

О. В. Шутенко, О. С. Кулик, С. Г. Пономаренко

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДІЮЧИХ СТАНДАРТІВ І МЕТОДИК З ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ АРГ

**Навчально-методичний посібник
для виконання індивідуальних
розрахунково-графічних завдань
з курсу «Математичні основи технічної
діагностики»
для студентів спеціальності № 141
«Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»**

**Харків
2021**

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»

О. В. Шутенко, О. С. Кулик, С. Г. Пономаренко

**ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДІЮЧИХ СТАНДАРТІВ І МЕТОДИК
З ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ АРГ**

Навчально-методичний посібник
для виконання індивідуальних розрахунково-графічних завдань
з курсу «Математичні основи технічної діагностики»
для студентів спеціальності № 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Затверджено
редакційно-видавничою
радою НТУ «ХПІ»,
протокол № 1 від 25.02.2021 р.

Харків
Друкарня Мадрид
2021

УДК 621.314.212:543.544.3
Ш97

Рецензенти:

А. Г. Гурин, д-р техн. наук, проф., НТУ «ХП»;
О. О. Мірошник, д-р техн. наук, проф., ХНТУСХ ім. П. Василенка

*Затверджено редакційно-видавничою радою НТУ «ХП»
(протокол № 1 від 25.02.2021 р.)*

Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г.

Ш97 Порівняльний аналіз діючих стандартів і методик з інтерпретації результатів АРГ : навчально-методичний посібник для виконання індивідуальних розрахунково-графічних завдань / О. В. Шутенко, О. С. Кулик, С. Г. Пономаренко. – Харків : Друкарня Мадрид, 2021. – 126 с.
ISBN 978-617-7988-51-8

Навчально-методичний посібник містить систематизований аналіз методів і критеріїв, що використовуються для розпізнавання типу дефектів маслонаповненого обладнання, за результатами аналізу розчинених в маслі газів, включає виконання індивідуальних розрахункових завдань з курсу «Математичні основи технічної діагностики». Наведено зміст завдання, приклад його виконання та варіанти для розрахунку.

Призначено для магістрів денної та заочної форми навчання спеціальності № 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка» за спеціалізацією «Електричні системи та мережі», а також для здобувачів, аспірантів та дослідників, які працюють у галузі діагностики стану високовольтного електроенергетичного обладнання.

Табл. 19. Іл. 32 Бібліогр. 114

УДК 621.314.212:543.544.3

ISBN 978-617-7988-51-8

© Шутенко О. В., Кулик О. С.,
Пономаренко С. Г., 2021
© НТУ «ХП», 2021
© ТОВ «Друкарня Мадрид», 2021

ЗМІСТ

СПИСОК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	5
ВСТУП.....	6
1. АНАЛІЗ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ	7
1.1 Коротка характеристика методу АРГ	7
1.2 Основні механізми газоутворення в трансформаторному маслі	11
1.3. Аналіз факторів, що впливають на вміст газів в маслонаповненому обладнанні	17
1.4 Типи дефектів маслонаповненого обладнання.....	24
1.4.1 Особливість поняття дефекту в трансформаторному обладнанні	24
1.4.2 Термічні дефекти	25
1.4.3 Дефекти, що супроводжуються електричними розрядами	28
1.5. Розпізнавання типу прогнозованого дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів	30
1.5.1 Методика СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна) [19]	30
1.5.2 Стандарт ІЕС 60599 [20]	34
1.5.3 Стандарт ANSI/IEEE Std C57.104-1991 [21]	36
1.5.4 Методика Дорненбурга [22]	36
1.5.5 Методика Роджерса [23]	37
1.5.5 Методика MSS [24].....	38
1.5.6 Методика CIGRE TF 15.01.01 [25].....	40
1.5.7 Методика РД 153-34.0-46.302-00 (РФ) [26]	42
1.5.8 Трикутники та п'ятикутники Дюваля [27, 28].....	43
1.5.9 Методика фірми GATRON [12]	47
1.5.10 Методика фірми ETRA [29].....	49
1.5.11 Методика ключового газу [1, 30].....	51
1.5.12 Методика номограм (графічні образи дефектів) [31]	52
1.5.13 Логарифмічна методика номограм [16, 45]	57
1.5.14 Методика пелюсткових діаграм [46]	58

1.5.15 Зарубіжний досвід інтерпретації результатів АРГ	61
1.6 Короткий аналіз сучасного зарубіжного досвіду інтерпретації результатів АРГ	63
1.7 Питання для самоконтролю.....	69
2. ЗМІСТ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ	73
3. ЗМІСТ ЗВІТУ ПРО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ	79
4. ПРИКЛАД ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ	80
5. ВАРІАНТИ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ	88
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	108
ДОДАТОК 1	123

СПИСОК ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

PD – часткові розряди

D1 – електричні розряди малої потужності

D2 – електричні розряди великої потужності

DT – розрядний та термічний дефект

T1 – термічний дефект в діапазоні низьких температур ($< 300\text{ }^{\circ}\text{C}$)

T2 – термічний дефект в діапазоні середніх температур ($300\text{--}700\text{ }^{\circ}\text{C}$)

T3 – термічний дефект високої температури ($> 700\text{ }^{\circ}\text{C}$)

H_2 – водень

CH_4 – метан

C_2H_2 – ацетилен

C_2H_4 – етилен

C_2H_6 – етан

O_2 – кисень

N_2 – азот

CO – оксид (окис) вуглецю

CO_2 – діоксид (двоокис) вуглецю

CIGRE – Міжнародна Рада з великих електричних систем

ETRA – Electra Technology Research Association

IEC – Міжнародна електротехнічна комісія

АРГ – аналіз розчинених в маслі газів

ГДЗ – гранично допустимий рівень значень

ДЗ – допустимий рівень значень

МЕК – Міжнародна електротехнічна комісія

РГЗ – розрахунково-графічне завдання

РПН – регулювання під напругою

ЧР – часткові розряди

ВСТУП

Забезпечення експлуатаційної надійності електроенергетичного обладнання, особливо того, що експлуатується за межами нормативного терміну служби, є актуальним завданням для електроенергетичної галузі багатьох країн. Вирішення даного завдання принципово неможливе без підготовки висококваліфікованих фахівців, що володіють як теоретичними знаннями в області сучасних методів розпізнавання, так і практичними навичками використання даних методів. Курс «Математичні основи технічної діагностики» входить до числа дисциплін для підготовки магістрів за спеціальністю «Електричні системи та мережі». Метою викладання даної навчальної дисципліни є оволодіння студентами методами, математичними моделями та алгоритмами для діагностики та контролю стану електроенергетичного обладнання з урахуванням фізичних процесів, що відбуваються в умовах тривалої експлуатації, методологією прийняття рішень про можливості подальшої експлуатації електроенергетичного обладнання та основними засобами для обробки результатів діагностичних вимірювань.

Метою даного навчально-методичного посібника є оволодіння студентами теоретичних основ діагностики стану маслонаповненого обладнання з використанням методу аналізу розчинених в маслі газів (АРГ), а також отримання навичок практичного використання даного методу.

У посібнику наведено короткий опис методу АРГ. Розглянуто механізм газоутворення в маслі для обладнання з різним станом. Наведено детальний аналіз основних підходів і критеріїв, що регламентуються міжнародними і національними стандартами та методиками для розпізнавання типу дефекту маслонаповненого обладнання за результатами АРГ. Проаналізовано сучасні тенденції щодо удосконалення методу. Для виконання практичної частини завдання студентам запропоновані експлуатаційні результати АРГ для 15 високовольтних трансформаторів з дефектами різного типу. Завданням студентів є розпізнавання типів дефекту для кожного з трансформаторів і порівняльний аналіз достовірності розпізнавання з використанням 11 найбільш відомих стандартів і методик. У процесі вирішення даного завдання студенти отримують не тільки навички практичної інтерпретації результатів АРГ, а й розвивають навички аналітичного мислення і отримують досвід прийняття самостійного рішення.

1. АНАЛІЗ РОЗЧИНЕНИХ В МАСЛІ ГАЗІВ

1.1 Коротка характеристика методу АРГ

У сучасній електроенергетиці метод аналізу газів, розчинених в трансформаторному маслі (АРГ), отримав виняткове широке поширення за рахунок цілого ряду переваг:

- можливість проведення на працюючому обладнанні, що визначає його доступність;
- реалізацію одним фахівцем за короткий час, що обумовлює низьку вартість;
- застосовність до будь-якого маслонаповненого трансформаторного обладнання та високовольтних вводів, що робить його універсальним;
- можливість виявлення широкого спектру дефектів в обладнанні, через що при комплексній діагностиці АРГ займає провідне місце.

Обладнання, необхідне для проведення АРГ, хоча і є відносно дорогим, але використовується, як правило, для великої кількості об'єктів, що робить його використання, безумовно, рентабельним практично для будь-якого підприємства електроенергетики.

Неухильне вдосконалення апаратного, теоретичного та методичного забезпечення АРГ відкриває перед цим методом перспективи ще більш широкого та ефективного використання при оцінці стану електроенергетичного обладнання.

Аналіз розчинених в маслі газів дозволяє виявити дефекти високовольтного маслонаповненого обладнання на ранніх стадіях розвитку. В основі методу 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. Кожному виду термічних або електричних процесів відповідає строго певний спектр газу [1–3].

При проведенні АРГ аналізуються концентрації таких розчинених в маслі газів: водню (H_2), метану (CH_4), етану (C_2H_6), етилену (C_2H_4), ацетилену (C_2H_2), оксиду вуглецю (CO), діоксиду вуглецю (CO_2), а також кисню (O_2) і азоту (N_2).

На сьогоднішній день відомо, що дані про розчинені в маслі гази самі по собі не завжди дають достатньо інформації для оцінки стану трансформатора в цілому. Терміни ремонтів, попередні пошкодження та інші дані є важливою частиною інформації, необхідної для оцінки. Критерії оцінки визначаються порівнянням результатів досліджень пошкоджених і здорових трансформаторів, трансформаторів з дефектами, що розвиваються, лабораторних моделей і аналізом статистики.

Всі дефекти, що виявляються за допомогою АРГ, можна розділити на дві групи:

- 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.

У деструкції целюлози розрізняють два процеси:

1) гідроліз (нагрівання до $110\text{ }^{\circ}\text{C}$), при якому утворюється вода і оксид вуглецю;

2) піроліз (нагрівання вище $110\text{ }^{\circ}\text{C}$), в цьому випадку також виділяється доволі значна кількість оксиду вуглецю та діоксиду вуглецю, а також відбувається інтенсивне утворення частинок вуглецю.

Обидва процеси супроводжуються утворенням сполук фуранового ряду і зниженням ступеня полімеризації целюлозних матеріалів.

У дефектах, які супроводжуються електричними розрядами, гази утворюються в основному внаслідок іонізаційних процесів, що призводить до розпаду молекул масла і целюлози. Розряди також супроводжуються виділенням тепла, яке може бути дуже незначним в разі часткових розрядів або досить великим при утворенні дугового розряду.

Таким чином, крім термічної та електричної природи дефектів, що виявляються АРГ, їх вид залежить і від кількості виділеної при відповідному процесі енергії.

Перегрів струмоведучих з'єднань в трансформаторі може виникати внаслідок:

- нагрівання і вигорання контактів перемикаючих пристроїв;
- ослаблення або обриву кріплення електростатичного екрану;
- ослаблення гвинтів компенсаторів відводів низької напруги;
- ослаблення контактних з'єднань відводу низької напруги і шпильки прохідного ізолятора;
- тріснутої пайки елементів обмотки;
- замикання паралельних провідників обмотки.

Дефекти, що викликають погіршення стану електричних контактів, загрожують втратою функціональної працездатності об'єкта. Такі дефекти найбільш небезпечні. Питання про відключення обладнання в цьому випадку повинне вирішуватися технічним керівництвом.

Перегрів металевих елементів конструкції остова може визначатися:

- незадовільною ізоляцією листів електротехнічної сталі;
- порушенням ізоляції стяжних шпильок або ярмових балок з утворенням короткозамкнутого контуру;
- загальним нагріванням і неприпустимими місцевими нагріваними від магнітних полів розсіювання в ярмаркових балках, бандажах, пресуючих кільцях і гвинтах;
- неправильним заземленням магнітопроводу;

- порушенням ізоляції амортизаторів і шипів піддону, домкратів і пресуючих кілець.

При температурі вище 500 °С, крім появи в маслі частинок вуглецю на металевих поверхнях, виникають кольорові розводи.

Однак існують дефекти, що швидко розвиваються і яких не можна запобігти за допомогою хроматографічного аналізу. До таких дефектів відносяться перекриття, що миттєво розвиваються, із загальними серйозними наслідками та перекриття, що розвиваються протягом короткого часу – від секунд до хвилин (дефекти контакту струмоведучих частин, замикання виткової ізоляції після динамічних впливів коротких замикань, пошкодження стрижня у вводах).

За допомогою АРГ виявляються також дефекти, що не призводять безпосередньо до пошкоджень, але інтерпретуються як неполадки, наприклад, потрапляння ацетилену з бака РПН в основний бак. Цей процес може бути виявлений при одночасному взятті проб і аналізі газів з основного бака і з розширювача. В аналізах виявляється водень, що виділяється при утворенні іржі сталі в присутності води біля дна бака або в інших місцях, а також при гідратації цинку в присутності води на оцинкованих поверхнях.

Хроматографічний контроль повинен здійснюватися у такі терміни:

- трансформатори напругою 110 кВ потужністю менше 60 МВА і блокові трансформатори власних потреб – через 6 міс. після включення і далі – не рідше 1 разу на 6 міс.;

- трансформатори напругою 110 кВ потужністю 60 МВА і більше, а також усі трансформатори 220–500 кВ – протягом першої доби, через 1, 3 і 6 міс. після включення і далі – не рідше 1 раз в 6 міс.;

- трансформатори напругою 750 кВ – протягом першої доби, через 2 тижні, 1, 3 і 6 місяців після включення і далі – не рідше 1 разу на 6 міс.

Періодичність АРГ для трансформаторів з дефектами, що розвиваються, визначається динамікою зміни концентрацій газів і тривалістю розвитку

дефектів.

Усі дефекти залежно від тривалості розвитку можна поділити на:

- **дефекти, що миттєво розвиваються**, – тривалість розвитку має порядок від часток секунди до хвилин.
- **дефекти, що швидко розвиваються**, – тривалість розвитку має порядок від годин до тижнів.
- **дефекти, що повільно розвиваються**, – тривалість розвитку має порядок від місяців до декількох років.

Методом аналізу розчинених в маслі газів виявляються дефекти, що повільно розвиваються, також можливо виявити дефекти, що швидко розвиваються, і взагалі не можна визначити дефекти, що миттєво розвиваються.

1.2 Основні механізми газоутворення в трансформаторному маслі

В ізоляції працюючого трансформаторного обладнання навіть за розрахункових умов його роботи завжди утворюються гази. За відсутності дефектів рівень газів не перевищує певної межі, що відповідає стану бездефектного трансформатора. Внаслідок аномального локального виділення енергії в обладнанні відбувається прискорена деструкція ізоляційних матеріалів, яка супроводжується утворенням продуктів деструкції, у тому числі і газів, що визначаються методом АРГ.

Мінеральні ізоляційні масла являють собою суміш різних вуглеводневих молекул, до складу яких входять хімічні групи CH_3 (метильна група), CH_2 (метиленова група), CH (метинова група), з'єднаних зв'язками вуглець-вуглець. Вплив високої температури та розрядів призводить до розриву хімічних зв'язків між окремими атомами цих молекул. Розрив зв'язків вуглець-вуглець ($\text{C}-\text{C}$) та вуглець-водень ($\text{C}-\text{H}$) призводить до утворення активних радикалів, таких як H^* , CH^* , CH_2^* , CH_3^* , C^* . Ці радикали в результаті швидких рекомбінацій утворюють численні вуглеводневі гази, у тому числі й ті, що використовуються для визначення стану трансформаторного обладнання. Зміни в складі газів,

залежно від виду аномального впливу, визначаються тією енергією, що виділяється в зоні дефекту. Для розриву зв'язку C–H потрібна найменша енергія, яка може виділятися, наприклад, за такого виду дефекту, як часткові розряди, що призводить переважно до утворення H_2 . Коли енергія, що виділяється в зоні дефекту, зростає до величини, яка буде достатньою для розриву та утворення зв'язку C–C, будуть утворюватися переважно насичені вуглеводневі гази: CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 (пропан). Подальше зростання температури вище ніж $300\text{ }^{\circ}C$, призведе до утворення, поряд з насиченими вуглеводневими газами, також C_2H_4 – ненасиченого газу, що має подвійний зв'язок $C=C$. C_2H_2 , газ з потрійним зв'язком між атомами вуглецю, буде утворюватися в разі розрядів високої енергії або за температури від $750\text{ }^{\circ}C$ до $800\text{ }^{\circ}C$ та вище. Деструкція масла під дією аномальних нагрівань і розрядів, крім H_2 і газів вуглеводневої групи, призведе до утворення CO та CO_2 . Крім температури, важливим чинником який впливає на кількість CO та CO_2 , що утворюються, є концентрація O_2 в маслі, тобто наявність системи герметизації обладнання від проникнення O_2 повітря та її фактичного стану. Крім газів, під час деструкції масла утворюються також різноманітні рідкі та тверді продукти. Так, наприклад, за температури від $500\text{ }^{\circ}C$ до $700\text{ }^{\circ}C$ та вище утворюється вуглець, кількість якого помітно зростає в разі дугового розряду. Деструкція масла під впливом високої температури можлива під час локального та загального нагрівання масла.

Як правило, для локального нагрівання характерні високі температури та невеликі площі нагрівання. Характерною реакцією за високотемпературного нагрівання є піроліз. Швидкість виділення газів під час локального нагрівання різко зростає у разі підвищення температури і для такої хімічної реакції вуглеводнів як піроліз залежить від температури експоненціально. Збільшення швидкості виділення газів спостерігається при досягненні температур близько $300\text{ }^{\circ}C$ і $500\text{ }^{\circ}C$. Характерними дефектами, що призводять до локального нагрівання, є погіршення стану контактних з'єднань і дефекти, пов'язані з

магнітними потоками. Чим менші розміри зони нагрівання, тим менше це позначається на загальному старінні масла, яке визначається фізико-хімічними методами.

Під час нагрівання великих об'ємів масла до порівняно невисоких температур (від 100 °С до 150 °С) характерним механізмом деструкції масла є окислювальне старіння. Більш інтенсивно така реакція може протікати за наявності достатньої кількості розчиненого в маслі кисню, що спостерігається в негерметичному обладнанні. Характерними дефектами, що призводять до старіння, є незадовільна робота системи охолодження, деякі конструктивні особливості трансформаторного обладнання, тривала робота з перевантаженням. Такі дефекти переважно супроводжуються утворенням СО, СО₂ та поглинанням розчиненого О₂. Інколи досить суттєві кількості СО та СО₂ можуть утворюватися навіть за нормальних робочих температур за відсутності дефектів, що пов'язано з природою трансформаторного масла та індивідуальними особливостями деяких його марок.

У початковий період експлуатації нові масла деяких марок можуть утворювати досить значну кількість газів, навіть за робочих температур, за рахунок наявності в них нестабільних молекул. Така поведінка масел пов'язана з технологією їх виробництва та вихідною сировиною і не свідчить про наявність дефектів, а характеризує лише масло. Це може бути встановлено спеціальними лабораторними дослідженнями. У більшості випадків основним газом є Н₂, але в деяких маслах можуть утворюватись СН₄, С₂Н₆, СО та СО₂. Характерним для початкових газів є поступове зниження з часом швидкості їх утворення.

Окремі фрагменти макромолекули целюлози зв'язані С–О (вуглець-окисген) зв'язком, який є більш слабким, ніж зв'язок у вуглеводневій молекулі масла. Вже за температури целюлози від 100 °С до 105 °С починається інтенсивна деструкція її молекул, а за температури від 250 °С до 300 °С та вище процес деструкції целюлозних матеріалів закінчується їх карбонізацією з

повною втратою механічних та ізоляційних властивостей. Основними газами, що утворюються внаслідок деструкції целюлози, є CO та CO₂. У незначній кількості також утворюються вуглеводневі гази та H₂, крім C₂H₂. Оскільки оксиди вуглецю утворюються як внаслідок деструкції целюлозних матеріалів, так і масла, більш точним методом встановлення того, що руйнуються саме целюлозні матеріали, є визначення рідких продуктів їх розпаду – фуранових компонентів. Швидкість утворення CO та CO₂ як результат термічної деструкції целюлози, тобто під час піролізу, різко збільшується в разі досягнення температури 110 °C та вище. За температури нижче ніж 110 °C домінуючим процесом деструкції целюлози є гідроліз, що протікає за наявності води та каталітичної дії кислот. Під час гідролізу оксиди вуглецю утворюються в значно менших кількостях, ніж під час піролізу. Обидва процеси – і піроліз, і гідроліз – призводять до утворення сполук ряду фурану та зниження ступеня полімеризації целюлозних матеріалів.

У деяких зарубіжних джерелах, наприклад [4], для аналізу процесів утворення газів в маслі використовуються температурні залежності (рис. 1.1).

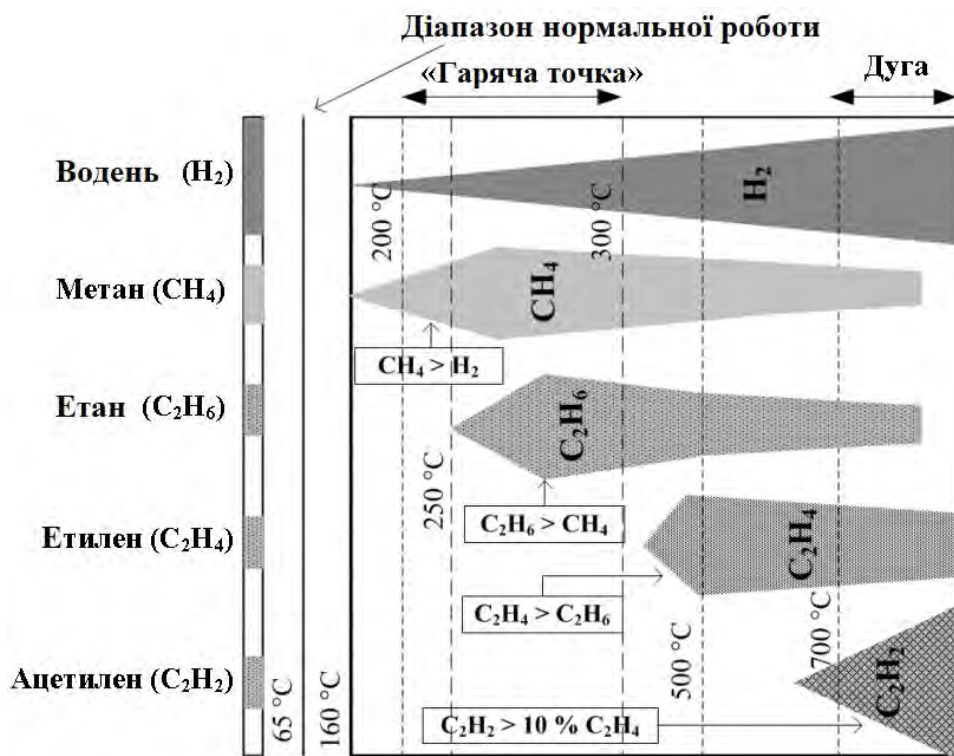


Рисунок 1.1 – Температурна залежність утворення газів в маслі

Процес розглядається з точки зору величини енергетичних витрат, необхідних для розриву тих чи інших хімічних зв'язків в молекулах вуглеводнів. При низькотемпературних впливах в основному утворюються водень і граничні вуглеводні, а неподільні вуглеводні утворюються тільки при високотемпературних впливах. Як видно з рис. 1.1 водень і метан починають утворюватися в невеликих кількостях при температурі близько 150 °С. При температурі близько 250 °С починається виділення етану. При температурі близько 350 °С починається утворення етилену. При 500–700 °С починається утворення ацетилену. У минулому вважалося, що наявність лише незначної кількості ацетилену вказує на те, що температура становить не менше 700 °С; однак недавні відкриття дозволили дійти висновку, що термічний розлом (гаряча точка) 500 °С може призвести до утворення незначної кількості ацетилену (кілька частин на мільйон). Більший вміст ацетилену може бути отримано тільки при температурі вище 700 °С в результаті внутрішньої дуги. При температурі 200–300 °С утворення метану перевищує виділення водню. Починаючи з 275 °С і далі, виділення етану перевищує метан. При температурі близько 450 °С виділення водню перевищує всі інші, такий процес триває до температури 750–800 °С, після чого утворюється більше ацетилену.

Слід зазначити, що врахування тільки значень рівня енергетичних впливів на ізоляцію не завжди дозволяє пояснити особливості вмісту газів в маслonaповненому обладнанні. Адже якщо слідувати такій логіці, то вміст водню повинен був бути найбільшим не тільки при виникненні всіх дефектів, але і при нормальному стані обладнання, оскільки для розриву водневих зв'язків потрібно найменша енергія. Однак практика показує, що в багатьох випадках концентрація водню значно поступається концентраціям вуглеводневих газів, незважаючи на те, що для розриву вуглеводневих зв'язків необхідна більша кількість енергії. Даний факт свідчить про те, що утворення газів слід розглядати як сумарний результат тісно взаємопов'язаних хімічних реакцій, що залежить не тільки від кількості енергії, яка поглинається, але і від

цілого ряду інших факторів. Одним з таких факторів є вторинне перетворення газів, які за своїми хімічними властивостями нічим не відрізняються від вихідних рідких вуглеводнів трансформаторних масел. Як приклад слід навести наявність істотних якісних відмінностей в справному нормально працюючому обладнанні герметичного і негерметичного виконання [5–9]. Якщо для нормально працюючого, справного герметичного обладнання вміст газів повністю відповідає описаному вище механізму, то в негерметичному обладнанні через наявність кисню повітря і процесу дифузії газів спостерігається вкрай низький вміст водню і високий вміст етилену.

Згідно з існуючими уявленнями максимальний вміст водню в маслі при низькотемпературних впливах, характерних для нормальної експлуатації, обумовлений тим, що розрив водневих зв'язків відбувається при менших витратах енергії, що і спостерігається в справному герметичному обладнанні. У той же час, як показано в [10], із 7393 проаналізованих проб масел в справних, нормально працюючих трансформаторах негерметичного виконання, число проб з максимальною концентрацією води склало 239, що становить 3,23 % від загального числа проб. Низький вміст водню в маслі трансформаторів негерметичного виконання пояснюється низьким коефіцієнтом розчинності даного газу в маслі і, як наслідок, міграцією більшої частини водню в атмосферу внаслідок процесу дифузії.

Як показано в [5–10], нетипово високий вміст етилену в негерметичному обладнанні (3545 проб з 7393, що становить 47,96 %) обумовлений тим, що при окисненні трансформаторного масла атмосферним киснем в присутності мідного каталізатора утворюються ненасичені вуглеводні, зокрема етилен, пропілен, 1-бутен, 2-бутен. Крім цих газів, у відносно великих кількостях утворюються метан і водень, проте, через високий ступінь дифузії, їх вміст в маслі негерметичного обладнання обмежений.

Особливу увагу слід звернути на утворення ацетилену в маслі нормально працюючого, справного обладнання. Згідно з більшістю діючих стандартів

перевищення концентраціями ацетилену аналітичного порогу розпізнавання свідчить про наявність в обладнанні розрядів високої енергії або зони з температурою вище 750–800 °С. Виконані в [6, 11] дослідження показують, що нетипове, тобто не пов'язане з піролізом, утворення ацетилену в кількості до 0,002 % об. може відбуватися при температурах 12–16 °С в медичних шприцах з нікельованими деталями. Нетипове утворення ацетилену можливе і при доливанні свіжого масла в обладнання з великим терміном експлуатації. У роботі [6] наголошується, що нетипове утворення ацетилену може бути обумовлено розщепленням в процесі експлуатації рідких вуглеводнів, що вже мають в своєму складі ацетиленові радикали, ще до заливки в обладнання. Утворення даних радикалів може відбуватися при локальному високотемпературному впливі на трансформаторне масло в процесі його виготовлення. Однак не виключається утворення ацетиленових радикалів у складі рідких вуглеводнів при розщепленні ароматичних вуглеводнів в умовах впливу робочих температур трансформаторів.

Наведені приклади наочно ілюструють, що утворення газів в маслі є складним процесом, на який впливають безліч факторів. У зв'язку з цим для коректної інтерпретації результатів АРГ необхідно враховувати як особливості конструктивного виконання обладнання, так і сорт трансформаторного масла й умови експлуатації обладнання.

1.3. Аналіз факторів, що впливають на вміст газів в маслонеповненому обладнанні

Для підвищення достовірності діагнозів, поставлених з використанням методу АРГ, необхідно враховувати деякі аспекти, які можуть проявитися при використанні цього методу [12].

Зокрема, необхідно брати до уваги особливості контрольованого обладнання. Так, з ростом потужності і класу напруги трансформатора зростають потоки розсіювання і обумовлені ними додаткові втрати. Це збільшує питому вагу дефектів, причиною яких є нагрівання металевих деталей

від протікання вихрових струмів. Висока напруга створює передумови для виникнення часткових розрядів на поверхні і в глибині целюлозної ізоляції.

Деякі трансформатори (наприклад, власних потреб) характеризуються нестабільним режимом роботи. У них розвиток дефектів від потоків розсіювання і розрядних явищ менш імовірний, оскільки їх потужність і напруга нижчі, ніж тих же блокових. Для цього обладнання більш вірогідна поява дефектів, пов'язаних з роботою РПН, – перегрів контактних з'єднань відводів (рис. 1.2), особливо в РПН, встановлених в обмотках, з'єднаних в трикутник.



а

б



в

Рисунок 1.2 – Фото результатів впливу дефектів на елементи РПН:

а – відкладення вуглецю на контактах РПН; *б* – обгорілі контакти на контактах пристрою РПН без напруги; *в* – перегрів контактора РПН

У шунтуючих реакторах частіше проявляються дефекти, обумовлені їх конструкцією:

- перегріву електромагнітних екранів і розряди на них;
- електричні розряди в зоні амортизаторів активної частини і електростатичних екранів;
- часткові розряди по поверхні обмотки;
- перегріву в місці замикання магнітних шунтів на опорні плити, що пресують обмотку.

У негерметичному обладнанні, на відміну від герметичного, при інших рівних умовах спостерігаються більш низькі концентрації газів в маслі внаслідок їх дифузії в атмосферу.

Старе обладнання (50–60-х років виготовлення) має більше потенційних дефектів через відсутність в той час відповідних знань, технологій, матеріалів та інше. Наприклад, шпилькова конструкція магнітопроводу сприяє утворенню короткозамкнутих контурів в магнітній системі; в деяких ізоляційних конструкціях відсутні конструкторські рішення, що протидіють виникненню часткових розрядів і т. д.

Власне інтерпретація результатів АРГ ускладнюється такими обставинами [12]:

- дефекти різної природи і викликані ними абсолютно різні за ступенем тяжкості наслідки з точки зору АРГ можуть сприйматися практично однаково;
- підвищення концентрації газів в маслі трансформатора може бути викликане не появою дефектів, а іншими причинами;
- навіть при наявності дефектів в трансформаторі концентрації газів в маслі замість зростання можуть знижуватися з різних причин;
- місця взяття проби і утворення дефекту можуть бути істотно рознесені один від одного (в межах розміру бака);
- гази мають різну розчинність в маслі: найбільш розчинним в маслі є ацетилен (400 % за обсягом), найменшим – водень (7 % за обсягом).

При аналізі газовмісту масла іноді виникає ситуація, коли вміст газів дуже високий і концентрації продовжують повільно рости. Після дегазації або заміни масла все повторюється. В цьому випадку в трансформаторі, швидше за все, є повільний дефект з високою інтенсивністю газоутворення, проте характер дефекту не становить серйозної небезпеки, і робота трансформатора в такому стані може тривати роками (при належному спостереженні).

Якщо до наведених прикладів додати ситуації, коли явні дефекти не викликають зростання концентрацій газів в маслі, а також випадки одночасної наявності двох і більше дефектів з різними законами газовиділення, то стають зрозумілими певні труднощі і помилки, які можуть виникнути при інтерпретації результатів АРГ.

Оскільки первинною ознакою дефекту в маслонаповненому обладнанні є перевищення вимірних значень концентрацій газів над регламентованими граничними значеннями, то дуже важливо розуміти, які фактори можуть впливати на значення концентрацій газів в процесі експлуатації.

Згідно з [12] збільшення концентрацій газів в справних трансформаторах може бути викликано впливом таких факторів:

- *залишкові концентрації газів від усуненого під час ремонту дефекту трансформатора* – целюлозна ізоляція абсорбує значну кількість газів, і після усунення пошкодження, заміни (дегазації) масла і пуску в роботу трансформатора, з пір целюлозної ізоляції виділяються всі раніше поглинені гази, за винятком H_2 , оскільки він швидко випаровується; активність дифузії газів з целюлози в масло залежить від навантаження трансформатора: при значному навантаженні гази активно виділяються в масло і надалі відносно швидко зникають в трансформаторах з «вільним диханням», а в трансформаторах з азотним і плівковим захистом зростання вмісту газів припиняється і їх концентрації стабілізуються;

- *збільшення навантаження трансформатора* – як відомо, воно супроводжується зростанням втрат, що розсіюються у вигляді тепла, і це

впливає на утворення газів; інтенсивність утворення газів в режимі перевантаження збільшується і знижується до початкового рівня зі зниженням навантаження; сильніше цей зв'язок проявляється в дефектних трансформаторах, причому мова йде про термічні дефекти, пов'язані з потоками розсіювання і дефектами порушення цілісності електропровідних ланцюгів;

- *перемішування свіжого масла із залишками старого, насиченого газами, що знаходяться в баках РПН, розширювачі і т.д.;*

- *доливання маслом, що експлуатувалося, і містить розчинені гази;*
- *десорбція газів з силікагелю термосифонних фільтрів;*
- *проведення зварювальних робіт на баку, залитому маслом;*
- *пошкодження масляних насосів з неекранованим статором – в разі згоряння двигуна масляного насосу може з'явитися весь спектр газів, включаючи ацетилен; при цьому може статися різке зростання концентрації газів з подальшим швидким зменшенням в разі трансформатора з «вільним диханням» і стабілізацією концентрації в трансформаторах з азотним і плівковим захистом масла;*

- *перегріву через дефекти системи охолодження – засмічення зовнішньої поверхні охолоджувачів, відключення частини масляних насосів та ін.; у разі відмови системи охолодження відбувається активне газовиділення з превалюванням етану над усіма іншими газами і різким зростанням вмісту CO₂;*

- *перегрів масла теплоелектронагрівачами при його обробці в дегазаційних та інших установках;*

- *перетікання газів з бака розширювача контактора РПН в бак розширювача трансформатора, що має РПН типу РС-3 або РС-4;*

- *сезонні зміни інтенсивності процесу старіння твердої ізоляції і масла; гази можуть виділятися при опроміненні масла сонячним світлом;*

- *вплив струмів короткого замикання – в разі короткого замикання в електрично пов'язаній мережі, відмов або неправильної роботи розрядників,*

перевантаження або перенапруги внаслідок грозових і комутаційних перенапруг, перекосу фаз і т.д. [13, 14] відбувається збільшення концентрації CO_2 і CO ; через 1–2 місяці концентрації цих газів зменшуються до вихідних величин;

- *значні кількості CO_2 і CO можуть утворюватися і при нормальних робочих температурах* – це пов'язано з природою трансформаторного масла і індивідуальними особливостями деяких його марок; в початковий період експлуатації нові масла деяких марок також можуть виділяти досить значну кількість газів (крім CO_2 і CO , також CH_4 і C_2H_6) за рахунок наявності в них нестабільних молекул; це пов'язано з технологією виготовлення і вихідною сировиною;

- *водень виділяється при утворенні іржі сталі* в присутності води на дні бака і кисню в маслі, а також завдяки реакції вільної води зі спеціальними покриттями на металевих поверхнях, зокрема при гідратації цинку на оцинкованих поверхнях;

- *внутрішні покриття деталей трансформатора алкідними смолами і модифікованими поліуретанами* можуть в процесі експлуатації виділяти газ;

- *причиною газовиділення може бути замикання активної частини на бак*, оскільки при ремонтах трансформаторів усунути такі замикання вдається не завжди; в таких ситуаціях «фахівці» вдаються до встановлення резистора замість шини заземлення активної частини з метою обмеження величини вихрового струму, при цьому опір резисторів часто вибирається довільно, що в ряді випадків неприпустимо, а в інших ситуаціях вимагає спеціального розрахунку; ігнорування цього правила призводить до перегріву встановленого резистора, який сам стає джерелом газоутворення.

У [15] наведено випадок, коли при обстеженні шунтуючого реактора за результатами АРГ був виявлений ацетилен. Відомо, що цей газ викликає сильне занепокоєння фахівців і є ознакою наявності розрядів високої енергії або високотемпературного нагріву. У даному випадку подібний діагноз не

підтверджувався результатами інших випробувань, зокрема вимірюванням часткових розрядів. Аналіз конструкції дав можливість припускати, що в районі верхнього ярма має місце джерело підвищеного нагріву. Згодом при огляді активної частини був виявлений незначний нагрів верхньої притискної плити, в кріпленні якої до магнітопроводу була застосована епоксидна смола. Лабораторні перевірки виявили несподіваний факт – нагрівання епоксидної смоли в маслі вже при температурі 150 °C призводить до утворення ацетилену. І ще одна несподіванка була виявлена при аналізі даного випадку: нагрів епоксидної смоли призводив і до утворення фурфуролу – діагностичного параметра, що свідчить про деструкції целюлози.

Як показано в [12], до зменшення концентрації розчинених в маслі газів як бездефектних, так і дефектних трансформаторів можуть привести такі фактори:

- *продування азотом* в трансформаторах з азотним захистом масла;
- *зменшення навантаження трансформатора*;
- *заміна силікагелю*;
- *тривале відключення*;
- *дегазація масла* – при проведенні дегазації необхідно враховувати, що гази з низьким коефіцієнтом розчинності в маслі виділяються легко, а гази, які мають високу розчинність (C_2H_6 , C_2H_4), рідко вдається видалити повністю, тому навіть після дегазації частина газів може залишитися в маслі і надалі спотворювати діагностується стан трансформатора;
- *доливання дегазованим маслом*;
- *часткова або повна заміна масла в баку трансформатора, в маслопроводах, навісних баках, розширювачі, виборці РПН і т. д.*;
- *заливка маслом під вакуумом*.

Очевидно, що коректна постановка діагнозу з використанням методу АРГ принципово неможлива без урахування впливу даних факторів.

1.4 Типи дефектів маслonaповненого обладнання

1.4.1 Особливість поняття дефекту в трансформаторному обладнанні

Усі дефекти, що спостерігаються в трансформаторному обладнанні, характеризуються певною енергією, що аномально виділяється в ізоляції, а також розмірами зони, в якій ця енергія виділяється. Температура, як міра енергії, визначає якісний і кількісний склад газів, що утворюються під час руйнування масла та целюлозної ізоляції. Це дає змогу пов'язати наявність окремих газів, розчинених у маслі, та їх кількісне співвідношення з певним видом дефекту. Різниця в абсолютній концентрації газів визначається розмірами зони дефекту та температурою. Температура визначає також і швидкість наростання концентрацій газів у маслі. Аномально висока температура чи розрядні явища, які виявляються методом АРГ, є наслідком і побічною характеристикою різних дефектів, що можуть виникати в трансформаторному обладнанні. Так, нагрівання може бути викликане різними за походженням та ступенем небезпечності дефектами. Один і той самий склад газів може супроводжувати і нагрівання металевих конструкцій циркулюючими струмами, викликаними потоком розсіювання, і нагрівання струмопровідного ланцюга, в разі збільшення перехідного опору роз'ємних і/або нероз'ємних з'єднань. При цьому збільшення омичного опору струмопровідного ланцюга так само, як і нагрівання цього провідника, є різними проявами одного й того ж дефекту. Різними причинами можуть бути викликані й розрядні явища. Це і бульбашки газу, що залишаються внаслідок недопросочення паперової ізоляції, і високий вологовміст ізоляції, і порушення контакту (наприклад, екрана високовольтного вводу чи шини заземлення). Лише один з проявів дефекту, термічний або розрядний, який визначається за результатами АРГ, не може однозначно вказувати на причини, що їх викликали. Тому, маючи за мету діагностики визначення первинного дефекту, а не його наслідку, а також визначення небезпечності дефекту та місцезнаходження його в обладнанні,

метод АРГ повинен використовуватися як допоміжний у комплексі діагностичних методів. Висновки, отримані за інтерпретації результатів АРГ, є вихідною інформацією з визначення подальших діагностичних заходів для реального оцінювання небезпечності дефекту та розроблення програми ремонтних робіт з його усунення.

1.4.2 Термічні дефекти

1.4.2.1 Термічний дефект у діапазоні температур від 150 °C до 300 °C

Переважають утворюються насичені вуглеводневі гази, що потребують мінімальної енергії для утворення. Для піролізу масла за таких температур ключовими газами є H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_3H_8 (пропан), C_3H_6 (пропілен) та $1\text{-C}_4\text{H}_8$ (1-бутен, н-бутен-1, 1-бутилен). Із підвищенням температури збільшується відносна кількість C_2H_4 . Нагрівання целюлозних матеріалів до температури 150 °C призводить до утворення газів CO і CO_2 , що є ключовими, і за температури 300 °C закінчується повною карбонізацією. При цьому необхідно враховувати, що швидкість утворення газів внаслідок деструкції целюлози може зменшуватись до повного зупинення після того, як деструкція целюлози в зоні дефекту закінчиться. У той же час швидкість утворення газів внаслідок деструкції масла, за умови, що дефект розвивається, буде весь час збільшуватись завдяки конвективному переносу нових порцій масла в зону дефекту. За підвищених температур утворення CO і CO_2 відбувається також і в результаті окислювального старіння масла. Особливо це помітно в негерметичному обладнанні, де концентрація O_2 , що вільно проникає в масло з повітря, не обмежує утворення цих газів. Такий вид дефекту характерний для трансформаторного обладнання. Для вводів чи трансформаторів струму термічний дефект з температурою від 120 °C до 150 °C може бути критичним (рис. 1.3).



Рисунок 1.3 – Фото результату впливу низькотемпературного термічного дефекту на вимірювальний трансформатор напруги

1.4.2.2 Термічний дефект у діапазоні температур від 300 °C до 700 °C

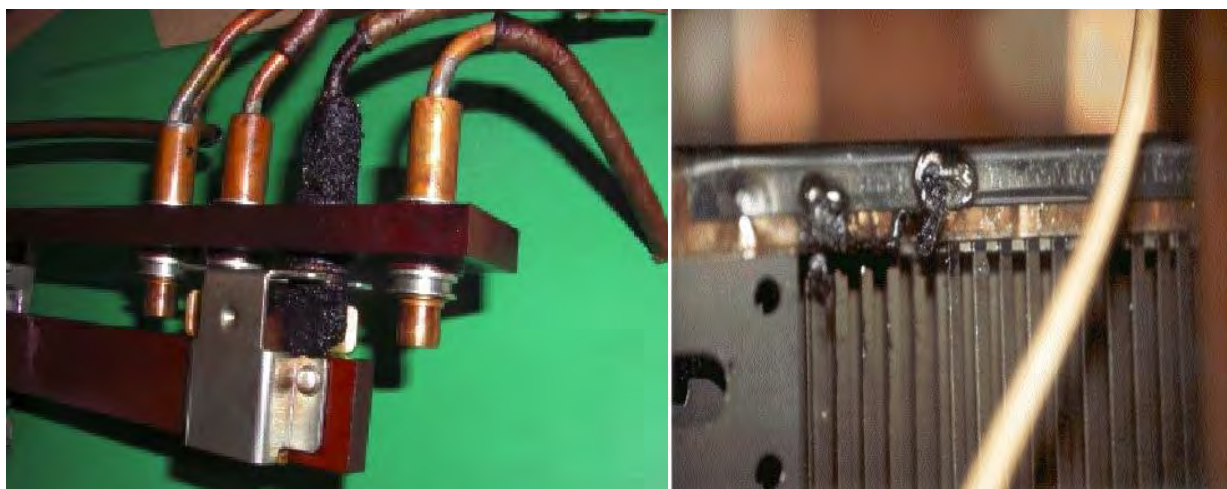
Швидкість утворення газів збільшується. Концентрація C_2H_4 відносно насичених вуглеводневих газів – CH_4 , C_2H_6 та H_2 – з підвищенням температури зростає швидше і приблизно за температур від 300 °C до 400 °C концентрації C_2H_6 та C_2H_4 зрівнюються. За температур 500 °C і вище C_2H_4 є ключовим. За температури 500 °C енергія активації піролізу різко зростає, що призводить до збільшення швидкості утворення газів. За температури вище ніж 500 °C можливе утворення в маслі частинок вуглецю, на металевих поверхнях з'являються кольори мінливості (рис. 1.4).



Рисунок 1.4 – Обвуглення з'єднання внаслідок впливу термічного дефекту у діапазоні температур від 300 °C до 700 °C

1.4.2.3 Термічний дефект у діапазоні температур понад 700 °C

Швидкість утворення C_2H_4 зростає. Енергії за температур вище ніж 750 °C достатньо для утворення незначної кількості C_2H_2 . Концентрація C_2H_6 відносно C_2H_4 значно знижується. Піроліз масла за таких температур проходить з інтенсивним утворенням частинок вуглецю та оплавленням алюмінію (рис. 1.5). З'являються кольори мінливості на металевих деталях у зоні нагрівання. Таке нагрівання може супроводжуватися виділенням бульбашок газу та, як наслідок, спрацюванням газового реле.



а

б



в

Рисунок 1.5 – Фото результатів впливу термічних дефектів на елементи
маслонаповненого обладнання:

а – сліди впливу високотемпературного перегріву; *б* – сліди плавлення алюмінію;

в – розшаровування серцевини оболонки ядра трансформатора

1.4.3 Дефекти, що супроводжуються електричними розрядами

1.4.3.1 Часткові розряди

Часткові розряди супроводжуються виділенням H_2 , який є ключовим газом, і в значно меншій кількості – CH_4 . Гази C_2H_6 і C_2H_4 присутні в дуже малих кількостях на рівні аналітичної межі їх визначення. Зростання потужності часткових розрядів супроводжується збільшенням відносної концентрації C_2H_6 і C_2H_4 і утворенням C_2H_2 . У маслах з високим вмістом парафінових вуглеводнів можливе утворення X-воску – желеподібних продуктів деструкції масла. Часткові розряди в целюлозній ізоляції призводять до утворення забруднених вуглецем отворів, по яких може йти подальший розвиток, до повного пробою ізоляційних проміжків (рис. 1.6).



Рисунок 1.6 – Приклади впливу часткових розрядів на елементи ізоляційних конструкцій

1.4.3.2 Розряди малої енергії

У разі інтенсивного іскріння ключовим газом є H_2 за помітного збільшення, у першу чергу, концентрації C_2H_2 і меншою мірою – CH_4 , C_2H_6 і C_2H_4 .

1.4.3.3 Розряди великої енергії

Стійкий дуговий розряд супроводжується виділенням великої кількості енергії за малий проміжок часу. Гази, що при цьому утворюються, як правило, не встигають розчинятися в маслі і виділяються у вигляді бульбашок. Це може призводити до виділення вільних газів у газовому реле та вимкнення трансформатора. Характерними газами під час дугового розряду є H_2 і C_2H_2 , крім того, утворюється незначна кількість C_2H_4 , CH_4 і C_2H_6 . Для дугового розряду в маслі характерним є досить стаке співвідношення між газами, а саме: $H_2 = 60\text{--}65\%$, $C_2H_2 = 25\text{--}28\%$, $C_2H_4 = 5\text{--}6\%$, $CH_4 = 3\text{--}4\%$, $C_2H_6 = 0,5\%$ (рис. 1.7).

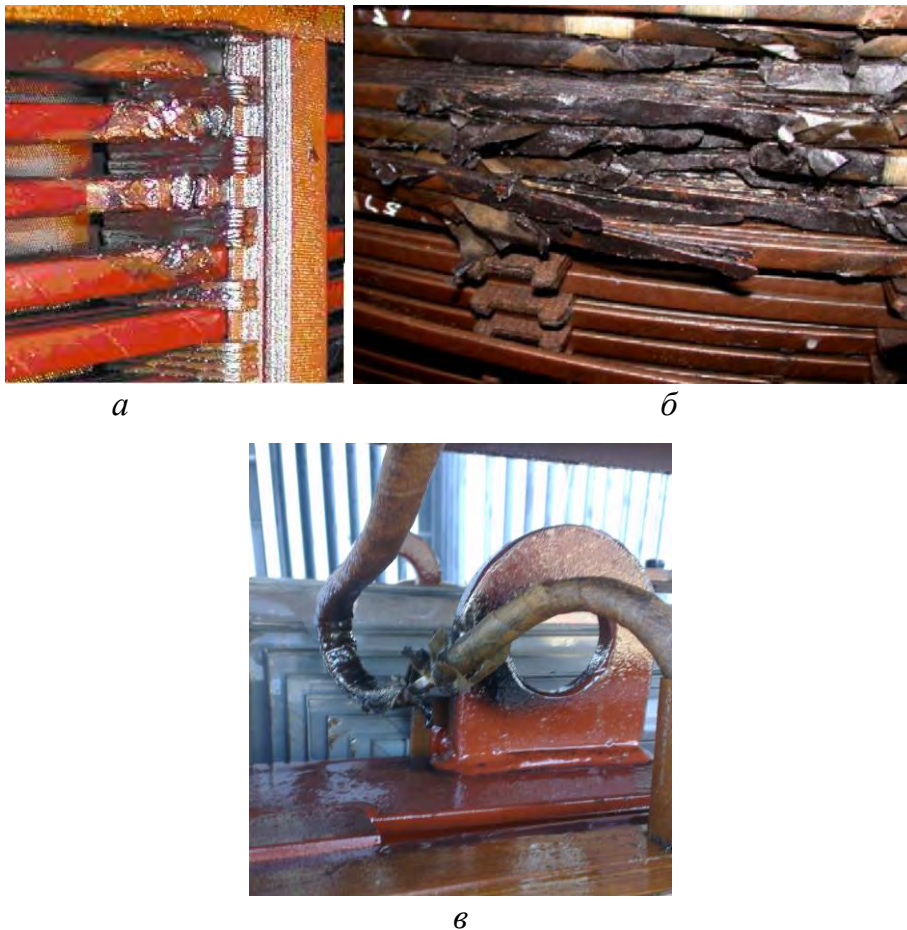


Рисунок 1.7 – Фото результатів впливу розрядів великої енергії:

a – КЗ між котушками регулювальної обмотки; *б* – порушення обмотки і ізоляції внаслідок дугового замикання; *в* – сліди розрядів та оплавлення металів внаслідок дії дугових розрядів

1.4.3.4 Розряди по поверхні та у товщі паперової ізоляції (повзучий розряд)

Повзучий розряд характеризується помітно більшим виділенням енергії, порівняно з частковими та іскровими розрядами в маслі. Ключовими газами за цього виду дефекту є H_2 , C_2H_4 і CH_4 з меншою кількістю C_2H_2 .

1.5. Розпізнавання типу прогнозованого дефекту за результатами аналізу розчинених в маслі газів

Очевидною перевагою методу АРГ є можливість не тільки раннього виявлення дефектів (для чого використовуються значення концентрацій газів і швидкостей наростання газів), але й розпізнавання типу прогнозованого дефекту (для цього використовуються значення відношень газів, значення відсоткового вмісту газів і значення відношень газів до газу з максимальним вмістом). З 1990 року робочою групою CIGRE TF 15.01.01 при дослідженні трансформаторів порівнювалися методики, дозволені до застосування різними національними або відомчими правилами на додаток до міжнародного стандарту IEC 60599 [16, 17]. Аналіз показав велике розходження в нормах і критеріях оцінки стану трансформаторів. Відповідно різні методики з інтерпретації АРГ приводять до різних висновків. Було встановлено, що жодна методика не придатна для універсального застосування.

Наведемо найпоширеніші методики інтерпретації результатів АРГ. При викладі матеріалу відмінності в рівнях граничних концентрацій і швидкостей наростання газів, що регламентуються в аналізованих стандартах і методиках, не розглядалися. Досить повний аналіз даного питання викладено у [18].

1.5.1 Методика СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна) [19]

Ця методика є офіційним документом, що регламентує реалізацію АРГ в електроенергетиці України. Датою її офіційної реєстрації є 2006 р., у розробці методики брали участь В. В. Соколов, В. Н. Бережний та інші видатні фахівці в даній галузі.

Для розпізнавання типу дефекту за результатами аналізу розчинених у маслі газів методика рекомендує використовувати як значення відношень газів, так і графічні методи (методика графічних образів, вона же методика номограм). У доповненні до даних методик для розпізнавання типу дефекту рекомендується використовувати трикутник Дюваля і квадрат ETRA.

Для всіх видів дефектів, що супроводжуються виділенням газів, характерними є певні співвідношення між окремими газами, що утворюються. Дефект, що розвивається, призводить до зростання концентрацій газів, але відношення між окремими газами при цьому змінюються дуже мало. Це дає змогу відстежувати розвиток дефекту, що виник раніше, і перехід його в інший вид чи виникнення нового дефекту.

Відношення CH_4/H_2 . Для випадків, коли H_2 є ключовим газом, а наступним серед вуглеводневих газів за концентрацією є CH_4 , це відношення вказує на наявність часткових розрядів. Величина відношення за такого виду дефекту становить 0,1 і менше. Це відношення використовується під час діагностування термічних дефектів як допоміжне, за яких воно більше, ніж 1.

Відношення $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ вказує на наявність розрядів малої та великої енергії, достатньої для утворення C_2H_2 у значних кількостях. За таких дефектів відношення становить більше ніж 1 і збільшується з ростом потужності розрядів. Для сталого дугового розряду відношення досягає 5. Використання цього відношення для результатів АРГ з бака контактора пристрою перемикачів дає змогу виявити можливу наявність у ньому аномального нагрівання, яке може бути діагностовано за відношення, меншого, ніж 1,5. Таке нагрівання, наприклад, може бути наслідком пошкодження контактних з'єднань контактора.

Відношення $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ є основним під час визначення термічних дефектів. Величина відношення збільшується з ростом температури в зоні дефекту. За температур до 300–350 °C це відношення менше, ніж 1, приблизно дорівнює 1 за температури близько 350 °C і зростає до 4 за температури 700 °C.

Відношення CO_2/CO може вказувати на пошкодження целюлозної ізоляції. У разі термічного пошкодження паперу з температурою в зоні дефекту меншою, ніж $150\text{ }^\circ\text{C}$, це відношення більше 10, а за температур понад $250\text{ }^\circ\text{C}$ – менше 3. Відношення дає достовірні результати за достатньо високих концентрацій цих газів – не менше ніж 5000 мкл/л CO_2 та 500 мкл/л CO . Процес пошкодження целюлозної ізоляції супроводжується утворенням сполук ряду фурану. Обидва гази в не меншій кількості, ніж у разі пошкодження паперу, можуть утворюватись за термічного окиснення масла, особливо в негерметичному обладнанні з вільним доступом O_2 .

Для трансформаторів з пристроєм РПН **відношення $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$** може вказувати на порушення герметичності між основним баком і окремим баком пристрою перемикавання. Дефектні гази через нещільності можуть потрапляти в основний бак трансформатора з бака пристрою перемикавання. Відношення при цьому становить 2 і більше.

Відношення O_2/N_2 . Ці гази можуть потрапляти в масло або в результаті прямого контакту з повітрям в негерметичному обладнанні, або за нещільності плівкового чи азотного захисту герметичного обладнання. Для обладнання з азотним захистом показником нещільності є лише O_2 . Інтенсивні окислювальні процеси в маслі протікають з витрачанням O_2 . Якщо швидкість витрачання O_2 вище від швидкості його дифузії в масло з повітря, відношення зменшується і, коли його значення досягає 0,2 і менше, у негерметичному обладнанні можна діагностувати окислювальні процеси аномально високої інтенсивності. Таке відношення в основному є характерним для герметичного обладнання, але за високої інтенсивності окислювальних процесів може мати місце і в негерметичному обладнанні. За умови досягнення рівноважної розчинності O_2 та N_2 відношення цих газів у маслі приблизно дорівнює 0,5.

Визначення типу дефекту по відношеннях характерних газів

Кожен з видів дефектів призводить до утворення характерного складу газів. Відношення концентрацій окремих пар цих газів мають певні значення

для різних видів дефектів, що дає змогу, використовуючи ці відношення, визначати тип основних дефектів. Усі схеми визначення типу дефекту за відношеннями окремих газів можуть бути застосовані до всіх видів обладнання. Використовувати діагностичні схеми, які будуються на відношеннях газів (табличні та графічні), з прийнятною достовірністю результату рекомендується, якщо концентрації окремих газів, що входять до цих відношень, або хоча б один з них у мкл/л перевищують такі значення: $H_2=50$, $CH_4=15$, $C_2H_4=15$, $C_2H_6=15$, $C_2H_2=3$, $CO=200$, $CO_2=1000$ (1 мкл/л = 0,0001 % об.). Визначення типу дефекту за допомогою трьох основних відношень газів – C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 та C_2H_4/C_2H_6 – у табличній формі наведено в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Визначення типу дефекту з використанням трьох основних відношень газів

Тип дефекту	Код дефекту	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Нормальне старіння масла	Не є дефектом	H_x	0,1–1	$< 0,2$
Часткові розряди	ЧР	H_x	$< 0,1$	$< 0,2$
Розряди низької енергії	P1	> 1	0,1–0,5	> 1
Розряди високої енергії	P2	> 1	0,1–1	> 2
Розряди на поверхні та в товщі ізоляції (повзучий розряд)	P3	< 1	0,3–0,5	> 5
Термічний дефект, температура 150–300 °C	T1	H_x	> 1	< 1
Термічний дефект, температура 300–700 °C	T2	H_x	> 1	1–4
Термічний дефект, температура понад 700 °C	T3	$< 0,2$	> 1	> 4

Примітка. H_x – нехарактерне відношення. Для даного типу дефекту не розглядається.

1.5.2 Стандарт IEC 60599 [20]

Дана методика є міжнародним стандартом розробленим МЕК. Перша редакція стандарту вийшла в 1978 р., друга редакція була остаточно сформульована в 2007 р. Остання редакція стандарту опублікована у 2015 році.

Для розпізнавання типу дефектів використовуються такі відношення газів: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ і $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. Інтерпретація результатів проводиться за умови, що концентрація газів вище певного рівня й чутливість апаратури для аналізу є достатньою. Як допоміжний критерій використовується відношення газів CO_2/CO , що показує наявність старіння паперу. Для уточнення діагнозу введені додатково дві відношення газів: $\text{C}_2\text{H}_2/\text{H}_2$ (оцінює вплив проникнення газів із РПН у загальний бак) і O_2/N_2 (вказує на перегрів масла). Визначення типу дефекту за допомогою даного стандарту наведено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Інтерпретація результатів АРГ за стандартом IEC 60599

Тип дефекту	Співвідношення концентрацій характерних пар газів		
	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$
Часткові розряди	HX^a	$< 0,1$	$< 0,2$
Розряди низької енергії	> 1	$0,1-0,5$	> 1
Розряди високої енергії	$0,6-2,5$	$0,1-1$	> 2
Перегрів при температурі нижче $300\text{ }^\circ\text{C}$	HX^a	> 1 , але HX^a	< 1
Перегрів в діапазоні температури $300-700\text{ }^\circ\text{C}$	$< 0,1$	> 1	$1-4$
Перегрів при температурі понад $700\text{ }^\circ\text{C}$	$< 0,2^b$	> 1	> 4

Примітки: 1) У деяких країнах використовується відношення $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$, замість CH_4/H_2 . Також у деяких країнах використовуються дещо інші межі співвідношення.

2) $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,2$ для часткових розрядів у вимірювальних трансформаторах. $\text{CH}_4/\text{H}_2 < 0,07$ для часткових розрядів у вводах.

^a $\text{HX} = \text{He}$ має суттєвого значення.

^b Збільшення значення C_2H_2 може вказувати на те, що температура в гарячій точці вище $1000\text{ }^\circ\text{C}$.

У додатку даного стандарту наведені методики трикутника Дюваля та дво- і тривимірні проєкції відношень газів на основі рекомендацій стандарту МЕК (рис. 1.8 і 1.9). Типові концентрації газів ІЕС 60599 рекомендує визначати за базою даних конкретного користувача. Вони розраховуються як концентрація на кривій інтегрального розподілу, що відповідає 90 % аналізів на справно працюючих трансформаторах.

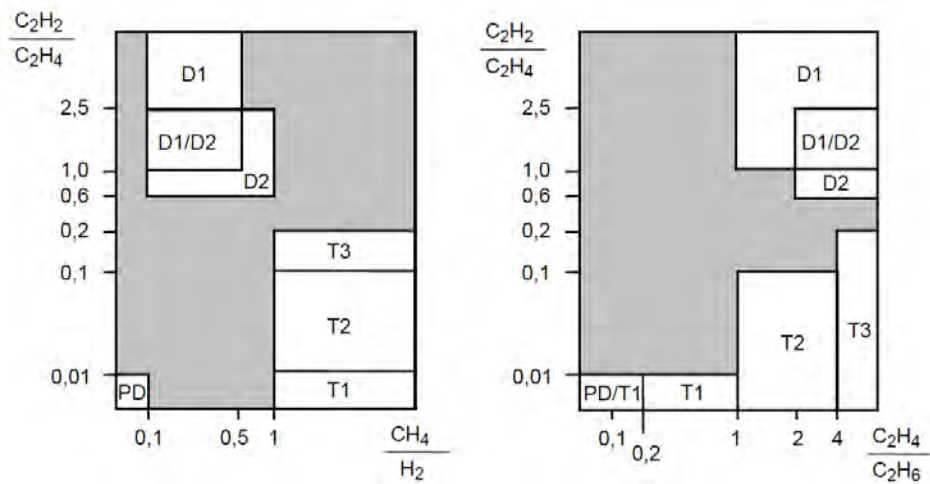


Рисунок 1.8 – Дві проєкції відношень газів на основі рекомендацій стандарту ІЕС 60599, затемнені ділянки – області невизначеності

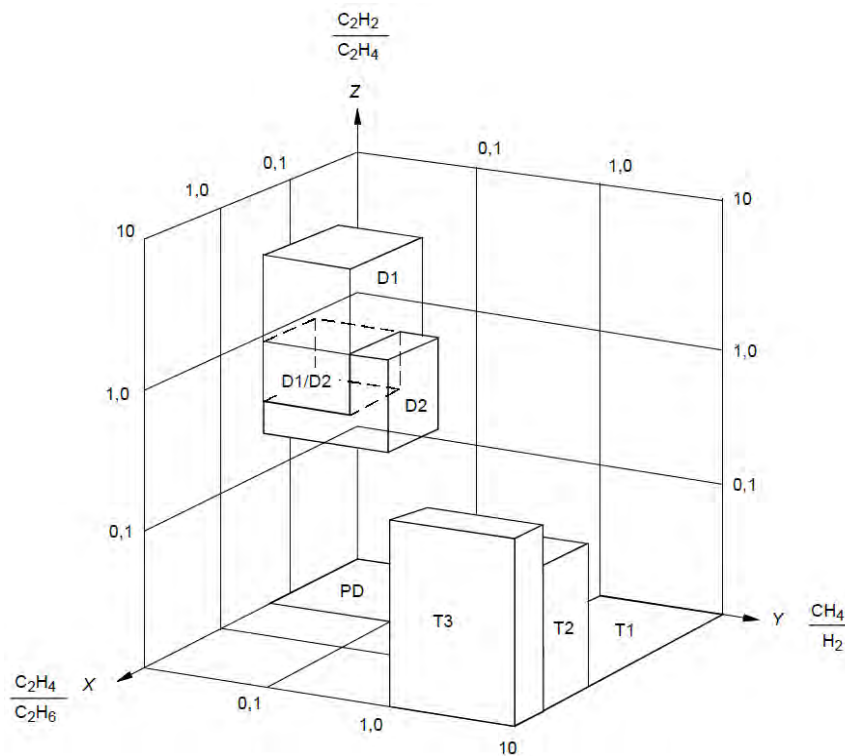


Рисунок 1.9 – Об'ємне уявлення зв'язку дефектів з відношеннями газів

1.5.3 Стандарт ANSI/IEEE Std C57.104-1991 [21]

У цій методиці основний акцент робиться саме на виявленні дефектів. Для цього пропонується орієнтуватися на чотири рівні граничних значень концентрацій розчинених газів, % об. У методиці вводиться новий діагностичний параметр – загальний обсяг розчинених горючих газів (ОРГГ), тобто сума всіх газів, крім CO_2 . Слід зазначити, що цей параметр у виявленні дефектного стану трансформатора відіграє основну роль, в той час як газ CO_2 в аналізі практично не використовується.

Що стосується характеру дефектів, то для встановлення типу дефекту дана методика пропонує використовувати діаграми Дорненбурга та трикутник Дюваля. Важливою частиною методики є врахування зміни концентрації газів у часі.

1.5.4 Методика Дорненбурга [22]

Для розпізнавання типу дефекту використовується побудова залежностей $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ від CH_4/H_2 і від $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ (див. рис. 1.8). Окремі зони на графіку відповідають областям: термічної деградації, дугових і часткових розрядів. Методика недостатньо чітко розрізняє дефекти, але дає можливість використати гази з газового реле.

Подальший розвиток методики привів до збільшення використовуваних відношень газів. У методиці Дорненбурга використовуються такі відношення газів: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$ та $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$. Ці відношення об'єднують шість газів: H_2 , CH_4 , CO , C_2H_2 , C_2H_4 і C_2H_6 . Методика дозволяє ідентифікувати три основних дефекти в маслонаповненому обладнанні: термічний вплив, часткові розряди з малою інтенсивністю, дугові процеси. Отримані значення концентрацій порівнюють з граничними, представленими у таблиці 1.3.

Таблиця 1.3 – Інтерпретація результатів АРГ за методикою Дорненбурга

Тип прогнозованого дефекту	Відношення концентрацій газів			
	CH_4/H_2	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$	$\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$
Термічний вплив	$> 1,0$	$< 0,75$	$< 0,3$	$> 0,4$
Часткові розряди з малою інтенсивністю	$< 0,1$	—	$< 0,3$	$> 0,4$
Дугові процеси	$0,1 < x < 1,0$	$> 0,75$	$> 0,3$	$< 0,4$

1.5.5 Методика Роджерса [23]

Англійський фахівець Р. Роджерс (фірма CEGB, Англія) в 1978 р. запропонував методику визначення характеру дефекту в трансформаторі, яка відома в електроенергетиці під назвою «Співвідношення Роджерса». Дана методика використовується енергокомпаніями Англії та Уельсу. Вона заснована на залежності співвідношення ненасичених і насичених вуглеводнів у маслі від його температури. Також враховується ріст вмісту водню від росту температури. При переході концентрації газів за граничні значення підозрюється наявність дефектів у трансформаторі.

Для визначення виду дефекту за методикою Роджерса використовуються чотири відношення газів: CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$, $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ та $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$. Гази розташовуються за ростом температури розкладання ізоляції. Залежно від значення відношень газів їм присвоюються кодові числа, наведені в таблиці 1.4, за якими ставиться діагноз. Діагностичний висновок заснований на поєднанні кодів, що присвоюються залежно від співвідношення концентрацій газів і значення (або інтервалу значень) відповідних співвідношень концентрацій газів. Діагностичні висновки за поєднанням кодів представлені в таблиці 1.5.

Таблиця 1.4 – Співвідношення концентрацій газів і їх коди за методикою Роджерса

Відношення концентрацій газів	Значення	Код
CH_4/H_2	$< 0,1$	5
	$0,1 < x < 1$	0
	$1 < x < 3$	1
	> 3	2
$\text{C}_2\text{H}_6/\text{CH}_4$	< 1	0
	> 1	1
$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	< 1	0
	$1 < x < 3$	1
	> 3	2
$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$	$< 0,5$	0
	$0,5 < x < 3$	1
	> 3	2

Таблиця 1.5 – Діагностичні висновки за поєднаннями кодів

Коди				Діагностичний висновок
$\frac{\text{CH}_4}{\text{H}_2}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_6}{\text{CH}_4}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_4}{\text{C}_2\text{H}_6}$	$\frac{\text{C}_2\text{H}_2}{\text{C}_2\text{H}_4}$	
0	0	0	0	Нормальний стан
5	0	0	0	Часткові розряди
1, 2	0	0	0	Незначний перегрів $< 150\text{ }^\circ\text{C}$
1,2	1	0	0	Незначний перегрів $150\text{--}200\text{ }^\circ\text{C}$
0	1	0	0	Незначний перегрів $200\text{--}300\text{ }^\circ\text{C}$
0	0	1	0	Перегрів провідників
1	0	1	0	Циркуляційні струми в обмотках
1	0	2	0	Струми в магнітопроводі та бакові, «гаряча» точка
0	0	0	1	Поверхневі розряди
0	0	1, 2	1, 2	Дугові процеси
0	0	2	2	Тривале іскріння
5	0	0	1, 2	«Повзучий» розряд
$\text{CO}_2/\text{CO} > 11$				Підвищена температура в твердій ізоляції

1.5.5 Методика MSS [24]

Авторами даної методики є Р. Мюллер, Х. Шлізінг і К. Зольднер. Вона була опублікована в 1977 р. Методика MSS істотно відрізняється від розглянутих раніше.

У цій методиці термічні дефекти розглядаються трьох видів:

- 1) дефект з температурою нижче 300 °С;
- 2) дефект в діапазоні температур 300–1000 °С;
- 3) дефект з температурою понад 1000 °С, тобто введений додатково.

Крім того, введений новий дефект під назвою «термічний дефект і часткові розряди». Аналізовані відношення газів істотно відрізняються від застосовуваних в інших методиках. Так, замість CH_4/H_2 в даній методиці аналізується H_2/CH_4 ; замість $\text{C}_2\text{H}_6/\text{C}_2\text{H}_2$ аналізується $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$; введено додатково відношення газів $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_3\text{H}_6$. Зв'язок типу дефекту з відношеннями концентрацій газів наведений в таблиці 1.6.

Таблиця 1.6 – Кореляція дефектів з відношеннями концентрацій газів

Дефект	H_2/CH_4	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$	$\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_3\text{H}_6$	CO_2/CO
ЧР з низькою щільністю енергії	≥ 10	$< 0,3$	$< 0,3$	–	$3 \leq x < 10$
ЧР з високою щільністю енергії	≥ 10	$< 0,3$	$< 0,3$	–	$3 \leq x < 10$
Електричні розряди малої потужності	$3 \leq x < 10$	≥ 1	≥ 3	≥ 1	< 3
Електричні розряди великої потужності	$0,3 \leq x < 1$	≥ 1	≥ 3	≥ 1	< 3
Термічний дефект з температурою нижче 300 °С	< 1	< 1	$< 0,3$	$0,3 \leq x < 1$	≥ 10
Термічний дефект в діапазоні температур 300–1000 °С	< 1	≥ 1	$< 0,3$	$0,3 \leq x < 1$	≥ 10
Термічний дефект з температурою понад 1000 °С	< 1	≥ 1	$0,3 \leq x < 3$	≥ 1	≥ 10
Розрядний і термічний дефект	$1 \leq x < 3$	≥ 1	$0,3 \leq x < 3$	$0,3 \leq x < 1$	≥ 10
Термічний дефект і ЧР	≥ 10	≥ 1	$< 0,3$	$0,3 \leq x < 1$	≥ 10

1.5.6 Методика CIGRE TF 15.01.01 [25]

Методика CIGRE TF 15.01.01 виділяє для великих мережевих і блокових трансформаторів нормальні концентрації ключових газів (табл. 1.7).

Таблиця 1.7 – Нормальні концентрації ключових газів за методикою CIGRE TF 15.01.01

Ключовий газ	Концентрація, 10^{-6} відн. од.	Можливий дефект при перевищенні
C_2H_2	20	Потужні розряди
H_2	100	Часткові розряди
Сума C_xH_y :		
Гази C_1, C_2, C_3^*	1000	Термічні дефекти
Гази C_1, C_2^*	500	Термічні дефекти
CO_2 і CO	10000	Деградація целюлози

* У деяких міжнародних та національних стандартах і методиках назви газів наводяться відповідно до систематичної номенклатури, розробленої Міжнародним союзом фундаментальної та прикладної хімії (IUPAC). Згідно з даною номенклатурою гази позначаються наступним чином: C_1 – метан, C_2 – етан, C_3 – пропан, C_4 – бутан і т.д.

У методиці подані такі ключові відношення газів.

Відношення C_2H_2/C_2H_6 (ацетилен/етан) вважається ключовим для визначення наявності електричних розрядів; його значення більше 1 вказує на наявність дефекту.

За **відношенням H_2/CH_4** (водень/метан) визначають наявність часткових розрядів. Зазвичай його значення більше 10. ІЕС 60599 використовує зворотнє відношення – метан/водень.

Відношення C_2H_4/C_2H_6 (етилен/етан) являє собою відношення ненасичених вуглеводнів до насичених й виявляє термічні впливи. Звичайно його значення повинне бути більше 1. Ненасичені вуглеводні утворюються головним чином при перегрівах масла.

За **відношенням CO_2/CO** (двоокис вуглецю/оксид вуглецю) визначають ступінь деградації целюлози. Якщо його значення більше 10, то має місце перегрів целюлози. Якщо його значення менше 3, то зазвичай це свідчить про

деградацію целюлози під дією дефектів електричного характеру;

Відношення C_2H_2/H_2 (ацетилен/водень) використовується для визначення проникнення газів у загальний бак трансформатора з бака пристрою РПН. У такому випадку відношення зазвичай дорівнює 2 і більше, а концентрація C_2H_2 становить не менш 30×10^{-6} відн. од. Оскільки водень менш розчинний у трансформаторному маслі, аніж ацетилен, останній швидше дифундує з бака РПН і в основний бак дифундує тільки мала кількість водню. У результаті в трансформаторному маслі кількість ацетилену стає більшою, ніж кількість водню.

Процедура інтерпретації виглядає таким чином: за результатами АРГ масла визначаються концентрації та відношення ключових газів. Якщо всі концентрації нижче нормальних, результат позначається *K1*. Якщо хоча б одна концентрація перевищила межі нормальних значень, привласнюється код *K2*. Якщо всі ключові відношення нижче зазначених для них меж (для CO і CO_2 – не виходять за межі), результат позначається кодом *R1*. Якщо будь-яке із відношень перевищує зазначені межі (для CO і CO_2 – виходить за межі), результат позначається кодом *R2*.

Комбінації результату:

- *K1* і *R1* – ніякі заходи не застосовуються, трансформатор, найімовірніше, не має дефектів;
- *K2* і *R1* – трансформатор з великою ймовірністю має дефект – необхідні додаткові аналізи;
- *K1* і *R2* – можлива наявність дефектів, що розвиваються, – необхідні додаткові аналізи;
- *K2* і *R2* – імовірна наявність більше одного виду дефекту – необхідні подальші обстеження.

Для надійності постановки діагнозу відбір проб повторюється для розрахунку наведених вище комбінацій кодів, за винятком першої. Проводиться подальший аналіз й інші дослідження, щоб відшукати природу виниклих

дефектів. Проводиться порівняння отриманих даних зі статистичними розподілами, що утримувалися в базах різних організацій, вмісту газів H_2 , CH_4 , C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 , N_2 , O_2 , залежно від класу напруги, навантаження й терміну служби трансформаторів. Завантаження мережевих трансформаторів значно нижче.

Методика відрізняється етапністю підходу до оцінки стану трансформатора: спочатку простими методами визначається можлива наявність дефекту й необхідність подальшого обстеження трансформатора, а потім проводиться виявлення характеру й небезпеки дефекту більш детальним аналізом даних АРГ. Методика не суперечить рекомендаціям ІЕС 60599, а лише розвиває їх у зручній для практики формі.

1.5.7 Методика РД 153-34.0-46.302-00 (РФ) [26]

У РФ ця методика є офіційно діючим нормативним документом, що регламентує постановку діагнозу на основі АРГ. У травні 2019 р. вона була частково замінена новим стандартом СТО 34.01-23-003-2019. У новій редакції стандарту критерії, використовувані для розпізнавання типу дефекту, збігаються з критеріями, регламентованими стандартом ІЕС 60599. Біля витоків розробки методики, що розглядається, знаходилися Ю. М. Львов, Т. Є. Касаткіна, Є. І. Несвіжський і Є. М. Біда. Датою реєстрації першого видання є 1989 р.

Для визначення виду дефекту використовуються такі відношення газів: C_2H_2/C_2H_4 , CH_4/H_2 і C_2H_6/CH_4 . Зв'язок типу дефекту з відношеннями концентрацій газів наведений в таблиці 1.8.

Таблиця 1.8 – Інтерпретація результатів АРГ за методикою РД 153-34.0-46.302-00

Тип прогнозованого дефекту	Відношення концентрацій характерних газів		
	C_2H_2/C_2H_4	CH_4/H_2	C_2H_4/C_2H_6
Нормальне старіння	$< 0,1$	$0,1-1$	≤ 1
ЧР з низькою щільністю енергії	$< 0,1$	$< 0,1$	≤ 1
ЧР з високою щільністю енергії	$0,1-3$	$< 0,1$	≤ 1
Розряди малої потужності	$> 0,1$	$0,1-1$	$1-3$
Розряди великої потужності	$0,1-3$	$0,1-1$	≥ 3
Термічний дефект низької температури ($< 150\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 0,1$	$0,1-1$	$1-3$
Термічний дефект у діапазоні низьких температур ($150-300\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	< 1
Термічний дефект у діапазоні середніх температур ($300-700\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	$1-3$
Термічний дефект високої температури (понад $700\text{ }^{\circ}\text{C}$)	$< 0,1$	≥ 1	≥ 3

На додаток до значень відношень газів, для розпізнавання типу дефектів, дана методика рекомендує використання графічних образів (номограм) дефектів. Слід зазначити, що крім дефектів, наведених в таблиці 1.8, методика регламентує значення відношень газів і для комбінованих дефектів (тобто перегрівань, які переходять в розряди, або розряди, які супроводжуються нагріванням чи одночасним розвитком декількох дефектів в одному і тому ж трансформаторі), чого не спостерігається в інших стандартах і методиках. Для розпізнавання комбінованих дефектів регламентовані такі значення відношень: $C_2H_2/C_2H_4 \geq 0,1$ і $CH_4/H_2 > 0,5$ або $C_2H_2/C_2H_4 < 0,1$ і $CH_4/H_2 \leq 0,5$.

1.5.8 Трикутники та п'ятикутники Дюваля [27, 28]

Це перший приклад підходу до визначення характеру дефекту не розрахунково-логічним, а графічним методом. Трикутник Дюваля був розроблений в 1974 р. відомим канадським фахівцем М. Дювалем в енергетичній компанії Hydro-Quebec. Методика дозволяє за значеннями концентрацій трьох газів (C_2H_2 , C_2H_4 , CH_4) побудувати точку на графіку,

представленому у вигляді трикутника (рис. 9). Площа трикутника розділена на сім зон. Кожна зона відповідає певному типу дефекту трансформатора. Всього розглядається сім дефектних станів: PD, D1, D2, DT, T1, T2 і T3. За належністю точки конкретній зоні визначається вид дефекту. Дещо пізніше М. Дювалем були запропоновані нові версії Трикутника Дюваля для обладнання, заповненого мінеральним маслом, для пристроїв РПН маслonaповненого типу, обладнання, заповненого не мінеральним маслом, а також для визначення низькотемпературних дефектів. Загалом, є 7 трикутників, які використовуються для різних випадків. Однак найчастіше використовуються трикутник №1, а також трикутники №4 і №5 для уточнення типу дефекту, встановленого за допомогою трикутника №1.

Розглянемо, як будується трикутник Дюваля №1, що використовується для встановлення типу дефекту. По-перше, цей трикутник рівносторонній. На кожній стороні відкладається відносне значення вмісту певного газу, яке може змінюватися від 0 до 100 % за годинниковою стрілкою. При цьому сума значень концентрацій всіх газів, відображених на трикутнику, приймається за 100 %, а відсоткові концентрації кожного газу визначаються від цієї суми. По-друге, при нанесенні меж зон дефектів лінії проводяться паралельно стороні трикутника, що відстає, тобто якщо точка береться на стороні CH_4 , то пряма з цієї точки проходить паралельно стороні C_2H_2 , а якщо точка береться на стороні C_2H_4 , то – паралельно стороні CH_4 і т.д. По-третє, для проведення ліній і визначення відповідних зон використовуються значення, наведені в таблиці 1.9. В результаті зазначених побудов виходить трикутник Дюваля (рис. 1.10).

Таблиця 1.9 – Координати меж зон дефектів

Код	Дефект	Сторона трикутника	Точка, %
PD	Часткові розряди з низькою щільністю енергії	CH_4	98
D1	Розряди малої потужності	C_2H_4 C_2H_2	23 13
D2	Розряди великої потужності	C_2H_4 C_2H_2	23, 40 13, 29
DT	Розрядний та термічний дефект	C_2H_4 C_2H_2	40, 50 4, 13, 15, 29
T1	Термічний дефект у діапазоні низьких температур (150–300 °C)	C_2H_4 C_2H_2	20 4
T2	Термічний дефект у діапазоні середніх температур (300–700 °C)	C_2H_4 C_2H_2	20, 50 4
T3	Термічний дефект високої температури (> 700 °C)	C_2H_4 C_2H_2	50 15

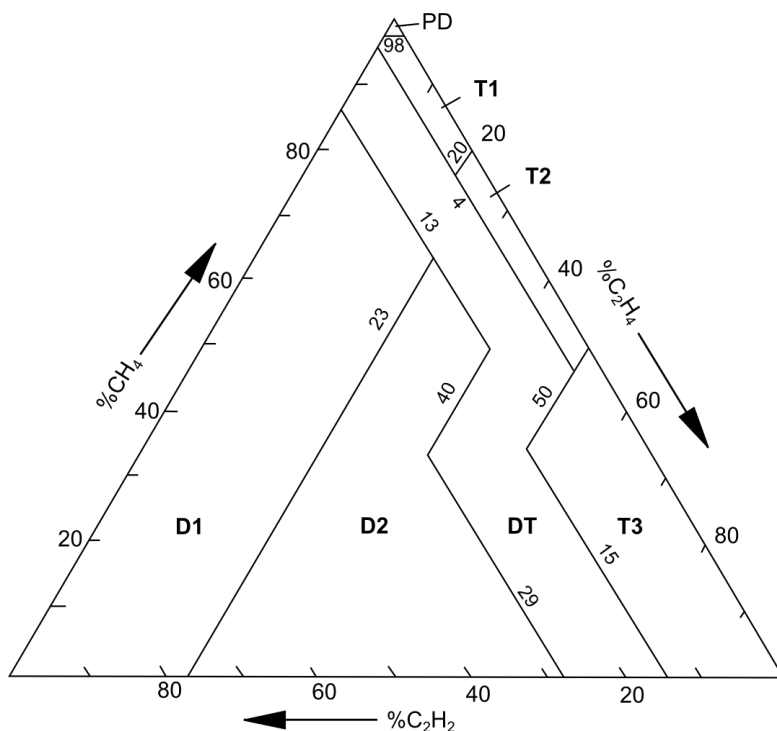


Рисунок 1.10 – Трикутник Дюваля

При практичному використанні трикутника Дюваля необхідно знайти відсотковий вміст кожного газу, відкласти його на відповідній стороні трикутника і з кожної точки провести три лінії паралельно сторони, що відстає,

які перетнуться в одній точці. Місце розташування цієї точки визначить зону і дефект, що діагностується.

Розглянута методика не тільки наочно показує «місце» дефекту, але і дозволяє спостерігати за траєкторією його розвитку, коли через певний час робиться кілька АРГ і одержувані точки послідовно наносяться на трикутник. Недоліком трикутника Дюваля можна назвати неповне використання діагностичної інформації, одержуваної в результаті АРГ.

Подібно трикутнику Дюваля, також була розроблена ще одна додаткова графічна методика [28] для забезпечення інтерпретації результатів АРГ у маслonaповнених трансформаторах – п'ятикутники Дюваля (тип I і II) (рис. 1.11). У даних п'ятикутниках на кожній з осей відкладаються відносні концентрації п'яти розчинених газів (% H_2 , % CH_4 , % C_2H_6 , % C_2H_4 і % C_2H_2). Тип дефекту визначається шляхом обчислення геометричного центру багатокутника. Кожен тип п'ятикутника Дюваля може ідентифікувати сім потенційних дефектів. Різниця між цими двома типами п'ятикутників наведена в таблиці 1.10.

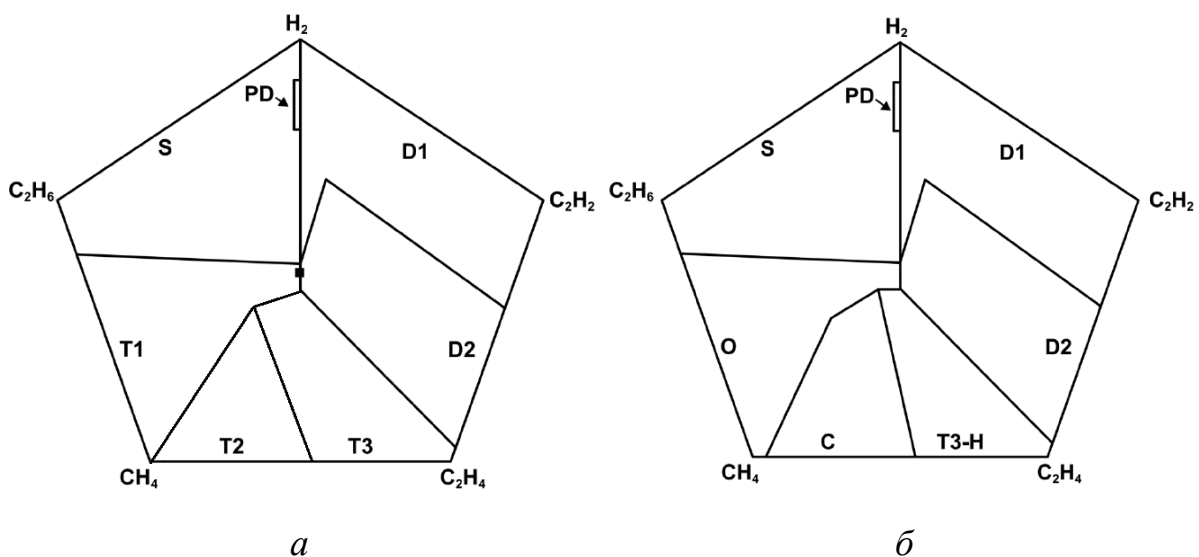


Рисунок 1.11 – П'ятикутники Дюваля:

a – тип I; *б* – тип II

Таблиця 1.10 – Порівняння типів дефектів для п'ятикутників Дюваля

Тип I	Тип II
PD – корона, часткові розряди	PD – корона, часткові розряди
D1 – розряди низької енергії	D1 – розряди низької енергії
D2 – розряди високої енергії	D2 – розряди високої енергії
T3 – перегрів з температурою вище 700 °C	T3-Н – термічний дефект T3-Н лише в маслі
T2 – перегрів в діапазоні температур 300–700 °C	C – термічні дефекти T3-C, T2-C і T1-C з карбонізацією паперу
T1 – перегрів з температурою нижче 300 °C	O – перегрів T1-O < 250 °C
S – блукаюче газоутворення s мінерального масла при 120 °C і 200 °C	S – блукаюче газоутворення s мінерального масла при 120 °C і 200 °C

Однак нещодавно було запропоноване поєднання двох існуючих п'ятикутників Дюваля. Метою даного поєднання є полегшення автоматичної ідентифікації пошкоджень за допомогою комп'ютерних програм і, в той же час, застосування всіх можливостей обох оригінальних п'ятикутників, зведених до єдиної геометрії. Результат такого поєднання наведений на рис. 1.12.

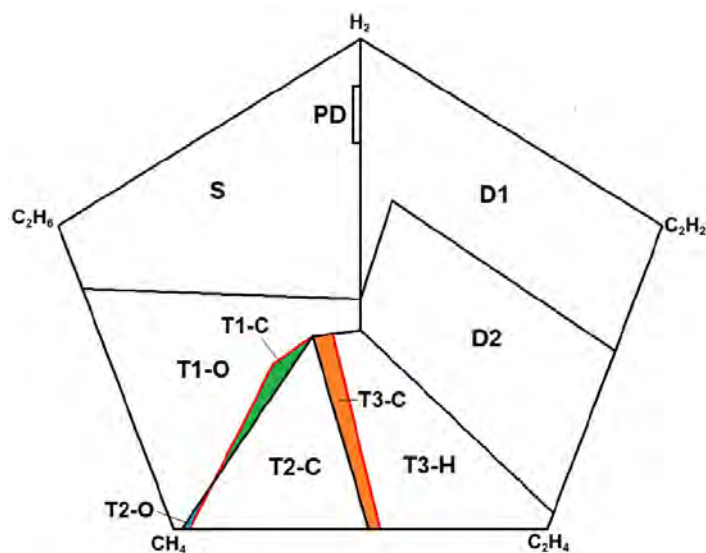


Рисунок 1.12 – Об'єднаний п'ятикутник Дюваля

1.5.9 Методика фірми GATRON [12]

Ця методика була розроблена німецькою фірмою GATRON GmbH. Вона ґрунтується на аналізі семи газів, розчинених в трансформаторному маслі. Тут,

крім звичних водню, метану, ацетилену, етилену і етану, розглядаються пропілен (C_3H_6) і пропан (C_3H_8). Даний підхід застосовується в системах моніторингу силових трансформаторів в ряді європейських країн. Як і у трикутнику Дюваля, інтерпретація результатів хроматографічного аналізу виконується шляхом геометричної побудови точки на площині рівностороннього трикутника, який в даній методиці називається газовим трикутником дефектів (fault gas triangle) (рис. 1.13).

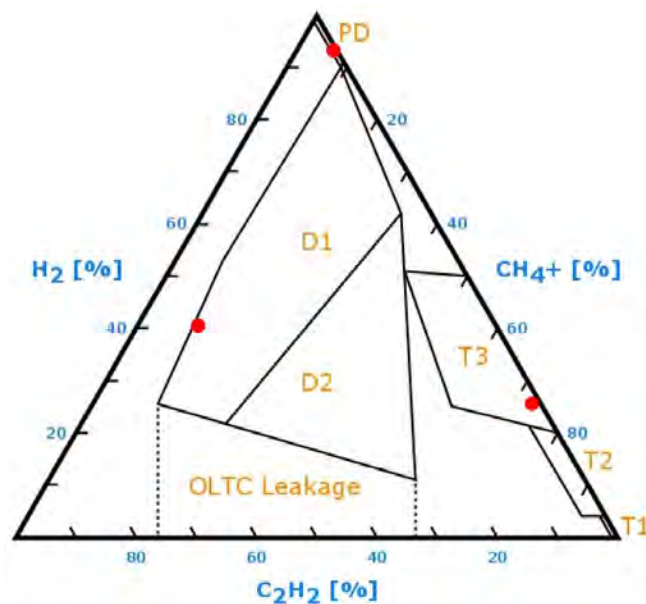


Рисунок 1.13 – Трикутник фірми GATRON:

● – приклади діагностичних точок

Діагностування тільки за трьома газами в методиці Дюваля, як уже зазначалося, в деяких випадках може призвести до помилок при визначенні виду дефекту, оскільки при аналізі не розглядається водень та інші гази. У методиці фірми GATRON набір газів вельми представницький, але оскільки мова йде про сторони трикутника, то тут пропонується такий підхід:

- одна сторона трикутника закріплюється за H_2 ;
- друга – за C_2H_2 ;
- третя – за сумою газів, яку позначають як CH_4+ .

Під CH_4+ розуміється зважена сума вуглеводневих газів CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , C_3H_6 , і C_3H_8 . Вона може бути виміряна безпосередньо датчиком при

моніторингу або отримана підсумовуванням результатів повного хроматографічного аналізу.

Аналогічно до трикутника Дюваля сума H_2 , C_2H_2 і CH_4 приймається за 100 %. За результатами АРГ визначаються частки (у відсотках) кожної з трьох величин і потім відкладаються на відповідних сторонах трикутника. Після цього проводяться прямі паралельно стороні трикутника, що відстає (якщо рухатися за годинниковою стрілкою). Всі лінії, як і у трикутнику Дюваля, перетнуться в одній точці. В даній методиці визначаються такі види дефектів: PD, D1, D2, T1, T2 і T3, а також, крім того, раніше не розглянутий дефект під назвою «перетік масла з бака контактора РПН», який на трикутнику позначено як OLTC Leakage.

1.5.10 Методика фірми ETRA [29]

Ця методика була розроблена в Electric Technology Research Association і наведена у національному стандарті Японії. Для ідентифікації наявності та ступеня внутрішніх дефектів в аналізованому трансформаторі даною методикою пропонується використовувати 3-рівневу класифікаційну систему.

- Рівень Попередження 1: Хоча результати аналізу газу в маслі не вказують на будь-які відхилення, значення виходять за межі норми, і вважається, що відбулася якась внутрішня зміна стану.
- Рівень Попередження 2: Результати аналізу газу в маслі показують, що в трансформаторі вже з'явилися ознаки несправності.
- Рівень Тривоги: Результати аналізу газу в маслі показують перехід від Рівня попередження 2 до явної внутрішньої несправності в трансформаторі.

Дана класифікаційну система в методиці представлена у вигляді таблиці.

Також даним стандартом регламентується використання графічних методів розпізнавання типу дефекту. Для цього аналізуються відношення лише трьох газів: C_2H_2 , C_2H_4 , C_2H_6 . На відміну від попередніх методик в даному випадку будується не трикутник (чи п'ятикутник), а прямокутник, на двох сторонах якого наносяться нерівномірні шкали. У площі прямокутника виділені зони, відповідні

тому чи іншому виду дефекту. У даній методиці пропонується використовувати 2 схожих між собою прямокутника – діагностичний графік типу А та Б (diagnostic chart A and B). Відмінності в них полягають у використовуваних відношеннях газів і кількості дефектів, що розпізнаються. Графік типу А корисний для розмежування процесів перегріву і розряду. Діагностичний графік типу Б – це новий метод діагностики, прийнятий в ETRA. Області розряду на графіку типу А розділені на три частини: дуговий розряд (висока енергія), розряд (середня енергія) і частковий розряд (низька енергія). Найбільш практичним для визначення типу дефекту є представлений на рис. 1.14 діагностичний графік типу Б, більш відомий в Україні як «квадрат ETRA».

Алгоритм визначення виду дефекту досить простий:

- 1) розраховуються відношення C_2H_2/C_2H_6 і C_2H_4/C_2H_6 ;
- 2) по осі абсцис в масштабі відкладається значення відношення C_2H_4/C_2H_6 , а по осі ординат – значення відношення C_2H_2/C_2H_6 ;
- 3) точка перетину перпендикулярів, відкладених з отриманих точок, вкаже на зону, відповідну тому чи іншому виду дефекту.

Якщо концентрація C_2H_2 менше, ніж межа його визначення, то цей газ вважається відсутнім. Відношення C_2H_2/C_2H_6 в цьому випадку не розраховується, а умовно приймається рівним 0,005. При цьому в обладнанні можна діагностувати тільки термічні дефекти [19].

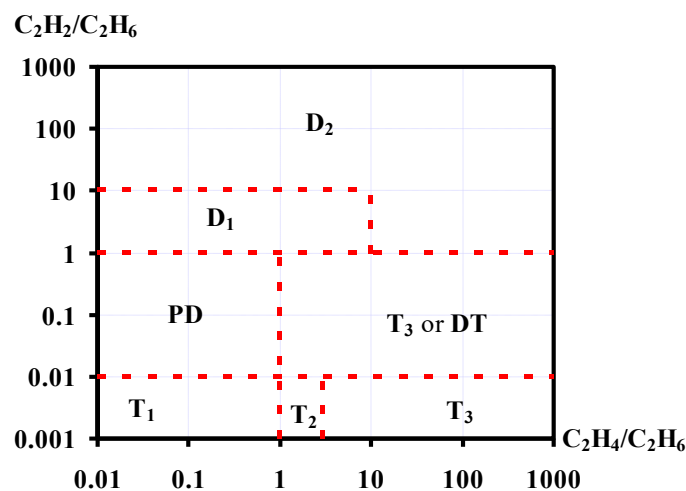


Рисунок 1.14 – Квадрат ETRA

1.5.11 Методика ключового газу [1, 30]

Методика ключового газу була розроблена в лабораторії Doble в 1973 р. Методика заснована на визначенні відсоткового вмісту основного газу для даного виду дефекту високовольтного маслонаповненого електрообладнання. Інтерпретація результатів аналізу газоподібних продуктів розкладання проводиться шляхом простого розгляду фактів. Наприклад, для ЧР в маслі характерне виділення великої кількості водню і невеликої кількості інших вуглеводневих газів. Таким чином, для даного виду дефекту основним газом є H_2 , а дефект може бути ідентифікований за певним відсотковим вмістом цього газу. Основним недоліком даної методики є обмежене число розпізнаваних дефектів (рис. 1.15).

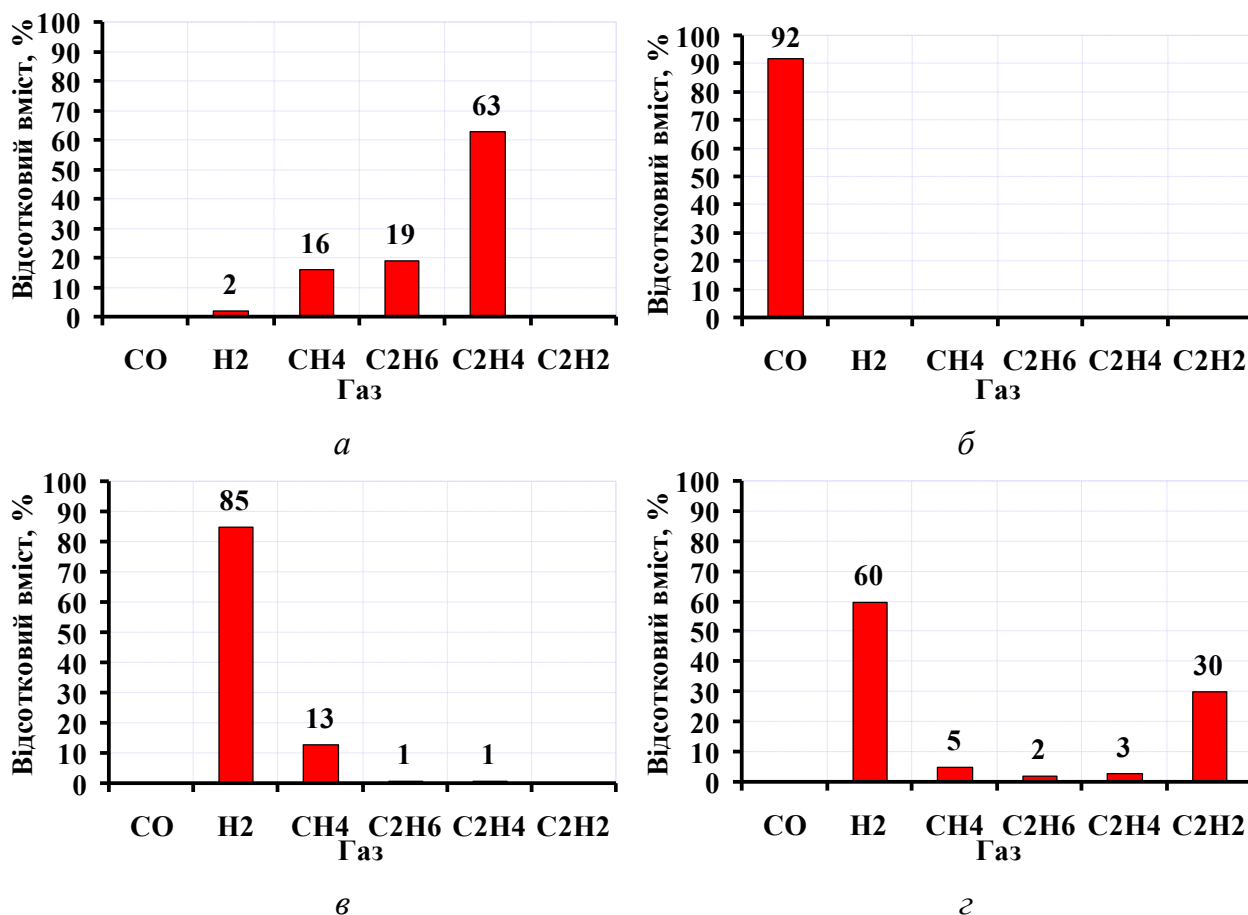


Рисунок 1.15 – Дефекти, які розпізнаються за допомогою методики ключового газу:

а – перегрів масла; *б* – перегрів целюлози; *в* – часткові розряди в маслі;

г – дуга в маслі

1.5.12 Методика номограм (графічні образи дефектів) [31]

Методика номограм, або графічних образів, була запропонована японськими дослідниками. Ці образи будуються за концентраціями п'яти газів: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 . Методика була розроблена на основі практичного досвіду зіставлення фактично виявлених дефектів з концентраціями газів, отриманими за допомогою АРГ. Слід зазначити, що образи будують для обладнання, в якому концентрації деяких або хоча б одного газу перевищують граничні значення.

Алгоритм побудови графічного образу дефекту наступний:

1) за результатами АРГ серед усіх газів вибирають той, який має найбільшу абсолютну концентрацію.

2) визначають величину відношення кожного газу до газу, що має найбільшу концентрацію. Відношення газу з найбільшою концентрацією приймається за 1, відношення інших газів будуть менше 1.

3) будують графік образу дефекту, на якому по осі абсцис розміщують гази в такому порядку: H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , а по осі ординат відкладають обчислене відношення для кожного з цих газів. Отримані точки з'єднують.

4) порівнюють отриманий графік з еталонними (рис. 1.16) і вибирають той, де досягається максимальний збіг. Цей образ і визначає вид дефекту.

Еталонні образи дефектів регламентовані в [19] і [26]. На додаток до регламентованих образів, наведених на рис. 16, в [32] наведені результати аналізу графічних образів для більш широкого спектру дефектів. А в роботах [33–41] наводяться результати зіставлення відсоткового вмісту газів, значень відношень газів і графічних образів для дефектів різного типу.

У [42] наведено діаграми дефектів, отримані шляхом оцифруванням номограм, рекомендованих МЕК. У них, крім газів вуглеводневого ряду і водню, використовуються оксид і діоксид вуглецю. Дані гази використовуються для визначення пошкодження основної ізоляції трансформаторів. Графіки на рис. 1.17 наведені для дефектів без пошкодження твердої ізоляції.

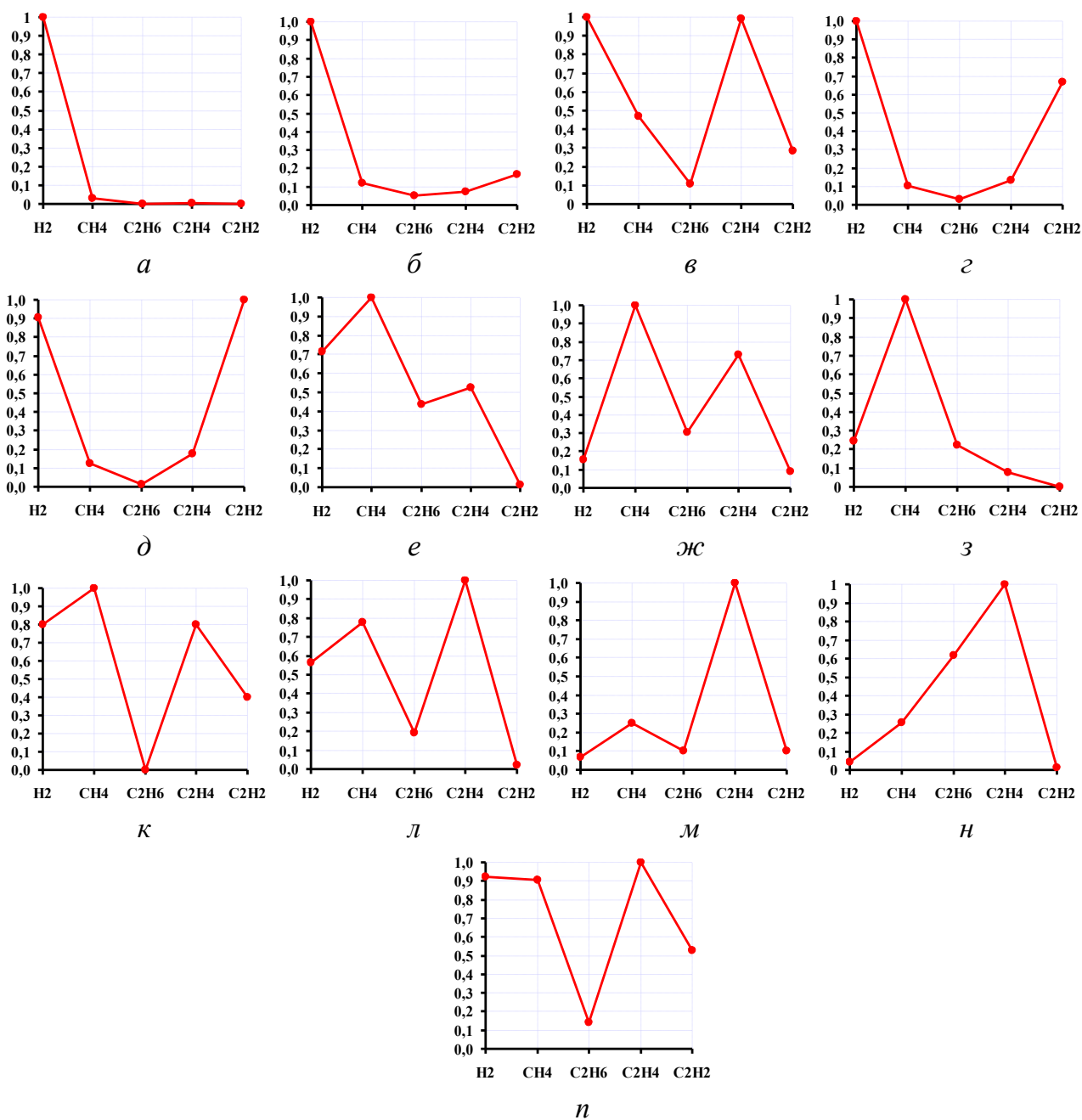


Рисунок 1.16 – Еталонні образи дефектів:

a – часткові розряди; *б* – розряди низької енергії; *в* – іскріння, повзучий розряд; *г*, *д* – дуга; *е* – перегрів низької температури; *ж* – перегрів низької температури; *з* – перегрів, з переходом у ЧР; *к* – перегрів, з переходом у дугу; *л*, *м* – перегрів високої температури; *н*, *п* – перегрів, з переходом у розряди

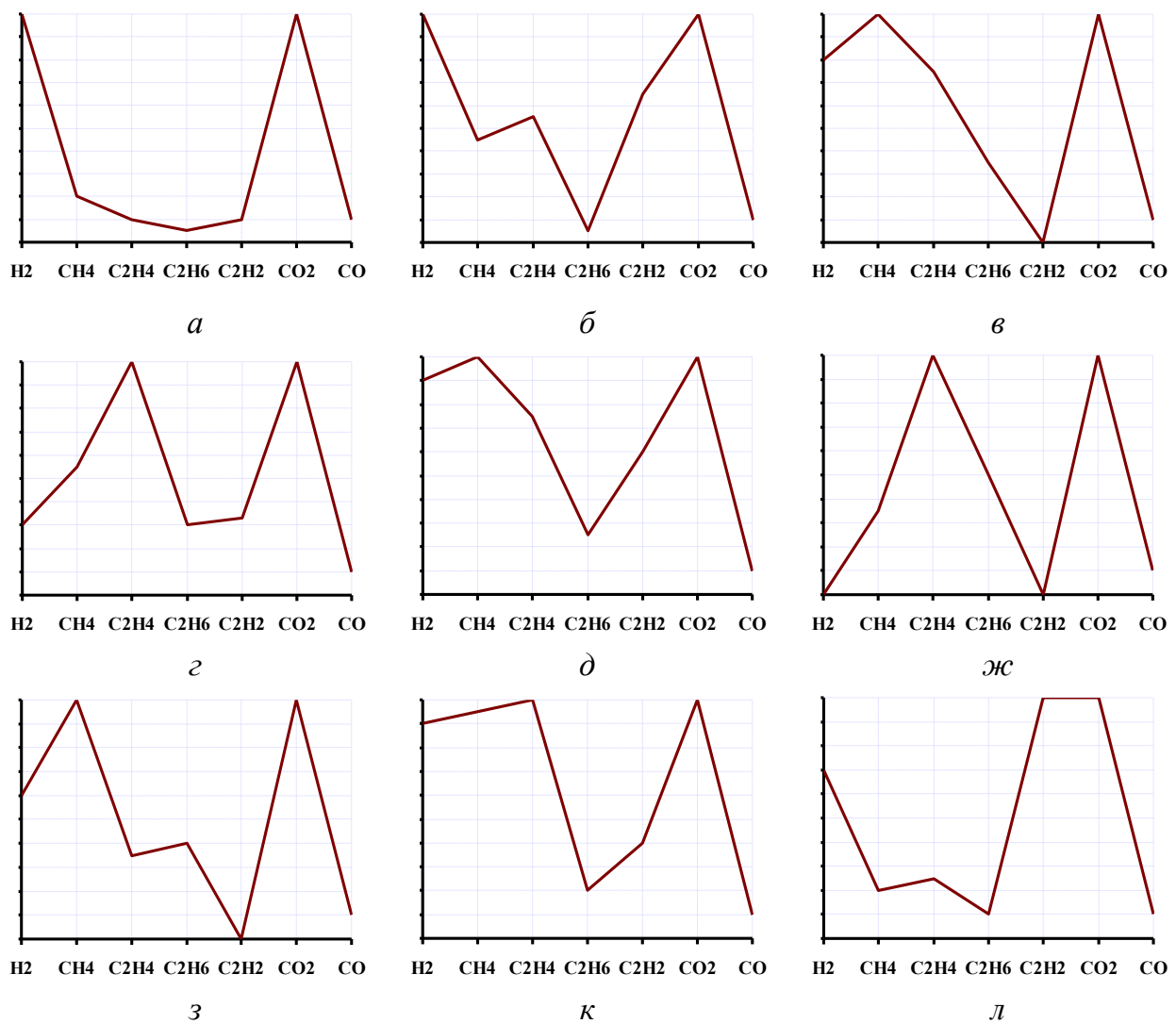


Рисунок 1.17 – Діаграми дефектів:

a – частковий розряд; *б* – іскровий або дуговий розряд; *в* – перегрів; *г* – перегрів; *д*, *е* – перегрів з можливим переходом у дуговий розряд; *ж*, *з* – перегрів з можливим переходом у частковий розряд; *к* – дуговий розряд

Виконаний в [43] порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефекту показав, що одним з істотних недоліків методики графічних образів є обмежене число еталонних образів, що ускладнює розпізнавання багатьох типів дефектів. Аналіз графічних образів, побудованих за результатами експлуатаційного контролю газовмісту масла в трансформаторах з різним типом дефектів [32], показав, що навіть при одному і тому ж дефекті, для обладнання одного і того ж типу, графічні образи можуть істотно відрізнятися, як один від одного, так і від еталонних образів. Основними причинами

виявлених відмінностей є як індивідуальні особливості розвитку дефекту, так і відмінності у значенні енергії, що виділяється в процесі розвитку дефекту. Крім того, істотний вплив роблять конструктивні особливості обладнання, сорт масла і ряд інших факторів. У зв'язку з цим виникає об'єктивна необхідність удосконалення процедури розпізнавання типу дефекту при використанні графічних образів дефектів. Для врахування дрейфу значень координат графічних образів в [44, 45], пропонується використовувати не еталонні образи, а еталонні області, які будуються за результатами АРГ обладнання з одним і тим же типом дефекту. В якості значень меж еталонних областей запропоновано використовувати максимальні і мінімальні значення координат (відношення кожного з газів до газу з максимальною концентрацією), отриманих для масивів результатів АРГ з одним і тим же типом дефекту.

Для автоматичного розпізнавання типу дефекту пропонується використовувати метод діагностики по відстані до множини. У цьому методі оцінюється відстань не від однієї точки – еталона, а відстань від точки x (об'єкта, пред'явленого для розпізнавання) до всіх точок множини з даним діагнозом. Алгоритм розпізнавання полягає в наступному. Визначається відстань від точки x (об'єкта, пред'явленого для діагностики) до всіх точок, що входять в область даного діагнозу (точки навчальної групи), і «запам'ятовується» мінімальна відстань:

$$l_i^S = \sqrt{\left| H_{2i}^* - H_2 \right|^v + \left| CH_{4i}^* - CH_4 \right|^v + \left| C_2H_{6i}^* - C_2H_6 \right|^v + \left| C_2H_{4i}^* - C_2H_4 \right|^v + \left| C_2H_{2i}^* - C_2H_2 \right|^v}$$

де: H_{2i}^* , CH_{4i}^* , $C_2H_{6i}^*$, $C_2H_{4i}^*$, $C_2H_{2i}^*$ – значення координат, розраховані за значеннями концентрацій газів для i -того об'єкта з S -тим діагнозом; H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 – значення координат, розраховані за значеннями концентрацій газів діагностованого обладнання; v – міра відстані.

Приймається рішення $x \in S_i$ якщо $l_i = \min \left(\min_{a_k^S \in S_k} \right)$.

Для скорочення обсягу обчислень на першому етапі можна розрахувати

діагностичну відстань між координатами діагностованого об'єкта і центрами еталонних областей, які являють собою еталонні образи дефектів.

Використовуючи результати аналізу розчинених в маслі газів для більш ніж 3000 високовольтних силових трансформаторів, було побудовано 125 графічних областей для дефектів різного типу, в тому числі і комбінованих дефектів. Це дозволяє істотно розширити базу еталонних номограм і розпізнавати більше число дефектів у порівнянні з діючими стандартами.

Як приклад, на рис. 1.18 наведено графічні області дефектів, для яких газом з максимальним вмістом є етан. Суцільною лінією на рис. 1.18 позначений центр області, що збігається з номограмою дефекту; пунктирними лініями позначені нижня і верхня межі області дефекту. Слід зазначити, що в жодному з діючих стандартів номограми для дефектів з максимальним вмістом етану не нормовані.

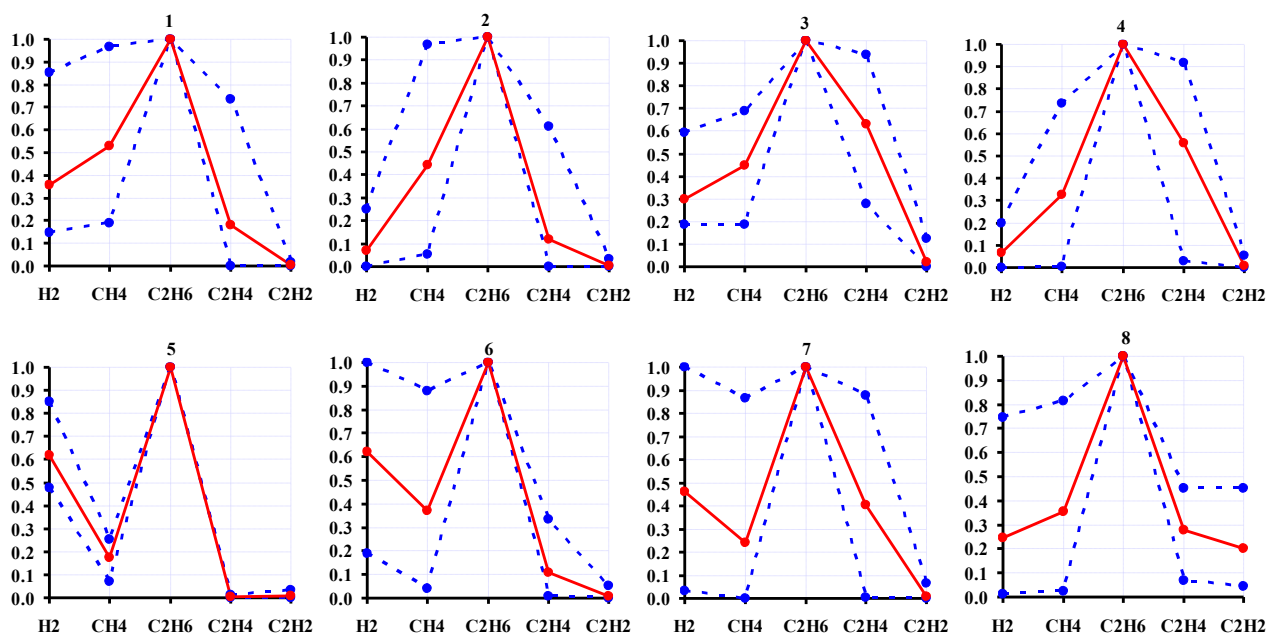


Рисунок 1.18 – Графічні області дефектів:

1–3 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С; 4 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С; 5 – ЧР і відкладення Х-воску; 6 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С і ЧР; 7 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С і ЧР; 8, 9 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С і розряди з низькою щільністю енергії

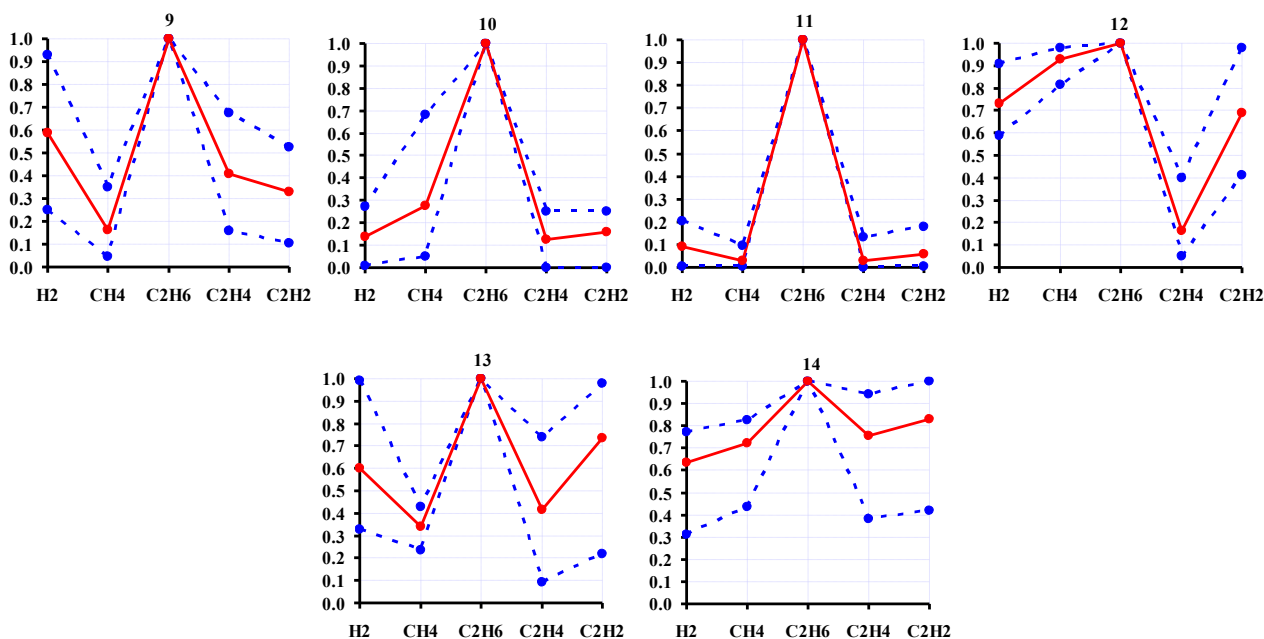


Рисунок 1.18 – Графічні області дефектів (продовження):

9 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С і розряди з низькою щільністю енергії;
 10–12 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С і розряди з високою щільністю енергії;
 13, 14 – перегрів в діапазоні температур 150–300 °С, що переходять у дугу

1.5.13 Логарифмічна методика номограм [46]

Ця методика була розроблена J. O. Church в 1980 р. Вона базується на критерії ключового газу. У методиці графічно представлені як газові концентрації, так і засоби інтерпретації дефектів. Номограма складається з ряду вертикальних логарифмічних шкал, що являють собою концентрації окремих газів (рис. 1.19). У цій методиці між сусідніми шкалами проведені прямі лінії, що з'єднують точки, які є значеннями концентрацій газів. Нахили цих ліній – діагностичні критерії для визначення типу пошкодження. Ключ біля основи діаграми між двома осями вказує на тип дефекту для цих двох осей.

Візуальне порівняння нахилів лінійних сегментів з ключами, даними біля основи номограм, необхідне для ідентифікації типу дефекту (перегрів, дугові або часткові розряди). Кожному вертикальному масштабу стрілкою присвоєно порогове значення. Ця методика може застосовуватися, якщо хоча б одне зі значень перевищує порогове. Недоліком цієї методики є бідність

діагностичного висновку, оскільки ідентифікувати можна тільки три основні дефекти.

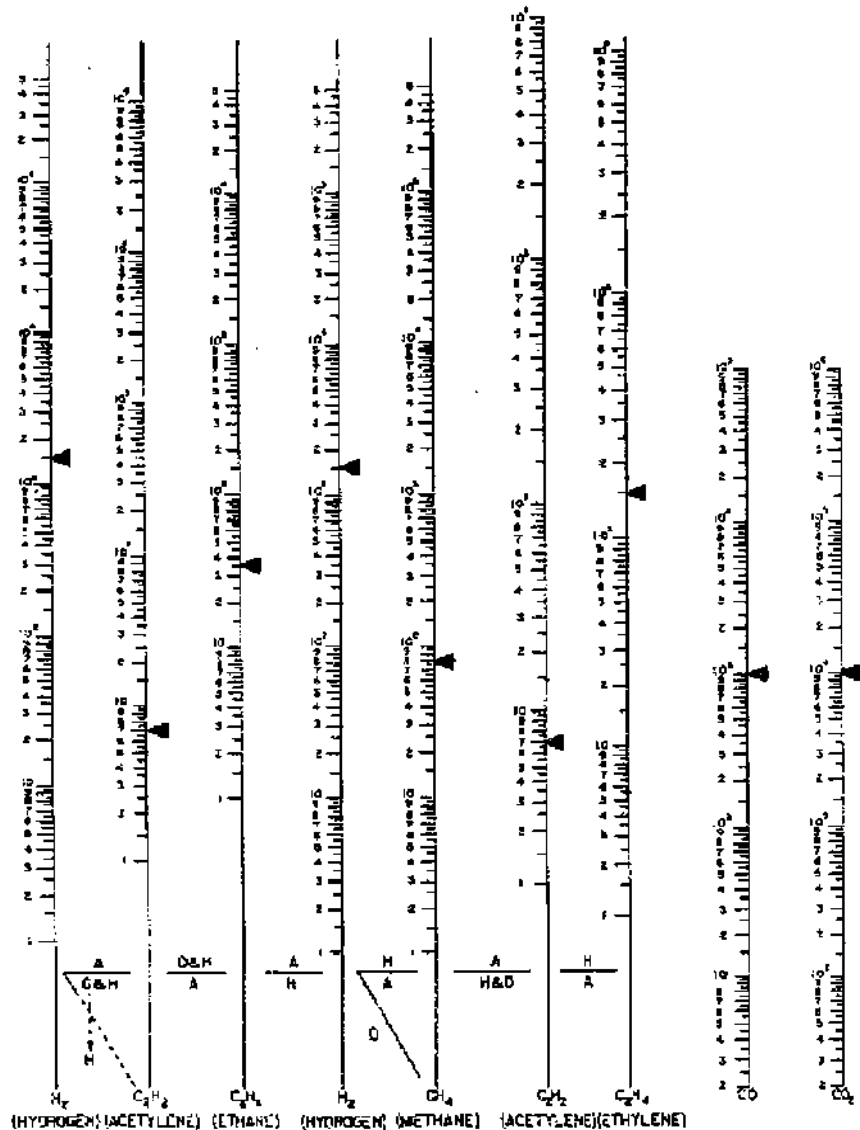


Рисунок 1.19 – Логарифмічна номограма

1.5.14 Методика пелюсткових діаграм [47]

Серйозна робота з інтерпретації АРГ проведена колективом фахівців Уральського Федерального Університету під керівництвом І. В. Давиденко.

На етапі виявлення дефекту ними пропонується використовувати два рівні значень концентрацій розчинених в маслі газів: допустимий (ДЗ) і гранично допустимий (ГДЗ). В результаті дослідження факторів, що впливають на концентрації розчинених в маслі газів, зроблені висновки про доцільність диференціювати ДЗ і ГДЗ таким чином:

- за способом захисту масла трансформатора (герметичні і негерметичні);

- марками масла (ГК, ВГ, ТКп та інші);
- терміном експлуатації (до 3, 3–15, 15–27, 27–37, понад 37 років);
- класом напруги (35, 110, 220–500);
- типом РПН (РС та інші).

Весь масив даних результатів АРГ був розділений на вибірки відповідно до знайдених факторів впливу. Для знаходження значень ДЗ і ГДЗ концентрацій газів для кожної вибірки будувалася інтегральна функція розподілу.

Для визначення характеру дефекту пропонується відображати стан об'єкта на основі результатів АРГ у вигляді 8-ми пелюсткової діаграми, де по семи променях відкладаються значення концентрацій газів, а по восьмому променю – їх сума, яка знаходиться за формулою

$$S = \sum_{n=1}^5 K_i + m(K_{\text{CO}} + K_{\text{CO}_2}),$$

де K_i – концентрації водню і вуглеводневих газів; m – коефіцієнт масштабування (зазвичай $m = 0,01$); K_{CO} – концентрація СО; K_{CO_2} – концентрація СО₂.

Попередньо на пелюстковій діаграмі формується образ, відповідний ДЗ (ГДЗ). Допустимі значення вибираються залежно від зазначених вище конструктивних особливостей і терміну експлуатації обладнання. Потім на відповідних променях діаграми відображаються отримані з АРГ всі гази. Отриманий образ дефектного стану обладнання необхідно зіставити з деяким набором еталонних зображень. Для їх отримання були проаналізовані численні випадки результатів АРГ і наступних фактів розбирання трансформаторів 35–500 кВ. Після вивчення зібраних матеріалів було складено 14 видів еталонних діаграм, що відображають дефекти електричного і термічного характеру різної сили прояву (рис. 1.20).

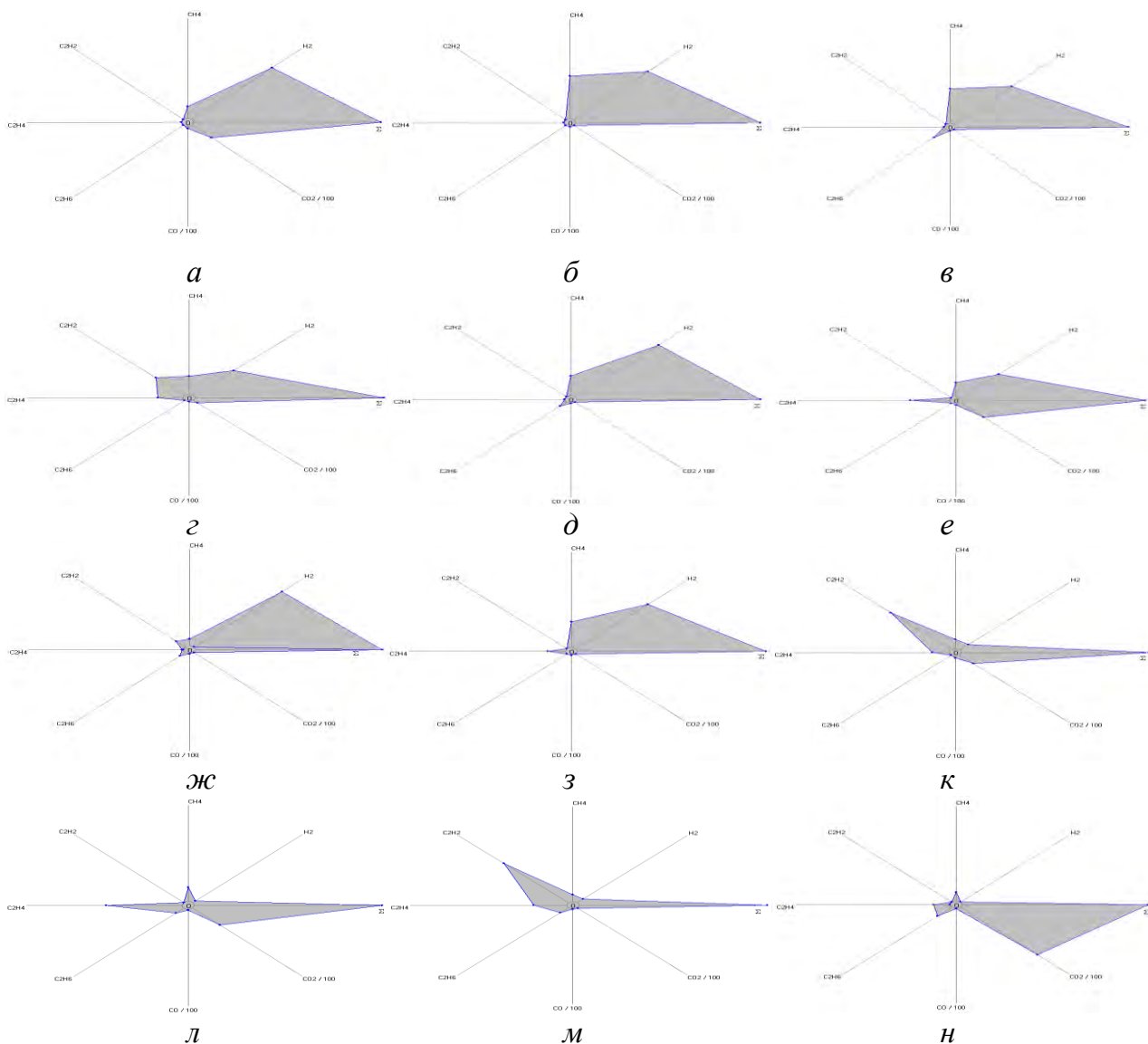


Рисунок 1.20 – Побудовані за результатами АРГ пелюсткові діаграми для різних типів дефектів:

a – ЧР низької енергії, старіння; *б* – ЧР високої енергії; *в* – ЧР високої енергії і низькотемпературне нагрівання; *г* – тепловий пробій ізоляції; *д* – ЧР і низькотемпературне нагрівання (Х-віск); *е* – ЧР низької енергії і високотемпературне нагрівання; *ж* – іонізаційний пробій ізоляції; *з* – ЧР високої енергії і високотемпературне нагрівання; *к* – сильний розряд (дуга); *л* – високотемпературне нагрівання, старіння ізоляційних матеріалів; *м* – сильні розряди і високотемпературне нагрівання; *н* – високотемпературне нагрівання в результаті феррорезонансу

У методиці розроблена спеціальна процедура порівняння отриманого зображення дефектного стану з еталонними образами, що передбачає

масштабування отриманого зображення, обчислення мір близькості і спорідненості, визначення коефіцієнта небезпеки та інших характеристик. Для цього пропонується спеціальна комп'ютерна програма.

1.5.15 Зарубіжний досвід інтерпретації результатів АРГ

Методи інтерпретації результатів АРГ в трансформаторах, що застосовуються в різних країнах різними фірмами, істотно різняться [16].

Так, в компанії АВВ прийнята методика Дорненбурга, що використовує три основних співвідношення газів по МЕК з набором з чотирьох видів дефектів (термічні, часткові розряди низької і високої енергії, потужні розряди), з простою графічною інтерпретацією. Рекомендовано межі концентрації газів для трансформаторів без дефектів, незалежно від часу їх експлуатації.

В Іспанії прийнята система ASINEL з використанням семи цифрових кодів, присвоєних шести відношенням газів і концентрацій водню і сумі вуглеводнів C_1 та C_2 . Три коди відповідають кодам ІЕС 60599 і мають ті ж значення, одне відношення газів відповідає коду Роджерса, а інше – CO_2/CO – прийняте для оцінки деградації паперової ізоляції. Використовується також відношення C_2H_2/H_2 для оцінки місця дефекту. Якщо значення відношення більше 2, то наявний дефект в пристрої РПН, якщо нижче – дефект знаходиться в основному баку трансформатора.

У Канаді діагноз ставиться з використанням трикутників Дюваля. Критерії щодо концентрації газів для нормального, прийнятного і небезпечного стану істотно розрізняються для різноманітних газів та різних напруг і терміну служби трансформаторів особливо. Для отримання впевненого діагнозу дані АРГ вводяться в експертну систему оцінки стану трансформаторів.

Також на відношеннях газів по ІЕС 60599 і на відношеннях CO_2/CO та C_2H_2/H_2 заснована система лабораторії LABELEC (Португалія), проте тут в першу чергу проводиться оцінка абсолютних значень концентрації газів і, якщо хоча б один з газів виходить за граничне значення, розраховуються п'ять відношень газів. Додатково використовується методика Шлізінгера для

підтвердження наявності одночасно більш ніж одного виду дефектів. У методиці Шлізінгера відношення газів комбінуються з рівнями концентрації. Комбінація виражається кодовими числами, застосовуваними для інтерпретації результатів АРГ. Використовується п'ять відношень газів: C_2H_2/H_2 , C_2H_2/C_2H_6 , H_2/C_2H_6 , C_2H_4/C_2H_6 , CO_2/CO . Залежно від значень відношень їм присвоюються кодові числа. Далі знаходяться кодові числа за рівнями концентрації C_2H_2 , H_2 , суми C_xH_y і суми CO_2 та CO . Для цих газів встановлені рівні концентрацій (від-до). Залежно від концентрації, за таблицею присвоюється кодове число. Комбінації кодових чисел зведені в діагностичну таблицю. Методика здатна визначати більш ніж один вид дефекту.

В енергокомпанії RWE Energie (Німеччина) прийнята система з використанням п'яти відношень газів і чотирьох граничних концентрацій. Залежно від значення відношень визначається істотність дефекту і порівнюється з концентрацією газів. Якщо і відношення, і концентрації ключових газів значні, це вважається ознакою істотної деградації ізоляції. Система розрізняє п'ять видів дефектів. Подібна система (компанії КЕМА Transformer) прийнята в Нідерландах.

У Бельгії застосовують систему, що використовує таблицю «коди Laborelec». Коди представляють концентрації газів H_2 , C_2H_2 , CO і суми вуглеводнів C_1 та C_2 . Крім того, береться до уваги відношення CH_4/H_2 . Система має дев'ять визначень дефектів, різних за ступенем їх важливості. Залежно від концентрації і відношень газів перераховані 27 різних видів діагнозу, позначених кодами. Нормальний стан обладнання відповідає концентрації водню до 200×10^{-6} відн. од., суми вуглеводнів C_1 та C_2 до 300×10^{-6} відн. од. і CO – до 800×10^{-6} відн. од.

У Франції прийнята система лабораторії LCIE, заснована на порівнянні концентрації газів з нормою, встановленою для різних типів трансформаторів (відповідно їх заводам-виробникам, місцю установки, терміну служби, напрузі і наявності РПН). При виході концентрацій за норму визначаються

відношення газів, щоб виявити вид дефекту. Враховується також швидкість наростання концентрації газів.

В енергокомпанії «National Grid» (Великобританія) традиційно застосовуються відношення Роджерса. Вважається, що відношення газів C_2H_6/CH_4 , виключене з системи ІЕС 60599, ефективно виявляє підвищення температури в порівнянні з робочою. У методиці також враховується зростання виділення газів за часом і порівняння концентрації газів з допустимим рівнем. Методика продовжує вдосконалюватися.

У компанії Siemens Trafo Union (Німеччина) як критерії використовуються концентрації газів і відношення характерних газів. Концентрація визначається для ацетилену, водню, суми вуглеводнів C_1 та C_2 , для пропілену, пропану та пропіну, а також для суми CO і CO_2 .

У Польщі також в якості критеріїв використовуються концентрації газів, відношення характерних газів, враховується швидкість наростання газівмісту масла.

У Швейцарії компанією ABB-Secheron і енергокомпаніями АРГ застосовується більше 40 років, хоча його результати не вважаються безпосередньою мірою небезпеки, об'єму і місця дефекту, але є приводом для детального обстеження трансформатора на місці установки. При зростанні газовиділення трансформатор відвозять на завод для випробувань або замінюють.

1.6 Короткий аналіз сучасного зарубіжного досвіду інтерпретації результатів АРГ

Наведені у [48, 49] результати порівняльного аналізу достовірності розпізнавання типу дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання показують, що використання критеріїв і правил, що регламентуються найбільш відомими стандартами і методиками, не завжди дозволяють встановити правильний діагноз. У зв'язку з цим роботи з удосконалення даного методу АРГ тривають і донині.

Досить велика кількість досліджень присвячена питанням визначення гранично-допустимих або граничних значень концентрацій газів. Так, в роботах [50–52] граничні значення концентрацій газів пропонується визначати на основі аналізу інтегральних функцій розподілу, але граничний рівень визначається з урахуванням рівня потоку відмов для даного виду обладнання. Там же пропонується регламентувати два рівні значень концентрацій – допустимого і гранично-допустимого. Допустимі і гранично-допустимі значення концентрацій газів в [50] визначалися з урахуванням факторів як-от тип захисту масла, сорт масла, термін експлуатації трансформаторів і тип РПН.

У роботах [53–57] для виявлення дефектів в силових трансформаторах пропонується використовувати підхід, заснований на статистичних методах розпізнавання. Результати хроматографічного аналізу розчинених в маслі газів представляються у вигляді адитивної суміші «шум+дефект» і завдання діагностики зводиться до виявлення дефекту в цій суміші за статистичними характеристиками шумів. Задача виявлення дефекту [53, 56] зводиться до перевірки простої гіпотези H_0 – про те, що сукупність діагностичних параметрів газів, вимірюваних у ході АРГ, належить до розподілу шумів з математичним очікуванням M_0 , дисперсією σ^2 і функцією кореляції $K(t)$. Альтернативна гіпотеза H_1 полягає в тому, що дана сукупність належить до розподілу з точно відомим (детермінованим) математичним очікуванням M_1 та номером, що змінюється за законом дефекту з номером i , й тими ж самими дисперсією й кореляційною функцією. У роботі [57] наведений порядок побудови правила перевірки гіпотези H_0 з використанням критерію Неймана–Пірсона.

Виконані у [58, 59] дослідження показали, що значення концентрацій газів у справних і дефектних трансформаторах можуть бути описані розподілом Вейбулла. На підставі отриманих результатів у [60–63] для визначення граничних значень концентрацій газів запропоновано використовувати метод мінімального ризику.

Ще одним підходом для раннього виявлення дефектів високовольтного

маслонаповненого обладнання є аналіз динаміки зміни критеріїв, що застовуються для інтерпретації результатів АРГ, в часі. Результати досліджень, наведені у [64, 65], свідчать про наявність істотних відмінностей в характері змін в часі діагностичних критеріїв, що застовуються для інтерпретації результатів АРГ. Зокрема встановлено [64], що при відсутності дефекту у високовольтних силових трансформаторах негерметичного виконання залежності концентрацій газів, швидкостей наростання газів і відношень газів від тривалості експлуатації носять випадковий стохастичний характер. Також випадково змінюються і графічні образи, побудовані за результатами АРГ бездефектного обладнання. Випадковий характер зміни в часі діагностичних критеріїв, використовуваних для інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів, в нормально працюючих справних трансформаторах обумовлений як процесами дифузії газів з масла в атмосферу, так і особливостями газоутворення в присутності вільного кисню. При аварійних впливах з боку мережі в залежностях концентрацій газів і швидкостей їх наростання від тривалості експлуатації спостерігається короткочасне переважання систематичної компоненти над випадковою складовою. При цьому значення відношень пар газів тимчасово стабілізуються в області, характерній для даного рівня енергетичного впливу, яке є наслідком даного аварійного режиму. Також спостерігається короткочасна стабілізація графічних образів дефектів, при якій отримані образи збігаються з образами дефектів, характерних для даного рівня енергетичного впливу. У той же час розвиток дефекту в силових трансформаторах характеризується [65]:

- появою значущої систематичної складової в залежностях концентрацій газів від тривалості експлуатації;
- появою значущої систематичної складової в залежностях інтегральних значень швидкостей наростання газів від тривалості експлуатації;
- схожістю графічних образів, побудованих за результатами АРГ для дефектів, що відносно повільно розвиваються, і стабільною відповідністю

графічних образів дефектам різного типу для дефектів, що швидко розвиваються.

Іншими словами, ті критерії, які використовуються для виявлення дефекту, мають нестационарний характер залежності від тривалості експлуатації. У той же час значення критеріїв, використовуваних для розпізнавання типу дефекту, стабілізуються в області, строго характерній для даного типу дефекту. При цьому виявлені зміни в характері часових залежностей зазначених діагностичних ознак мають місце ще до того моменту, коли концентрація хоча б одного з газів перевищує граничні значення, тобто існує можливість раннього виявлення дефектів як при періодичному, так і при безперервному контролі вмісту газів [66–69]. Крім того, аналізуючи характер залежностей критеріїв використовуваних для інтерпретації результатів АРГ від тривалості експлуатації, можна розпізнати причини зростання концентрацій газів, викликані впливом аварійних режимів роботи електричних мереж [70].

Численні дослідження проводяться з метою підвищення достовірності розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ. Виконаний аналіз показує, що основний акцент при вирішенні даної задачі припадає на використання більш досконалого математичного апарату. Зокрема значний обсяг публікацій [71–80] присвячений використанню нейронних мереж для розпізнавання типу дефектів. Однак як вихідні дані в даних роботах застосовувалися різні критерії. Так у [71–75] для розпізнавання типу дефекту використовувалися значення відношень газів, регламентовані в [20]. У [76] вхідними даними для нейронної мережі були як відношення газів, регламентовані у [20], так і відношення газів, регламентовані у [23], а у [77] – тільки відношення газів, регламентовані у [23]. У [77] як вхідні дані використаний відсотковий вміст газів вуглеводневого ряду і водню, а у [79, 80] – значення концентрацій газів.

Ще одним напрямком удосконалення процедури розпізнавання типу дефекту, прогнозованого за результатами АРГ, є використання апарату нечіткої логіки [81–92]. У більшості робіт для розпізнавання типу дефекту

використовуються виключно значення відношень газів, що регламентуються стандартами [19–23].

у [93–96] для діагностики стану маслonaповненого обладнання використано метод векторної релевантності. При цьому в [93–95] тип дефекту визначався на основі аналізу концентрацій газів вуглеводневого ряду і водню, а у [96] для розпізнавання дефекту використовувалися координати графічних образів.

у [97] розпізнавання типу дефектів пропонується виконувати, використовуючи правила асоціації, але при цьому для розпізнавання використовуються відношення з [20]. У [98] для розпізнавання типу дефекту розроблена інтелектуальна експертна система, але в ній також використовуються значення відношень газів, регламентовані у [22, 23]. А в роботі [99] запропоновано гібридний метод розпізнавання з використанням методики ключового газу і відношень газів зі стандартів [20, 21, 23]. У роботі [100] для розпізнавання типу дефекту розроблена мережа Петрі. У [101, 102] для інтерпретації результатів аналізу розчинених в маслі газів використовується Байєсівський підхід, при цьому в [101] розроблена Байєсівська мережа, яка використовує значення відношень газів, що регламентуються методиками Дорненбурга і Роджерса, а також трикутник Дюваля. У [102] Байєсівський підхід використовується для коригування меж зон дефекту в трикутнику Дюваля. У роботі [103] запропоновано Low Energy Degradation Triangle (LEDT) для розпізнавання низькоенергетичних дефектів, в якому для діагностики стану обладнання використовуються значення відсоткового вмісту водню, метану і оксиду вуглецю.

У роботі [104], для більш достовірного розпізнавання типу дефекту, запропоновано використовувати всі відомі методики з інтерпретації результатів АРГ, об'єднані в експертну систему, з використанням генного експресивного програмування (GEP). Даний метод також використовується і у [105]. У [106] для інтерпретації результатів АРГ розроблений гібридний метод, що поєднує

векторну машину релевантності (RVM) і адаптивну нейронну систему нечітких умовиводів (ANFIS). А у [107] запропонована гібридна векторна машина підтримки (SVM) з модифікованим алгоритмом еволюційної оптимізації рою частинок (EPSO). Векторна машина підтримки з використанням відношень газів запропонована у роботі [108]. У роботі [109] пропонується діагностична система, що використовує матрицю інтерпретації несправностей (FIM), засновану на аналізі розчинених газів. Для цього використовуються методики Роджерса, ІЕС 60599 і трикутник Дюваля. У [110] для підвищення точності діагностики методом АРГ силового трансформатора на основі комбінованого використання багато-класифікаційного алгоритму самоадаптувальної еволюційної машини екстремального навчання (SaE-ELM). У роботі [111], для підвищення точності розпізнавання, представлено новий метод діагностики пошкоджень трансформатора, заснований на мережах глибокого переконання (DBN). У [112] запропоновано підхід, заснований на відображенні трикутника Дюваля в Байєсівську мережу, що на думку авторів усуває невизначеність, існуючу при прийнятті рішень щодо характеру несправностей, викликаних газами, які потрапляють в трансформатор, і несправностей, які одночасно призводять до збільшення відсоткового вмісту газу. У [113] запропоновано алгоритм, заснований на інтегрованій моделі, яка являє собою злиття трикутника Дюваля і відношень газів, рекомендованих стандартом [20]. Він використовує звичайні правила трикутника Дюваля для виявлення домінуючих несправностей і правила методики ІЕС 60599 для виявлення «відмови» і прикордонних несправностей. У роботі [114] представлена нова графічна методика «Heptagon», заснована на семи газах, що утворюються при розкладанні дефектного трансформаторного масла. На основі близько 452 тестових зразків АРГ трансформаторного масла побудований рисунок «Heptagon» і визначені зони різних типів пошкоджень. Запропонована методика випробувана і зіставлена з іншими методиками.

Слід зазначити, що наведений аналіз охоплює відносно невеликий обсяг

опублікованих досліджень. Це свідчить про те, що удосконалення методів інтерпретації результатів АРГ триває і в даний час.

1.7 Питання для самоконтролю

1) Які фізичні процеси лежать в основі використання методу АРГ для діагностики стану маслонаповненого обладнання.

2) На чому заснована діагностика маслонаповненого обладнання з використанням методу АРГ?

3) Вміст яких газів визначається за результатами АРГ?

4) Опишіть послідовність процедури інтерпретації результатів АРГ, починаючи з моменту визначення значень концентрацій газів на хроматографі.

5) Назвіть механізми утворення CO та CO₂ в маслі.

6) Поясніть різницю у вмісті газів в маслі для трансформаторів герметичного і негерметичного виконання.

7) Чи є вплив умов роботи обладнання на вміст газів в маслі? Поясніть свою відповідь.

8) Чи є вплив системи охолодження трансформатора на вміст газів в маслі? Поясніть свою відповідь.

9) Чи є вплив наявності РПН в трансформаторі на вміст газів в маслі? Поясніть свою відповідь.

10) Назвіть фактори, що призводять як до збільшення, так і до зменшення концентрації газів в справному обладнанні і поясніть їх вплив на вміст газів в маслі.

11) Якщо розглядати процес утворення газів виключно з точки зору енергетичних витрат, необхідних для розриву тих чи інших вуглеводневих зв'язків, то максимальний вміст якого з газів свідчить про максимальну небезпеку дефекту?

12) В процесі експлуатації герметичного автотрансформатора напругою 330 кВ, відбулася розгерметизація. У такому стані автотрансформатор пропрацював тривалий час. Як ви вважаєте, чи зміниться газовміст масла в даному

автотрансформаторі? І якщо так, то якому типу дефекту воно може відповідати?

13) За результатами АРГ силового трансформатора в пробі масла виявлено вміст ацетилену, що перевищує поріг розпізнавання даного газу хроматографом. Значення концентрацій інших газів відповідають нормально працюючому справному стану трансформаторів. Яка додаткова інформація вам буде потрібна для прийняття рішення? Які можливі причини такого вмісту газів?

14) За результатами АРГ трансформатора негерметичного виконання в пробі масла виявлено однаковий вміст водню і етану. Враховуючи, що коефіцієнт розчинності водню в маслі становить 0,05, а коефіцієнт розчинності етану становить 2,4, чи можна зробити висновок про те, що ці два гази утворюються з однаковою інтенсивністю? Якщо ні, то який газ виділяється з більшою інтенсивністю? Оцініть відмінності в інтенсивності утворення цих двох газів.

15) Як ви вважаєте, чим визначається ступінь небезпеки дефекту?

16) Для яких дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання газом з максимальним вмістом є водень?

17) Для яких дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання газом з максимальним вмістом є метан?

18) Для яких дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання газом з максимальним вмістом є етан?

19) Для яких дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання газом з максимальним вмістом є етилен?

20) Для яких дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання газом з максимальним вмістом є ацетилен?

21) Дайте коротку характеристику дефектів силових трансформаторів, які розпізнаються за допомогою методу АРГ.

22) Дайте коротку характеристику дефектів шунтуючих реакторів, які розпізнаються за допомогою методу АРГ.

23) За результатами АРГ трансформатора 110 кВ з пристроєм РПН

отримано вміст газів, що відповідає іскровим розрядам або розрядам з високою щільністю енергії. Яке ще можливе пошкодження може мати місце? Яке відношення газів слід використовувати для його розпізнавання?

24) В трансформаторі ТДЦГ-400000/330 при черговому аналізі за графіком було отримано наступний вміст газів: основний газ – етилен, характерні гази високої концентрації ацетилен і метан, характерний газ низької концентрації етан і водень, що дозволило припустити наявність високотемпературного нагріву з температурою вище 700 °С. Відбір проб, проведений через 6 днів, показав незначне зниження концентрацій газів, але якісно вміст газів не змінився. Фактори, що викликають зменшення концентрацій газів, в даному випадку були відсутні. У чому можлива причина зниження концентрацій газів?

25) Назвіть причини і поясніть механізми утворення, що призводять до появи комбінованих дефектів.

26) Які дефекти, що виявляються за результатами АРГ, на Вашу думку, становлять найбільшу небезпеку для маслonaповненого обладнання? Чому?

27) За запропонованим якісним складом газів визначити тип прогнозованого дефекту. Наприклад, водень – газ з максимальним вмістом, другий за змістом газом є метан. Вміст етану та етилену незначний, ацетилен – відсутній.

28) Які критерії використовуються для розпізнавання типу дефекту маслonaповненого обладнання за результатами аналізу розчинених в маслі газів?

29) Перерахуйте методики, що дозволяють проводити діагностику трансформаторів, обладнаних РПН, і поясніть відмінності даних методик.

30) Як ви вважаєте, чим обумовлена необхідність розробки такої кількості трикутників Дюваля?

31) Назвіть переваги використання методики ключового газу.

32) Порівняйте методику ключового газу, номограм і логарифмічну методику номограм і поясніть, яка з них краща, за умови, що дані методики

можуть розпізнати однаковий набір дефектів.

33) Назвіть недоліки використання методики пелюсткових діаграм.

34) Як Ви вважає, розпізнавання яких дефектів з використанням значень відношень газів, регламентованих у відомих Вам стандартах і методиках, викликає істотні труднощі? Поясніть причину.

35) Назвіть переваги і недоліки розпізнавання великої і малої кількості дефектів.

36) Порівняйте критерії, що використовуються в різних методиках діагностики, і назвіть найкращий, на Вашу думку. Поясніть чому.

37) На підставі аналізу описаних методик запропонуйте свій метод діагностики і поясніть, які критерії ви використовуєте і чому.

38) Відносно недавно була запропонована графічна методика «Heptagon». В її основі використані 7 газів, що утворюються при розкладанні дефектного трансформаторного масла. Назвіть недоліки цієї методики в порівнянні з іншими графічними методами, зокрема поєднанням п'ятикутником Дюваля, методикою пелюсткових діаграм і ключового газу.

39) Чи може максимальний вміст етилену в пробах масла обладнання однозначно свідчити про наявність перегріву з температурою вище 700 °C? Яке відношення газів слід використовувати, щоб підтвердити наявність даного дефекту?

40) Який із критеріїв, на Вашу думку, найбільш зручний для використання з більш досконалим математичним апаратом (таким як ANFIS, RVM, SVM і GEP)?

41) Яка особливість нейронних мереж, на Вашу думку, є суттєвим обмеженням при їх використанні для розпізнавання типу дефектів за результатами АРГ?

42) У чому, на Вашу думку, полягає перевага використання нечіткої логіки для розпізнавання типу дефектів за результатами АРГ?

2. ЗМІСТ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ

Завданням РГЗ є порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефектів силових трансформаторів з використанням критеріїв і норм, регламентованих відомими стандартами і методиками.

У розділі 5 вибрати свій варіант завдання, відповідний номеру в журналі. Вихідні дані являють собою значення концентрацій газів, отримані з реально працюючих високовольтних силових трансформаторів з дефектами різного типу. Завдання виконується у такій послідовності:

1) Визначити значення відношень, які використовуються у відомих стандартах для розпізнавання типу дефекту. Результати розрахунку занести в таблицю 2.1.

2) Використовуючи отримані значення відношень газів, визначити тип дефекту для 15 аналізованих трансформаторів з використанням:

а) діючого в Україні стандарту та наведеної в таблиці 1.1 діагностичної схеми;

б) міжнародного стандарту IEC 60599 та наведеної в таблиці 1.2 діагностичної схеми;

в) методики Дорненбурга та наведеної в таблиці 1.3 діагностичної схеми;

г) методики Роджерса та наведеної у таблицях 1.4 і 1.5 діагностичної схеми;

д) методики MSS та наведеної в таблиці 1.6 діагностичної схеми;

е) стандарту, що використовувався в РФ, та наведеної в таблиці 1.8 діагностичної схеми;

ж) двох проекцій відношень газів на основі рекомендацій стандарту IEC 60599 та наведеної на рис. 1.8 діагностичної схеми;

з) методики ETRA та наведеної на рис. 1.14 діагностичної схеми.

3) Використовуючи значення концентрацій газів, визначити тип дефекту для 15 аналізованих трансформаторів з використанням:

а) трикутника Дюваля. Для постановки діагнозу за допомогою даної методики можна скористатися програмою «Duval». У додатку А наведено детальний опис з використання даної програми.

б) методики ключового газу. Для цього, використовуючи наведену нижче формулу, слід виконати розрахунок відсоткового вмісту кожного з газів. Потім відкласти відсотковий вміст газів на діаграмах і виконати порівняння побудованих діаграм з діаграмами, наведеними на рисунку 1.15. На основі візуального порівняння встановити тип дефекту.

$$A_i\% = 100 \frac{A_i}{\Sigma},$$

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

4) Для 15 аналізованих трансформаторів побудувати графічні образи (номограми) дефектів. Для цього використати алгоритм, наведений в 1.5.12. Порівняти побудовані образи з еталонними (див. рис. 1.16) і встановити діагноз.

5) Узагальнити отримані результати і заповнити таблицю 2.2.

При заповненні таблиці 2.2 слід використовувати такі позначення:

- «ЧР» – часткові розряди (в тому числі й з різною щільністю енергії);
- «ІР» – іскрові та/або повзучі розряди;
- «РМЕ» – розряди з низькою щільністю енергії;
- «РВЕ» – розряди з високою щільністю енергії;
- «Т1» – перегрів з температурою менше 300 °С;
- «Т2» – перегрів з температурою в діапазоні 300–700 °С;
- «Т3» – перегрів з температурою вище 700 °С;

Для позначення комбінованих дефектів використовувати скорочення, що відповідають заданій комбінації електричних і термічних дефектів, розділених символом «+». Наприклад «Т3+РВЕ» – перегрів з температурою вище 700 °С, що супроводжується розрядами з високою щільністю енергії. Якщо методикою встановлено діагноз «Розрядний і термічний» (або DT у

зарубіжних методиках), то використовується позначення «Р+Т».

- Якщо не вдається точно встановити тип дефекту, тобто методика ідентифікує дефект як термічний (чи перегрів) або розряди, в такому випадку слід просто вказати характер дефекту – для термічних дефектів використати позначення «Т», для розрядів – «Р».

- У разі якщо отримані в результаті розрахунку значення відношень газів не відповідають значенням відношень газів, що регламентуються в аналізованому стандарті, для жодного з можливих типів дефектів, то приймається рішення про відмову від розпізнавання. У такому випадку в таблиці використати позначення «ВР». Аналогічне рішення приймається, якщо:

- відсотковий вміст газів істотно відрізняється від значень, нормованих методикою ключового газу;

- побудована номограма дефектів істотно відрізняється від еталонних;

- використання того чи іншого графічного методу діагностики не дозволило встановити діагноз (точки, що відображають стан об'єкта, не потрапили до жодної з областей дефектів).

6) Проаналізувати дані таблиці 2.2 і для кожного з аналізованих трансформаторів встановити правильний, з Вашої точки зору, діагноз. Результати занести в таблицю 2.3.

7) Виконати порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням 11 аналізованих стандартів і методик, заповнивши таблицю 2.4. Для цього необхідно розрахувати ймовірність:

а) постановки правильного діагнозу (збігається тип дефекту і його енергетичні параметри, а саме щільність енергії розрядів або температура перегріву). Для розрахунку використовувати формулу

$$P_{\pi} = 100 \frac{N_{\pi}}{N},$$

де P_{π} – імовірність постановки правильного діагнозу з використанням даного стандарту або методики; N_{π} – кількість трансформаторів, для яких встановлено

правильний діагноз; N – кількість аналізованих трансформаторів.

б) постановки частково-правильного діагнозу (збігається тип дефекту, але не збігаються його енергетичні параметри, а саме щільність енергії розрядів або температура перегріву). Для розрахунку використовувати формулу

$$P_{\text{ч.п}} = 100 \frac{N_{\text{ч.п}}}{N},$$

де $P_{\text{ч.п}}$ – імовірність постановки частково правильного діагнозу з використанням даного стандарту або методики; $N_{\text{ч.п}}$ – кількість трансформаторів, для яких встановлено частково правильний діагноз; N – кількість аналізованих трансформаторів.

в) постановки помилкового діагнозу (не збігається ні тип дефекту, ні його енергетичні параметри, а саме щільність енергії розрядів або температура перегріву). Для розрахунку використовувати вираз

$$P_{\text{н.п}} = 100 \frac{N_{\text{н.п}}}{N},$$

де $P_{\text{н.п}}$ – імовірність постановки помилкового (неправильного) діагнозу з використанням даного стандарту або методики; $N_{\text{н.п}}$ – кількість трансформаторів, для яких встановлено помилковий діагноз; N – кількість аналізованих трансформаторів.

г) відмови від розпізнавання (тип дефекту не визначено). Для розрахунку використовувати формулу

$$P_{\text{в.р}} = 100 \frac{N_{\text{в.р}}}{N},$$

де $P_{\text{в.р}}$ – імовірність відмови від розпізнавання при використанні даного стандарту або методики; $N_{\text{в.р}}$ – кількість трансформаторів, для яких тип дефекту не був встановлений; N – кількість аналізованих трансформаторів.

8) Проаналізувати результати, наведені в таблиці 2.4. Визначити стандарт або методику, що забезпечують максимальну і мінімальну достовірність розпізнавання. Проаналізувати причини постановки помилкових діагнозів і відмови від розпізнавання. Сформулювати пропозиції щодо підвищення

достовірності даних методик.

9) Оформити звіт про виконання завдання і підготуватися до його захисту.

Таблиця 2.1 – Значення відношень газів для діагностованих трансформаторів

№ з/п	Значення відношень газів							
	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
1								
2								
...								
13								
14								
15								

Таблиця 2.2 – Узагальнена таблиця діагнозів

Стандарт (методика)	Діагностований трансформатор					
	1	2	3	...	14	15
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна)						
Стандарт ІЕС 60599						
Методика Дорненбурга						
Методика Роджерса						
Методика MSS						
РД 153-34.0-46.302-00 (РФ)						
Трикутник Дюваля						
Дві проекції відношень газів на основі рекомендацій стандарту ІЕС 60599						
Квадрат ЕТРА						
Методика ключового газу						
Методика номограм						

Таблиця 2.3 – Результати діагностики аналізованих трансформаторів

№ з/п	Прогнозований тип дефекту
1	
2	
...	
14	
15	

Таблиця 2.4 – Результати порівняльного аналізу достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням відомих стандартів і методик

Стандарт (методика)	Значення імовірностей постановки діагнозу, %			
	P_{Π}	$P_{\text{ч.}\Pi}$	$P_{\text{н.}\Pi}$	$P_{\text{в.р}}$
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна)				
Стандарт ІЕС 60599				
Методика Дорненбурга				
Методика Роджерса				
Методика MSS				
РД 153-34.0-46.302-00 (РФ)				
Трикутник Дюваля				
Дві проекції відношень газів на основі рекомендацій стандарту ІЕС 60599				
Квадрат ETRA				
Методика ключового газу				
Методика номограм				

3. ЗМІСТ ЗВІТУ ПРО ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ

Звіт щодо виконання індивідуального розрахункового завдання повинен складатися з таких частин:

- Титульний аркуш;
- Вступ;
- Основна частина;
- Висновок;

У вступі потрібно коротко обґрунтувати актуальність і практичну значимість виконуваної роботи.

В основній частині необхідно навести:

- таблицю з вихідними даними;
- таблицю зі значеннями відношень газів (див. табл. 2.1);
- узагальнену таблицю з діагнозами (див. табл. 2.2). До таблиці привести короткі пояснення, що відповідають на питання «Чому при використанні того чи іншого стандарту або методики, був поставлений даний діагноз?»;

• рисунки з результатами діагностики трансформаторів з використанням графічних методів розпізнавання (трикутника Дюваля, графічного методу методики Дорненбурга, квадрата ETRA, методики ключового газу і номограм). Навести результати порівняльного аналізу діагнозів, поставлених за допомогою трикутника Дюваля, графічного методу методики Дорненбурга і квадрата ETRA. Пояснити причини можливих відмінностей;

- таблицю з правильними, з вашої точки зору, діагнозами (див. табл. 2.3) і дати коротке обґрунтування прийнятого рішення;

• таблицю з результатами порівняльного аналізу достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням відомих стандартів і методик (див. табл. 2.4). Дати короткий аналіз причин постановки помилкових діагнозів і відмови від розпізнавання для окремих стандартів і методик.

- у висновках навести основні результати виконаної роботи та сформовані рекомендації щодо удосконалення методів інтерпретації результатів АРГ.

4. ПРИКЛАД ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ

Наведене нижче є прикладом виконання РГЗ з тією нумерацією таблиць та рисунків, яка повинна бути у звіті.

Таблиця 1 – Вихідні дані

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,195	0,0123	0,0038	0,0002	0,0002
2	0,001357	0,000699	0	0,001087	0,000372
3	0,224	0,056	0,038	0,045	0,094
4	0,4634	0,2852	0,0831	0,2589	0,3728
5	0,0127	0,0107	0,0011	0,0154	0,0224
6	0,00363	0,016638	0,065567	0,013443	0,000061
7	0	0,02	0,018	0,009	0
8	0,0258	0,037	0,032	0,037	0,001
9	0,4304	0,6135	0,4508	2,4999	0,0002
10	0,0056	0,00055	0,0092	0,00345	0,00275
11	0,0095	0,1076	0,0004	0,0071	0,0231
12	0,093	0,0404	0,0123	0,1037	0,00035
13	0,0626	0,0046	0,0054	0,0031	0,0004
14	0,0114	0,0051	0,0056	0,0034	0,0128
15	0,0154	0,0328	0,0401	0,0978	0,0008

Таблиця 2 – Значення відношень газів для аналізованих трансформаторів

№ з/п	Значення відношень газів							
	$\frac{CH_4}{H_2}$	$\frac{H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_6}{CH_4}$	$\frac{C_2H_4}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_2}{CH_4}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_6}$	$\frac{C_2H_6}{C_2H_2}$	$\frac{C_2H_2}{C_2H_4}$
1	0,0631	15,8537	0,3089	0,0526	0,0163	0,0526	19	1
2	0,5151	1,9413	0	—	0,5322	—	0	0,3422
3	0,25	4	0,6786	1,1842	1,6786	2,4737	0,4043	2,0889
4	0,6155	1,6248	0,2914	3,1155	1,3072	4,4862	0,2229	1,4399
5	0,8425	1,1869	0,1028	14	2,0935	20,3636	0,0491	1,4545
6	4,5835	0,2182	3,9408	0,2050	0,0037	0,0009	1074,8689	0,0045
7	—	0	0,9	0,5	0	0	—	0
8	1,4341	0,6973	0,8649	1,1563	0,0270	0,0313	32	0,0270
9	1,4254	0,7015	0,7348	5,5455	0,0003	0,0004	2254	0,0001
10	0,0982	10,1818	16,7273	0,375	5	0,2989	3,3455	0,7971
11	11,3263	0,0883	0,0037	17,75	0,2147	57,75	0,0173	3,2535
12	0,4344	2,3020	0,3045	8,4309	0,0087	0,0285	35,1429	0,0034
13	0,0735	13,6087	1,1739	0,5741	0,0870	0,0741	13,5	0,1290
14	0,4474	2,2353	1,0980	0,6071	2,5098	2,2857	0,4375	3,7647
15	2,1299	0,4695	1,2226	2,4389	0,0244	0,0200	50,125	0,0082

Таблиця 3 – Узагальнена таблиця діагнозів

Стандарт (методика)	Діагностований трансформатор														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна)	ЧР	ВР	РМЕ	РВЕ	РВЕ	Т1	Т1	Т2	Т3	ВР	ВР	ІР	ВР	ВР	Т2
Стандарт ІЕС 60599	ЧР	ВР	РМЕ	РВЕ	РВЕ	Т1	Т1	Т2	Т3	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Т2
Методика Дорненбурга	ЧР	ВР	ВР	ЧР	ЧР	Т	Т	Т	Т	ВР	ВР	ВР	ЧР	ВР	Т
Методика Роджерса	ІР	ВР	ВР	РВЕ	РВЕ	Т1	Т1	Т1	Т1	ВР	РВЕ	ВР	ВР	РВЕ	Т1
Методика MSS	ЧР	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Т1	Т2	Т2	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Т2
РД 153-34.0-46.302-00 (РФ)	ВР	Р+Т	РМЕ	РВЕ	РВЕ	Т1	Т1	Т2	Т3	ВР	Р+Т	Р+Т	ВР	ВР	Т2
Трикутник Дюваля	Т1	Р+Т	РВЕ	РВЕ	РВЕ	Т2	Т2	Т2	Т3	РВЕ	РМЕ	Т3	Р+Т	РМЕ	Т3
Дві проекції відношень газів на основі рекомендацій стандарту ІЕС 60599	ВР	ВР	РМЕ	РВЕ	РВЕ	Т1	ВР	Т2	Т3	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Т2
Квадрат ЕТРА	ЧР	ВР	РМЕ	РМЕ	РВЕ	ВР	Т1	Т3 або Р+Т	ВР	ЧР	РВЕ	Т3 або Р+Т	ЧР	РМЕ	Т3 або Р+Т
Методика ключового газу	ЧР	ВР	РВЕ	РВЕ	Т ⁺ РВЕ	ВР	ВР	ВР	Т	ВР	ВР	ВР	ЧР	ВР	Т
Методика номограм	ЧР	ІР	РВЕ	ВР	ВР	ВР	ВР	ВР	Т3	ВР	Р+Т	ІР	ЧР	ВР	Т3+Р

Аналізуючи результати, наведені у таблиці 2, видно, що при використанні ... був поставлений діагноз «...», оскільки....

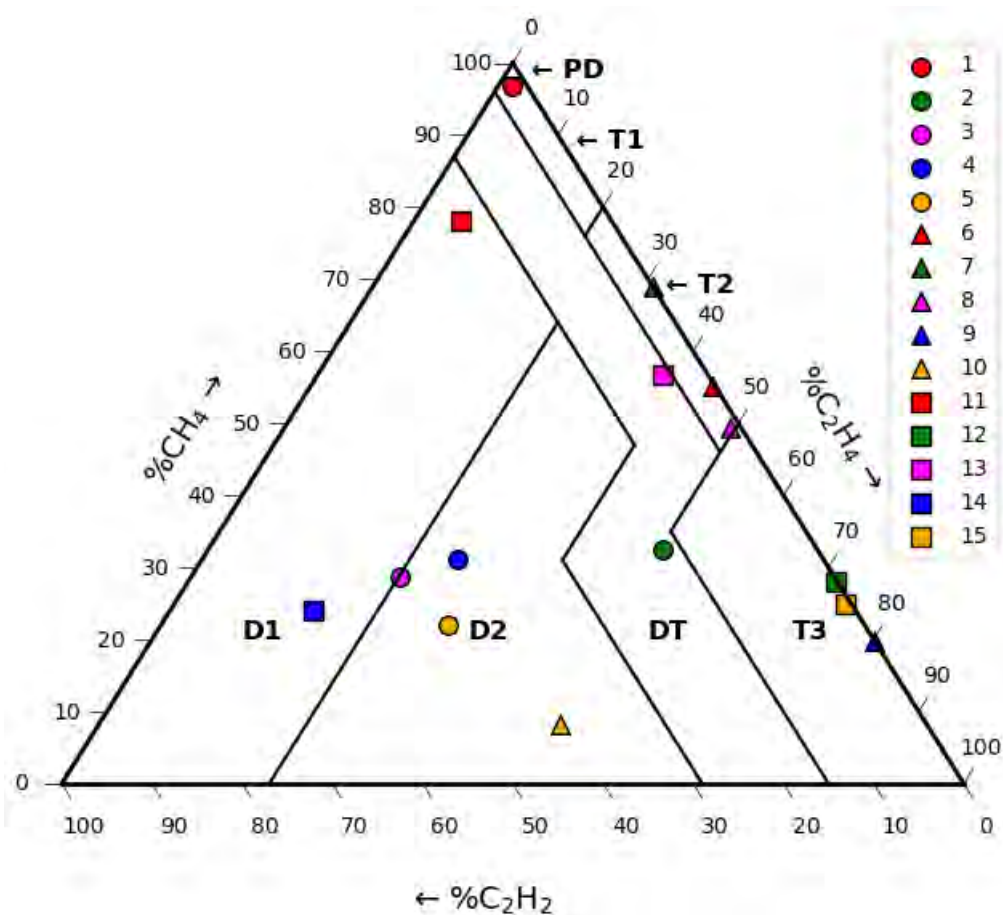


Рисунок 1 – Результати діагностики трансформаторів з використанням трикутника Дюваля

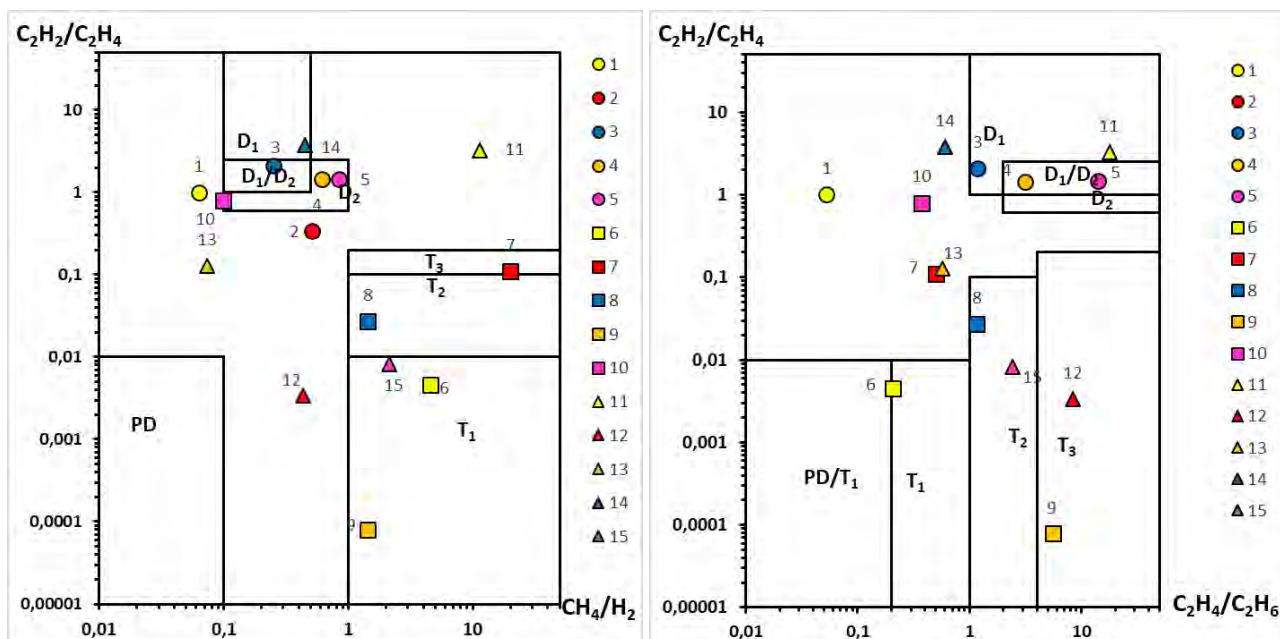


Рисунок 2 – Результати діагностики трансформаторів з використанням графічного методу методики Дорненбурга

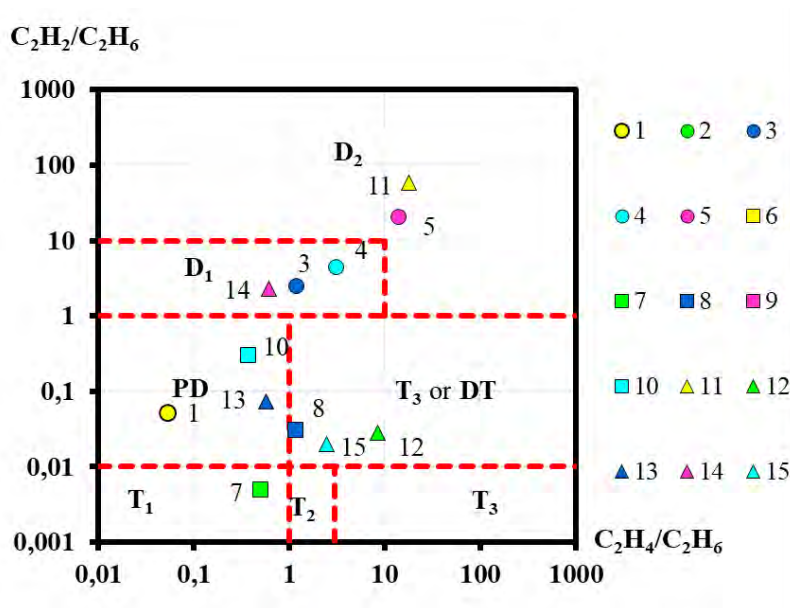


Рисунок 3 – Результати діагностики трансформаторів з використанням квадрата ETRA

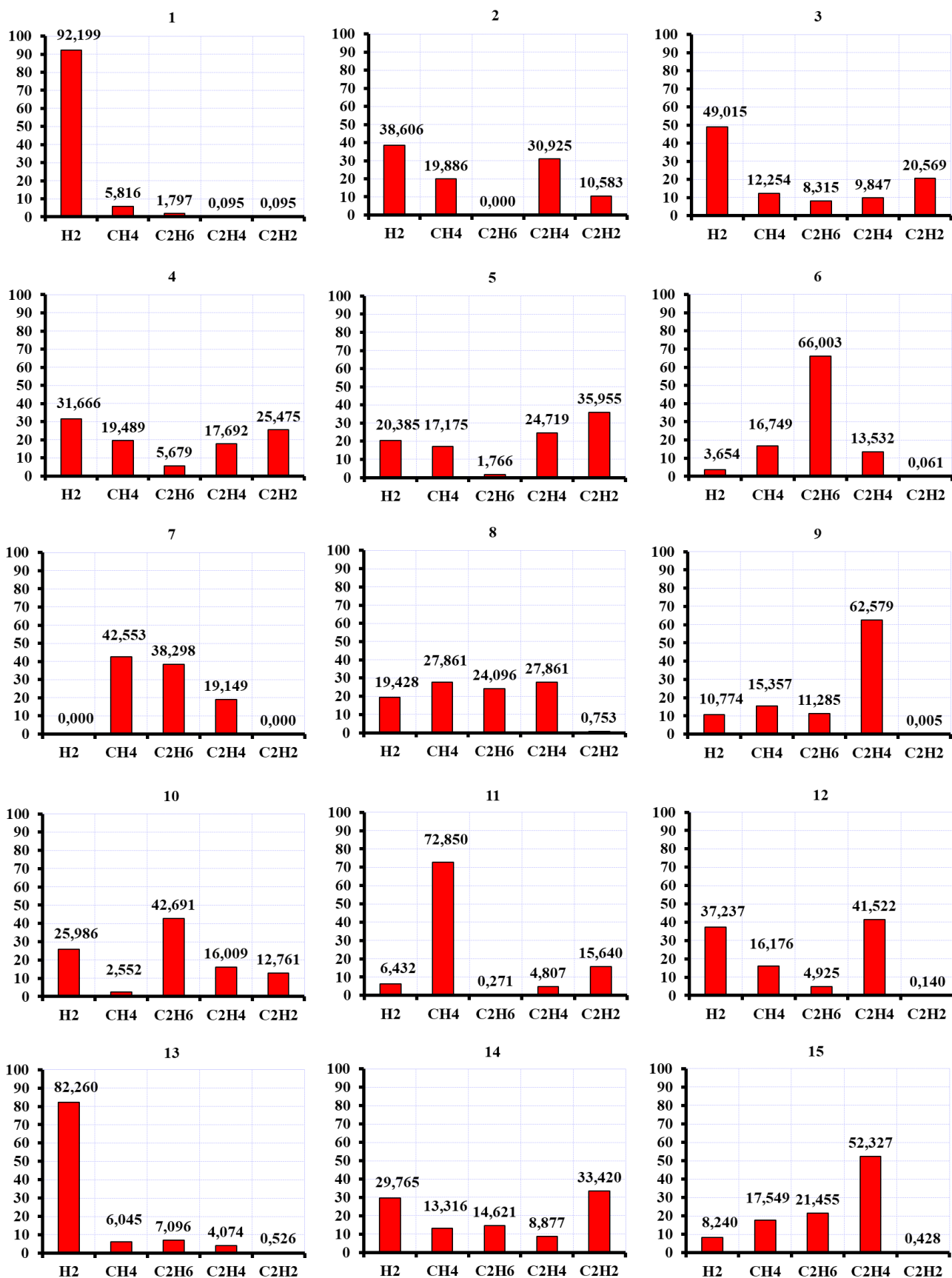


Рисунок 4 – Результати діагностики трансформаторів з використанням методики ключового газу

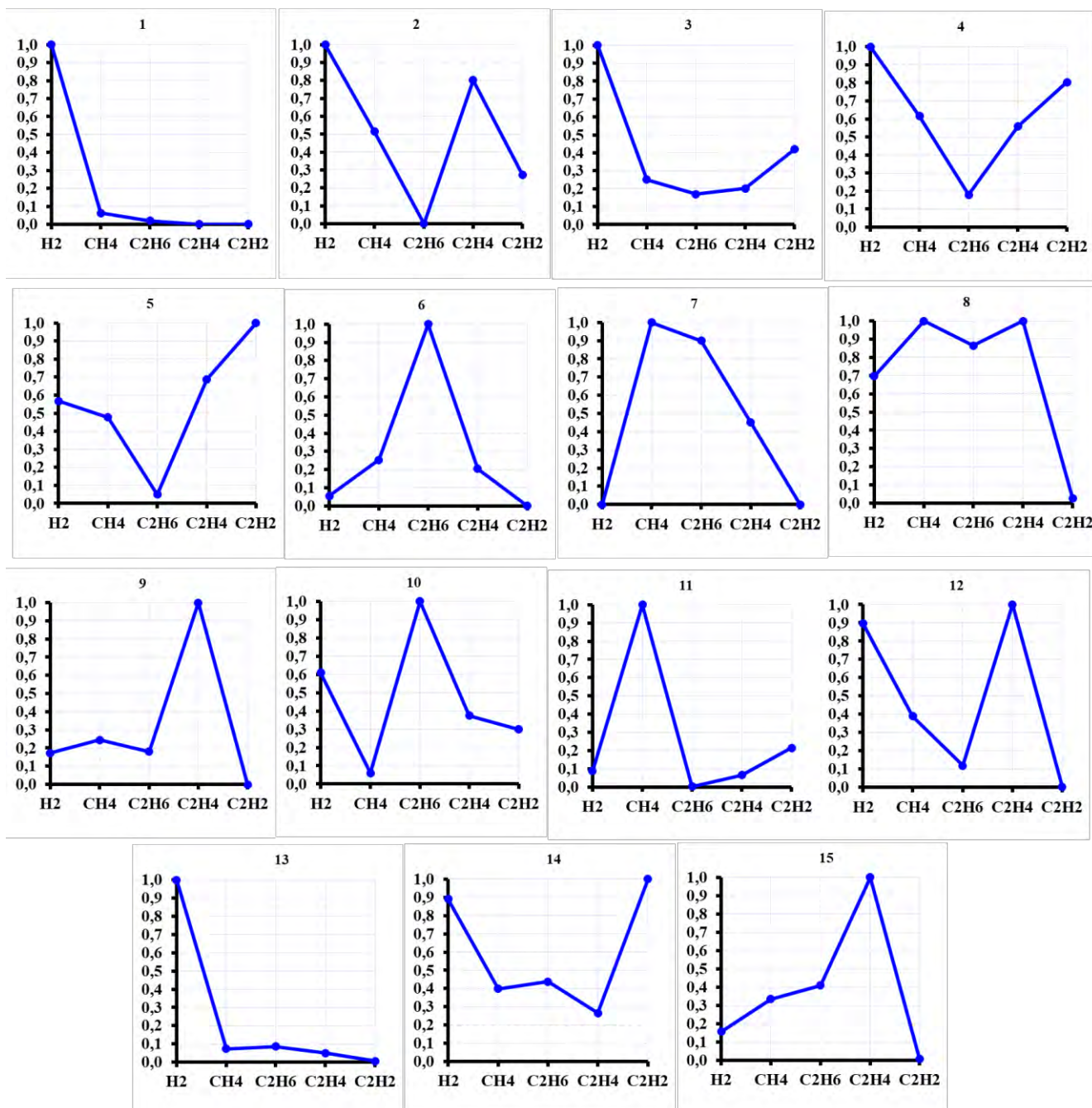


Рисунок 5 – Результати діагностики трансформаторів з використанням методики номограм

Порівнюючи результати постановки діагнозів за допомогою трикутника Дюваля, графічного методу методики Дорненбурга і квадрата ETRA, видно, що ...

Таблиця 4 – Результати діагностики аналізованих трансформаторів

№ з/п	Прогнозований тип дефекту
1	Часткові розряди
2	Іскрові розряди
3	Розряди з низькою щільністю енергії
4	Розряди з високою щільністю енергії
5	Розряди з високою щільністю енергії
6	Перегрів з температурою менше 300 °С
7	Перегрів з температурою менше 300 °С
8	Перегрів з температурою в діапазоні 300–700 °С
9	Перегрів з температурою понад 700 °С
10	Перегрів з температурою менше 300 °С + Іскрові розряди
11	Перегрів з температурою менше 300 °С + Розряди з високою щільністю енергії
12	Іскрові розряди
13	Часткові розряди+Перегрів з температурою менше 300 °С
14	Розряди з низькою щільністю енергії + Перегрів з температурою менше 300 °С
15	Перегрів з температурою в діапазоні 300–700 °С

Проаналізувавши результати постановки діагнозів з використанням різних стандартів і методик, наведені у таблиці 2, мною було прийняте рішення стосовного правильних діагнозів, наведене у таблиці 4. Причиною такого вибору стало ...

Таблиця 5 – Результати порівняльного аналізу достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням відомих стандартів і методик

Стандарт (методика)	Значення імовірностей постановки діагнозу, %			
	P_{Π}	$P_{\text{ч.п}}$	$P_{\text{н.п}}$	$P_{\text{в.р}}$
СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006 (Україна)	66,7	0	0	33,3
Стандарт ІЕС 60599	60	0	0	40
Методика Дорненбурга	6,7	53,3	0	40
Методика Роджерса	26,7	26,7	13,3	33,3
Методика MSS	26,7	6,7	0	66,7
РД 153-34.0-46.302-00 (РФ)	53,3	6,7	13,3	26,7
Трикутник Дюваля	26,7	40	33,3	0
Дві проекції відношень газів на основі рекомендацій стандарту ІЕС 60599	46,7	0	0	53,3
Квадрат ETRA	26,7	26,7	26,7	20
Методика ключового газу	13,3	33,3	0	53,3
Метод номограм	26,7	20	6,7	46,6

Проаналізувавши отримані результати, видно, що максимальна достовірність розпізнавання забезпечується з використанням стандартів СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006, ІЕС 60599 та методики, що використовувалася в РФ. Найменшу достовірність має аналітичний метод методики Дорненбурга та методика ключового газу. Найбільшу кількість помилкових діагнозів отримано при використанні трикутника Дюваля та квадрата ETRA. Причиною цього стало ... Відмова від розпізнавання при використанні методик MSS, графічного методу методики Дорненбурга та ключового газу обумовлена ...

Висновки: При виконанні РГЗ були отримані наступні результати:

- ...
- ...

Аналізуючи отримані результати, можна сформулювати такі рекомендації щодо удосконалення методів інтерпретації результатів АРГ:

- ...
- ...

5. ВАРІАНТИ ДЛЯ ВИКОНАННЯ РОЗРАХУНКОВОГО ЗАВДАННЯ

Варіант № 1

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,098	0,0073	0,0058	0,00012	0,00001
2	0,01388	0,00522	0,00068	0,00628	0,00096
3	0,448	0,056	0,038	0,0403	0,0896
4	0,0068	0,0008	0,0003	0,0008	0,0011
5	0,0531	0,0117	0,0027	0,0132	0,0848
6	0,0035	0,0077	0,0089	0,006	0,00005
7	0,003	0,05	0,009	0,0006	0
8	0,1487	0,9906	0,0745	0,1008	0,00965
9	0,0014	0,0023	0,0007	0,003	0,0002
10	0,095	0,002	0,00011	0,00011	0
11	0,0116	0,0104	0,0036	0,0051	0
12	0,0034	0,0039	0,0016	0,004	0,0009
13	0,0021	0,0019	0,0083	0,0255	0,003
14	0,0057	0,0058	0,0074	0,0029	0,0031
15	0,0222	0,0262	0,0027	0,0168	0,041

Варіант № 2

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0601	0,0047	0,0007	0,0002	0
2	0,4853	0,3831	0,1622	0,2929	0,1618
3	0,006845	0,001218	0,00047	0,00066	0,002563
4	0,0059	0,00104	0,0004	0,001	0,00127
5	0,0043	0,0008	0,0002	0,0011	0,0061
6	0,0069	0,0089	0,0106	0,0014	0,00006
7	0,003	0,08	0,017	0,001	0
8	0,0029	0,0123	0,0005	0,0012	0,0001
9	0,005454	0,007193	0,000972	0,009737	0,000658
10	0,004000	0,006500	0,008700	0,001200	0,000001
11	0,1053	0,0507	0,0297	0,144	0,0017
12	0,0012	0,0106	0,0149	0,019	0,00005
13	0,0012	0,0009	0,0003	0,0007	0
14	0,1578	0,0758	0,3005	0,0001	0
15	0,0034	0,0039	0,0009	0,004	0,0009

Варіант № 3

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,079	0,003	0,0005	0,0001	0,0006
2	0,763	0,095	0,033	0,421	0,3393
3	0,076200	0,0093	0,003800	0,005400	0,012600
4	0,067800	0,007	0,003100	0,008900	0,023700
5	0,0014	0,0002	0,0001	0,0002	0,0017
6	0,11	0,16	0,201	0,0221	0,0026
7	0,00087	0,0271	0,0066	0,00012	0
8	0,0013	0,0017	0,00042	0,00047	0,00003
9	0,0236	0,0334	0,0095	0,049	0,0018
10	0,0176	0,0206	0,00477	0,00757	0,00687
11	0,6191	0,0051	0,0015	0,0079	0
12	0,0127	0,0234	0,00417	0,0034	0,00373
13	6,0646	12,025	15,713	0,6513	0,001383
14	0,00009	0,0009	0,0012	0,0014	0,00009
15	0,0003	0,0028	0,0038	0,0048	0,00001

Варіант № 4

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0166	0,001	0,0003	0,0001	0,0001
2	0,03719	0,02665	0,00432	0,02857	0,0121
3	0,083	0,0124	0,0033	0,0042	0,0138
4	0,003476	0,000552	0,000209	0,000497	0,001036
5	0,0179	0,0034	0,0007	0,0032	0,0225
6	0,018	0,018	0,0312	0,0074	0,0003
7	0,003	0,07	0,016	0,0009	0
8	0,02941	0,03922	0,01372	0,01375	0,0001
9	0,0101	0,0184	0,0032	0,0243	0,001
10	0,009098833	0,009947714	0,04736842	0,03148712	0,09219568
11	0,0003	0,0003	0,004	0,0037	0,0085
12	0,006	0,0001	0,00001	0,01	0
13	0,175	0,212226	0,2894737	0,2551358	0,2831102
14	0,0107	0,0127	0,0011	0,0154	0,0224
15	0,1334845	0,1571429	0,2894737	0,2322356	0,2668248

Варіант № 5

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,2152	0,0169	0,0056	0,0026	0,000001
2	0,008	0,0013	0,0004	0,0025	0,0002
3	0,0057	0,0029	0,0013	0,0014	0,0015
4	0,008717	0,001726	0,000394	0,001287	0,003281
5	0,0285	0,0045	0,001	0,0049	0,0298
6	0,0164	0,0244	0,0497	0,0103	0,0008
7	0,00081	0,0225	0,0055	0,00009	0
8	0,005	0,0079	0,003	0,0036	0,0002
9	0,012045	0,021091	0,00357	0,028539	0,001586
10	0,007	0,0026	0,0018	0,0118	0,00129
11	0,0104	0,011	0,001	0,0086	0,0131
12	0,4	0,096	0,129	0,156	0,0006
13	0,0038	0,0041	0,0003	0,0045	0,0058
14	1,1121	0,0039	0,001	0,0044	0
15	0,0091	0,0098	0,0018	0,0072	0,0154

Варіант № 6

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	31,9914	2,113	0,6613	0,5583	0,0513
2	0,0009	0,0006	0,0001	0,0004	0,0003
3	0,0268	0,006	0,0035	0,0049	0,0217
4	0,0675	0,0092	0,0033	0,012	0,02779
5	0,0008	0,0003	0,0001	0,0005	0,0013
6	0,0032	0,0042	0,0098	0,0024	0,0001
7	0,00082	0,0227	0,0056	0,00004	0
8	0,005	0,0079	0,003	0,0036	0,0002
9	0,0197	0,0293	0,0095	0,0467	0,002
10	0,054	0,076	0,029	0,004	0,005
11	0,013	0,0098	0,0103	0,0009	0,00001
12	0,0021	0,0034	0,0005	0,0047	0,0062
13	0,0042	0,0062	0,0005	0,0063	0,0073
14	0,0009	0,0002	0,00009	0,0011	0,00009
15	0,0636	0,0805	0,0138	0,019	0,00755

Варіант № 7

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0835	0,0076	0,0029	0,001	0,0016
2	0,0008	0,0004	0,0001	0,0003	0,0002
3	0,0346	0,0114	0,0029	0,00499	0,006
4	0,0212	0,0038	0,0015	0,0047	0,0078
5	0,0298	0,0048	0,0011	0,0052	0,0302
6	0,0042	0,0079	0,0152	0,0031	0,0001
7	0,00047	0,00673	0,00152	0,00022	0
8	0,028	0,03925	0,01717	0,020613	0,000508
9	0,00704	0,01989	0,00289	0,02412	0,00104
10	0,018	0,018	0,0312	0,0074	0,0003
11	0,0313	0,0013	0,0028	0,0016	0
12	0,0041	0,0002	0,00001	0,00001	0,00001
13	0,1	0,026	0,022	0,157	0,003
14	0,0003	0,0028	0,0038	0,0048	0,00001
15	0,0164	0,0225	0,0012	0,0275	0,0521

Варіант № 8

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0651	0,0052	0,0035	0,0021	0
2	0,1678	0,06529	0,00807	0,10059	0,04191
3	0,0014	0,0005	0,0006	0,0001	0,0005
4	0,005031	0,000586	0,000334	0,000804	0,002719
5	0,0119	0,0031	0,001	0,0075	0,0165
6	0,0044	0,0052	0,0119	0,0015	0,0001
7	0,00065	0,0175	0,00461	0,00059	0
8	0,0086	0,07117	0,00061	0,0065	0,00061
9	0,00699	0,007	0,002903	0,01399	0,000998
10	0,007503	0,002199	0,002186	0,013299	0,000556
11	0,0021	0,0008	0,0008	0,0002	0,0052
12	0,0255	0,0846	0,0614	0,1629	0,02019
13	0,28	0,280000	0,023400	0,350000	0,360000
14	0,0059	0,0002	0,0001	0,0063	0,00004
15	0,019900	0,000800	0,002000	0,000300	0,000001

Варіант № 9

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,190300	0,017200	0,001400	0,001900	0,001500
2	0,0394	0,023	0,0044	0,013	0,0102
3	0,1793	0,0472	0,0417	0,0071	0,1045
4	0,0121	0,0021	0,0011	0,0032	0,0045
5	0,3311	0,2578	0,051	0,1462	0,545
6	0,007	0,0094	0,0216	0,0029	0,0001
7	0,001	0,01	0,002	0,0004	0
8	0,5239	4,0972	0,6101	0,7784	0,02339
9	0,0122	0,0355	0,0048	0,0448	0,0017
10	0,0369	0,076	0,0548	0,1484	0,03208
11	0,016	0,013	0,0033	0,0096	0
12	8	0,01	0,001	13	0,001
13	0,0021	0,0019	0,0086	0,0262	0,003
14	0,003366	0,000297	0,003316	0,001	0,000247
15	0,0043	0,0048	0,0003	0,0075	0,0081

Варіант № 10

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,2152	0,0169	0,0056	0,0026	0,000001
2	0,029	0,0099	0,0019	0,0121	0,0112
3	0,224	0,056	0,038	0,045	0,094
4	0,0114	0,0036	0,00084	0,00242	0,0043
5	0,0175	0,0028	0,0009	0,0085	0,0199
6	0,00113	0,001525	0,003988	0,000128	0,000069
7	0,001	0,01	0,002	0,0004	0
8	0,01	2,2	0,6	0,7	0,01
9	0,01225	0,03381	0,00487	0,04499	0,00171
10	0,0129	0,019	0,0362	0,0142	0,0001
11	0	0,2504	0,0018	0,064	0,3251
12	0,03	0,044	0,25	0,12	0,4
13	0,0035	0,0077	0,0089	0,006	0,00005
14	0,0293	0,001	0,0016	0,0003	0,000000
15	0,0114	0,0301	0,0337	0,00005	0,00001

Варіант № 11

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0192	0,0017	0,0005	0,0003	0
2	0,0013	0,0005	0,0003	0,0004	0,0003
3	0,002483	0,00031	0,000355	0,000488	0,001772
4	0,009	0,00280	0,000800	0,003100	0,003200
5	0,0206	0,0042	0,0016	0,0082	0,0221
6	0,000479	0,001112	0,002774	0,000309	0,000051
7	0,0013	0,0131	0,0037	0,0005	0,00002
8	0,127	0,345	0,052	0,139	0,0008
9	0,012	0,0338	0,0049	0,0449	0,0017
10	0,0073	0,0006	0,0086	0,0001	0,0003
11	0,002996	0,003143	0,001203	0,001371	0,001287
12	0,3712	0,001	0,0018	0,0004	0
13	0,0002	0,0001	0,0001	0	0
14	0,0234	0,03	0,0056	0,0029	0,0052
15	0,0041	0,00061	0,00023	0,0067	0,00033

Варіант № 12

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,095	0,0037	0,00136	0,0012	0
2	0,023507	0,004907	0,00157	0,01174	0,00629
3	0,0305	0,012	0,003	0,0056	0,00688
4	0,002523	0,000993	0,000711	0,00051	0,000604
5	0,0017	0,0012	0,0003	0,0008	0,00255
6	0,007647	0,008387	0,027588	0,002117	0,000109
7	0,0096	0,0914	0,0435	0,0001	0,00005
8	0,018	0,069	0,029	0,0312	0,00039
9	0,0123	0,0348	0,005	0,0462	0,0018
10	0,093	0,0404	0,0123	0,1037	0,00035
11	0,956	0,2573	1,9772	0,00316	0,0014
12	0,018	0,06529	0,0075	0,005	0,0004
13	0,0095	0,011	0,016	0,005	0,00001
14	0,0836	0,1396	0,0367	0,2746	0,3026
15	0,000200	0,000400	0,000500	0,000300	0,000000

Вариант № 13

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	7,3779	0,6711	0,09027	0,06864	0,003792
2	0,0777	0,0167	0,005	0,0264	0,023
3	0,011885	0,001217	0,000814	0,000837	0,004482
4	0,0111	0,0026	0,0009	0,0031	0,0065
5	0,1258	0,0368	0,0084	0,0824	0,1578
6	0,001902	0,001983	0,008075	0,000295	0,000084
7	0,00189	0,0303	0,0157	0	0,00008
8	3,1681	9,265	2,9401	6,6307	0,02215
9	0,0123	0,03476	0,00499	0,04616	0,00178
10	0,0023	0,0021	0,0088	0,0261	0,0029
11	0,03	0,049	0,036	0,0095	0,018
12	0,0064	0,0019	0,0011	0,0082	0
13	0,0012	0,8778	0,0004834	0,00119	0,0019
14	0	1,89	0,041	0,054	0,033
15	0,2443	0,3422	0,7852	0,3	0,6394

Вариант № 14

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	5,778700	0,545800	0,154600	0,072980	0,006920
2	0,00654	0,00063	0,0002	0,00504	0,0026
3	0,0678	0,0368	0,0092	0,0108	0,0163
4	0,004254	0,001262	0,000285	0,001017	0,002563
5	0,0014	0,0011	0,0001	0,0003	0,0018
6	0,001293	0,002522	0,007958	0,000289	0,000083
7	0,00189	0,0303	0,0157	0,000001	0,00008
8	0,0021	0,0072	0,0034	0,0046	0,0004
9	0,0122	0,0335	0,0048	0,0448	0,0017
10	0,0103	0,0074	0,008	0,0009	0
11	0,024	0,0157	0,0098	0,0127	0,00008
12	0,0019	0,0021	0,0011	0,0004	0,0001
13	0,0062	0,00130	0,006	0,0036	0,0018
14	0,016	0,013	0,0033	0,0096	0,00000096
15	0,09	0,312	0,046	0	0

Вариант № 15

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0067	0,0004	0,0003	0,0002	0,00000001
2	0,0025	0,0004	0,0002	0,0011	0,0008
3	0,0179	0,0029	0,001	0,0017	0,0033
4	0,0935	0,0271	0,0116	0,033	0,042
5	0,002816	0,001996	0,000318	0,00102	0,003813
6	0,0007	0,0061	0,0063	0,0018	0,00005
7	0,0019	0,0303	0,0157	0,0001	0,0001
8	0,17	0,358	0,08	0,27	0,0135
9	0,021	0,0311	0,0097	0,0581	0,0026
10	0,08	0,1393	0,0304	0,2817	0,3
11	0,000235	0,00017	0,00006	0,00012	0,00001
12	0,0033	0,0011	0,0069	0,0001	0
13	0,2751	0,0153	0,0097	0,0073	0,5735
14	0,01	0,01	0,001	0,01	0,0001
15	0,001044	0,000862	0,000463	0,000684	0,000016

Вариант № 16

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0088	0,0006	0,0001	0,00001	0,00002
2	0,0157	0,007	0,0034	0,0096	0,008
3	0,005421	0,000565	0,000468	0,00072	0,002681
4	0,0055	0,0011	0,0007	0,0016	0,0035
5	0,0236	0,0061	0,0014	0,0113	0,0259
6	0,0007	0,0056	0,0059	0,0013	0,0001
7	0,002000	0,013200	0,006100	0,001700	0,000000
8	0,000170	0,000235	0,000060	0,000120	0,000010
9	0,6709	1,05	0,14	1,77	0,075
10	0,4075	1,9794	0,0966	0,00068	0,00005
11	0,0103	0,0114	0,0032	0,0066	0,0017
12	0,4066	0,9474	0,0353	0,6552	1,2997
13	0,002	0,0019	0,0091	0,0248	0,0027
14	0,01161983	0,01909629	0,1023211	0,04418302	0,124582
15	0,0021	0,0019	0,0094	0,0248	0,0027

Вариант № 17

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,1462	0,0085	0,0011	0,0003	0,000000
2	0,0497	0,023	0,0051	0,0151	0,0122
3	0,03450	0,01123	0,00275	0,00515	0,00588
4	0,032	0,016032	0,0035616	0,01032	0,0113024
5	0,4344	0,252	0,0565	0,1483	0,5433
6	0,0005	0,0052	0,0054	0,0012	0,00005
7	0,000700	0,004600	0,002300	0,000700	0,000000
8	2,47	6,100000	2,630000	4,210000	0,156000
9	0,0115	0,0318	0,0051	0,0463	0,0017
10	0,000400	0,000500	0,000600	0,000200	0,000000
11	0,01015	0,002445	0,000897	0,012837	0
12	0,0016	0,0034	0,0014	0,0016	0,0016
13	0,0071	0,0079	0,0003	0,0072	0,0115
14	0,018800	0,000600	0,000900	0,000300	0,000000
15	0,0186	0,0813	0,0015	0,0249	0,1001

Вариант № 18

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	1,2	0,0754	0,023	0,0002	0,0001
2	0,072300	0,019100	0,011000	0,029300	0,028800
3	0,009300	0,003100	0,001500	0,001500	0,003200
4	0,026	0,013	0,0029	0,0084	0,0092
5	0,0262	0,0222	0,0027	0,0168	0,041
6	0,0006	0,0065	0,0068	0,0015	0,00005
7	0,001300	0,013800	0,008300	0,001600	0,000000
8	0,0005	0,0011	0,0004	0,0008	0,00005
9	0,0115	0,03181	0,00507	0,04627	0,00168
10	0,0159	0,022	0,00001	0,00001	0,00103
11	0,3956	0,2333	0,25	0,00009	0,00001
12	0,001432	0,001074	0,3944	0,0035839	0,005367
13	0,0022	0,0051	0,0057	0,0042	0
14	0,0134	0,0134	0,0157	0,0045	0
15	0,000032	0,000025	0,000004	0,000025	0

Варіант № 19

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,14	0,01	0,0056	0,0012	0,0009
2	0,0086	0,003	0,001	0,0035	0,0019
3	0,0077	0,0011	0,0007	0,0012	0,0017
4	0,1135	0,0144	0,0106	0,0541	0,0793
5	0,1249	0,037	0,0056	0,0606	0,1371
6	0,0005	0,005	0,0059	0,001	0,00005
7	0,0003	0,002	0,0012	0,0003	0
8	0,3253	0,508	0,177	0,3133	0,0017
9	0,001819	0,002199	0,000658	0,004692	0,000397
10	0,026	0,0003	0,0018	0,0002	0,000001
11	0,0164	0,0244	0,0497	0,0103	0,0008
12	0,0075	0,011	0,03	0,02	0,05
13	0,11	0,16	0,201	0,0221	0,0026
14	0,0056	0,0061	0,0075	0,003	0,0031
15	0,002	0,00039	0,00038	0,002	0,00003

Варіант № 20

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	5,3862	0,4166	0,04776	0,028271	0,000408
2	0,00299	0,00091	0,00035	0,00207	0,00025
3	0,0188	0,003	0,0009	0,0013	0,0048
4	0,0058	0,0022	0,0009	0,0015	0,0036
5	0,0249	0,0091	0,0033	0,0224	0,0357
6	0,0011	0,0101	0,011	0,0001	0,0001
7	0,0006	0,0041	0,0024	0,0007	0
8	0,3258	0,5081	0,177	0,3133	0,0017
9	0,00794	0,02309	0,00395	0,03535	0,00241
10	0,0053	0,0049	0,0514	0,0002824	0,0031
11	0,0015	0,0004	0,0003	0,0017	0,0002
12	0,003357	0,003357	0,000922	0,002349	0,000015
13	0,0009	0,0031	0,0001	0,0001	0,0001
14	0,0006	0,0009	0,0004	0,001	0,0001
15	0,0025	0,0049	0,0069	0,001	0,000001

Вариант № 21

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,1452	0,0085	0,0011	0,0003	0
2	0,006	0,00282	0,00065	0,00596	0,00171
3	0,027	0,0068	0,012	0,0014	0,0096
4	0,0113	0,0024	0,002	0,0057	0,0061
5	0,1258	0,0378	0,0082	0,0624	0,1328
6	0,00171	0,0102	0,0161	0,00285	0,00008
7	0,0047	0,0191	0,0043	0,0015	0,00000001
8	0,0024	0,0064	0,0041	0,0043	0,00005
9	0,0026700	0,0066100	0,0009800	0,0102300	0,0003800
10	0,0118	0,0122	0,013	0,002	0,0093
11	0,0586	0,0019	0,0077	0,0006	0,000002
12	0,0024	0,002	0,0087	0,0264	0,0031
13	0,903	0,00203	0,00297	0,02	0,00105
14	0,0117	0,0531	0,0027	0,0132	0,0848
15	1,0984	0,0035	0,0011	0,004	0

Вариант № 22

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,092	0,009	0,002	0,0002	0
2	0,27	0,025	0,007	0,03	0,024
3	0,1089	0,0231	0,00248	0,00267	0,00911
4	0,0239	0,0041	0,0021	0,0059	0,0227
5	0,5	0,3	0,05	0,4	0,699
6	0,00193	0,0103	0,0159	0,0019	0,00006
7	0,000300	0,000700	0,000100	0,000000	0,000000
8	0,062	0,22	0,11	0,2	0,0013
9	0,0095	0,0312	0,0052	0,0465	0,0016
10	0,001600	0,000010	0,000200	0,000100	0,000000
11	0,013	0,0098	0,0103	0,0009	0,00001
12	0,0061	0,00360	0,0051	0,0011	0,0012
13	0,0212	0,0109	0,0053	0,0343	0,0053
14	0,0003	0,0001	0,0004	0,000001	0
15	0,02	0,023	0,0002	0,017	0,048

Варіант № 23

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,008433	0,000805	0,000722	0,000038	0
2	0,005	0,00048	0,00052	0,0023	0,00011
3	0,0073	0,0008	0,0004	0,0002	0,0012
4	0,0024	0,0008	0,0004	0,0008	0,0017
5	0,0091	0,0033	0,0024	0,0092	0,0134
6	0,0006	0,0079	0,0137	0,0027	0,00005
7	0,000500	0,002900	0,001000	0,000300	0,000000
8	0,0005	0,001	0,0006	0,0007	0,00005
9	0,00947	0,03121	0,00517	0,04649	0,00163
10	0,3691	0,0039	0,0015	0,0046	0
11	0,00950	0,01100	0,01600	0,00500	0,00000
12	1,9	2	0,8	1	0,87
13	0,016	0,013	0,0033	0,0096	0,00001
14	0,00497	0,00185	0,00044	0,006	0,0012
15	0,0056	0,03341	0,0075	0,0032	0,0031

Варіант № 24

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0601	0,0047	0,0007	0,0004	0,000000
2	0,00862	0,00587	0,00105	0,00535	0,00096
3	0,003502	0,000886	0,00084	0,000253	0,00097
4	0,02	0,0048	0,0014	0,0117	0,0131
5	0,0122	0,0041	0,0031	0,0143	0,0188
6	0,0026	0,017	0,0278	0,0025	0,0002
7	0,16	0,36	0,067	0,0014	0
8	0,0005	0,0013	0,0009	0,001	0,00005
9	0,009	0,016	0,0054	0,033	0,0029
10	0,0076	0,0009	0,003	0,005	0,0000001
11	0,0014	0,00001	0,00001	0,00001	0,00001
12	0,0164	0,0225	0,0012	0,0275	0,0521
13	6	0,01	0,001	8	0,001
14	0,019000	0,000900	0,002500	0,000300	0,000001
15	0,0011	0,0004	0,0007	0,0009	0,00001

Вариант № 25

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	29,991400	1,859100	0,737400	0,519200	0,059100
2	0,7487	0,4463	0,2605	0,6973	0,2511
3	0,0293	0,005	0,0007	0,0013	0,012
4	0,0225	0,0042	0,0016	0,0082	0,0221
5	1,0031	0,2503	0,1094	0,6314	1,1033
6	0,0005	0,0051	0,0085	0,0011	0,00005
7	0,0015	0,0087	0,0033	0,0011	0,0001
8	0,0006	0,0017	0,001	0,0017	0,00005
9	0,0161	0,0187	0,0088	0,0461	0,0018
10	0,036	0,14	0,18	0,23	0,0032
11	0,0009	0,0001	0,00009	0,0011	0,00009
12	0,0018	0,0031	0,0002	0,0044	0,0059
13	0,0838	0,00011	0,00019	0,00114	0,00045
14	1,79	2,98	3,05	0,15	1,98
15	0,9739	0,2004	0,275	0,5114	0

Вариант № 26

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0103	0,00058	0,00073	0,0005	0,00007
2	0,4872	0,3825	0,1619	0,292	0,1635
3	0,0345	0,011225	0,00275	0,00515	0,005875
4	0,0441	0,0207	0,0043	0,0224	0,0261
5	0,0098	0,0091	0,0018	0,0072	0,0154
6	0,001	0,0107	0,019	0,0019	0,0001
7	0,0025	0,0132	0,0061	0,0017	0
8	0,0005	0,0008	0,0004	0,0007	0,00005
9	0,155	0,274	0,0816	0,565	0,0184
10	0,1487	0,9906	0,1008	0,0745	0,00965
11	9,26	10,200000	0,053388	0,000817	0,650000
12	0,01691	0,00018	0,00035	0,00002	0
13	0,000005	1,89	0,041	0,054	0,033
14	0,037	0,1249	0,0056	0,0606	0,1371
15	0,0384	0,0388	0,0055	0,011	0,0033

Вариант № 27

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	4,4171	0,3517	0,1288	0,0297	0,005011
2	0,00419	0,00326	0,0005	0,0041	0,00151
3	0,008363	0,002099	0,00077	0,000915	0,003808
4	0,00586	0,00305	0,00049	0,00262	0,00384
5	0,0344	0,0204	0,0035	0,0494	0,057
6	0,0029	0,011	0,029	0,0053	0,001
7	0,7323	3,0435	1,382	0,2912	0,00198
8	0,0002844	0,000402	0,000232	0,0003271	0,0000103
9	0,1374	0,2648	0,0628	0,5376	0,0298
10	0,0528	0,0239	0,0251	0,0044	0,0001
11	0,0164	0,0244	0,00083	0,0103	0,0497
12	0,0041	0,0122	0,0031	0,0143	0,0188
13	0,0081	0,007	0,0025	0,0068	0
14	0,00008	0,000175	0,000012	0,000011	0,000008
15	0,01399	0,013	0,001197	0,008935	0,00072

Вариант № 28

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,29360	0,01530	0,00460	0,00220	0,00000
2	0,0225	0,0046	0,0049	0,0164	0,0009
3	0,008307	0,00209	0,000769	0,000914	0,003803
4	0,0058	0,00449	0,0011	0,00206	0,00235
5	0,0309	0,0119	0,004	0,0265	0,0387
6	0,0012	0,0032	0,0081	0,0008	0,0001
7	0,0027	0,0051	0,0019	0,0004	0,00009
8	0,0005	0,0009	0,0005	0,0009	0,00005
9	0,0173	0,0341	0,0169	0,0814	0,0041
10	0,0078	0,0005	0,001	0	0
11	0,0773	0,0022	0,0008	0,001	0
12	0,007	0,0078	0,0004	0,0071	0,0114
13	0,002	0,0019	0,0088	0,0251	0,0029
14	7,9165	4,3174	5,211	3,284	1,8652
15	0,01596783	0,03142857	0,1578947	0,08644503	0,1694316

Варіант № 29

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,1	0,005	0,004	0,003	0,001
2	0,1678	0,06529	0,00807	0,10059	0,04191
3	0,0107	0,0027	0,0018	0,0025	0,0065
4	0,021	0,0043	0,0033	0,0102	0,0187
5	0,0021	0,0016	0,0005	0,0012	0,00285
6	0,00020	0,00140	0,00470	0,00110	0,00010
7	0,001	0,0025	0,0008	0,0005	0,0002
8	5	7	5	5	0,5
9	0,01729	0,03341	0,01729	0,08125	0,00377
10	0,0627	0,0846	0,0614	0,1629	0,02019
11	0,0099	0,0747	0,0013	0,0097	0,1036
12	0,0085	0,01	0,015	0,004	0,00001
13	1,9	2	0,9	1	0,9
14	0,0176	0,02059	0,00477	0,00757	0,00687
15	0,0006	0,299	0,002999	0,0026076	0,0067

Варіант № 30

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	31,991400	2,113000	0,661300	0,558300	0,051300
2	0,2193	0,0956	0,0307	0,1714	0,0125
3	0,0028	0,002	0,001	0,001	0,0014
4	0,0008	0,0003	0,0001	0,0003	0,0007
5	0,5193	0,2589	0,0592	0,1591	0,5228
6	0,000718	0,003236	0,008104	0,000237	0,000039
7	0,0025	0,0042	0,0014	0,0005	0,0001
8	0,01	2,08	0,6	0,7	0,01
9	0,01729	0,03341	0,01729	0,08125	0,00377
10	0,105	0,00203	0,00011	0,00017	0
11	0,88	6,4064	7,2128	9,569	0
12	0,0154	0,0011	0,0014	0,0008	0,0003
13	0,0019	0,0032	0,00069	0,00036	0,00005
14	0,0927	0,0968	0,0132	0,0146	0,00773
15	0,0797	0,0005	0,0004	0,0006	0,0005

Варіант № 31

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	7,3779	0,6711	0,06864	0,05027	0,005792
2	0,00032	0,00031	0,00005	0,00027	0,00014
3	0,028	0,0055	0,0031	0,0046	0,0226
4	0,0055	0,0032	0,0011	0,0012	0,0042
5	0,0034	0,0021	0,0004	0,0049	0,0056
6	0,002998	0,007477	0,022736	0,000538	0,000088
7	0,0004	0,0007	0,0003	0,0001	0
8	0,0007	0,0138	0,0032	0,005	0,00025
9	0,0173	0,0334	0,0172	0,08125	0,00377
10	0,0318	0,0337	0,0057	0,0583	0,0641
11	0,0212	0,0109	0,0053	0,0343	0,0003
12	0,0002	0,0012	0,0014	0,0017	0
13	0,01055017	0,01488829	0,08625263	0,04034102	0,1162948
14	0,001	0,016	0,0003	0,0001	0,0001
15	0,0104	0,011	0,0012	0,0086	0,0131

Варіант № 32

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,2002	0,0106	0,0018	0,0007	0
2	0,01622	0,01283	0,00039	0,00337	0,00035
3	0,00070	0,00020	0,00010	0,00010	0,00010
4	0,008	0,0024	0,0006	0,0051	0,0062
5	0,4548	0,2449	0,0518	0,2313	0,467
6	0,001751	0,005435	0,015862	0,000289	0,000118
7	0,014	0,0173	0,0045	0,0017	0
8	0,00308	0,0175	0,0035	0,0103	0,0001
9	0,0172	0,0335	0,0171	0,0812	0,00378
10	0,00151	0,02718	0,00027	0,00012	0
11	0,0022	0,002	0,0094	0,0281	0,0033
12	0,0049	0,0009	0,4161	0,0007	0,0017
13	0,3166667	0,3714286	0,4491553	0,4226202	0,4484953
14	0,11	0,002	0,00094	0,0016	0
15	0,0096	0,024	0,002	0,0008	0,0005

Вариант № 33

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	1	0,0799	0,0538	0,0323	0
2	0,0084	0,0036	0,0006	0,0046	0,0006
3	0,003622	0,000752	0,000638	0,000251	0,001298
4	0,063	0,012	0,01	0,053	0,054
5	0,4548	0,2449	0,0518	0,2314	0,4669
6	0,002515	0,007267	0,021855	0,000555	0,000093
7	0,0028	0,004	0,0013	0,0005	0,0001
8	0,168100	9,265000	2,940100	6,630700	0,022150
9	0,00845	0	0,00312	0,02756	0,00095
10	0,0021	0,0034	0,0005	0,0047	0,0062
11	0,4374	1,9065	0,094	0,00067	0,00005
12	0,0009	0,0002	0,0003	0,0004	0
13	0,0094	0,0076	0,0043	0,0061	0,00037
14	0,1708	0,0004	0,0004	0,0029	0
15	0,021200	0,010900	0,005300	0,034300	0,000300

Вариант № 34

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,098	0,0073	0,0058	0,0012	0
2	0,00044	0,00019	0,00001	0,00022	0,00003
3	0,008247	0,002086	0,000772	0,000916	0,003809
4	0,00618	0,00424	0,00051	0,00381	0,0041
5	0,157	0,073500	0,008700	0,133000	0,174000
6	0,001089	0,002552	0,008216	0,000241	0,000039
7	0,0032	0,0044	0,0014	0,0006	0,0002
8	0,0056	0,0269	0,009	0,0147	0,00013
9	0,0098	0,0123	0,0033	0,0296	0,0016
10	0,0026	0,0038	0,0008	0,005	0,0075
11	0	0,0028	0,0002	0,0038	0,0065
12	0,1481	0,0018191	0,7215	0,0031233	0,023
13	0,0023	0,0053	0,0078	0,0006	0,00002
14	0,0009	0,0002	0,00009	0,001	0,00009
15	0,014900	0,000800	0,001700	0,000300	0,000001

Вариант № 35

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,087	0,0057	0,0026	0,0021	0
2	0,00100	0,00030	0,00010	0,00020	0,00020
3	0,014	0,0054	0,0079	0,0021	0,00538
4	0,2500	0,1004	0,0389	0,1600	0,2223
5	0,0041	0,0038	0,0003	0,0045	0,0058
6	0,002708	0,007172	0,022115	0,000531	0,000084
7	0,136	0,2554	0,1332	0,0561	0
8	0,0005	0,027	0,014	0,016	0,00047
9	0,0172	0,03365	0,01725	0,0821	0,0037
10	1,8589	3,108	3,212	2,148	0,00807
11	0,0023	0,0006	0,0172	0,0023	0,0031
12	0,0063	0,0117	0,0146	0,0073	0
13	0,0217	0,0286	0,0014	0,0458	0,0884
14	0,0032	0,0061	0,0035	0,0009	0,002
15	4	9	3	1	1

Вариант № 36

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0835	0,0076	0,0029	0,001	0,0016
2	0,0966	0,0226	0,0032	0,0179	0,0021
3	0,1559	0,0447	0,0418	0,0073	0,1075
4	0,0015	0,0005	0,0005	0,0007	0,00145
5	0,0046	0,0022	0,0015	0,0031	0,0052
6	0,001654	0,005279	0,015529	0,000341	0,000039
7	0,0016	0,0079	0,0046	0,0045	0
8	0,0005	0,003	0,0012	0,0021	0,00005
9	0,0239	0,0346	0,0078	0,0787	0,0024
10	0,002	0,0019	0,0083	0,0242	0,0027
11	0,0069	0,0089	0,0106	0,0014	0,00006
12	0,002800	0,000200	0,000500	0,000100	0,000000
13	0,0042	0,0206	0,0016	0,0082	0,0221
14	0,009600	0,000900	0,002200	0,000300	0,000000
15	0,0009	0,0002	0,00009	0,0012	0,00009

Вариант № 37

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	5,778700	0,545800	0,154600	0,072980	0,006920
2	0,0433	0,0115	0,0015	0,0092	0,0009
3	0,123	0,0163	0,0233	0,0027	0,0962
4	0,4751	0,285	0,0852	0,2579	0,3719
5	1,6	1	0,1	0,9	1,6
6	0,003013	0,007299	0,02355	0,000618	0,000139
7	4,592500	24,797000	14,707000	13,856300	0,003033
8	0,0295	0,1466	0,0331	0,1295	0,0032
9	0,00113	0,00246	0,00127	0,00599	0,00028
10	0,0416	0,0021	0,00431	0,00105	0,0001
11	0,88	6,4064	7,2128	9,565	0
12	0,0177	0,13088	0	0,00031	0,00362
13	0,0013	0,0004	0,0003	0,0002	0,0052
14	0,0249	0,0067	0,0066	0,0063	0,0252
15	0,057	0,021	0,007	0,116	0,001

Вариант № 38

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,087	0,0057	0,0026	0,0021	0
2	0,0394	0,0230	0,0044	0,0130	0,0102
3	0,004118	0,000441	0,000147	0,000147	0,001618
4	0,4704	0,254	0,0451	0,3202	0,3807
5	0,0154	0,0093	0,0021	0,0184	0,0189
6	0,002976	0,007157	0,023246	0,000582	0,00007
7	0,0004	0,0021	0,0012	0,0009	0
8	0,013249	0,0824	0,03495	0,06832	0,000219
9	0,0005	0,0007	0,0002	0,00177	0,00005
10	0,0034	0,0083	0,01	0,0136	0
11	0	0,0162	0,0181	0,0185	0
12	0,0339	0,0059	0,0042	0,0392	0,0001
13	2,09	2,98	3,05	0,15	2,98
14	0,0681	0,00197	0,00011	0,00021	0
15	0,0574	0,0004	0,0027	0,0003	0

Вариант № 39

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,0192	0,0017	0,0005	0,0003	0
2	0,04	0,01972	0,00856	0,036007	0,003456
3	1,9	1	0,9	0,9	0,9
4	0,4645	0,2566	0,0444	0,3277	0,3713
5	0,011	0,0104	0,003	0,0086	0,0131
6	0,002611	0,006773	0,021755	0,000501	0,000072
7	0,0006	0,0065	0,0032	0,0023	0,0001
8	0,0025	0,0044	0,0034	0,0038	0,00005
9	0,008	0,009	0,002	0,025	0,0009
10	0,008	0,003688	0,002471	0,010347	0,000014
11	0,1692	0,00371	0,00054	0,00151	0,00001
12	0,0031	0,0062	0,0037	0,0009	0,002
13	0,00068	0,0001	0,0006	0,00029	0,00005
14	0,0039	0,0045	0,0009	0,0055	0,0083
15	0,0176	0,02059	0,00477	0,00757	0,00687

Вариант № 40

№ з/п	Газ				
	H ₂	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₂ H ₂
1	0,065	0,0053	0,0034	0,002	0
2	1,701100	1,197100	0,117000	0,817700	0,129300
3	0,0911	0,0104	0,0231	0,0153	0,0363
4	0,4637	0,2848	0,0829	0,2583	0,374
5	0,157	0,111	0,0175	0,178	0,183
6	0,001817	0,006642	0,021808	0,000522	0,000083
7	0,0004	0,0063	0,003	0,0021	0,0001
8	0,0026	0,0039	0,0033	0,0034	0,00005
9	0,00675	0,01314	0,00384	0,03313	0,00199
10	0,0038	0,0041	0,0003	0,0045	0,0058
11	0,01167017	0,01714286	0,1075684	0,04610402	0,1295653
12	0,002	0,0019	0,0085	0,0262	0,0028
13	0,003	0,0005	0,001	0,0013	0
14	0,01484967	0,02988628	0,1397842	0,0798291	0,1729298
15	0,439	0,0045	0,0017	0,0045	0

СПИСОК ВИКОРИСТАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1) Bilbao J. Expertise method to diagnose transformer conditions / J. Bilbao, C. Rebollo, P. González // WSEAS International Conference on APPLIED MATHEMATICS : Performance and Applications of Mathematical Environments. Software Requirements. Parallel Processing for Scientific Computing., Corfu, 17–19 August 2004. – Corfu, 2004.

2) Бузаев В. В. Роль и возможности хроматографии при оценке состояния высоковольтного электрооборудования / В. В. Бузаев, Ю. М. Сапожников // Электрические станции. – 2004 – № 9. – С. 57–60.

3) Смирнов М. А. Оценка состояния трансформаторов по анализу растворенных газов в масле / М. А. Смирнов, Н. П. Фуфурин // Эксплуатация и совершенствование высоковольтных аппаратов и трансформаторов: кн. / М. А. Смирнов, Н. П. Фуфурин // Труды ВНИИЭ. – Москва : Энергия. – 1976. – Вып. 49. – С. 24–31.

4) Singh S. Duval Triangle: A Noble Technique for DGA in Power Transformers [Electronic resource] / S. Singh, M. Bandyopadhyay // International Journal of Electrical and Power Engineering. – 2010. – Vol. 4, № 3. – P. 193–197. – Available from: <https://doi.org/10.3923/ijepe.2010.193.197>.

5) Абрамов В. Б. Отличительные особенности газообразования в трансформаторном масле герметичного и негерметичного высоковольтного оборудования / В. Б. Абрамов, Г. М. Боярчуков, Р. В. Яблонский // Новини енергетики. – 2009. – № 9. – С. 17–32.

6) Боярчуков Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле / Г. М. Боярчуков // Новини енергетики. – 2010. – № 7. – С. 23–33.

7) Абрамов В. Б. Особенности контроля маслонаполненного оборудования по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов. / В. Б. Абрамов // Электрические сети и системы. – 2012. – № 4. – С. 77–79.

8) Боярчуков Г. М. Диагностика состояния негерметичного высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле / Г. М. Боярчуков // Энергетика та електрифікація. – 2012. – № 7. – С. 24–28.

9) Боярчуков Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле / Г. М. Боярчуков // Новини енергетики. – 2010. – № 10. – С. 24–33;

10) Шутенко О. В. Анализ особенностей газосодержания масел в бездефектных трансформаторах негерметичного исполнения / О. В. Шутенко // Вісник Нац. техн. ун-ту "ХПІ" : зб. наук. пр. Сер. : Техніка та електрофізика високих напруг. – Харків : НТУ "ХПІ", 2017. – № 38 (1260). – С. 84–97.

11) Абрамов В. Б. Влияние пробоотборников на результаты хроматографического анализа газов, растворенных в масле высоковольтного оборудования. / В. Б. Абрамов, Г. М. Боярчуков, Р. В. Яблонский // Энергетика та електрифікація. – 2007. – № 7. – С. 39–46.

12) Хроматографический анализ растворенных газов в диагностике трансформаторов / Виноградова Л. В., Игнатьев Е. Б., Овсянников Ю. М., Попов Г. В. – Иваново : ФГБОУ ВПО «Ивановский государственный энергетический университет имени В.И. Ленина», 2013. – 104 с.

13) Шутенко О. В. Дослідження впливу експлуатаційних факторів на результати хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів / О. В. Шутенко // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка «Проблеми енергозабезпечення та енергозбереження в АПК України». – Харків. – 2008. – Том 1, випуск 73. – С. 45–48.

14) Шутенко О. В., Абрамов В. Б., Баклай Д. Н. Анализ факторов, влияющих на однородность массивов концентраций растворенных в масле газов // Энергетика та електрифікація. – 2013. – №. 6. – С. 39–50.

15) Бережной В. Н. Актуальные проблемы диагностики мощных силовых

трансформаторов / В. Н. Бережной // Интеллектуальная электроэнергетика, автоматика и высоковольтное коммутационное оборудование : XI Международная научно-техническая конференция, Москва, 8–9 ноября 2011. – 2011.

16) Алексеев Б. А. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов / Б. А. Алексеев. – Москва : Издательство НЦ ЭНАС, 2002. – 216 с.

17) Шутенко О. В. Анализ проблем, возникающих при интерпретации результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов / О. В. Шутенко, В. Б. Абрамов, Д. Н. Баклай // Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ" : сб. науч. тр. Темат. вып. : Энергетика: надёжность и энергоэффективность. – Харьков : НТУ "ХПИ". – 2013. – № 59 (1032). – С. 164–180.

18) Бондаренко В. Е. Математические основы технической диагностики объектов электрических сетей : учеб. пособие : [в 2 ч.]. Ч. 1 : Диагностика состояния оборудования электрических сетей на основе статистических и детерминистских методов распознавания / В. Е. Бондаренко, О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай ; Нац. техн. ун-т "Харьков. политехн. ин-т". – Харьков : НТУ "ХПИ", 2017. – 256 с.

19) Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки : СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. – [Чинний від 01.03.2007]. – Офіц. вид. – Київ : Міністерство палива та енергетики України, Об'єднання енергетичних підприємств «Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики», 2007. – 91 с.

20) Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis : IEC 60599:2015. – Geneva, Switzerland : International Electrotechnical Commission, 2015. – 78 p.

21) IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers : IEEE Std C57.104-2019. – Piscataway, NJ, USA : Institute

of Electrical and Electronics Engineers, 2019 – 98 p.

22) Dornenburg E. Monitoring Oil Cooling Transformers by Gas Analysis / E. Dornenburg, W. Strittmater // Brown Boveri Review. – 1974. – Vol. 61. – P. 238–274.

23) Rogers R. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis / R. Rogers // IEEE Trans. on Electrical Insulation. – 1978. – Vol. 5, № 38. – P. 349–354.

24) Müller R. Die Beurteilung des Betriebszustandes von Transformatoren durch Gasanalyse / R. Müller, H. Schliesing, K. Soldner // Elektrizitätswirtschaft. – 1977. – № 76. – P. 345–349.

25) Mollmann A. New guideline for interpretation of dissolved gas analysis in oil filled transformers / A. Mollmann, B. Pahlavanpour // Electra. – 1999. – № 186. – P. 31–51.

26) Методические указания по диагностике развивающихся дефектов трансформаторного оборудования по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле : РД 153-34.0-46.302-00. – [Действующий от 01.01.2001]. – Офиц. изд. Москва: НЦ ЭНАС, 2001. – 41 с.

27) Duval M. The Duval Triangle for load tap changers non-mineral oils and low temperature faults in transformers / M. Duval // IEEE Electrical Insulation Magazine. – 2008. – Vol. 24, № 6. – P. 22–29.

28) Cheim L. Combined Duval Pentagons: A Simplified Approach [Electronic resource] / L. Cheim, M. Duval, S. Haider // Energies. – 2020. – Vol. 13, № 11. – P. 2859. – Available from: <https://doi.org/10.3390/en13112859>.

29) Guideline for the refurbishment of electric power transformers // Electric Technology Research Association. – 2009. – Vol. 65. – No. 1 (in Japanese).

30) Ghoneim S. Early stage transformer fault detection based on expertise method / S. Ghoneim, N. Merabtine // International Journal of Electrical Electronics and Telecommunication Engineering. – 2013. – Vol. 44. – P. 1289–1294.

31) Analyzing gases dissolved in oil and its application to maintenance of

transformers / T. Kawamura, H. Kawada, K. Ando, M. Yamaoka, T. Maeda, T. Takatsu – Paris, SIGRE Session Report 12–05, 1986 – 5 p.

32) Шутенко О. В. Анализ графических образцов построенных по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов / О. В. Шутенко // Вісник Нац. техн. ун-ту «ХПІ» : зб. наук. пр. Сер. : Енергетика: надійність та енергоефективність. – Харків : НТУ "ХПІ", 2017. – № 31 (1253). – С. 97–121.

33) Шутенко О. В. Анализ содержания газов в маслонаполненном оборудовании с дефектами электрического типа / О. В. Шутенко // PROBLEMELE ENERGETICII REGIONALE. – 2018. – Т. 3, № 38. – С. 1–16.

34) Shutenko O. Analysis of Gas Content in High Voltage Equipment With Partial Discharges / O. Shutenko, I. Yakovenko // 2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Kharkiv, 10–14 September 2018. – IEEE, 2018. – P. 347–352.

35) Kulyk O. S. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Spark Discharges and Discharges with High Energy Density / O. S. Kulyk, O. V. Shutenko // Transactions on Electrical and Electronic Materials. – 2019. – Vol. 20, № 5. – P. 437–447.

36) Shutenko O. Analysis of gas composition in oil-filled faulty equipment with acetylene as the key gas / O. Shutenko // Energetika. – 2019. – Vol. 65, № 1. – P. 21–38.

37) Shutenko O. Analysis of gas content in oil-filled equipment with defects for which ethane is the key gas / O. Shutenko, O. Kulyk // Lighting Engineering & Power Engineering. — 2020. — Vol. 2, № 58. — P. 78–87.

38) Шутенко О. В. Діагностика оливнонаповненого устаткування з комбінованими дефектами за результатами аналізу розчинених в маслі газів / О. В. Шутенко, А. С. Кулик // Вісник Харківського національного технічного університету сільського господарства імені Петра Василенка. – 2019. – № 203. –

C. 39–42.

39) Shutenko O. Analysis of Gas Content in Oil-Filled Equipment with Low Energy Density Discharges / O. Shutenko, O. Kulyk // International Journal on Electrical Engineering and Informatics. – 2020. – Vol. 12, № 2. – P. 258–277.

40) Shutenko O. Recognition of Overheating with Temperatures of 150-300°C by Analysis of Dissolved Gases in Oil / O. Shutenko, O. Kulyk // 2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS), Istanbul, 7–11 September 2020. – IEEE, 2020.

41) Shutenko O. Combined Defects Recognition in the Low and Medium Temperature Range by Results of Dissolved Gas Analysis / O. Shutenko, O. Kulyk // 2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek), Kharkiv, 5–10 October 2020. – IEEE, 2020. – P. 65–70.

42) Захаров А. В. Алгоритм оптимального принятия решения о состоянии аппарата при диагностировании силовых маслонаполненных трансформаторов / А. В. Захаров // Новое в российской энергетике. – 2001. – № 3. – С. 27–34.

43) Анализ достоверности распознавания типов дефектов трансформаторов при использовании отношений пар газов и графических образов дефектов / Шутенко О. В., Баклай Д. Н., Острикова Т. А., Мельник Н. Ю. // Вестник Нац. техн. ун-та "ХПИ" : сб. науч. тр. Темат. вып. : Энергетика: надежность и энергоэффективность. – Харьков : НТУ "ХПИ". – 2013. – № 17 (990). – С. 180–189.

44) Патент на корисну модель №132595, Україна, МПК (2019.01) G01N 9/10 (2006.01) Спосіб розпізнавання типу дефектів високовольтного маслонаповненого обладнання /Шутенко О.В., Яковенко І.С. патентовласник НТУ «ХПІ». – u 2018 02068, заяв. 28.02. 2018; опубл. 11.03. 2019, Бюл. № 5.

45) Shutenko O. Fault Diagnosis of Power Transformer Using Method of Graphic Images / O. Shutenko, I. Jakovenko // 2017 IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF), Lviv, 17–20 October 2017. – IEEE, 2017. – P. 66–69.

46) Church J. O. Analyze incipient faults with dissolved-gas nomograph / J. O. Church, T. J. Hauptert, F. Jacob // *Electrical World*. – 1987. – Vol. 201, № 10. – P. 40–44.

47) Давиденко И. В. Разработка системы многоаспектной оценки технического состояния и обслуживания высоковольтного маслонаполненного электрооборудования : автореф. дис. ...докт. техн. наук / Давиденко И. В. / «Уральский государственный технический университет – ПИ имени первого Президента России Б. Н. Ельцина». – Екатеринбург, 2009. – 45 с.

48) Овчинников К. В. Анализ точности методов идентификации вида дефекта трансформатора по результатам АРГ / К. В. Овчинников, И. В. Давиденко // Вторая научно-техническая конференция молодых ученых Уральского Энергетического Института : Труды, Екатеринбург, 15–19 мая 2017. — 2017. — С. 273–276.

49) Shutenko O. Comparative Analysis of the Defect Type Recognition Reliability in High-Voltage Power Transformers Using Different Methods of DGA Results Interpretation / O. Shutenko, O. Kulyk // *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, 21–25 September 2020. – IEEE, 2020. – P. 1–6.

50) Давиденко И. В. Определение допустимых значений контролируемых параметров маслонаполненного оборудования на основе массива наблюдаемых данных / И. В. Давиденко // *Электричество*. – 2009. – № 6. – С. 81–82.

51) Давиденко И. В. Применение методов математической статистики для получения критериев оценки состояния трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов / И. В. Давиденко, В. И. Комаров // *Электро*. – 2003. – № 1. – С. 37–41.

52) Давиденко И. В. Исследование показателей, описывающих рабочее состояние маслонаполненных вводов, методами математической статистики / И. В. Давиденко // *Известия вузов. Северо-Кавказский регион. Технические науки*. – 2006. – № 15. – С. 31–33.

53) Захаров А. В. Обнаружение дефектов силовых маслонаполненных трансформаторов как процедура проверки статистических гипотез / А. В. Захаров // Новое в российской энергетике. – 2001. – № 1. – С. 19–28.

54) Захаров А. В. Сравнительный анализ распределений газов, растворенных в трансформаторном масле, на основе данных АО «Владимирэнерго» и АО «Ленэнерго» / А. В. Захаров // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. – 1997. – № 5.

55) Захаров А. В. Статистический анализ и подходы к задаче интерпретации результатов интерпретации результатов определения газов растворенных в масле / А. В. Захаров, А. И. Таджибаев // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. – 1996. – № 2.

56) Захаров А. В. Синтез алгоритма обнаружения дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в трансформаторном масле / А. В. Захаров, А. И. Таджибаев // Методы и средства оценки состояния энергетического оборудования. – 1997. – № 5.

57) Захаров А. В. Алгоритм оптимального принятия решения о состоянии аппарата при диагностировании силовых маслонаполненных трансформаторов / А. В. Захаров // Новое в российской энергетике. – 2001. – № 3. – С. 27–34.

58) Шутенко О. В. Особенности статистической обработки результатов эксплуатационных испытаний при исследовании законов распределения результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов / О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія : Техніка та електрофізика високих напруг. – 2013. – № 60. – С. 136–150.

59) Шутенко О. В. Аналіз законів розподілу концентрацій газів, розчинених в маслі високовольтних трансформаторів негерметичного виконання / О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай // Вісник Національного технічного університету "ХПІ". Серія : Енергетика: надійність та енергоефективність. – 2014. – № 24. – С. 102–117.

60) Shutenko O. Determine the boundary value of the concentration of gases dissolved in oil of method minimum risk / O. Shutenko // 2017 IEEE First Ukraine Conference on ELECTRICAL AND COMPUTER ENGINEERING (UKRCON), Kyiv, 29 May–2 June 2017. – IEEE, 2017. – P. 468–472.

61) Shutenko O. Comparative analysis of risks which are accompanied by the use of typical and boundary gases concentrations for the diagnostics of high voltage transformers / O. Shutenko, O. Proskurnia, V. Abramov // Energetika. – 2018. – Vol. 64, № 3. – P. 137–145.

62) Шутенко О. В. Определение значений граничных концентраций растворенных в масле газов методом минимального риска / О. В. Шутенко // Электричество. – 2017. – № 8. – С. 50–60.

63) Шутенко О. В. Определение граничных значений концентраций газов с учетом типа защиты масла высоковольтных трансформаторов / О. В. Шутенко // Електротехніка та електроенергетика. – 2018. – № 4. – С. 30–42.

64) Шутенко О. В. Особенности динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в силовых трансформаторах с разными типами дефектов / О. В. Шутенко // Новое в Российской электроэнергетике. – 2017. – № 9. – С. 30–49.

65) Шутенко О. В. Анализ динамики изменения критериев используемых для интерпретации результатов ХАРГ в бездефектных высоковольтных трансформаторах негерметичного исполнения / О. В. Шутенко // Електротехніка та електроенергетика. – 2017. – № 2. – С. 36–45.

66) Shutenko O. Faults diagnostics of high-voltage equipment based on the analysis of the dynamics of changing of the content of gases / O. Shutenko // Energetika. – 2018. – Vol. 64, № 1. – P. 11–22.

67) Шутенко, О. В. Метод обнаружения развивающихся дефектов высоковольтных трансформаторов по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов / О. В. Шутенко // Электрические сети и системы. – 2010. – № 3. – С. 38–45.

68) Патент на корисну модель №56766, Україна, МПК (2011.01) G01N 30/00 Спосіб виявлення дефектів в ізоляції високовольтного маслонаповненого обладнання за результатами хроматографічного аналізу розчинених у маслі газів / Бондаренко В. О, Шутенко О. В., Баклай Д. М., Аулова Н. В. патентовласник НТУ «ХП». – и 201008612, заяв. 09.07. 2010; опубл. 25.01. 2011, Бюл. №2.

69) Shutenko O. Method for Detection of Developing Defects in High-Voltage Power Transformers by Results of the Analysis of Dissolved Oil Gases / O. Shutenko // *Acta Electrotechnica et Informatica*. – 2018. – Vol. 18, № 1. – P. 11–18.

70) Анализ причин газовой выделения в силовых трансформаторах, на основе исследования корреляционных связей между растворенными в масле газами / Шутенко О. В., Баклай Д. Н., Острикова Т. А., Мельник Н. Ю. // *Світлотехніка та електроенергетика*. – 2012. – № 3. – С. 72–81.

71) Ibrahim M. Artificial Intelligence Solution For Incipient Faults Diagnosis Of Oil-Filled Power Transformers / M. Ibrahim, M. Sayed, E. Abou El-Zahab // *Proceeding of Journal of Electric Engineering*. – 2015. – Vol. 19, № 4. – P. 1–6.

72) Ghoneim S. Artificial Neural Networks for Power Transformers Fault Diagnosis Based on IEC Code Using Dissolved Gas Analysis / S. Ghoneim, I. Taha // *International journal of control avtomation and systems*. – 2015. – Vol. 4, № 2. – P. 18–21.

73) Hung C. Diagnosis of incipient faults in power transformers using CMAC neural network approach / C. Hung, M. Wang // *Electric Power Systems Research*. – 2004. – № 71. – P. 235–244.

74) Illias H. Transformer Incipient Fault Prediction Using Combined Artificial Neural Network and Various Particle Swarm Optimisation Techniques / H. Illias, X. Chai, A. Bakar // *PLos One*. – 2015. – Vol. 10, № 6. – P. 1–16.

75) Khan S. A. A comprehensive comparative study of DGA based transformer fault diagnosis using fuzzy logic and ANFIS models," in *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation* / S. A. Khan, M. D. Equbal, T. Islam // *IEEE*

Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2015. – Vol. 22, № 1. – P. 590–596.

76) Yaacob M. DGA Method-Based ANFIS Expert System for Diagnosing Faults and Assessing Quality of Power Transformer Insulation Oil / M. Yaacob, A. Hussein, M. Othman // Modern Applied Science. – 2016. – Vol. 10, № 1. – P. 13–22.

77) Roland U. Artificial Neural Network Approach to Distribution Transformers Maintenance / U. Roland, O. Eseosa // International Journal of Scientific Research Engineering Technology. – 2015. – Vol. 1, № 4. – P. 62–70.

78) Liu J. A Comparative Research on Power Transformer Fault Diagnosis Based on Several Artificial Neural Networks / J. Liu, K. Zheng, D. Peng // Journal of Computational Information Systems. – 2013. – Vol. 18. – P. 7501–7508.

79) Бондаренко В. Е. Разработка нечеткой нейронной сети для интерпретации результатов анализа растворенных в масле газов / В. Е. Бондаренко, О. В. Шутенко // Електротехніка і Електромеханіка. – 2017. – № 2. – С. 49–56.

80) Бондаренко В. Е. Математические основы технической диагностики объектов электрических сетей: учеб. пособ. в двух частях, часть II / В. Е. Бондаренко, О. В. Шутенко, Д. Н. Баклай. – Харьков : ФЛП Панов А. Н., 2019. – 262 с.

81) Ahmed M. Power transformer Fault Diagnosis using Fuzzy Logic Technique Based on Dissolved Gas Analysis / M. Ahmed, M. Geliel, A. Khalil // 21 st Mediterranean Conference on Control&Automation (MED), Plataniias-Chania, 25–28 June 2013. – 2013. – P. 584–589.

82) Hameed I. Monitoring Power Transformer Using Fuzzy Logic / I. Hameed, S. Farag // Journal of Engineering and Development. – 2013. – Vol. 17, № 6. – P. 146–163.

83) Muhamad N. LabVIEW with Fuzzy Logic Controller Simulation Panel for Condition Monitoring of Oil and Dry Type Transformer / N. Muhamad, S. Ali //

World Academy of Science, Engineering and Technology International Journal of Electrical, Computer, Energetic, Electronic and Communication Engineering. – 2008. – Vol. 2, № 8. – P. 1685–1691.

84) Chen A. Fuzzy approaches for fault diagnosis of transformers / A. Chen, C. Lin // Fuzzy Sets and Systems. – 2001. – Vol. 118. – P. 139–151.

85) Mharakurwa E. Power Transformer Fault Severity Estimation Based on Dissolved Gas Analysis and Energy of Fault Formation Technique / E. Mharakurwa, G. Nyakoe, A. Akumu // Journal of Electrical and Computer Engineering. – 2019. – Vol. 2019. – P. 1–10.

86) Yousif Y. Power transformer fault diagnosis using fuzzy reasoning spiking neural P systems / Y. Yousif, A. Yahya // Journal of Intelligent Learning Systems and Applications. – 2016. – Vol. 8. – P. 77–91.

87) Soni R. An approach to diagnose incipient faults of power transformer using dissolved gas analysis of mineral oil by ratio methods using fuzzy logic / R. Soni, K. Chaudhari // 2016 International Conference on Signal Processing, Communication, Power and Embedded System (SCOPEs), Odisha, 3–5 October 2016. – IEEE, 2016. – P. 1894–1899.

88) Шутенко О. В. Формирование процедуры нечеткого вывода для обнаружения развивающихся дефектов высоковольтных трансформаторов / О. В. Шутенко // Вестник НТУ «ХПИ. Техника и электрофизика высоких напряжений. – 2008. – № 44. – С. 162–177.

89) Костерев М. В. Питання побудови нечітких моделей оцінки технічного стану об'єктів електричних систем / М. В. Костерев, Є. І. Бардик. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – 148 с.

90) Лежнюк П. Д. Діагностування силових трансформаторів з використанням нечітких множин / П. Д. Лежнюк, О. Є. Рубаненко, І. А. Жук // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2005. – № 1. – С. 43–51.

91) Оцінка технічного стану і прогнозування ресурсу роботоздатності силових трансформаторів на основі теорії нечітких множин / Костерев М. В.,

Бардик Є. І., Вожаков Р. В., Болотний М. П. // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – 2012. – № 2. – С. 83–87.

92) Бардик Є. І. Нечітке моделювання силового трансформатора для оцінки ризику відмови за наявності дефекту / Є. І. Бардик, М. В. Костерев, М. П. Болотний // Праці Інституту електродинаміки Національної академії наук України. – 2013. – С. 189–198.

93) Liu L. Modeling Analysis of Power Transformer Fault Diagnosis Based on Improved Relevance Vector Machine / L. Liu, Z. Ding // Mathematical Problems in Engineering. – 2013. – Vol. 2013. – P. 1–6.

94) Sahri Z. Support Vector Machine-Based Fault Diagnosis of Power Transformer Using k Nearest-Neighbor Imputed DGA Dataset / Z. Sahri, R. Yusof // Journal of Computer and Communications. – 2014. – Vol. 2. – P. 22–31.

95) Lin N. Application of data mining technology based on RVM for power transformer fault diagnosis / N. Lin, J. Zhao, K. Li // Advances in Computer Science and Information Engineering. – 2012. – Vol. 2. – P. 121–127.

96) Fathima J. Transformer fault classification using support vector machine method / J. Fathima, A. Venkatasami // International journal of advanced information and communication technology. – 2014. – Vol. 1, № 1. – P. 168–172.

97) Shrivastava K. A Novel Association Rule Mining with IEC Ratio Based Dissolved Gas Analysis for Fault Diagnosis of Power Transformers / K. Shrivastava, A. Choubey // International Journal of Advanced Computer Research. – 2012. – Vol. 2, № 2. – P. 34–44.

98) Hussein A. An expert system for diagnosing faults and assessing the quality insulation oil of power transformer depending on the DGA method / A. Hussein, M. F. Yaacob, M. Othman // Journal of Theoretical and Applied Information Technology. – 2015. – Vol. 78, № 2. – P. 278–285.

99) Hybrid Dissolved Gas-in-Oil Analysis Methods / Londo L., Bualoti R., Çelo M., Hobdari N. // Journal of Power and Energy Engineering. – 2015. – Vol. 3. – P. 10–19.

100) Pamuk N. Diagnosis of Fault Type by Dissolved Gas Analysis in Transformer Oil Using Petri Net Technology / N. Pamuk // BAÜ Fen Bil. Enst. Dergisi Cilt. – 2014. – Vol. 2. – P. 79–86.

101) Wanjare S. B. GA Interpretation for Increasing the Percent of Accuracy by Bayesian Network Method Comparing IEC TC 10 Database / S. B. Wanjare, P. S. Wanjare, A. G. Thosar // International Journal of Engineering Trends and Technology. – 2018. – Vol. 62, № 1. – P. 46–51.

102) Lakehal A. Bayesian Duval Triangle Method for Fault Prediction and Assessment of Oil Immersed Transformers / A. Lakehal, F. Tachi // Measurement and Control. – 2017. – Vol. 50, № 4. – P. 103–109.

103) Moodley N. Low Energy Degradation Triangle for power transformer health assessment / N. Moodley, C. T. Gaunt // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2017. – Vol. 24, № 1. – P. 639–646.

104) Abu-Siada A. Improved Consistent Interpretation Approach of Fault Type within Power Transformers Using Dissolved Gas Analysis and Gene Expression Programming", Energies / A. Abu-Siada // Energies. – 2019. – Vol. 12, № 4. – P. 730.

105) Malik H. Application of gene expression programming (GEP) in power transformers fault diagnosis using DGA / H. Malik, S. Mishra // IEEE Transactions on Industry Applications. – 2016. – Vol. 52, № 6. – P. 4556–4565.

106) Hybrid RVM–ANFIS algorithm for transformer fault diagnosis / Fan J., Wang F., Sun Q., Bin F., Liang F., Xiao X. // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2017. – Vol. 11, № 14. – P. 3637–3643.

107) Illias H. Identification of transformer fault based on dissolved gas analysis using hybrid support vector machine-modified evolutionary particle swarm optimisation", PLOS ONE / H. Illias, Z. W. Liang // PLOS ONE. – 2018. – Vol. 13, № 1. – P. e0191366.

108) Optimal dissolved gas ratios selected by genetic algorithm for power transformer fault diagnosis based on support vector machine / Li J., Zhang Q., Wang

K., Wang J., Zhou T., Zhang Y. // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2016. – Vol. 23, № 2. – P. 1198–1206.

109) Smart Diagnosis of Incipient Faults Using Dissolved Gas Analysis-Based Fault Interpretation Matrix (FIM) / Wani S., b S., Prashal G., Gupta D. // Arabian Journal for Science and Engineering. – 2019. – Vol. 44, № 8. – P. 6977–6985.

110) Interpretation of DGA for transformer fault diagnosis with complementary SaE-ELM and arctangent transform / Li S., Wu G., Gao B., Hao C., Xin D., Yin X. // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2016. – Vol. 23, № 1. – P. 586–595.

111) Dissolved gas analysis of insulating oil for power transformer fault diagnosis with deep belief network / Dai J., Song H., Sheng G., Jiang X. // IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation. – 2017. – Vol. 24, № 5. – P. 2828–2835.

112) Lakehal A. A new contribution for fault prediction of electrical power transformers / A. Lakehal, F. Tachi, H. Cheghib // 2017 6th International Conference on Systems and Control (ICSC), Batna, 7–9 May 2017. – IEEE, 2017. – P. 372–376.

113) Diagnosis of incipient dominant and boundary faults using composite DGA method", International Transactions on Electrical Energy Systems / Wani S., Khan S., Gupta D., Nezami M. // International Transactions on Electrical Energy Systems. – 2017. – Vol. 27, № 11. – P. e2421.

114) Gouda O. Proposed heptagon graph for DGA interpretation of oil transformers / O. Gouda, S. El-Hoshy, H. El-Tamaly // IET Generation, Transmission & Distribution. – 2018. – Vol. 12, № 2. – P. 490–498.

ДОДАТОК А

У даному додатку наведено принцип використання програми «Duval» для побудови результатів діагностики стану маслонаповненого обладнання з використанням методики Дюваля, а саме трикутника №1. Перш за все, для того, щоб почати користуватися даною програмою слід підготувувати файли вихідних даних. На рис. А.1 зображено папку з програмою «Duval» і 15 файлами вихідних даних, необхідними для відображення стану діагностованих трансформаторів на трикутнику Дюваля. **Важливе зауваження:** файли слід підписувати виключно цифрами 1–15 (як зображено на рис. А.1). В іншому випадку користувач отримає повідомлення про помилку.

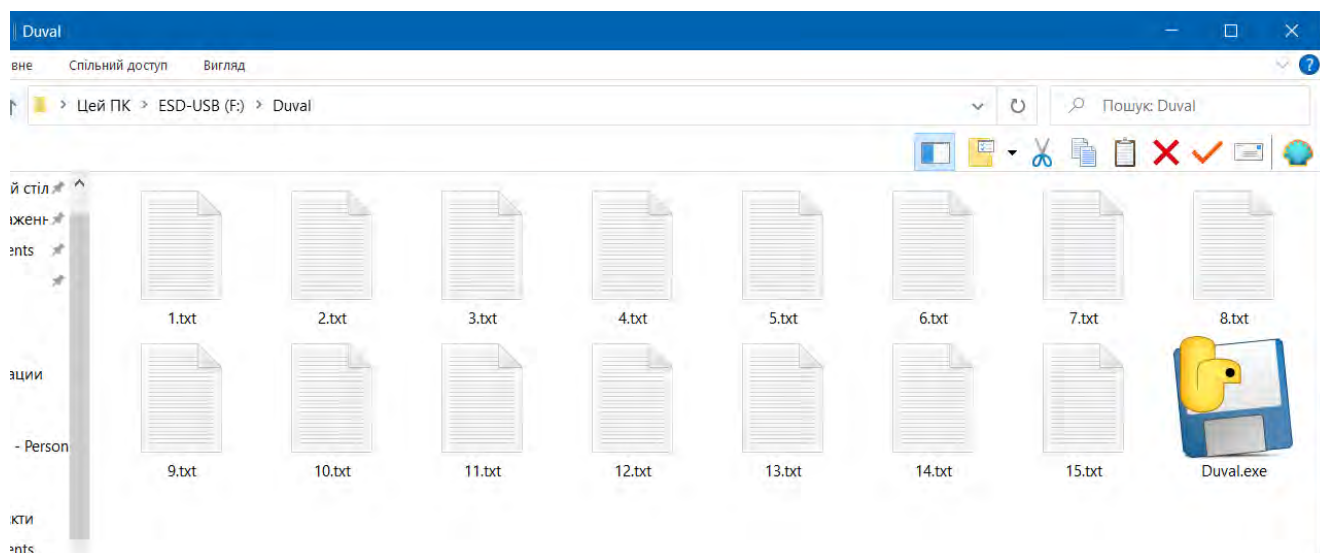


Рисунок А.1 – Папка з файлами вихідних даних і програмою «Duval»

На рис. А.2 відображено вміст файлу вихідних даних. Файл являє собою текстовий документ, до якого заносяться дані відсоткового вмісту газів, відображених на трикутнику. Для трикутника №1 цими газами є CH_4 , C_2H_4 і C_2H_2 . У файл значення відсоткового вмісту газів заносяться в один рядок строго у такій послідовності: C_2H_4 , CH_4 і C_2H_2 . **Важливе зауваження:**

- 1) Десятковим розподільником у числах є крапка, а не кома.
- 2) Між собою числа розділяються пробілом.
- 3) Якщо у файлі вихідних даних буде або неправильний десятковий

розподільник, або неправильно будуть розділені між собою числа, користувач отримає повідомлення про помилку виконання програми (рис. А.3).

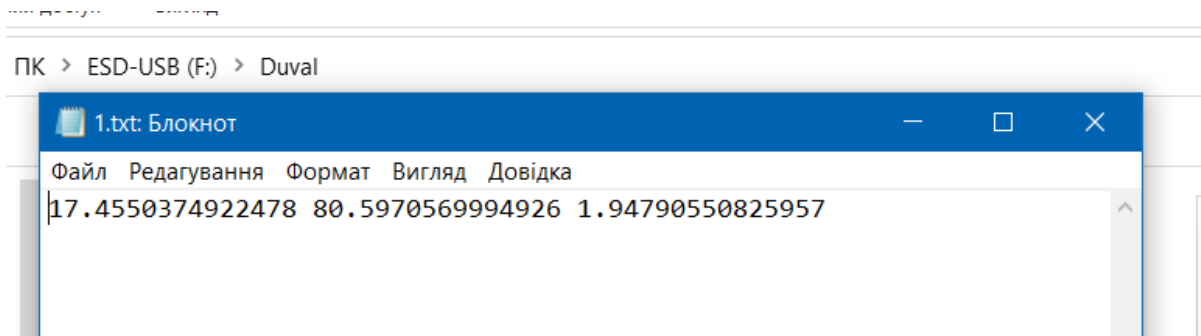


Рисунок А.2 – Вміст файлу вихідних даних

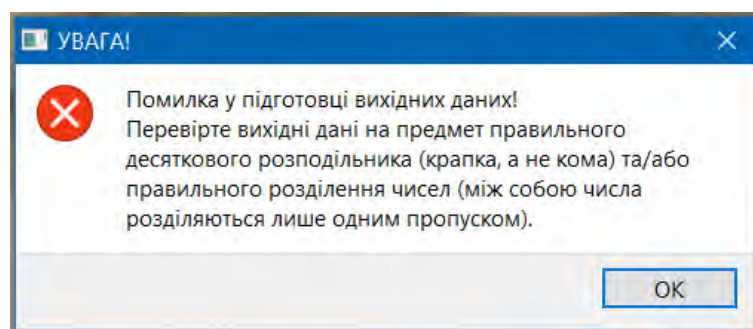


Рисунок А.3 – Вікно з повідомленням про помилку

Інтерфейс програми є досить простим і не повинен викликати ускладнень при її використанні. На рис. А.4 відображено головне вікно програми «Duval». Натиснувши на головному вікні єдину кнопку, у випадку якщо все підготовлено правильно, відкриється вікно з побудованим трикутником, відображене на рис. А.5. Як видно з рисунка, розміри вікна не дозволяють нормально відобразити зображений трикутник та легенду з поясненнями до нього. Для нормального відображення слід змінити розмір вікна (рис. А.6). На рис. А.7 відображено панель керування, за допомогою якої можна зберегти побудований трикутник. Натиснувши на панелі кнопку, помічену на рисунку червоним прямокутником, користувачеві відкриється стандартне вікно, в якому можна виконати зберігання у файл потрібного формату. Інші кнопки на панелі мають свій функціонал, який жодним чином не стосується заданої задачі (побудувати трикутник). Тому їх не слід натискати, щоб жодним чином не

порушити стандартні налаштування. У випадку, якщо все ж таки налаштування були змінені, повернути все до стандартного вигляду можна, натиснувши на панелі кнопку, помічену зеленим прямокутником на рисунку.

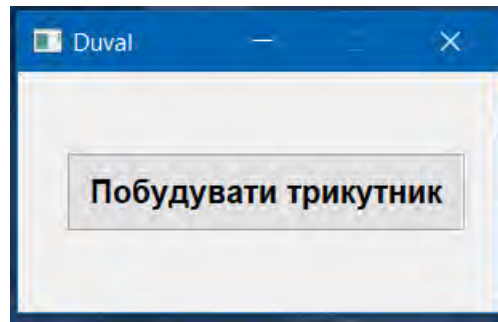


Рисунок А.4 – Головне вікно програми «Duval»

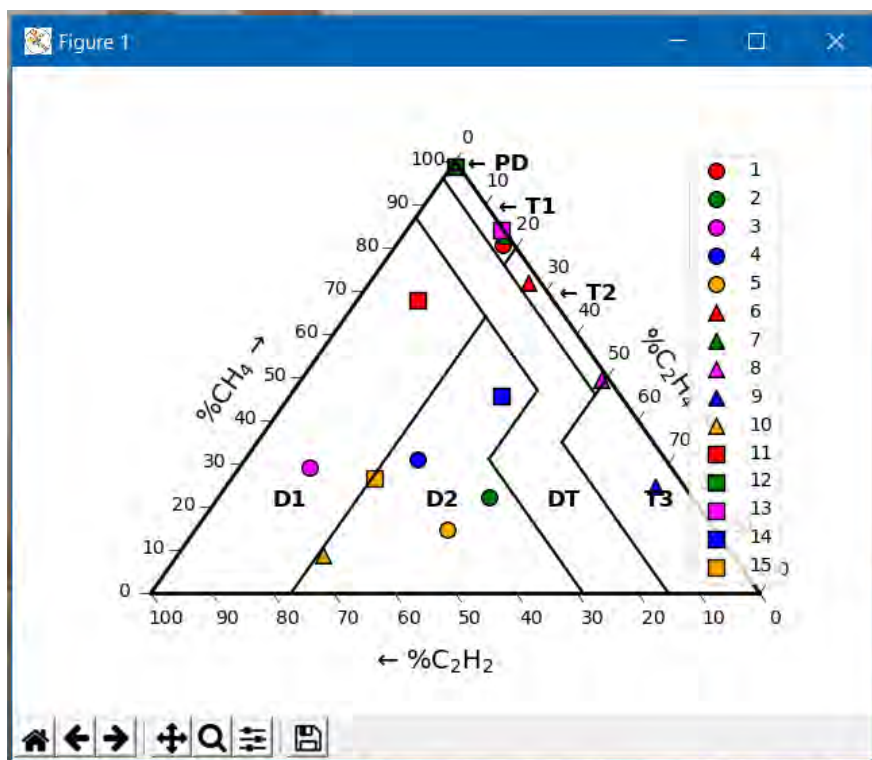


Рисунок А.5 – Вікно з побудованим трикутником

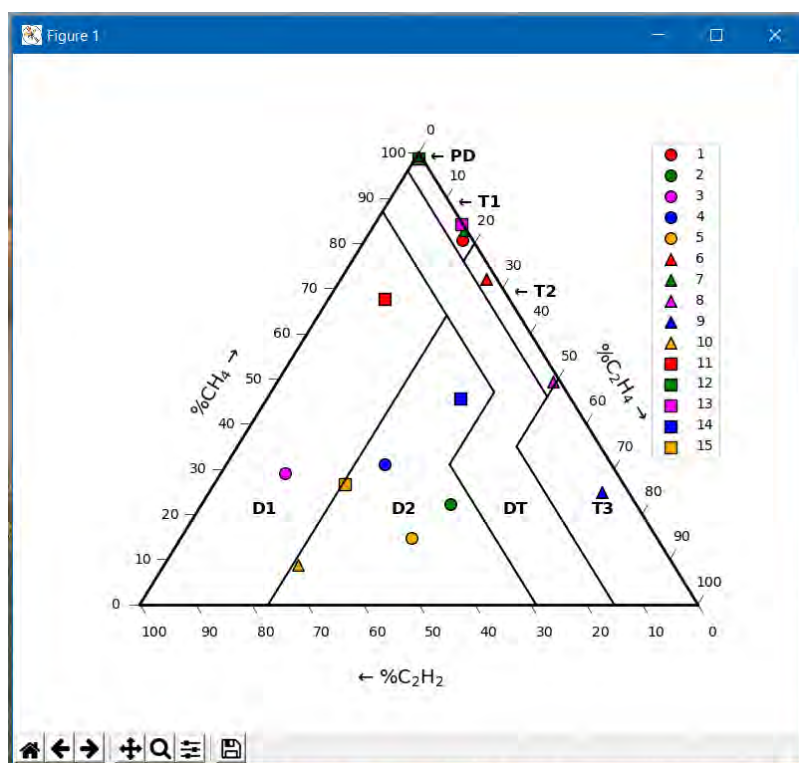


Рисунок А.6 – Вікно з нормальним відображенням побудованого трикутника

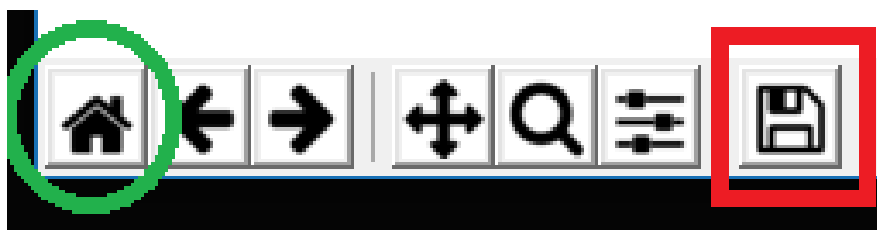


Рисунок А.7 – Панель керування з поміченими кнопками «Зберегти у файл» (виділено червоним) та «Повернення до стандартних налаштувань відображення» (виділено зеленим)

Навчальне видання

ШУТЕНКО Олег Володимирович
КУЛИК Олексій Сергійович
ПОНОМАРЕНКО Сергій Григорович

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ДІЮЧИХ СТАНДАРТІВ І МЕТОДИК З ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РЕЗУЛЬТАТІВ АРГ

Навчально-методичний посібник
для виконання індивідуальних розрахунково-графічних завдань
з курсу «Математичні основи технічної діагностики»
для студентів спеціальності № 141
«Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»

Відповідальний за випуск – Сергій ШЕВЧЕНКО
Роботу до видання рекомендувала – Ганна БЕЗПРОЗВАННИХ
Редактор – Марія ЄФРЕМОВА

Технічний редактор – Лариса Гобельовська

В авторській редакції

План 2021 р., поз. 48

Підп. до друку 02.06.21 р. Формат 60x84 1/16. Папір офсетний.
Друк цифровий. Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк. 7,32.
Наклад 150 прим. Зам. № 1180. Ціна договірна.

Матеріали надано: Видавничим центром НТУ «ХПІ».
Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.
61002, Харків, вул. Кирпичова, 2

Видавець та виготовлювач ТОВ «Друкарня Мадрид»
через ФОП Гобельовська Л. П.
61024, м. Харків, вул. Гуданова, 18. Тел.: **0800-33-67-62**
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи: Серія ДК № 4399 від 27.08.12 р.
www.madrid.in.ua **info@madrid.in.ua**

