

О. С. КУЛИК

РОЗПИЗНАВАННЯ ПЕРЕГРІВІВ У РІЗНИХ ДІАПАЗОНАХ ТЕМПЕРАТУР У ВИСОКОВОЛЬТНОМУ МАСЛОНАПОВНЕНОМУ ОБЛАДНАННІ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У МАСЛІ ГАЗІВ

Однією з істотних проблем, які багато в чому визначають експлуатаційну надійність силових трансформаторів і, в ряді випадків, надійність постачання споживачів електричною енергією, є старіння парку даного обладнання. Тому завдання розробки, а також удосконалення методів діагностики, що дозволяють виявляти пошкодження високовольтних силових трансформаторів на ранній стадії, є актуальним і практично значущим. Одним з найбільш поширених методів неруйнівної діагностики, який дозволяє виявити до 90 % всіх можливих дефектів високовольтного маслonaповненого обладнання, є метод аналізу розчинених в маслі газів. На сьогодні, для розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур за результатами аналізу розчинених в маслі газів більшістю відомих стандартів і авторських методик використовується кілька діагностичних критеріїв. Проте в даних стандартах і методиках наявні суттєві відмінності в значеннях діагностичних критеріїв, що не дозволяють однозначно поставити діагноз для одних і тих же даних при використанні різних стандартів та методик. Оскільки локальні перегрів окремих ділянок ізоляції і елементів конструкції високовольтних силових трансформаторів є одним з поширених типів дефектів і такі дефекти можуть розвиватися протягом декількох років, їх розвиток представляє серйозну небезпеку для ізоляції трансформаторів. Тому для комплексного аналізу були використані результати аналізу розчинених в маслі газів по 1278 високовольтним силовим трансформаторам, в яких були виявлені перегрівів в різних діапазонах температур. Аналізовані 1278 значень були розбиті на 31 масив даних з близькими значеннями відсоткового вмісту газів, відношеннями газів і зі схожими номограмами дефектів. На основі аналізу достовірності розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур з використанням норм та критеріїв, регламентованих найвідомішими стандартами та методиками, встановлено, що найбільшу достовірність розпізнавання забезпечують значення відношень газів, що регламентуються стандартом ІЕС 60599 та національним стандартом України.

Ключові слова: термічний дефект, аналіз розчинених в маслі газів (АРГ), відношення газів, відсотковий вміст газів, номограми дефектів, Трикутники Дюваля, надійність розпізнавання.

А. С. КУЛИК

РАСПОЗНАВАНИЕ ПЕРЕГРЕВОВ В РАЗЛИЧНЫХ ДИАПАЗОНАХ ТЕМПЕРАТУР В ВИСОКОВОЛЬТНОМ МАСЛОНАПОЛНЕННОМ ОБОРУДОВАНИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

Одной из существенных проблем, во многом определяющих эксплуатационную надежность силовых трансформаторов и, в ряде случаев, надежность снабжения потребителей электрической энергией, является старение парка данного оборудования. Поэтому задача разработки, а также усовершенствования методов диагностики, позволяющих выявлять повреждения высоковольтных силовых трансформаторов на ранней стадии, актуальна и практически значима. Одним из наиболее распространенных методов неразрушающей диагностики, позволяющим выявлять до 90 % всех возможных дефектов высоковольтного маслonaполненного оборудования, является метод анализа растворенных в масле газов. Сегодня для распознавания перегревов в различных диапазонах температур по результатам анализа растворенных в масле газов большинством известных стандартов и авторских методик используется несколько диагностических критериев. Однако в данных стандартах и методиках имеются существенные отличия в значениях диагностических критериев, не позволяющих однозначно поставить диагноз для одних и тех же данных при использовании разных стандартов и методик. Поскольку локальные перегревы отдельных участков изоляции и элементов конструкции высоковольтных силовых трансформаторов являются одним из распространенных типов дефектов и такие дефекты могут развиваться в течение нескольких лет, их развитие представляет серьезную опасность для изоляции трансформаторов. Поэтому для комплексного анализа были использованы результаты анализа растворенных в масле газов по 1278 высоковольтным силовым трансформаторам, в которых были обнаружены перегревы в различных диапазонах температур. Анализируемые 1278 значений были разбиты на 31 массив данных с близкими значениями процентного содержания газов, отношениями газів и со схожими номограммами дефектов. На основе анализа достоверности распознавания перегревов в различных диапазонах температур с использованием норм и критериев, регламентированных известными стандартами и методиками, установлено, что наибольшую достоверность распознавания обеспечивают значения отношений, регламентируемых стандартом ІЕС 60599 и национальным стандартом Украины.

Ключевые слова: термический дефект, анализ растворенных в масле газов (АРГ), отношения газів, процентное содержание газів, номограммы дефектов, Треугольники Дюваля, надежность распознавания.

О. KULYK

RECOGNITION OF OVERHEATING IN DIFFERENT TEMPERATURE RANGES IN HIGH-VOLTAGE OIL-FILLED EQUIPMENT BY THE DISSOLVED GAS ANALYSIS

One of the significant problems that largely determine the operational reliability of power transformers and, in some cases, the reliability of electricity supply to consumers, is the ageing of this equipment fleet. Therefore, the task of development and improvement of diagnostic methods that allow detecting faults of high-voltage power transformers at an early stage is relevant and practically significant. One of the most widespread methods of non-destructive diagnostics, which allows detecting up to 90 % of all possible defects of high-voltage oil-filled equipment, is the method of dissolved gas analysis. Today, most well-known standards and authors' methods use several diagnostic criteria to detect overheating in different temperature ranges based on the results of dissolved gas analysis. However, these standards and techniques differ considerably in the values of the diagnostic criteria, making it impossible to make an unambiguous diagnosis for the same data using different standards and techniques. Since local overheating of individual parts of insulation and structural elements of high-voltage power transformers is one of the common types of defects and such defects can develop over several years, their development is a serious threat to the insulation of transformers. Therefore, the results of dissolved gases analysis for 1278 high-voltage

© О. С. Кулик, 2021

power transformers in which overheating in different temperature ranges was detected were used for a comprehensive analysis. The 1278 values analysed were split into 31 data sets with similar gas percentages, gas ratios and defect nomograms. Based on an analysis of the recognition reliability of overheating in different temperature ranges, using the norms and criteria regulated by known standards and methods, it was found that the highest recognition reliability is provided by the ratio values regulated by IEC 60599 and the National Standard of Ukraine.

Keywords: thermal defect, dissolved gas analysis (DGA), gas ratios, gas percentage, defect nomograms, Duval Triangles, recognition reliability.

Вступ. Безперервне і надійне постачання споживачів електричною енергією багато в чому буде визначатися експлуатаційною надійністю обладнання електричних мереж. Одним із найбільш дорогих, а також найбільш відповідальних видів обладнання електричних мереж є високовольтні силові трансформатори. Пошкодження високовольтних силових трансформаторів супроводжується значним економічним збитком і перервами у постачанні споживачів електричною енергією. Однією з істотних проблем, які багато в чому визначають експлуатаційну надійність силових трансформаторів і, в ряді випадків, надійність постачання споживачів електричною енергією, є старіння парку даного обладнання. Наприклад, тільки в АТ «Харківобленерго» [1] близько 89 % трансформаторів напругою 110–150 кВ знаходяться в експлуатації понад 25 років. В процесі тривалої експлуатації високовольтних силових трансформаторів відбувається погіршення стану обладнання, що може призвести до відмов цього обладнання. Близько 21,6 % технологічних порушень викликано старінням матеріалів, 19,4 % – дефектами конструкції і виготовлення, 16,8 % – недоліками експлуатації, 10,3 % – сторонніми впливами, 5,8 % – нерозрахунковими режимами в мережі, 4,2 % – дефектами ремонту, 3,5 % – кліматичними і зовнішніми впливами [2]. У зв'язку з цим завдання розробки, а також удосконалення методів діагностики, що дозволяють виявляти пошкодження високовольтних силових трансформаторів на ранній стадії, є актуальним і практично значущим.

Аналіз останніх досліджень та публікацій. Одним з найбільш поширених методів неруйнівної діагностики, який дозволяє виявити до 90 % всіх можливих дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання, в тому числі і силових трансформаторів, є метод аналізу розчинених в маслі газів (АРГ). Одна із перших згадок про АРГ припадає на 1970 р. у збірнику доповідей XXIII сесії CIGRE, а першою країною, що почала широке застосування АРГ, була Велика Британія [3]. В основі методу АРГ лежить той факт, що будь-який термічний або електричний процес, що розвивається в трансформаторному маслі або в основній ізоляції, викликає її розкладання з виділенням газів, які, залежно від їх коефіцієнта розчинності, можуть повністю залишатися в маслі або частково виділятися в обсяг газу над маслом.

Всі дефекти, що виявляються АРГ, можна розділити на дві групи [4]:

- 1) термічні дефекти;
- 2) розряди в ізоляції.

У дефектах першої групи внаслідок аномального локального виділення енергії і, відповідно, підвищення температури відбувається прискорена деструкція

ізоляційних матеріалів, яка супроводжується виділенням продуктів деструкції, в тому числі і газів. Залежно від температури локальної зони термічні дефекти класифікуються на низькотемпературні перегріву (з температурою до 300 °С), перегріву в діапазоні середніх температур (300–700 °С) та високотемпературні перегріву (з температурою понад 700 °С).

Питанню порівняльного аналізу методів інтерпретації результатів АРГ присвячена велика кількість публікацій. При цьому досить часто порівнюються як традиційні методи розпізнавання, так і удосконалені (з використанням більш досконалого математичного апарату, наприклад штучної нейронної мережі [5], нечіткої логіки [6], нейронної мережі з архітектурою ANFIS [7], методу векторної релевантності [8], мереж Петрі [9] та Байєса [10] тощо). Окрім цього, найчастіше розглядається не більше 4 методів, за допомогою яких розглядається комплекс дефектів, регламентований в [11]. У той же час лише у незначній частині публікацій розглядається більше 4 методів інтерпретації результатів АРГ (наприклад, [12]), а також окремо взятий тип дефектів (наприклад, виключно дефекти електричного чи термічного типу).

Виконаний аналіз літературних джерел дозволив встановити, що і склад газів, і значення критеріїв, що використовуються для розпізнавання типу дефектів для електричних розрядів досліджено достатньо ґрунтовно (наприклад, [13–16]). У той же час аналогічних досліджень стосовно термічних дефектів вкрай мало [17, 18]. Крім того, у більшості робіт розпізнавання дефекту виконувалося з використанням тільки одного критерію – або значень відношень газів, або їх відсоткового вмісту. Комплексний підхід з використанням одночасно трьох діагностичних критеріїв для розпізнавання розрядів з різним ступенем інтенсивності запропонований в [15, 16]. В [17–20] такий підхід використаний для розпізнавання комбінованих дефектів в діапазоні низьких і середніх температур, а також термічних дефектів в діапазоні середніх та високих температур. Однак стосовно до перегрівів з температурою <300 °С такий підхід не застосовувався.

Крім того слід зазначити, що незважаючи на те, що перегріву ізоляції розвиваються на вкрай тривалому проміжку часу, порівняно з електричними розрядами, їхнє несвоєчасне виявлення також може призвести до пошкодження трансформаторів.

Мета статті. У даній статті описано розпізнавання термічних дефектів у різних діапазонах температур за результатами аналізу розчинених в маслі газів, а також розглянуто достовірність розпізнавання таких дефектів з використанням найбільш відомих стандартів та методик.

Розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур за результатами АРГ. На сьогодні, для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ більшістю відомих стандартів і авторських методик використовується кілька діагностичних критеріїв. Аналіз діагностичних критеріїв, що використовуються для розпізнавання типів дефектів за результатами АРГ [21] показав, що в нормах і критеріях, що регламентовані для розпізнавання типу дефектів за результатами АРГ різними стандартами та методиками, наявні суттєві відмінності. В якості прикладу, в табл. 1–3 наведено значення діагностичних критеріїв, що використовуються для розпізнавання низько- (табл. 1), середньо- (табл. 2) та високотемпературних (табл. 3) перегрівів за результатами АРГ найбільш поширеними стандартами та методиками [11, 22–29].

У наведених нижче таблицях введені наступні позначення:

- «—» позначає, що це відношення або відсотковий вміст газу не використовується даним стандартом чи методикою.

- НХ – нехарактерне відношення. Для даного типу дефекту не розглядається.

- «*» – даний газ використовується стандартом чи методикою, проте його вміст не є визначальним для позначення меж дефекту.

- «^a» – використовується обернене відношення.

- «^b» – використовується відношення C_2H_4/C_3H_6 .

- «^c» – використовується відношення C_2H_6/CH_4 .

Як видно із таблиць, такі відмінності можуть привести до постановки різних діагнозів стосовно одних і тих же даних при використанні різних методів розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ.

Слід зазначити, що методи [26] та [28] для перегріву масла не регламентована температура, але високе значення відсоткового вмісту C_2H_4 у [28] є характерним для високотемпературних перегрівів. Окрім цього, для середньотемпературних перегрівів у [25] встановлено температурний діапазон 300–1000 °С, а для високотемпературних перегрівів – понад 1000 °С. Також, у [27] низькотемпературні перегріви розбиті на 2 піддіапазони з температурами 150–200 °С та 200–300 °С, середньотемпературним перегрівом відповідає діагноз «Перегрів провідників», а високотемпературним перегрівом – «Циркуляційні струми в обмотках» та «Струми в магнітопроводі та бакові, «гаряча» точка». У Трикутнику Дюваля 4 та 5 (рис. 1) низькотемпературним перегрівом відповідає область перегрівів масла або паперу (<250 °С).

Таблиця 1 – Значення відношень газів та відсоткового вмісту газів, що використовуються для розпізнавання низькотемпературних перегрівів за результатами АРГ найбільш поширеними стандартами та методиками

Метод/стандарт	Значення відношень газів				
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$
IEC 60599 [5]	НХ ¹	>1, але НХ	<1	—	—
СОУ-Н 46.501:2006 (Україна) [22]	НХ	>1	<1	—	—
СТО 34.01-23-003-2019 (РФ) [23]	НХ	>1, але НХ	<1	—	—
Метод ETRA [24]	—	—	<1	—	≤0,1
Метод MSS [25]	—	<1 ^a	<1	0,3–1 ^b	<0,3
Метод Дорненбурга [26]	<0,75	>1	—	<0,3	>0,4 ^a
Метод Роджерса [27]	<0,5 ²	≥1 ²	<1 ²	≥1 ^{2, в}	—
	<0,5 ³	0,1–1 ³	<1 ³	≥1 ^{3, в}	—
Метод/стандарт	Відсотковий вміст газів, %				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Метод ключового газу [28]	2	16	19	63	0
Трикутник Дюваля 1 [29]	—	*	—	<20	<4
Трикутник Дюваля 4 [29]	<9	*	>30	—	—
Трикутник Дюваля 5 [29]	—	*	>56	<10	—
	—	*	<14	<10	—

Примітка:
¹ – У графічній інтерпретації відношень газів, регламентованій IEC 60599, використовується значення <0,01.
² – Позначає перегріви в діапазоні температур 150–200 °С.
³ – Позначає перегріви в діапазоні температур 200–300 °С.

Таблиця 2 – Значення відношень газів та відсоткового вмісту газів, що використовуються для розпізнавання середньотемпературних перегрівів за результатами АРГ найбільш поширеними стандартами та методиками

Метод/стандарт	Значення відношень газів				
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$
IEC 60599 [5]	<0,1	>1	1–4	—	—
СОУ-Н 46.501:2006 (Україна) [22]	НХ	>1	1–4	—	—
СТО 34.01-23-003-2019 (РФ) [23]	<0,1	>1	1–4	—	—
Метод ETRA [24]	—	—	1–3	—	≤0,1
Метод MSS [25]	—	<1 ^a	≥1	0,3–1 ^b	<0,3
Метод Дорненбурга [26]	<0,75	>1	—	<0,3	>0,4 ^a
Метод Роджерса [27]	<0,5	0,1–1	1–3	<1 ^b	—
Метод/стандарт	Відсотковий вміст газів, %				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Метод ключового газу [28]	2	16	19	63	0
Трикутник Дюваля 1 [29]	—	*	—	20–50	<4
Трикутник Дюваля 5 [29]	—	*	≤12	10–35	—

Таблиця 3 – Значення відношень газів та відсоткового вмісту газів, що використовуються для розпізнавання високотемпературних перегрівів за результатами АРГ найбільш поширеними стандартами та методиками

Метод/стандарт	Значення відношень газів				
	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$
IEC 60599 [5]	<0,2	>1	>4	—	—
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна) [22]	<0,2	>1	>4	—	—
СТО 34.01-23-003-2019 (РФ) [23]	<0,2	>1	>4	—	—
Метод ETRA [24]	—	—	≥ 3	—	$\leq 0,1$
Метод MSS [25]	—	$<1^a$	≥ 1	$\geq 1^b$	0,3–3
Метод Дорненбурга [26]	<0,75	>1	—	<0,3	>0,4 ^a
Метод Роджерса [27]	<0,5	1–3	≥ 1	$<1^b$	—
Метод/стандарт	Відсотковий вміст газів, %				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
Метод ключового газу [28]	2	16	19	63	0
Трикутник Дюваля 1 [29]	—	*	—	>50	<15
Трикутник Дюваля 5 [29]	—	*	≥ 12	35–49	—
	—	*	≥ 14	49–70	—
	—	*	*	>70	—
	—	*	≥ 30	≥ 35	—

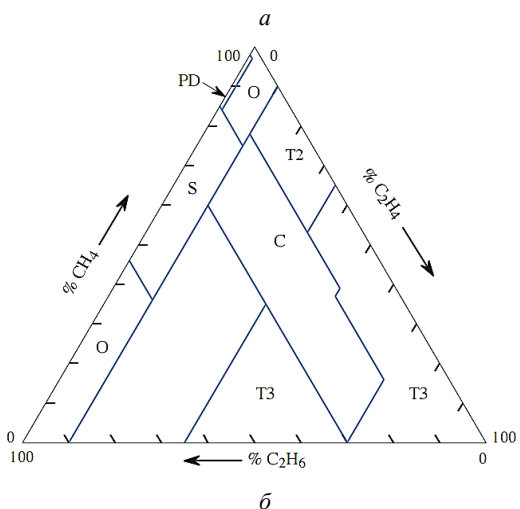
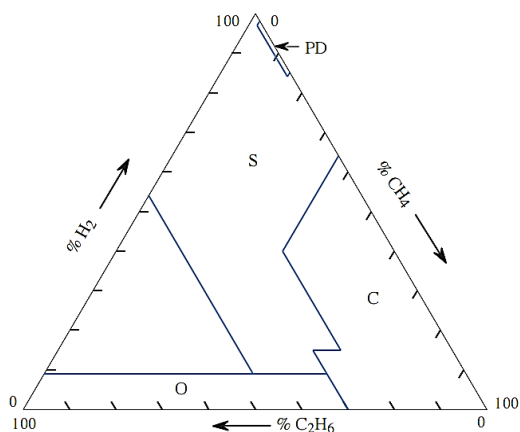
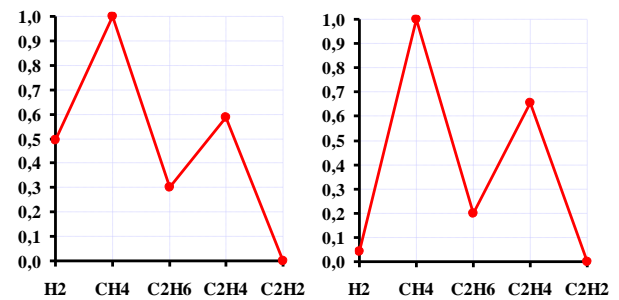
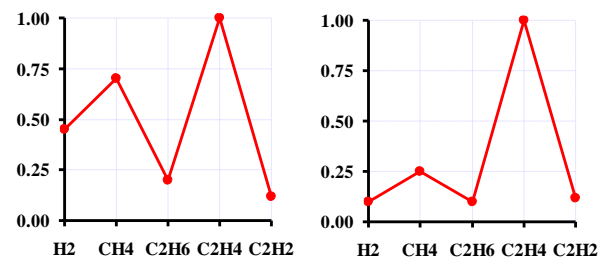


Рисунок 1 – Області дефектів у Трикутнику Дюваля 4 (а) та 5 (б)

Ще одним методом розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ є метод номограм [30]. У даному методі тип прогнозованого дефекту визначається на підставі порівняння побудованої номограми з еталонними номограмами. Однак серед еталонних номограм, що регламентуються діючими стандартами [22, 23], наявні лише номограми для перегрівів в діапазоні середніх (рис. 2 а) та високих (рис. 2 б) температур, проте відсутні номограми характерні для перегрівів в діапазоні низьких температур, що унеможливує використання даного методу для розпізнавання таких дефектів.



а



б

Рисунок 2 – Еталонні номограми, що відповідають перегрівам в діапазоні середніх (а) та високих (б) температур

Формування процедури досліджень.

Методологічною основою виконуваних досліджень є природна гіпотеза компактності, яка широко використовується в теорії технічної діагностики. Об'єкт, що діагностується, представляється у вигляді точки у просторі діагнозів, а координатами даної точки є значення діагностичних критеріїв (значення відношень газів, відсоткового вмісту газів і відношення концентрацій газів до газу з максимальною концентрацією). Згідно з гіпотезою компактності точки, що відображають один і той же стан (діагноз), групуються в одній області простору ознак. Іншими словами, для різних одиниць однотипного обладнання з одним і тим же типом дефекту відповідні значення діагностичних критеріїв повинні мати близькі значення і групуватися в одній області простору. Отже, для ліквідації протиріч при постановці діагнозів з використанням окремо взятих критеріїв необхідно визначити області значень критеріїв, характерних для дефектів даного типу.

Одним із шляхів вирішення даного завдання є використання навчальної вибірки, тобто результатів АРГ з чітко встановленим верифікованим діагнозом. Як показують наведені в [15, 16, 19, 20] результати такий підхід добре себе зарекомендував для розпізнавання електричних розрядів і комбінованих дефектів. У зв'язку з цим даний підхід з деякими коригуваннями використовувався і для аналізу вмісту газів в обладнанні з перегрівом в різних діапазонах температур.

На першому етапі досліджень розраховувалися значення відношень пар газів, рекомендовані в [5, 22–27]. Для зниження похибки розрахунок виконувався тільки за умови, якщо значення концентрацій газів, що становлять дане відношення, перевищували значення, відповідні «межі появи газів в маслі». Ці значення залежать як від чутливості хроматографа, так і від методики вимірювання і, згідно з [22], складають: $H_2=50$, $CH_4=C_2H_6=C_2H_4=15$ і $C_2H_2=3$ мкл/л. Якщо розраховані значення відношень виходили за межі діапазону значень, що регламентуються діючими стандартами для даного дефекту, то результати АРГ для даної одиниці обладнання переносилися в інший масив.

Далі для кожної одиниці обладнання було розраховано відсотковий вміст газів вуглеводневого ряду і водню [15, 16, 19, 20]:

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

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

Розраховані значення порівнювалися між собою і у випадку наявності відмінностей у відсотковому вмісті результати АРГ переносилися в інший масив.

В якості графічного методу інтерпретації був використаний метод номограм. Суть методу [30] полягає в тому, що в пробі масла визначається газ з максимальною концентрацією, далі розраховуються величини відношень кожного газу до газу з найбільшою концентрацією. Будується графік номограми, на якому по осі абсцис розміщують гази строго в наступному порядку: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по осі ординат відкладають обчислені відношення. Отримані точки з'єднуються лінією. Отриманий графік порівнюється з еталонними номограмами і вибирається та, де досягається максимальний збіг. Ця номограма і визначає вид дефекту. Використовуючи даний метод для кожної одиниці обладнання були побудовані номограми. Ці номограми порівнювалися між собою і в разі наявності візуальних відмінностей між ними, навіть при близьких значеннях відношень газів і їх відсоткового вмісту, результати АРГ переносилися в інший масив.

Як показано в [31] навіть при одному і тому ж дефекті для обладнання одного і того ж типу побудовані номограми можуть істотно відрізнятися як один від одного так і від еталонних номограм. Для

обліку дрейфу значень координат номограм в [32] запропоновано використовувати не еталонні номограми, а еталонні області, які будуються за результатами АРГ обладнання з одним і тим же типом дефекту. В якості значень меж еталонних областей використовуються максимальні і мінімальні значення координат (відношення кожного з газів до газу з максимальною концентрацією), отриманих для досліджуваних масивів результатів АРГ. Для розпізнавання типу дефекту з використанням графічних областей в [32] запропоновано використовувати метод діагностики за відстанню до множини (діагностична precedentом). У цьому методі оцінюється діагностична відстань від номограми дефекту, побудованої за результатами АРГ обладнання, що діагностується, до всіх номограм, що утворюють область з даним діагнозом:

$$l = \left(\left| \frac{H_{2i}}{A_{\max i}} - \frac{H_{2j}}{A_{\max j}} \right|^v + \left| \frac{CH_{4i}}{A_{\max i}} - \frac{CH_{4j}}{A_{\max j}} \right|^v + \left| \frac{C_2H_{6i}}{A_{\max i}} - \frac{C_2H_{6j}}{A_{\max j}} \right|^v + \left| \frac{C_2H_{4i}}{A_{\max i}} - \frac{C_2H_{4j}}{A_{\max j}} \right|^v + \left| \frac{C_2H_{2i}}{A_{\max i}} - \frac{C_2H_{2j}}{A_{\max j}} \right|^v \right)^{\frac{1}{v}}, \quad (2)$$

де l – діагностична відстань;

$A_{\max i}$ та $A_{\max j}$ – значення концентрації газу з максимальним вмістом для i -го та j -го трансформаторів;

H_{2i} , H_{2j} , CH_{4i} , CH_{4j} , C_2H_{6i} , C_2H_{6j} , C_2H_{4i} , C_2H_{4j} , C_2H_{2i} , C_2H_{2j} – значення концентрації газів для i -го та j -го трансформаторів;

v – міра відстані ($v=2$).

Отримані значення діагностичних відстаней порівнюються між собою і «запам'ятовується» мінімальна відстань. Діагностований об'єкт відноситься до області з мінімальним значенням діагностичної відстані:

$$x \in S_i, \text{ якщо } l_i = \min \left(\min_{a_k^i \in S_k} \right). \quad (3)$$

Такий підхід дозволяє не тільки безпомилково відносити номограму об'єкта, що діагностується, до характерної області, навіть в умовах перетину кордонів області, а й знаходити всередині області ідентичний об'єкт з найбільш близькими значеннями координат, що дозволяє оцінити не тільки тип дефекту, але і можливу причину його появи.

Аналіз значень діагностичних критеріїв, що використовуються для розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур за результатами АРГ. Локальні перегриви окремих ділянок ізоляції і елементів конструкції високовольтних силових трансформаторів з температурою менше 300 °С є одним з поширених типів дефектів. Поява таких дефектів не призводить до раптового пошкодження трансформаторів, але прискорює процеси старіння

ізоляції, і скорочує їх ресурс. Крім того, існує реальна можливість переростання низькотемпературних дефектів в дефекти з більш високою щільністю енергії. Вплив підвищеної температури призводить до деструкції масла і основної ізоляції трансформаторів під дією інфрачервоного випромінювання. В результаті утворюються продукти старіння ізоляції, в тому числі і газів, аналіз яких дозволяє виявляти і розпізнавати перегріву ізоляції, а також виконувати оцінку температури дефекту. Незважаючи на те, що на відміну від дефектів електричного типу, що мають відносно високу швидкість розвитку, локальні перегріву можуть розвиватися протягом декількох років, їх розвиток представляє серйозну небезпеку для ізоляції трансформаторів. Крім цього, як показують результати аналізу динаміки зміни критеріїв, в обладнанні з дефектами різного типу [17, 18] такі перегріву, при їх несвоєчасному виявленні, можуть перейти в дефекти більш небезпечного характеру (наприклад, в дугові або поверхневі розряди), що призводить до пошкодження трансформаторів.

Для аналізу значень діагностичних критеріїв, використовуваних для розпізнавання типу дефектів, були використані результати АРГ по 1278 високовольтним силовим трансформаторам, в яких були виявлені перегріву в різних діапазонах температур. Використовуючи підхід, заснований на послідовному виділенні результатів АРГ зі схожими значеннями діагностичних критеріїв, аналізовані 1278 значень були розбиті на 31 масив даних з близькими значеннями відсоткового вмісту газів (табл. 4), відношеннями газів (табл. 5) і зі схожими номограмами дефектів (рис. 3–6). Пунктирними лініями на рисунках виділені верхня і нижня межі областей. Суцільною лінією позначені центри областей, які збігаються з номограмами дефектів.

Слід зазначити, що серед еталонних номограм, що регламентуються діючими стандартами [22, 23], відсутні номограми характерні для перегріву в діапазоні низьких температур. Тому номограми, наведені на рис. 3, представлені вперше. Порівнюючи номограми дефектів (центри графічних областей), наведені на рис. 4 з еталонними номограмами (рис. 3 а), легко побачити, що максимальну схожість з еталонними мають центри графічних областей №3 і 4. Центри графічних областей, наведені на рис. 5 не регламентовані в діючих стандартах і не зустрічаються у відкритих літературних джерелах. Для високотемпературних перегріву має місце відповідність між центрами побудованих графічних областей для масивів №3–6 (рис. 6) і еталонними номограмами (рис. 2 б). Враховуючи, що результати АРГ, за якими побудовані дані області (рис. 4–6), отримані для перегріву з різними значеннями температури «гарячої точки», на різних стадіях розвитку перегріву, використання даних областей дозволить істотно підвищити достовірність розпізнавання таких дефектів.

Таблиця 4 – Відсотковий вміст газів в обладнанні з перегріву в різних діапазонах температур

№	Тип дефекту	Обсяг вибірки	Вміст газів, %				
			H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	Перегрів з температурою 150-300 °С	N=27	0-9	50-80	14-40	0,001-10	0-0,167
2		N=15	10-40	43-65	9-26	0,001-10	0-0,680
3		N=24	0-9,8	34-61	28-48	0,9-24	0-1,26
4		N=33	11-34	28-53	23-42	0-24	0-0,99
5		N=9	6-20	29-45	26-33	13-25	0-1,6
6		N=11	0-9	42-73	13-27	12-25	0-0,84
7		N=11	10-36	37-55	5-27	4-23	0-0,704
8		N=106	0-10	4-46	35-88	0,06-24	0-1,33
9		N=47	10-30	12-40	30-70	0,01-26	0-1,1
10		N=52	0-9,1	0,2-28	36-96	2,7-40	0-1,3
11		N=9	10-18	10-25	30-60	15-30	0-1,2
12	Перегрів з температурою 300-500 °С	N=30	10-41	37-75	2-19	7-18,5	0-1,1
13		N=12	0-9,9	60-93	0,6-17	6-19,8	0-0,7
14		N=67	10-32	30-57	6-24	20-36	0-2,26
15		N=33	0-9,9	37-72	7-27	20-42	0-1,1
16		N=5	15-24	27-32	20-25	25-31	0-0,75
17		N=7	1,4-9	33-38	24-31	28-36	0-0,56
18	Перегрів з температурою 500-700 °С	N=10	0-7	1-22	37-44	40-60	0-1,2
19		N=10	0-9,6	23-31	28-35	35-42	0-2,4
20		N=22	0-16	12-27	16-30	38-65	0-1,6
21		N=13	8-18	11-22	19-31	35-60	0-1,53
22		N=7	14-24	25-31	20-25	27-36	0-0,75
23		N=14	0-9	30-36	25-31	34-42	0-0,1
24		N=67	10-28	14-40	7-22	30-52	0-3,2
25		N=62	0-9,9	15-40	8-24	38-67	0-4,0
26	Перегрів з температурою вище	N=22	0-9,8	40-60	0-8	36-47	0-3,1
27		N=22	10-31,5	33-56	2-8,4	23-40	0-3,15
28		N=162	0-9,96	19-44,1	1,3-13,6	40-60	0-6,7
29		N=183	10-30	20-40	1,8-13,1	33-60	0-5,9
30		N=153.	0-9,96	3,6-30	0-15,5	60-95	0-5,8
31		N=33.	10-15,6	14-20	3-14	54-67	0-3,67

Таблиця 5 – Значення відношень газів в обладнанні з перегрівами в різних діапазонах температур

№	Значення відношень газів					
	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
1	9,5–72,2	0,18–0,646	0,119–0,417	–	–	–
2	1,2–4,15	0,18–0,52	0,21–0,42	–	–	–
3	5–13,86	0,565–0,994	0,109–0,556	0,001–0,027	0,001–0,033	0,003–0,26
4	1,07–3,0	0,560–0,992	0,002–0,362	0,00014–0,05	0,0001–0,073	0,008–0,01
5	2,92–7,35	0,700–0,902	0,44–0,93	–	–	–
6	3,25–7,07	0,182–0,593	0,7–0,98	0,0001–0,0037	0,0002–0,014	0,0002–0,018
7	1,09–3,25	0,107–0,545	0,678–0,991	–	–	–
8	2,1–20,2	1,03–19,2	0,028–0,61	0,0002–0,09	0,0065–0,0345	0,0015–0,076
9	1,0–2,64	1,03–4,26	0,04–0,76	0,0001–0,03	0,0001–0,016	0,002–0,117
10	1,0–10	1,4–70	0,029–0,91	0,021–0,333	0,001–0,053	0,014–0,113
11	1,1–1,8	1,45–5,38	0,27–0,93	0,02–0,23	0,005–0,12	0,01–0,17
12	1,2–6,7	0,075–0,44	1,0–1,6	0,002–0,013	0,005–0,13	0,004–0,096
13	7,8–220	0,13–0,28	1,1–1,8	0,004–0,008	0,016–0,039	0,014–0,093
14	1,1–4,86	0,15–0,72	1,0–3,4	0,001–0,07	0,003–0,169	0,001–0,1
15	4,1–208	0,18–0,69	1,02–3,91	0,0001–0,02	0,0002–0,097	0,0002–0,029
16	1,1–1,4	0,77–0,86	1,03–1,15	–	–	–
17	6,6–7,4	0,64–0,87	1,01–1,4	–	–	–
18	3,5–15	2,2–12,1	1,05–1,56	0,01–0,053	0,004–0,03	0,003–0,02
19	3,8–7,2	1,1–1,41	1,02–1,36	–	–	–
20	2,1–29,6	1,02–1,39	1,46–3,9	0,016–0,046	0,012–0,043	0,004–0,021
21	1,1–1,54	1,1–2,4	1,32–1,95	–	–	–
22	1,4–1,8	0,69–0,88	1,15–1,62	0,003–0,027	0,004–0,031	0,003–0,027
23	3,6–35	0,71–0,96	1,25–1,45	–	–	–
24	1,03–3,55	0,26–1,23	1,73–3,9	0,001–0,1	0,002–0,25	0,001–0,08
25	2,5–17,3	0,33–1,14	1,77–3,9	0,001–0,16	0,001–0,28	0,0004–0,08
26	4,84–39,7	0,00009–0,173	5,38–868,6	0,0005–0,075	0,0034–42,85	0,0006–0,078
27	1,07–4,15	0,09–0,2	4,4–8,02	0,0007–0,078	0,0068–0,45	0,0014–0,079
28	2,0–40,99	0,035–0,59	4,02–38,75	0,0017–0,26	0,0065–2,05	0,001–0,129
29	1,0–3,3	0,054–0,62	4,016–24,1	0,0001–0,194	0,0021–0,66	0,0001–0,135
30	1,3–10,85	0,115–1,3	4,08–121,2	0,0002–0,66	0,0006–0,625	0,00004–0,0737
31	1,06–1,65	0,23–0,84	4,44–18,4	0,0005–0,188	0,0007–0,638	0,0001–0,0625

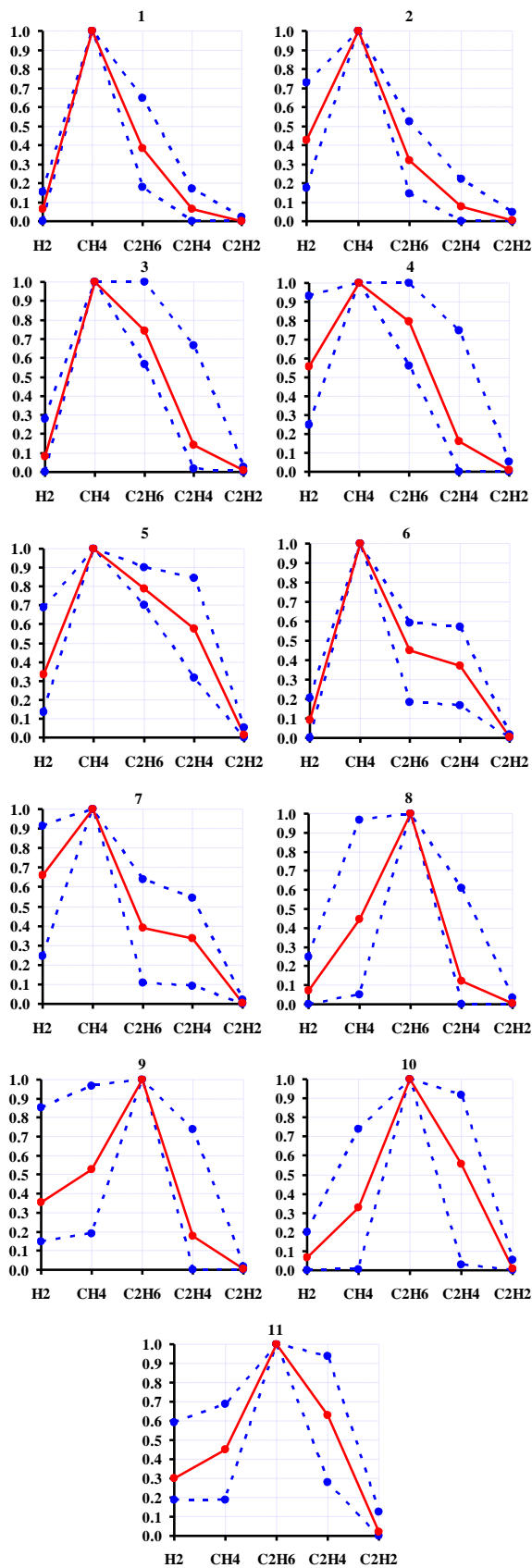


Рисунок 3 – Графічні області і номограми, що відповідають перегрівам в діапазоні температур 150–300 °С

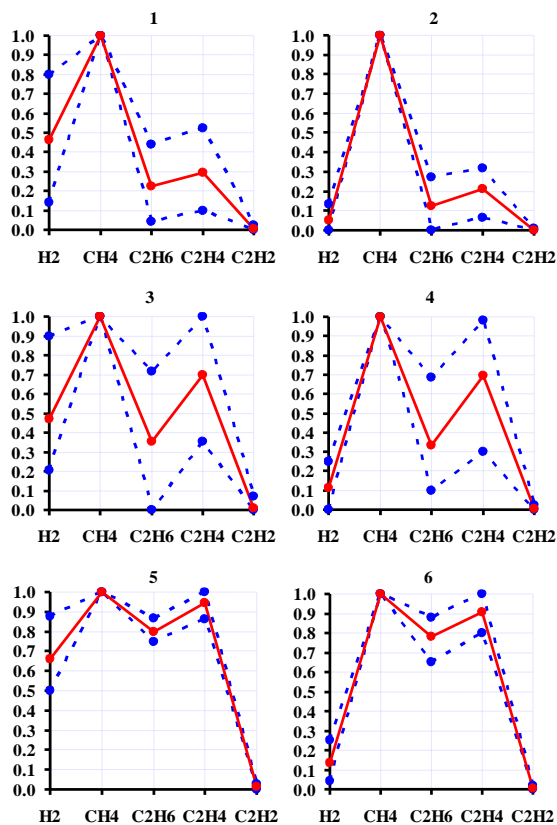


Рисунок 4 – Графічні області і номограми, що відповідають перегрівам в діапазоні температур 300–500 °С

Порівняльний аналіз достовірності розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур з використанням норм і критеріїв, що регламентуються відомими стандартами і методиками. Для оцінки достовірності існуючих методів для розпізнавання типу дефектів за результатами АРГ, для кожного масиву з однорідними значеннями критеріїв виконувалася діагностика з використанням значень відношень газів, рекомендованих відомими стандартами і авторськими методиками, а також деякими графічними методами (трикутники Дюваля, метод ETRA, а також графічний метод інтерпретації результатів АРГ, регламентований стандартом IEC 60599). При діагностиці з використанням методу ETRA для обладнання, в якому концентрації ацетилену не перевищували межі виявлення хроматографом, згідно з [22] значення відношення C_2H_2/C_2H_6 приймалося рівним 0,005.

Використовуючи підхід, наведений в [15–18], в процесі аналізу визначалася статистика правильних діагнозів, частково правильних діагнозів (правильно визначений тип дефекту, але помилково оцінена температура нагріву). Також фіксувалася статистика помилкових діагнозів і відмов від розпізнавання (тобто випадків, коли аналізований метод не дозволяє встановити діагноз). Результати аналізу наведені в табл. 6. Як і в [15–18], в стовпці 1 в чисельнику наведено відсоток правильних діагнозів, в знаменнику – частково правильних діагнозів. У чисельнику стовпця 2 наведено відсоток помилкових діагнозів, а в

знаменнику – відмов від розпізнавання. У таблиці типи термічних дефектів позначені наступним чином:

- T1 – низькотемпературні перегріві.
- T2 – середньотемпературні перегріві.
- T3 – високотемпературні перегріві.

Аналізуючи результати, наведені в таблиці 6, видно, що найбільше число правильних діагнозів було отримано з використанням значень відношень газів, регламентованих стандартами [11, 22]. Причому дане твердження справедливе для перегрівів в усіх діапазонах температур. Наступний найкращий результат розпізнавання отримано з використанням значень відношень газів, регламентованих стандартом [23], а також з використанням Трикутника Дюваля 1. Причому використання «допоміжних» Трикутників Дюваля 4 і 5 не завжди дозволило підтвердити діагноз, отриманий з використанням Трикутника Дюваля 1, що наглядно видно з рис. 7–10.

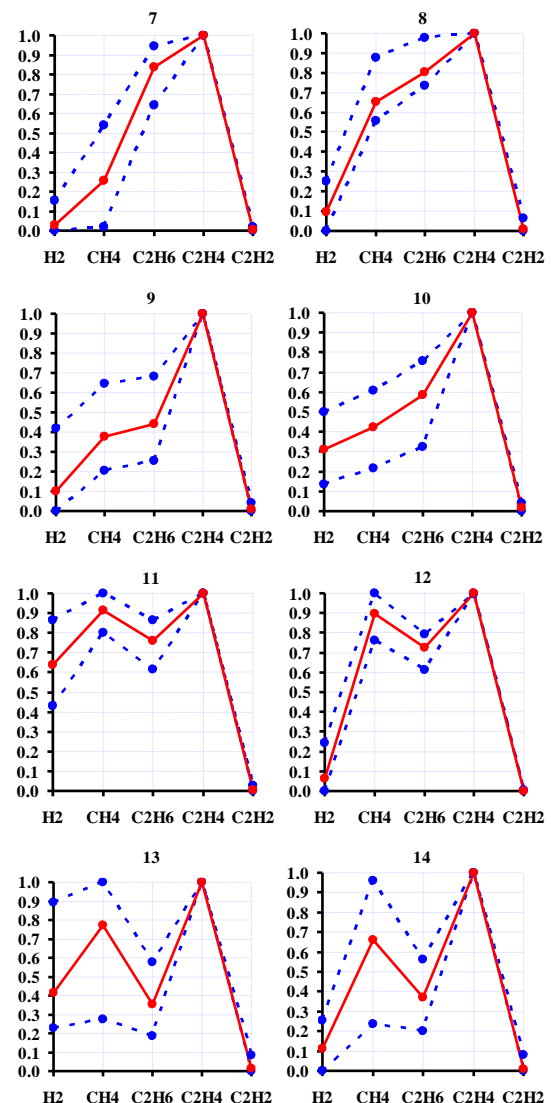


Рисунок 5 – Графічні області і номограми, що відповідають перегрівам в діапазоні температур 500–700 °С

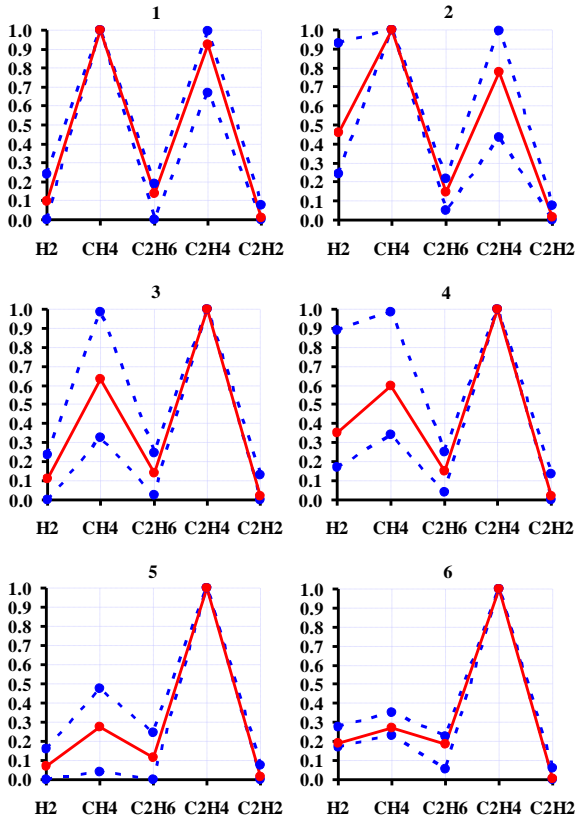


Рисунок 6 – Графічні області і номограми, що відповідають перегрівам з температурою понад 700 °С

Таблиця 6 – Результати порівняльного аналізу достовірності розпізнавання перегрівів в різних діапазонах температур з використанням норм і критеріїв, що регламентуються діючими стандартами і методиками

Метод, стандарт	Тип термічного дефекту						Σ	
	T1		T2		T3			
	1	2	1	2	1	2	1	2
IEC 60599 [5]	89	—	90	—	95	—	91,7	—
—	—	11	1	8	—	5	0,3	8
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна) [22]	89	—	90	—	95	—	91,7	—
—	—	11	1	8	—	5	0,3	8
Метод Дорненбурга [26]	—	—	—	—	—	—	—	—
63	38	53	47	81	19	65	35	
Метод Роджерса [27]	10	—	—	—	—	—	3,3	—
76	13	42	58	50	50	56,7	40	
Трикутник Дюваля 1 [29]	44	9	50	—	87	—	60	3
47	—	50	—	13	—	37	—	
Метод ETRA [24]	58	20	53	33	30	70	47	41
1	21	13	1	—	—	5	7	
Метод MSS [25]	65	33	—	—	18	—	27	11
—	3	98	2	81	1	60	2	
РД 153-34.0-46.302-00 (РФ) [23]	33	38	69	1	95	—	66	13
20	8	23	7	—	5	14	7	
Метод номограм [30]	—	—	28	—	92	—	40	—
—	100	—	72	—	8	—	60	—

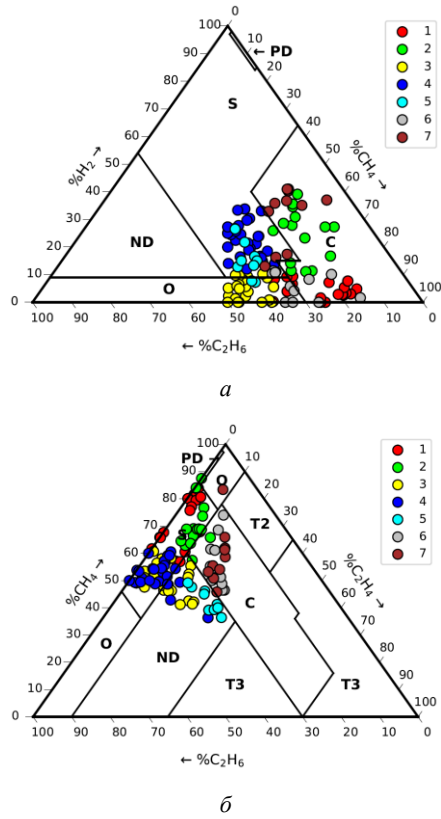


Рисунок 7 – Розпізнавання низькотемпературних перегрівів, для яких газом з максимальною концентрацією є метан, з використанням Трикутників Дюваля 4 (а) і 5 (б)

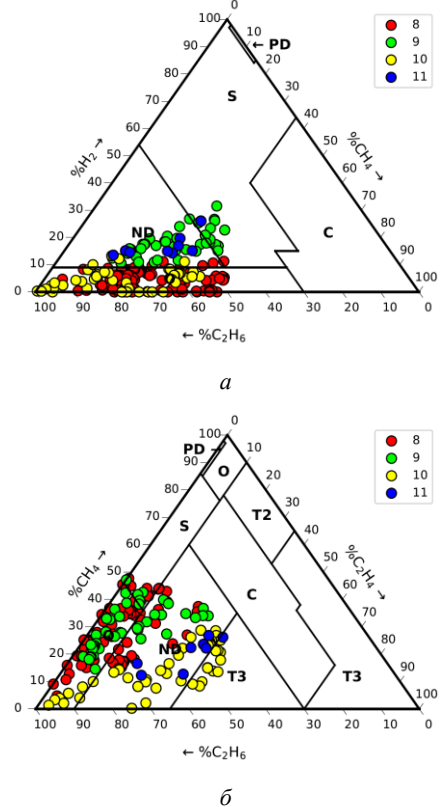


Рисунок 8 – Розпізнавання низькотемпературних перегрівів, для яких газом з максимальною концентрацією є етан, з використанням Трикутників Дюваля 4 (а) і 5 (б)

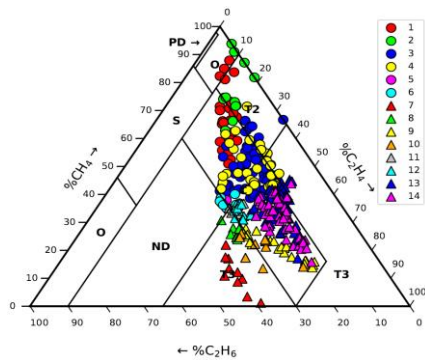


Рисунок 9 – Розпізнавання середньотемпературних перегрівів з використанням Трикутника Дюваля 5

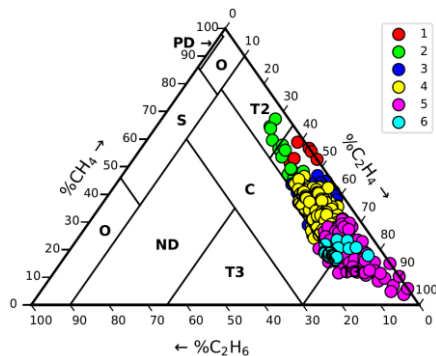


Рисунок 10 – Розпізнавання високотемпературних перегрівів з використанням Трикутника Дюваля 5

Як видно з рис. 7, використання Трикутника Дюваля 4 для розпізнавання низькотемпературних перегрівів, для яких газом з максимальною концентрацією є метан дозволило встановити даний діагноз тільки для даних з масивів №1, 3, 5 та 6. А ось використання Трикутника Дюваля 5 не дозволило підтвердити діагноз, отриманий для згаданих масивів за допомогою Трикутника Дюваля 4. У свою чергу, використання трикутника Дюваля 4 для розпізнавання низькотемпературних перегрівів, для яких газом з максимальною концентрацією є етан (рис. 8), дозволило встановити правильний діагноз тільки для 2 із 4 масивів (№8 і №10), а використання Трикутника Дюваля 5 дозволило підтвердити діагноз, отриманий з використанням Трикутників Дюваля 1 і 4. Використання «допоміжного» трикутника Дюваля 5 (рис. 9) для розпізнавання середньотемпературних перегрівів у 77,2 % всіх випадків дозволило поставити діагноз можливої карбонізації паперу при температурі вище 300 °C і у 7,2 % – середньотемпературні перегріву. У той же час, якщо використання Трикутника Дюваля 1 для діагностування високотемпературних перегрівів дозволило поставити правильний діагноз у 87 % всіх випадків, то використання «допоміжного» Трикутника Дюваля 5 (рис. 10) дозволило поставити правильний діагноз для 95,65 % усіх аналізованих даних.

Таким чином, на прикладі Трикутників Дюваля видно, що використання різних діагностичних критеріїв (у вигляді використовуваних газів в різних трикутниках) стосовно одних і тих же даних може

привести до постановки різних діагнозів. Крім того, до такого результату призводить також використання не всіх критеріїв (в трикутниках використовуються значення тільки 3-х газів із 5).

Висновки. У роботі наведено результати комплексного аналізу значень відношень газів, відсоткового вмісту газів та графічних областей дефектів для 1278 трансформаторів, у яких було виявлено низько-, середньо- та високотемпературні перегріву.

На основі аналізу достовірності розпізнавання перегрівів у різних діапазонах температур з використанням норм та критеріїв, регламентованих найвідомішими стандартами та методиками, встановлено, що найбільшу достовірність розпізнавання забезпечують значення відношень газів, що регламентуються стандартом ІЕС 60599 та національним стандартом України.

Отримані в роботі значення діапазонів відношень газів, їх відсоткового вмісту, а також побудовані графічні області та номограми, що відповідають перегрівам в діапазоні різних температур, можна розглядати як діагностичну схему, що дозволяє розпізнавати тип дефекту з одночасним використанням трьох критеріїв, що дозволить суттєво підвищити експлуатаційну надійність силових трансформаторів та продовжити їх ресурс.

Список літератури

1. План розвитку системи розподілу АТ «Харківобленерго» на 2021–2025 роки. URL: https://www.oblenergo.kharkov.ua/sites/default/files/pdf/prsr_at_har_kivoblenergo_21-25.pdf (дата звернення: 02.08.2021).
2. Чичинский М. И. Повреждаемость маслонаполненного оборудования электрических сетей и качество контроля его состояния. *Энергетик*. 2000. №11. С. 29–31.
3. Виноградова Л. В., Игнатъев Е. Б., Овсянников Ю. М., Попов Г. В. *Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов*. Иваново: ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2013. 104 с.
4. Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г. *Порівняльний аналіз діючих стандартів і методик з інтерпретації результатів АРГ: навчально-методичний посібник для виконання індивідуальних розрахунково-графічних завдань*. Харків: Друкарня Мадрид, 2021. 126 с.
5. Naganathan G., Senthilkumar M., Aiswariya S., Muthulakshmi S., Santhiya Riyasen G., Mamtha Priyadharshini M. Internal fault diagnosis of power transformer using artificial neural network. *Materials Today: Proceedings*. 2021. doi: 10.1016/j.matpr.2021.02.206.
6. Apte S., Somalwar R., Wajirabdar A. Incipient Fault Diagnosis of Transformer by DGA Using Fuzzy Logic. *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. 2018. P. 1–5. doi: 10.1109/PEDES.2018.8707928.
7. T. Kari et al. An integrated method of ANFIS and Dempster-Shafer theory for fault diagnosis of power transformer. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2018. Vol. 25, no. 1. P. 360–371. doi: 10.1109/TDEI.2018.006746.
8. Lin N., Zhao J., Li K. Application of data mining technology based on RVM for power transformer fault diagnosis. *Advances in Computer Science and Information Engineering*. 2012. Vol. 2. P. 121–127.
9. Pamuk N. Diagnosis of Fault Type by Dissolved Gas Analysis in Transformer Oil Using Petri Net Technology. *BAÜ Fen Bil. Enst. Dergisi Cilt*. 2014. Vol. 2. P. 79–86.
10. Wanjare S. B., Swami P. S., Thosar A. G. DGA Interpretation for Increasing the Percent of Accuracy by Bayesian Network Method

- Comparing IEC TC 10 Database. *International Journal of Engineering Trends and Technology*. 2018. Vol. 62, no. 1. P. 46–51. doi: 10.14445/22315381/IJETT-V62P208.
11. 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.
 12. 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: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911.
 13. Шутенко О. В. Анализ содержания газов в маслонаполненном оборудовании с дефектами электрического типа. *PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE*. 2018. Т. 3, № 38. С. 1–16. doi: 10.5281/zenodo.2222331.
 14. 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: 10.1109/IEPS.2018.8559534.
 15. Шутенко О. В., Кулик О. С. Диагностика оливоднаповненого устаткування з комбінованими дефектами за результатами аналізу розчинених в маслі газів. *Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка*. 2019. № 203. С. 39–42.
 16. 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: 10.15676/ijeei.2020.12.2.6.
 17. 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: 10.1109/MEES52427.2021.9598575.
 18. 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: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570059.
 19. 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: 10.6001/energetika.v65i1.3973.
 20. 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)*. 2021. P. 1–6. doi: 10.1109/UKRCON53503.2021.9575623.
 21. Kulyk O. Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2020. № 1. С. 15–25. doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.
 22. *СОВ-Н ЕЕ 46.501:2006. Диагностика 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.
 23. *РД 153-34.0-46.302-00. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле*. Москва: НЦ ЭНАС, 2001. 41 с.
 24. Guideline for the refurbishment of Electric Power Transformers. *Electrical Cooperative Research Association*. 2009. Vol. 65, no. 1.
 25. Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977. No. 76. P. 345–349.
 26. Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil Cooling Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974. Vol. 61. P. 238–274.
 27. 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: 10.1109/TEI.1978.298141.
 28. *IEEE Std C57.104–2019. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 98 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8890040.
 29. 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: 10.1109/MEI.2008.4665347
 30. Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *SIGRE Session Report 12–05*. Paris, 1986.
 31. Шутенко О. В. Анализ графических образов, построенных по результатам ХАРГ для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2017. № 31 (1253). С. 97–121.
 32. Shutenko O., Jakovenko 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. 2017. P. 66–69. doi: 10.1109/YSF.2017.8126594.

References (transliterated)

1. *Plan rozvytku systemy rozpodilu AT «Kharkivoblenerho» na 2021–2025 roky* [The distribution system development plan of JSC Kharkivoblenergo for 2021–2025.]. Available at: https://www.oblenergo.kharkov.ua/sites/default/files/pdf/prsr_at_harkivoblenergo_21-25.pdf (accessed 02.08.2021).
2. Chichinskiy M. I. Povrezhdanost' maslonapolnennogo oborudovaniya elektricheskikh setey i kachestvo kontrolya ego sostoyaniya [Damageability of oil-filled electrical network equipment and the quality of its condition monitoring]. *Energetik*. 2000, No. 11, pp. 29–31.
3. Vinogradova L. V., Ignat'ev E. B., Ovsyannikov Yu. M., Popov G. V. *Khromatograficheskiy analiz rastvorennykh gazov v diagnostike transformatorov* [Chromatographic analysis of dissolved gases in transformer diagnostics]. Ivanovo, State Educational Institution of Higher Professional Education Ivanovo State Power University named after V.I. Lenin, 2013, 104 p.
4. Shutenko O. V., Kulyk O. S., Ponomarenko S. H. Porivnyal'nyy analiz diyuchykh standartiv i metodyk z interpretatsiyi rezul'tativ ARH: navchal'no-metodychnyy posibnyk dlya vykonannya indyvidual'nykh rozrakhunkovo-hrafichnykh zavdan' [Comparative analysis of existing standards and methodologies for interpreting DGA results: study guide for individual computational and graphical tasks]. Kharkiv, Typography Madrid Publ., 2021. 126 p.
5. Naganathan G., Senthikumar M., Aiswariya S., Muthulakshmi S., Santhiya Riyasen G., Mamtha Priyadharshini M. Internal fault diagnosis of power transformer using artificial neural network. *Materials Today: Proceedings*. 2021. doi: 10.1016/j.matpr.2021.02.206.
6. Apte S., Somalwar R., Wajirabdkar A. Incipient Fault Diagnosis of Transformer by DGA Using Fuzzy Logic. *2018 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*. 2018, pp. 1–5. doi: 10.1109/PEDES.2018.8707928.
7. T. Kari et al. An integrated method of ANFIS and Dempster-Shafer theory for fault diagnosis of power transformer. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2018, vol. 25, no. 1, pp. 360–371. doi: 10.1109/TDEI.2018.006746.
8. Lin N., Zhao J., Li K. Application of data mining technology based on RVM for power transformer fault diagnosis. *Advances in Computer Science and Information Engineering*. 2012, vol. 2. pp. 121–127.
9. Pamuk N. Diagnosis of Fault Type by Dissolved Gas Analysis in Transformer Oil Using Petri Net Technology. *BAÜ Fen Bil. Enst. Dergisi Cilt*. 2014, vol. 2, pp. 79–86.
10. Wanjare S. B., Swami P. S., Thosar A. G. DGA Interpretation for Increasing the Percent of Accuracy by Bayesian Network Method Comparing IEC TC 10 Database. *International Journal of Engineering Trends and Technology*. 2018, vol. 62, no. 1, pp. 46–51. doi: 10.14445/22315381/IJETT-V62P208.
11. 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.
12. 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, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240911.
 13. Shutenko O. V. Analiz sodержaniya gazov v maslonapolnennom oborudovanii s defektami elektricheskogo tipa [Analysis of the Content of Gases in Oil-Filled Equipment with Electrical Defects]. *PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE*. 2018, Vol. 3, no. 38, pp. 1–16. doi: 10.5281/zenodo.2222331.
 14. 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, pp. 347–352. doi: 10.1109/IEPS.2018.8559534.
 15. Shutenko O. V., Kulyk O. S. Diahnostyka olyvonapovnenoho ustakuvannya z kombinovanyimi defektami za rezul'tatamy analizu rozchynenykh v masli haziv [Diagnostics of oil-filled equipment with combined defects based on analysis of dissolved gases in oil]. *Visnyk Kharkivskoho natsional'nogo tekhnichnogo universytetu sil's'koho hospodarstva imeni Petra Vasylenka*. 2019, no. 203, pp. 39–42.
 16. 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, pp. 258–277. doi: 10.15676/ijeei.2020.12.2.6
 17. 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, pp. 1–6. doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598575.
 18. 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, pp. 401–406. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570059.
 19. Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas. *Energetika*. 2019, vol. 65, no. 1, pp. 21–38. doi: 10.6001/energetika.v65i1.3973.
 20. 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)*. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/UKRCON53503.2021.9575623.
 21. Kulyk O. Analysis of the diagnostic criteria used to defect type recognition based on the results of analysis of gases dissolved in oil. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2020, no. 1, pp. 15–25. doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.
 22. *SOU-N EE 46.501:2006. Diahnostyka maslonapovnenoho transformatornogo obladnannya za rezul'tatamy khromatohrafichnogo analizu vil'nykh haziv, vidibranykh iz hazovoho rele, i haziv, rozchynenykh u izolyatsionomu masli. Metodychni vkazivky* [Company Standard 46.501:2006. 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]. Kyiv: Ministry of Fuel and Energy of Ukraine, 2007. 91 p.
 23. *RD 153-34.0-46.302-00. Metodicheskie ukazaniya po diagnostike razvivayushchikhsya defektov transformatornogo oborudovaniya po rezul'tatam khromatograficheskogo analiza gazov, rastvorenykh v masle* [Guiding Document 153-34.0-46.302-00. Procedural Guidelines for Diagnostics of Defects Developing in Transformer Equipment Using the Results of Chromatographic Analysis of Gases Dissolved in the Oil]. Moscow, NTs ENAS Publ., 2001, 41 p.
 24. Guideline for the refurbishment of Electric Power Transformers. *Electrical Cooperative Research Association*. 2009, vol. 65, no. 1.
 25. Müller R., Schliesing H., Soldner K. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse. *Elektrizitätswirtschaft*. 1977, no. 76, pp. 345–349.
 26. Dörnenburg E., Strittmater W. Monitoring Oil Cooling Transformers by Gas Analysis. *Brown Boveri Review*. 1974, vol. 61, pp. 238–274.
 27. Rogers R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Trans. on Electrical Insulation*. 1978, Vol. 5, no. 38, pp. 34–354. doi: 10.1109/TEI.1978.298141.
 28. *IEEE Std C57.104–2019. IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2019. 98 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2019.8890040.
 29. 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, pp. 22–29. doi: 10.1109/MEI.2008.4665347.
 30. Kawamura T., Kawada N., Ando K., Yamaoka M., Maeda T., Takatsu T. Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of transformers. *SIGRE Session Report 12–05*. Paris, 1986.
 31. Shutenko O. V. Analiz graficheskikh obrazov, postroennykh po rezul'tatam KhARG dlya vysokovol'tnykh silovyykh transformatorov s razlichnymi tipami defektov [Analysis of graphical samples of gases constructed for chromatographic analysis of gases dissolved in oil for high-voltage power transformers with various types of defects]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. 2017, no. 31 (1253), pp. 97–121.
 32. 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. 2017. P. 66–69. doi: 10.1109/YSF.2017.8126594.

Надійшло (received) 18.10.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

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