

ДІАГНОСТИКА ОЛИВОНАПОВНЕНОГО УСТАТКУВАННЯ З КОМБІНОВАНИМИ ДЕФЕКТАМИ  
ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ АНАЛІЗУ РОЗЧИНЕНИХ У ОЛИВІ ГАЗІВ

Шутенко О. В., Кулик О. С.

*Національний технічний університет "Харківський політехнічний інститут"*

*Запропоновано метод розпізнавання типу дефекту високовольтного маслонаповненого обладнання за результатами аналізу розчинених в маслі газів. Виконано порівняльний аналіз достовірності розробленого методу.*

**Постановка проблеми.** В умовах старіння парку високовольтного обладнання одним із найактуальніших завдань є забезпечення експлуатаційної надійності, особливо того обладнання, яке експлуатується за межами нормативного терміну служби. Вирішення даного завдання можливо за рахунок удосконалення методів діагностики стану обладнання. Одним з таких методів, який дозволяє виявити до 80% всіх дефектів маслонаповненого обладнання, на ранній стадії є аналіз розчинених у маслі газів (АРГ). Даний метод дозволяє розпізнавати такі дефекти як часткові розряди, розряди з низькою і високою щільністю енергії, а також локальні перегріву з різними значеннями температур. В умовах реальної експлуатації в обладнанні дуже часто зустрічаються дефекти комбінованого типу, такі як перегріву, що переходять у розряди або розряди, які супроводжуються нагріванням. Слід зазначити, що для таких дефектів значення критеріїв, що використовуються для інтерпретації результатів АРГ, одночасно можуть відповідати дефектам різного типу, що значно ускладнює їх розпізнавання. У зв'язку з цим удосконалення процедури розпізнавання дефектів за результатами АРГ є актуальним і практично значущим завданням.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** Одним з найбільш часто використовуваних критеріїв для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ були значення відношень газів. Однак і в міжнародному ІЕС 60599 [1], і в чинному в Україні [2] стандартах з інтерпретації результатів АРГ, значення відношень газів для комбінованих дефектів не нормовані. У той же час в методі ETRA [2], який також використовує значення відношень газів, виділена область, що відповідає перегрівам з температурою вище 750°C і розрядами. У трикутнику Дюваля [3] для розпізнавання типу дефекту використовується відсотковий вміст трьох газів  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_2$ . При цьому в трикутнику Дюваля виділена область, що відповідає розрядам, які супроводжуються перегрівом. Ще одним критерієм, який використовується для розпізнавання типу дефекту за результатами АРГ, є значення відношень концентрацій газів до газу з максимальною концентрацією. Даний критерій використовується як у методі графічних образів [2], так і в методі графічних областей [4]. Істотним недоліком цих методів є необхідність наявності еталонних образів або еталонних областей, інакше розпізнавання неможливо. Слід зазначити, що в [2] наведені кілька еталонних образів, що дозволяють розпізнавати комбіновані дефекти. Більш повний аналіз графічних образів, в тому числі і образів, побудованих за результатами АРГ обладнання з комбінова-

ними дефектами, запропонований в [5]. Однак ні відсотковий вміст газів, ні відношення газів для таких дефектів досліджені недостатньо, що в ряді випадків призводить до відмови від розпізнавання. Остання обставина і послужила причиною для проведення даних досліджень.

**Мета статті.** У статті наведено опис методу для розпізнавання типу дефектів маслонаповненого високовольтного обладнання за результатами аналізу розчинених у маслі газів.

**Метод дослідження.** Для розпізнавання типу дефекту розроблено метод, в якому тип дефекту визначається з урахуванням значень відсоткового вмісту газів, значень відношень газів, а також значень відношень концентрацій газів до газу з максимальною концентрацією. Іншими словами, для розпізнавання типу дефекту використовуються всі три критерії, які регламентуються у відомих методах для інтерпретації результатів АРГ. У цьому випадку основний акцент вирішення задачі зводиться до визначення значень критеріїв, характерних для дефектів даного типу. Наявні у розпорядженні авторів результати АРГ більше ніж 2500 одиниць обладнання з дефектами різного типу дозволяють використовувати ці результати в якості навчальної вибірки для визначення граничних значень критеріїв. У цьому випадку завдання зводиться до формування однорідних масивів зі схожими значеннями критеріїв для обладнання з певним типом дефекту. Для цього результати АРГ були розбиті на окремі масиви за типом встановленого дефекту. Для кожної одиниці обладнання були розраховані значення відношень газів. У процесі розрахунку аналізувалися значення відношень газів:  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{CH}_4/\text{H}_2$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{CH}_4$  і  $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_6$  значення яких регламентовані у відомих стандартах інтерпретації результатів АРГ. Для зниження похибки, розрахунок виконувався тільки за умови, якщо значення концентрацій газів, що становлять дане відношення, перевищували значення, що відповідають «межі появи газів в маслі». Ці значення залежать як від чутливості хроматографа, так і від методики вимірювання і згідно [2] складають:  $\text{H}_2=50$ ,  $\text{CH}_4=\text{C}_2\text{H}_6=\text{C}_2\text{H}_4=15$  і  $\text{C}_2\text{H}_2=3$  мкл/л. Якщо розраховані значення відношень виходили за межі діапазону значень, який регламентується чинними стандартами для даного дефекту, то результати АРГ для даної одиниці обладнання переносилися в інший масив. Далі для кожної одиниці обладнання було розраховано відсотковий вміст газів вуглеводневого ряду і водню. Розраховані значення порівнювалися між собою і у разі відмінності у відсотковому вмісті результати АРГ переносилися в інший масив.

Після чого для кожної одиниці обладнання будувалися номограми дефектів. Побудовані номограми порівнювалися між собою і у разі наявності візуальних відмінностей результати АРГ переносилися в інший масив. А для масиву даних з однотипними номограмами будувалися графічні області [4]. Діагностований об'єкт відноситься до того діагнозу для якого значення відношень газів, значення відсоткового вмісту газів збігається з еталонним, а побудований графічний образ має мінімальну діагностичну відстань з центром еталонної області [4].

**Аналіз результатів.** В якості ілюстрації ефективності запропонованого методу виконаємо порівняльний аналіз достовірності розпізнавання типу дефекту з використанням запропонованого методу і найбільш відомих методів інтерпретації результатів АРГ. В якості перевірконої вибірки були використані результати АРГ по 34 силовим трансформаторам, в яких були виявлені розряди з перегрівом. Результати АРГ трансформаторів були розбиті по групах за типом реального дефекту. Діапазони значень процентного вмісту газів для аналізованого обладнання наведені в табл. 1, а значень відношень газів в табл. 2. Слід зазначити, що незважаючи на істотні відмінності в змісті газів і значеннях відношень газів, в аналізованих трансформаторах виявлені досить серйозні пошкодження. Так в трансформаторі ТДЦ-400000/500 з групи №1 при розтині виявлено обуглена виткова ізоляція, місцями оголені провідники обмоток; обуглена міжшарова ізоляція, термічне розкладання місцями наскрізь пропалені ділянки. Зашламлення твердої ізоляції відкла-

деннями чорних смолистих речовин і вуглецю. В трансформаторі ОДЦТР-9000/220 з цієї ж групи виявлено обуглювання ізоляції відведення СН в місці виходу з обмотки на довжині 1200мм, а також вигорання активної сталі нижнього ярма магнітопроводу. В автотрансформаторі АТДЦТН-125000/330 з групи № 1 виявлена деформація обмотки із замиканням частини одного витка. Не менш "важкі" пошкодження виявлені і в трансформаторах з групи № 2. Так в трансформаторі напругою 230/127 кВ встановленому на гідростанції "Nelson River", Північна Канада, який був пошкоджений в липні 1997 року, при розтині було виявлено два пошкодження: трекінг між льялкою введення 230 кВ і заземлюючим електростатичним екраном; при повній розбірці виявлені дугові виткові замикання всередині обмотки ВН з переходом в коротке замикання на екран. У трансформаторі ТДТН-63000/110/35/6 з групи № 3 при розтині виявлено перегрів, викликаний замиканням на бак магнітопроводу і сліди розрядів. При розтині трансформатора ТРДНС-40000/220 з цієї ж групи виявлено, що стяжна шпилька мала на кінцях сліди дугових розрядів. Ці розряди виникли в результаті втрати ізоляції шпильки. Розрядний струм виник в контурі, що складається зі шпильки, зовнішніх листів магнітопроводу і перемичок, що з'єднують і заземлюють всі листи магнітопроводу. А в автотрансформаторі АОДЦНТН-167000/500/220/15,75 виявлена дуга в ярмовій балці верхньої частини трансформатора, а також іскріння в РПН і часткові розряди в районі вводу 500 кВ.

Таблиця 1 – Відсотковий вміст газів в обладнанні з дефектами комбінованого типу

№	Тип дефекту, об'єм вибірки	Вміст газів, %				
		H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>
1	Нагрівання, що переходить в дугу, N=8	20-30	25-35	0,01-12	24-30	6-20
2	Нагрівання та розряди з високою щільністю енергії, N=4	15-25	20-30	25-35	1-12	10-30
3	Високотемпературне нагрівання та розряди з високою щільністю енергії, N=22	20-33	10-26	0,9-10	25-40	12-28

Таблиця 2 – Значення відношень газів в обладнанні з дефектами комбінованого типу

№	Значення відношень газів					
	CH <sub>4</sub> /H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> /C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>
1	1,05-1,67	0,06-0,410	2,0-11,77	0,194-0,709	0,528-7,2	0,225-0,730
2	1,0-1,7	1,02-1,22	0,049-0,4	0,5-1,0	0,41-0,97	1,03-19,9
3	0,36-0,98	0,144-0,492	3,44-15,95	0,49-2,60	1,346-7,914	0,34-0,98

Як видно з табл. 1 для різних груп дефектів газми з максимальним вмістом є метан (CH<sub>4</sub>), етан (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>) і етилен (C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>), тобто гази характерні для дефектів термічного типу. У теж час для всіх трьох груп має місце високий вміст ацетилену (C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>) і водню (H<sub>2</sub>), тобто газів характерних для дефектів електричного типу. Аналізуючи результати таблиці 2 легко побачити, що значення відношень газів не відповідають жодній з діагностичних схем, регламентованих в [1, 2]. Так значення відношення CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub> для дефектів з груп №1-2 перевищують 1, що характерно для термічних дефектів, а значення відношення C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>>0,1, що характерно для електричних розрядів. Для трансформаторів з групи дефектів №3 значення відношення CH<sub>4</sub>/H<sub>2</sub><1, що характерно для розрядів, а значення

відношення C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>>3, що характерно для термічних дефектів. Незважаючи на таку невизначеність зі значеннями відношень газів, діагностика трансформаторів із груп дефектів №1-3 за допомогою розробленого методу дозволило встановити наступні діагнози:

1) Вміст газів, значення відношень газів і графічні образи дефектів для обладнання з групи №1 відповідає нагріванню і розрядам з високою щільністю енергії.

2) Вміст газів, значення відношень газів і графічні образи дефектів для обладнання з групи №2 відповідає нагріванню в діапазоні низьких температур і розрядами з високою щільністю енергії.

3) Зміст газів, значення відношень газів і графічні образи дефектів для обладнання з групи №3 відпові-

дає нагрівасмо з температурою вище 700°C і розряди-ми з високою щільністю енергії.

Результати діагностики даного обладнання з ви-користанням відношень газів зі стандарту ІЕС 60599, а також трикутника Дюваля і квадрата ETRA наведені

на рис. 1-3. Там же наведені еталонні графічні області для даних дефектів (суцільною лінією вказано центр області, який збігається з номограмою дефекту, пунктирними лініями виділені нижня і верхня межа області дефекту).

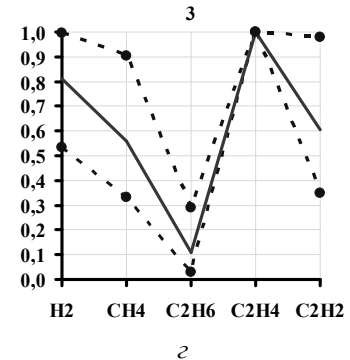
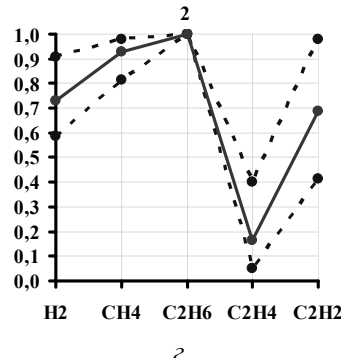
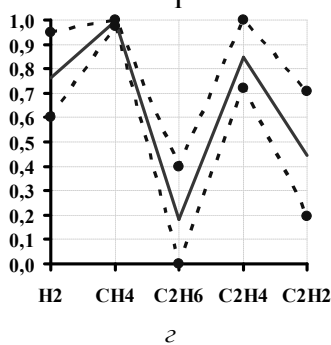
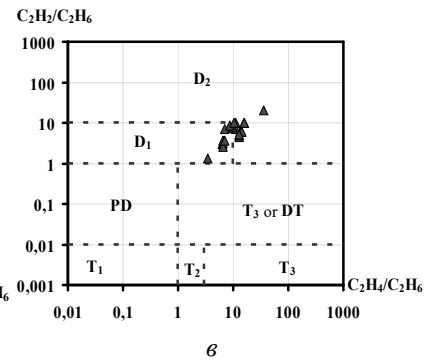
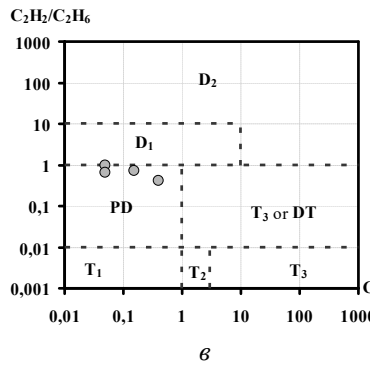
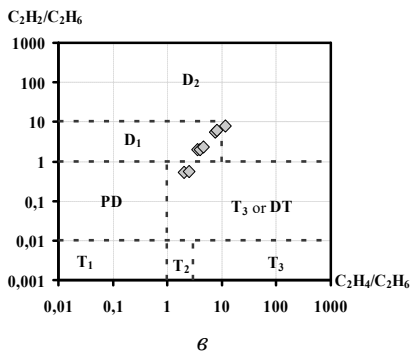
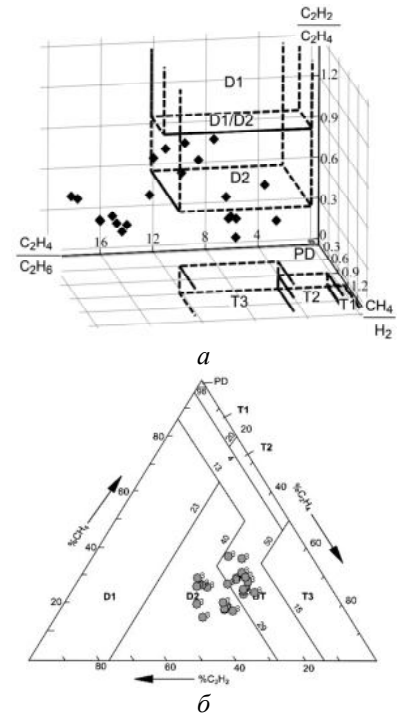
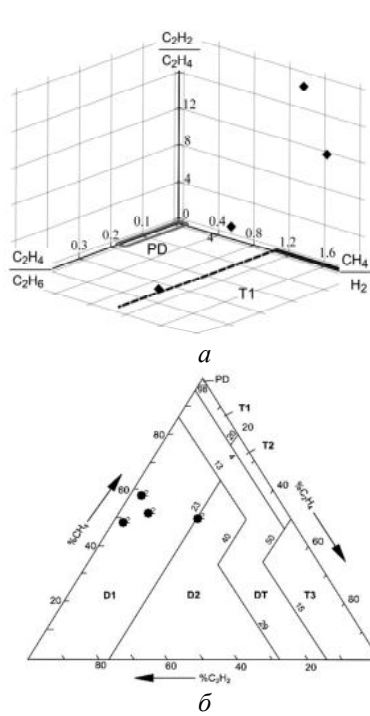
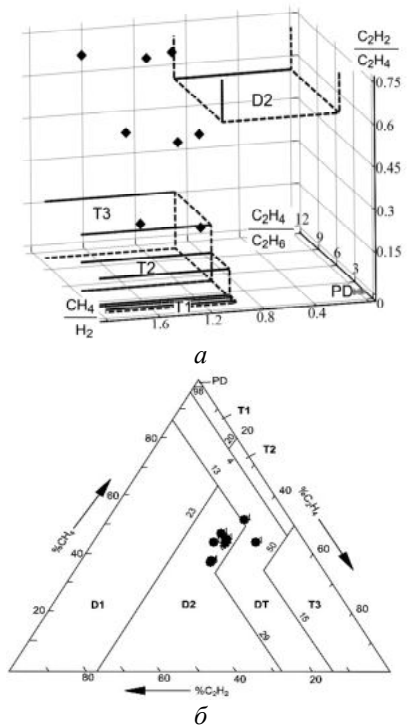


Рисунок 1 – Результати діагностики обладнання із групи дефектів №1 з використанням стандарту ІЕС (а), трикутника Дюваля (б), квадрата ETRA (в), методу номограм і методу графічних областей (г)

Рисунок 2 – Результати діагностики обладнання із групи дефектів №2 з використанням стандарту МЕК (а), трикутника Дюваля (б), квадрата ETRA (в), методу номограм і методу графічних областей (г)

Рисунок 3 – Результати діагностики обладнання із групи дефектів №3 з використанням стандарту МЕК (а), трикутника Дюваля (б), квадрата ETRA (в), методу номограм і методу графічних областей (г)

Як видно з рис. 1-3 (а) використання відношень газів зі стандарту ІЕС 60599 для дефектів з групи №1-2 і частково для дефектів з групи №3 не дозволило

встановити діагноз (точки відображають стан діагностованих трансформаторів не потрапили ні в одну з областей діагнозів). Для частини трансформаторів за

результатами АРГ яких сформована група №3 методом ІЕС 60599 був поставлений діагноз розряди з високою щільністю енергії (D2). Використання трикутника Дюваля (див. рис. 1-3 б) для 2 трансформаторів з №1 дозволило поставити правильний діагноз (DT), для решти 6 трансформаторів був поставлений діагноз розряди з високою щільністю енергії (D2). Для всіх 4 трансформаторів з групи дефектів №2 методом Дюваля був поставлений діагноз розряди з низькою щільністю енергії (D1). Діагнози поставлені за допомогою трикутника Дюваля для трансформаторів з групи №3 також розділилися. Для 9 трансформаторів був поставлений діагноз розряди з високою щільністю енергії (D2), а для 13 перегрівів і розряди (DT).

Використання квадрата ЕТРА для розпізнавання типу дефекту для обладнання з групи №1 для 2-х трансформаторів встановило наявність розрядів з перегрівом вище 700°C (ТЗ or DT), для одного трансформатора – наявність розрядів з високою щільністю енергії (D2), для інших трансформаторів був поставлений діагноз розряди з низькою щільністю енергії (D1). Для обладнання з групи № 2 за допомогою методу ЕТРА був поставлений діагноз частковий розряди (PD). Це викликано тим, що для даного дефекту газом з максимальним вмістом є  $C_2H_6$  (див. табл. 1), що зумовило низькі значення відносин  $C_2H_2/C_2H_6$ . У трансформаторах з групи №3, методом ЕТРА були поставлені діагнози розряди з низьким (D1) і розряди з високою (D2) щільністю енергії. Серед еталонних графічних образів регламентованих в [2] для розпізнавання дефектів, схожий образ був виявлений тільки для графічних образів, побудованих за результатами АРГ трансформаторів з групи №1. Для графічних образів, побудованих за результатами АРГ трансформаторів з груп №2 і №3 схожих образів в [2] не регламентовано. Більш того ні в одному зі стандартів немає графічних образів, для яких газом з максимальним вмістом є  $C_2H_6$ . У методі ключового газу відсутній відсотковий вміст газів схожий з відсотковим вмістом, наведеним у табл. 1. Наведені приклади показують, що традиційні методи діагностики не завжди дозволяють достовірно розпізнавати тип дефекту при аналізі вмісту газів в обладнанні з дефектами комбінованого типу. При цьому для одних і тих же результатів АРГ різні методи інтерпретації встановлюють різні діагнози.

Достовірність поставленого діагнозу абсолютно не залежить від критерію, використовуюваного для розпізнавання типу дефекту в тому чи іншому методі, а визначається виключно граничними значеннями критеріїв і їх зв'язком з типом дефекту. Іншими словами будь-яка діагностична система може розпізнати тільки той дефект, якому вона навчена. Саме остання обставина і дозволило достовірно розпізнати тип дефекту, розробленим авторами методом.

**Висновки.** Запропоновано метод для розпізнавання типу дефектів маслonaповненого високовольтного обладнання за результатами АРГ, в якому, на відміну від відомих методів, використовуються значення відсоткового вмісту газів вуглеводневого ряду і водню, значення 6 відношень газів, а також значення відношень газів до газу з максимальним вмістом, що дозволяє більш повно врахувати особливості вмісту газів дефектного обладнання. Виконаний порівняль-

ний аналіз достовірності запропонованого методу з відомими методами для інтерпретації результатів АРГ показав, що запропонований метод дозволяє встановити правильний діагноз, навіть для тих дефектів, де традиційні методи не дозволяють правильно встановити тип дефекту.

#### Список використаних джерел

1. IEC Publication 60599, Interpretation of the analysis of gases in transformer and other oil med electrical equipment in &, Geneva, Switzerland, 2015.
2. COV-H EE 46.501:2006: Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Київ. 2007.
3. Michel Duval A Review of Faults Detectable by Gas-in-Oil Analysis in Transformers. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. Vol. 18, № 3, P. 8-173, 2002.
4. O. Shutenko, I. Jakovenko Fault Diagnosis of Power Transformer Using Method of Graphic Images. 2017 *IEEE International Young Scientists Forum on Applied Physics and Engineering (YSF-2017)*, October 17-20, 2017, Lviv, Ukraine, P. 66-69, 2017.
5. Шутенко О. В. Анализ графических образов, построенных по результатам ХАРГ для высоковольтных силовых трансформаторов с различными типами дефектов. *Вісник Національного технічного університету "Харківський політехнічний інститут"*: зб. наук. праць. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. Харків : НТУ "ХПІ". 2017. №31 (1253). С. 97–121.

#### Аннотация

### ДИАГНОСТИКА МАСЛОНАПОЛНЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ С КОМБИНИРОВАННЫМИ ДЕФЕКТАМИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА РАСТВОРЕННЫХ В МАСЛЕ ГАЗОВ

Шутенко О. В., Кулик О. С.

*Предложен метод распознавания типа дефекта высоковольтного маслonaполненного оборудования по результатам анализа растворенных в масле газов. Выполнен сравнительный анализ достоверности разработанного метода.*

#### Abstract

### DIAGNOSTICS OF OIL-FILLED EQUIPMENT WITH COMBINED DEFECTS BASED ON ANALYSIS OF DISSOLVED GASES IN OIL

O. Shutenko, O. Kulyk

*A method of recognizing the type of defect of high-voltage oil-filled equipment based on the analysis of gases dissolved in oil is proposed. A comparative analysis of the reliability of the developed method is performed.*