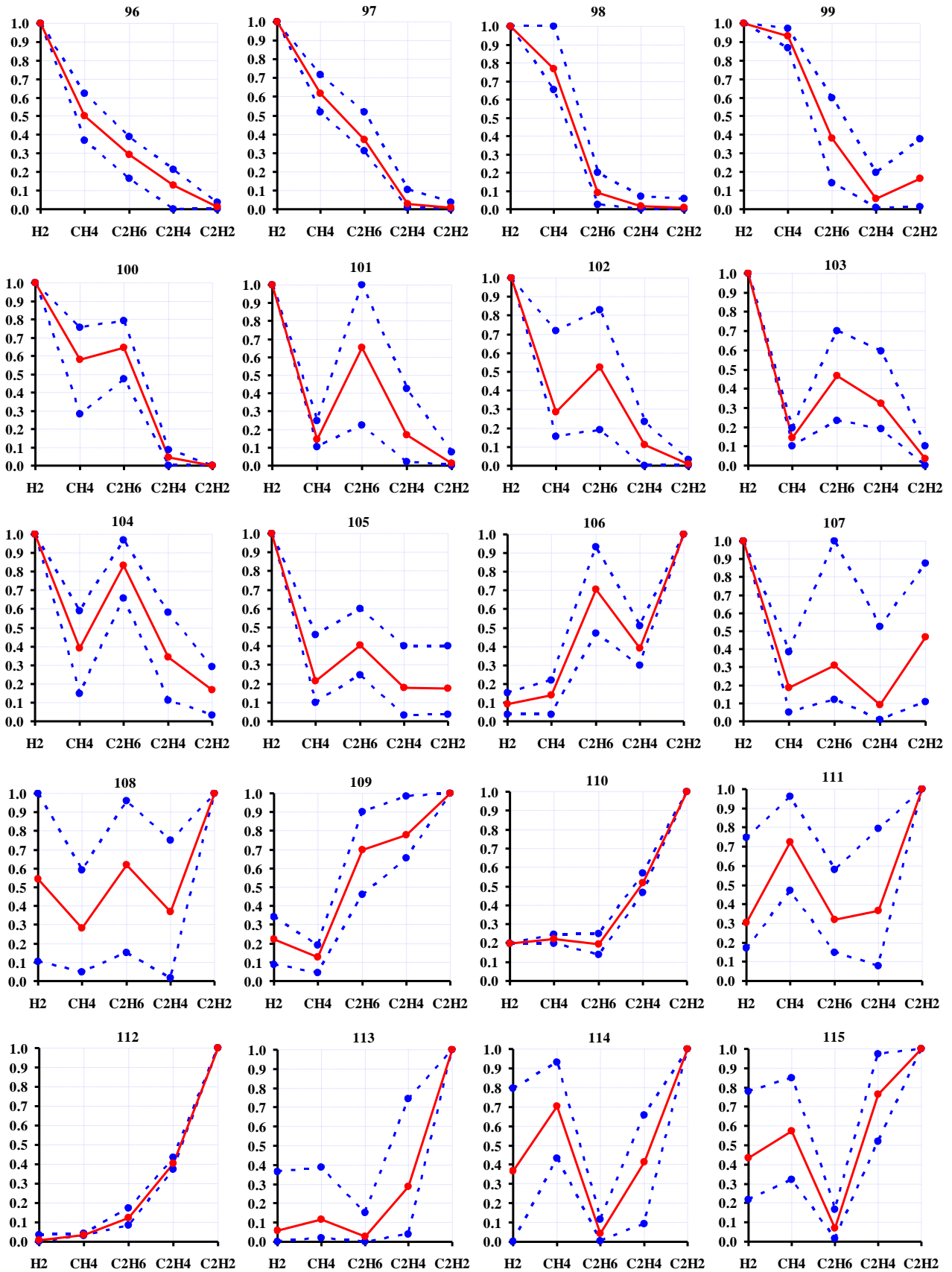


Рисунок 11 – Графічні області та номограми, що відповідають розрядам з різною щільністю енергії, які супроводжуються перегрівами



Графічні області №96–108 побудовані за результатами АРГ трансформаторів, для яких значення відношення  $C_2H_2/C_2H_4 < 1$ , що можна інтерпретувати як наявність розрядів з різним ступенем інтенсивності, які супроводжуються низькотемпературними перегрівками. Показово, що дане значення відношення має місце як для трансформаторів з частковими розрядами і перегрівками (область №96), так і для трансформаторів з дуговими розрядами і перегрівками (області №106–108). Для обладнання з відносно низьким вмістом масла (високовольтні вводи, трансформатори струму і напруги) схожість побудованих номограм з центрами областей №96, 98, 100 і 102 може свідчити про відкладення X-воску [40]. Номограма, що збігається з центром області №97, наведена в [27] і відповідає розрядам, які супроводжуються нагріванням. Область №99 побудована за результатами АРГ трансформаторів з досить важкими дефектами, зокрема з ушкодженнями ізоляції між котушками і витковою ізоляцією. Слід зазначити, що розпізнавання аналізованих дефектів пов'язане з досить серйозними складнощами, що не завжди дає змогу поставити правильний діагноз. Наприклад, для різного обладнання з газовмістом, схожим на газовміст, характерний для області №101, у [57] було поставлено діагнози «незначний перегрів із температурою нижче 150 °C» та «часткові розряди». Водночас у [58] для трансформатора з аналогічним газовмістом було поставлено діагноз «розряд високої енергії, викликаний розрядом між металевими кільцями нерухомого залізного сердечника». Дефекти, що відповідають області №104, часто інтерпретують як розряди малої енергії (Low Energy Discharge), а області 105 – як розряди високої енергії (High Energy Discharge), хоча, як видно з рисунка, у таких трансформаторах вміст  $C_2H_2$  нижчий за вміст  $C_2H_4$ .

У пробах масла трансформаторів, за результатами АРГ яких побудовані області №109–112, значення відношення  $1 < C_2H_4/C_2H_6 < 4$ . При цьому основними причинами пошкоджень цих трансформаторів були вигорання ізоляції; дотик між верхньою консоллю і напрямною бака зі слідами оплавлення металу; замикання між середньою рамою магнітопроводу і рамою з боку розширювача; порушення ізоляції пресувального кільця обмотки НН і низка інших.

Для проб масла з трансформаторів, за результатами АРГ яких сформовані області №113–115, характерним є значення відношення  $41 < C_2H_4/C_2H_6$ . Пошкодження трансформаторів з такими дефектами мали досить тяжкі наслідки, пов'язані в основному з внутрішніми короткими замиканнями. Слід зазначити, що центр області №113 збігається з еталонною номограмою, наведеною в [27], і відповідає розрядам, які супроводжуються нагріванням.

Очевидно, що наведені в цій роботі графічні області далеко не повністю описують можливі варіації комбінованих дефектів, що можуть виникнути в процесі експлуатації маслорозповненого обладнання. У такій ситуації для того, щоб оцінити ступінь інтенсивності розрядів або температуру гарячої точки

аналізованого дефекту, необхідно від координат аналізованої номограми відняти координати еталонної номограми, яка відповідає або нагріву, або розряду, отримана в результаті номограма і буде характеризувати інтенсивність розрядів або температуру нагріву [46, 55].

**Висновки.** На основі аналізу результатів АРГ для 2997 трансформаторів і шунтувальних реакторів з дефектами різного типу побудовано 115 графічних областей. Отримані області дають змогу суттєво розширити базу еталонних номограм і, як наслідок, збільшити кількість розпізнаваних дефектів, що, безумовно, сприятиме підвищенню експлуатаційної надійності маслорозповненого обладнання електричних мереж. Водночас у процесі аналізу встановлено, що використання методу номограм не завжди дає змогу встановити правильний діагноз. У низці випадків для правильного розпізнавання типу дефекту разом із номограмами слід використовувати і значення інших діагностичних критеріїв (відношень газів, відсоткового вмісту газів). З іншого боку, є низка дефектів, які можна правильно розпізнати тільки з використанням методу номограм, тоді як використання інших критеріїв призводить до постановки помилкових діагнозів. Таким чином, найбільш максимальне значення достовірності розпізнавання типу дефекту може бути забезпечено завдяки одночасному використанню всіх трьох діагностичних критеріїв, а саме – значень відношень газів, відсоткового вмісту газів і номограм (графічних областей) дефектів.

### Список літератури

1. Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil-Cooled Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
2. 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/TEL.1978.298141>.
3. 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.
4. 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>.
5. 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>.
6. IEEE Std C57.104–2019. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. Replaces IEEE Std C57.104-2008 ; effective from 2019-11-01. Official edition. Piscataway, NJ, USA : Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 91 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>.
7. Emar 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>.
8. 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>.

9. 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>.
10. 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>.
11. 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.
12. 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>.
13. Ahmadi S.-A., Sanaye-Pasand M. A robust multi-layer framework for online condition assessment of power transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2021. Vol. 37, no. 2. P. 947–954. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2021.3074545>.
14. B.M. Taha I., A. Mansour D.-E. Novel power transformer fault diagnosis using optimized machine learning methods. *Intelligent Automation & Soft Computing*. 2021. Vol. 28, no. 3. P. 739–752. DOI: <https://doi.org/10.32604/iasc.2021.017703>.
15. Zhang L., Sheng G., Hou H., Zhou N., Jiang X. An adaptive fault diagnosis method of power transformers based on combining oversampling and cost-sensitive learning. *IET Smart Grid*. 2021. Vol. 4, no. 6. P. 623–635. DOI: <https://doi.org/10.1049/stg2.12044>.
16. Wang L., Littler T., Liu X. Gaussian Process Multi-Class Classification for Transformer Fault Diagnosis Using Dissolved Gas Analysis. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2021. Vol. 28, no. 5. P. 1703–1712. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009470>.
17. 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>.
18. Illias H. A., Kai Choon C., Liang W. Z., Mokhlis H., Ariffin A. M., Fairouz Mohd Yousof M. Fault identification in power transformers using dissolve gas analysis and support vector machine. *2021 IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, Johor Bahru, Malaysia, 12–14 July 2021. P. 33–36. DOI: <https://doi.org/10.1109/icpdm49635.2021.9493970>.
19. Saha C., Baruah N., Nayak S. K. Implementation of self-organizing map and logistic regression in dissolved gas analysis of transformer oils. *2021 IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, Johor Bahru, Malaysia, 12–14 July 2021. P. 131–134. DOI: <https://doi.org/10.1109/icpdm49635.2021.9493899>.
20. Kherif O., Benmahamed Y., Teguar M., Boubakeur A., Ghoneim S. S. M. Accuracy Improvement of Power Transformer Faults Diagnostic Using KNN Classifier With Decision Tree Principle. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 81693–81701. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3086135>.
21. Taha I. B. M., Ibrahim S., Mansour D.-E. A. Power transformer fault diagnosis based on DGA using a convolutional neural network with noise in measurements. *IEEE Access*. 2021. Vol. 9. P. 111162–111170. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3102415>.
22. 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.
23. Guideline for the refurbishment of Electric Power Transformers. *Electrical Cooperative Research Association*. 2009. Vol. 65, no. 1.
24. 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>.
25. 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>.
26. 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>.
27. 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.
28. 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>.
29. 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.
30. Chen A.-P., Lin C.-C. Fuzzy approaches for fault diagnosis of transformers. *Fuzzy Sets and Systems*. 2001. Vol. 118, no. 1. P. 139–151. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0165-0114\(99\)00115-3](https://doi.org/10.1016/s0165-0114(99)00115-3).
31. Wang F., Bi J., Zhang B., Yuan S. Research of Transformer Intelligent Evaluation and Diagnosis Method Based on DGA. *MATEC Web of Conferences*. 2016. Vol. 77. P. 01002. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167701002>.
32. 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>.
33. Niasar M. G. Partial discharge signatures of defects in insulation systems consisting of oil and oil-impregnated paper : Licentiate thesis. Stockholm, Sweden, 2012.
34. Lundgaard K. I., Poittevin J., Schmidt J. et al. Partial discharges in transformer insulation. 2000.
35. 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>.
36. Kulkarni A. S., Swami P. S., Thosar A. G. Dissolved gas analysis of transformer oil using adaptive neuro-fuzzy inference system. *International Journal of Scientific & Engineering Research*. 2016. Vol. 7, no. 5. P. 1487–1491.
37. 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>.
38. 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>.
39. 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. P. 2344. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11092344>.
40. 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>.
41. 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>.
42. 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/ijeii.2020.12.2.6>.
43. 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>.
  44. 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>.
  45. 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>.
  46. 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>.
  47. 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>.
  48. Gouda A. R. Image processing based analysis of transformer oil : Bachelor thesis. Rourkela, 2014.
  49. Liu Y., Song B., Wang L., Gao J., Xu R. Power transformer fault diagnosis based on dissolved gas analysis by correlation coefficient-DBSCAN. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, no. 13. P. 4440. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10134440>.
  50. 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>.
  51. DiGiorgio J. B. Dissolved gas analysis of mineral oil insulating fluids. *NORTHERN TECHNOLOGY & TESTING*. DOI: <https://nttworldwide.com/wp-content/uploads/2019/08/dga2102.pdf>.
  52. Ahadpour H. A novel approach for diagnosis of power transformers internal faults using an electronic nose. *Journal of Basic and Applied Scientific Research*. 2011. No. 7. P. 808–815.
  53. Mani G., Jerome J. Intuitionistic fuzzy expert system based fault diagnosis using dissolved gas analysis for power transformer. *Journal of Electrical Engineering and Technology*. 2014. Vol. 9, no. 6. P. 2058–2064. DOI: <https://doi.org/10.5370/jeet.2014.9.6.2058>.
  54. Sarma D. V. S. S., Kalyani G. N. S. Ann approach for condition monitoring of power transformers using DGA. *2004 IEEE Region 10 Conference TENCON 2004*, Chiang Mai, Thailand, 24 November 2004. P. 444–447. DOI: <https://doi.org/10.1109/tencon.2004.1414803>.
  55. 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>.
  56. Шутенко О. В. Анализ содержания газов в маслонаполненном оборудовании с дефектами электрического типа. *Problemele Energeticii Regionale*. 2018. № 3(38). С. 1–16. DOI: <https://doi.org/10.5281/zenodo.2222331>.
  57. Hameed I. A., Farag S. R. Monitoring power transformer using fuzzy logic. *Journal of Engineering and Development*. 2013. Vol. 17, no. 6. P. 146–163.
  58. Shang H., Xu J., Zheng Z., Qi B., Zhang L. A novel fault diagnosis method for power transformer based on dissolved gas analysis using hypersphere multiclass support vector machine and improved D–S evidence theory. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 20. P. 4017. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12204017>.
  3. *Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis*, IEC 60599:2015, 2015.
  4. 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>.
  5. 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>.
  6. *IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*, IEEE Std C57.104–2019, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2019.8890040>.
  7. M. M. Emara, G. D. Peppas, and I. F. Gonos, “Two graphical shapes based on DGA for power transformer fault types discrimination,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 28, no. 3, pp. 981–987, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009415>.
  8. 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>.
  9. 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>.
  10. 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>.
  11. 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)
  12. 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>.
  13. S.-A. Ahmadi and M. Sanaye-Pasand, “A robust multi-layer framework for online condition assessment of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 37, no. 2, pp. 947–954, Apr. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2021.3074545>.
  14. I. B.M. Taha and D.-E. A. Mansour, “Novel power transformer fault diagnosis using optimized machine learning methods,” *Intelligent Automation & Soft Computing*, vol. 28, no. 3, pp. 739–752, 2021. Accessed: Nov. 5, 2022, doi: <https://doi.org/10.32604/iasc.2021.017703>.
  15. L. Zhang, G. Sheng, H. Hou, N. Zhou, and X. Jiang, “An adaptive fault diagnosis method of power transformers based on combining oversampling and cost-sensitive learning,” *IET Smart Grid*, vol. 4, no. 6, pp. 623–635, Jun. 2021, doi: <https://doi.org/10.1049/stg2.12044>.
  16. L. Wang, T. Littler, and X. Liu, “Gaussian process multi-class classification for transformer fault diagnosis using dissolved gas analysis,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 28, no. 5, pp. 1703–1712, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2021.009470>.
  17. 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, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.4.01>.
  18. H. A. Illias, C. Kai Choon, W. Z. Liang, H. Mokhlis, A. M. Ariffin, and M. Fairouz Mohd Yusof, “Fault identification in power transformers using dissolve gas analysis and support vector machine,” in *2021 IEEE International Conference on the Properties and*

## References

1. E. Dörnenburg and W. Strittmater, “Monitoring oil-cooled transformers by gas analysis,” *Brown Boveri Review*, vol. 61, pp. 238–274, 1974.
2. 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>.

- Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, Johor Bahru, Malaysia, Jul. 12–14, 2021, pp. 33–36, doi: <https://doi.org/10.1109/icpdm49635.2021.9493970>.
19. C. Saha, N. Baruah, and S. K. Nayak, "Implementation of self-organizing map and logistic regression in dissolved gas analysis of transformer oils," in *2021 IEEE International Conference on the Properties and Applications of Dielectric Materials (ICPADM)*, Johor Bahru, Malaysia, Jul. 12–14, 2021, pp. 131–134, doi: <https://doi.org/10.1109/icpdm49635.2021.9493899>.
  20. O. Kherif, Y. Benmahamed, M. Teguar, A. Boubakeur, and S. S. M. Ghoneim, "Accuracy improvement of power transformer faults diagnostic using KNN classifier with decision tree principle," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 81693–81701, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/ACCESS.2021.3086135>.
  21. I. B. M. Taha, S. Ibrahim, and D.-E. A. Mansour, "Power transformer fault diagnosis based on DGA using a convolutional neural network with noise in measurements," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 111162–111170, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2021.3102415>.
  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. "Guideline for the refurbishment of electric power transformers," *Electrical Cooperative Research Association*, vol. 65, no. 1, 2009. (in Japanese)
  24. 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>.
  25. 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>.
  26. 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>.
  27. *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, Naukovozhenernyj centr "ZTZ-Servis" [Scientific and engineering centre "ZTZ-service"], Kyiv, 2007. (in Ukrainian)
  28. 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>.
  29. 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.
  30. A.-P. Chen and C.-C. Lin, "Fuzzy approaches for fault diagnosis of transformers," *Fuzzy Sets and Systems*, vol. 118, no. 1, pp. 139–151, Feb. 2001, doi: [https://doi.org/10.1016/s0165-0114\(99\)00115-3](https://doi.org/10.1016/s0165-0114(99)00115-3).
  31. F. Wang, J. Bi, B. Zhang, and S. Yuan, "Research of transformer intelligent evaluation and diagnosis method based on DGA," *MATEC Web of Conferences*, vol. 77, p. 01002, 2016, doi: <https://doi.org/10.1051/mateconf/20167701002>.
  32. 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>.
  33. 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.
  34. K. I. Lundgaard et al., "Partial discharges in transformer insulation," *CIGRE Task Force 15.04*, 2000.
  35. 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>.
  36. A. S. Kulkarni, P. S. Swami, and A. G. Thosar, "Dissolved gas analysis of transformer oil using adaptive neuro-fuzzy inference system," *International Journal of Scientific & Engineering Research*, vol. 7, no. 5, pp. 1487–1491, 2016.
  37. 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>.
  38. 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>.
  39. 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, p. 2344, Sep. 2018, doi: <https://doi.org/10.3390/en11092344>.
  40. 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>.
  41. 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>.
  42. 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>.
  43. 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>.
  44. 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>.
  45. 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>.
  46. 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>.
  47. 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>.
  48. A. R. Gouda, "Image processing based analysis of transformer oil," Bachelor thesis, Department of Electrical Engineering National Institute Of Technology, Rourkela, 2014.
  49. Y. Liu, B. Song, L. Wang, J. Gao, and R. Xu, "Power transformer fault diagnosis based on dissolved gas analysis by correlation coefficient-DBSCAN," *Applied Sciences*, vol. 10, no. 13, p. 4440, Jun. 2020, doi: <https://doi.org/10.3390/app10134440>.
  50. 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>.
  51. J. B. DiGiorgio, "Dissolved gas analysis of mineral oil insulating fluids," **NORTHERN TECHNOLOGY &**

- TESTING. <https://nttworldwide.com/wp-content/uploads/2019/08/dga2102.pdf>.
52. H. Ahadpour, "A novel approach for diagnosis of power transformers internal faults using an electronic nose," *Journal of Basic and Applied Scientific Research*, no. 7, pp. 808–815, 2011.
  53. G. Mani and J. Jerome, "Intuitionistic fuzzy expert system based fault diagnosis using dissolved gas analysis for power transformer," *Journal of Electrical Engineering and Technology*, vol. 9, no. 6, pp. 2058–2064, Nov. 2014, doi: <https://doi.org/10.5370/jeet.2014.9.6.2058>.
  54. D. V. S. S. S. Sarma and G. N. S. Kalyani, "Ann approach for condition monitoring of power transformers using DGA," in *2004 IEEE Region 10 Conference TENCON 2004*, Chiang Mai, Thailand, Nov. 24, 2004, pp. 444–447. doi: <https://doi.org/10.1109/tencon.2004.1414803>.
  55. 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>.
  56. 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)
  57. I. A. Hameed and S. R. Farag, "Monitoring power transformer using fuzzy logic," *Journal of Engineering and Development*, vol. 17, no. 6, pp. 146–163, 2013.
  58. H. Shang, J. Xu, Z. Zheng, B. Qi, and L. Zhang, "A novel fault diagnosis method for power transformer based on dissolved gas analysis using hypersphere multiclass support vector machine and improved D–S evidence theory," *Energies*, vol. 12, no. 20, p. 4017, Oct. 2019, doi: <https://doi.org/10.3390/en12204017>.

Надійшла (received) 26.05.2022

#### Відомості про авторів / About the Authors

**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).