

ЗАЙЦЕВ СЕРГІЙ

Національний університет «Одеська політехніка»

<https://orcid.org/0000-0002-1166-3243>e-mail: [scjavidet@ukr.net](mailto:scjavidet@ukr.net)

КИШНЕВСЬКИЙ ВІКТОР

Національний університет «Одеська політехніка»

<https://orcid.org/0000-0003-1780-2969>e-mail: [kishnevskiy@op.edu.ua](mailto:kishnevskiy@op.edu.ua)

## УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ДІАГНОСТУВАННЯ ВИСОКОВОЛЬТНИХ УВОДІВ МАСЛЯНИХ ВИМИКАЧІВ ЗА РЕЗУЛЬТАТАМИ ГАЗОХРОМАТОГРАФІЧНИХ АНАЛІЗІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ

В статті наведено результати удосконалення методу діагностування високовольтних маслонаповнених уводів масляних вимикачів за результатами газохроматографічних аналізів проб експлуатаційних мінеральних трансформаторних масел. Метою роботи є забезпечення надійності експлуатації високовольтних маслонаповнених уводів масляних вимикачів за рахунок удосконалення методу діагностування цих уводів за результатами аналізів проб експлуатаційних мінеральних трансформаторних масел за методами газової хроматографії. Об'єктами досліджень були методи діагностування діагностування високовольтних маслонаповнених уводів для масляних вимикачів за результатами аналізів методами газової хроматографії проб мінеральних трансформаторних масел із визначенням в них вмісту розчинених діагностичних компонентів. Предметами досліджень були проби мінеральних трансформаторних масел із високовольтних маслонаповнених уводів типів БМВ-110/2000У1 та БМВУ-110/2000У1, що встановлені на масляних вимикачах типів У-110, МКП-110. За результатами досліджень отримано основні висновки: 1. Визначено: а) в пробах мінеральних трансформаторних масел вміст таких розчинених діагностичних компонентів, як:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ; присадка «Іонол»; фуранові сполуки (2-фуриловий спирт; 2-фурфурол; 2-ацетилфуран; 5-метил-2-фурфурол); б) вплив температури від  $60\text{ }^{\circ}C$  до мінус  $20\text{ }^{\circ}C$  на розчинність водню та повітря в пробах експлуатаційних мінеральних трансформаторних масел. 2. Удосконалений алгоритм діагностування високовольтних маслонаповнених уводів масляних вимикачів за результатами газохроматографічних аналізів проб мінеральних трансформаторних масел включає в себе процедури: а) контроль вмісту в цих оливах розчинених газів, фуранових сполук, присадки «Іонол», води; б) діагностування високовольтних маслонаповнених уводів масляних вимикачів із застосуванням таких методів, як: «Граничний рівень концентрацій», «Табличний метод», метод «Графічних образів дефектів», «ЕТРА», «Трикутник Дюваля», «Візуальний огляд після розбирання високовольтних маслонаповнених уводів». Отримані результати дають змогу підвищити достовірність діагностування високовольтних маслонаповнених уводів масляних вимикачів.

Ключові слова: трансформаторні масла, деградація масла, газова хроматографія, розчинені гази, присадка «Іонол», діагностування, часткові розряди.

ZAITSEV SERGEY, VICTOR KISHNEVSKY

Odesa Polytechnic National University

## IMPROVEMENT OF THE DIAGNOSTIC METHOD HIGH VOLTAGE INPUTS OF OIL SWITCHES FOR RESULTS OF GAS CHROMATOGRAPHIC ANALYZES TRANSFORMER OILS

The article presents the results of improving the method for diagnosing high-voltage oil-filled oil circuit breaker bushings based on the results of gas chromatographic analyses of samples of operational mineral transformer oils. The aim of the study is to ensure the reliability of operation of high-voltage oil-filled oil circuit breaker bushings by improving the method of diagnosing these bushings based on the results of gas chromatographic analysis of samples of mineral transformer oils. The objects of research were methods for diagnosing high-voltage oil-filled oil circuit breaker bushings based on the results of gas chromatography analysis of mineral transformer oil samples to determine the content of dissolved diagnostic components. The subjects of the study were samples of mineral transformer oils from high-voltage oil-filled bushings of the BMV-110/2000U1 and BMVU-110/2000U1 types installed on oil circuit breakers of the U-110 and MKP-110 types. The main conclusions of the research were obtained: 1. It was determined: a) in samples of mineral transformer oils, the content of such dissolved diagnostic components as:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ; additive "Ionol"; furan compounds (2-furyl alcohol; 2-furfural; 2-acetylfuran; 5-methyl-2-furfural); b) the effect of temperature from  $60\text{ }^{\circ}C$  to minus  $20\text{ }^{\circ}C$  on the solubility of hydrogen and air in samples of mineral transformer oils. 2. The improved algorithm for diagnosing high-voltage oil-filled oil inlets of oil circuit breakers based on the results of gas chromatographic analyses of samples of mineral transformer oils includes the following procedures: a) control of the content of dissolved gases, furan compounds, the additive "Ionol", water in these oils; b) diagnosis of high-voltage oil-filled oil inlets of oil circuit breakers using such methods as: "Limit level of concentrations", "Table method", "Graphic images of defects", "ETRA", "Dival triangle", "Visual inspection after disassembly of high-voltage oil-filled bushings". The obtained results allow to increase the reliability of diagnostics of high-voltage oil-filled bushings of oil circuit breakers.

Key words: transformer oils, oil degradation, gas chromatography, dissolved gases, Ionol additive, diagnostics, partial discharges.

### Постановка проблеми у загальному вигляді та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

Надійність сучасних систем виробництва, розподілу та споживання електроенергії значною мірою залежить від надійності маслонаповненого високовольтного електротехнічного обладнання (МВЕО) [1]. На даний час в електроенергетичних підприємствах України ще знаходяться в експлуатації високовольтні маслонаповнені уводи (далі – ВМУ) із захистом від зволоження за допомогою осушувачів повітря, що

контактує із мінеральним трансформаторним маслом (далі – МТМ) в цих уводах, та входять як складові елементи до високовольтних масляних вимикачів [2]. Ушкодження МВЕО із паперово-масляною електричною ізоляцією (далі – ПМЕІ), наприклад ВМУ для високовольтних масляних вимикачів класів напруги 110–220 кВ, призводять до аварій та економічної шкоди в енергетичних системах [3, 4]. Вимоги до технічного обслуговування ВМУ масляних вимикачів з урахуванням їх поточного стану визначають необхідність удосконалення елементів систем технічного діагностування таких уводів [5, 6], особливо на даний час в умовах воєнного стану. Таким чином, удосконалення методів діагностування ВМУ з ПМЕІ для масляних вимикачів є актуальним, що дозволяє вирішувати завдання контролю технічного стану, пошуку місця та визначення причин відмови (несправності), прогнозування технічного стану цього обладнання на основі відповідного діагностичного забезпечення.

### Аналіз останніх досліджень і публікацій

Масляні вимикачі високої напруги слугують для комутації електричних кіл у всіх експлуатаційних режимах: увімкнення і вимкнення електричних струмів навантаження, електричних струмів намагнічування трансформаторів, електричних зарядних струмів електричних ліній і шин, вимкнення електричних струмів коротких замикань («К.З.»): при цьому нагрівальний пристрій такого масляного вимикача призначений для підігріву електроізоляційного масла в разі тривалого (понад добу) зниження температури навколишнього повітря до мінус 20 °С і нижче [5, 6]. Вимоги [7] поширюються на ВМУ напругою 110–750 кВ, і рекомендації з визначення дефектів розповсюджуються на ВМУ з ПМЕІ конденсаторного типу герметичної та негерметичної конструкції класів напруги 110–750 кВ, установлених на трансформаторах, автотрансформаторах і шунтувальних реакторах потужністю вище 60 МВ·А, трансформаторах власних потреб блоків, а також на трансформаторах особливо відповідальних об'єктів за рішенням технічного керівництва підприємства. В той же час, контроль обладнання за результатами газохроматографічних (далі – ГХ) аналізів МТМ, яке не ввійшло у вищезазначений перелік, в тому числі ВМУ для масляних вимикачів, може також виконуватися за рішенням технічного керівництва підприємства [7]. Для уводів, встановлених на масляному вимикачі, який не піддавався нагріву, за температуру таких вводів приймають температуру електроізоляційного масла в баці масляного вимикача [8]. Основними дефектами у ВМУ із ПМЕІ є: часткові електричні розряди; електричні розряди малої енергії; електричні розряди великої енергії та повзучі електричні розряди; нагрівання з температурою нижче ніж 300 °С; нагрівання з температурою 300–700 °С [7]. Якщо вміст фуранових сполук (2-фуриловий спирт (далі – 2FOL); 2-фурфурол (далі – 2FAL); 2-ацетилфуран (далі – 2ACF); 5-метил-2-фурфурол (далі – 5MEF) в електроізоляційному маслі більше ніж 1 мг/кг, це може свідчити про перегрівання ПМЕІ [7]. При цьому на виникнення та розвиток внутрішніх дефектів можуть впливати такі фактори, як: строк служби; електричне навантаження; пошкодження внутрішніх елементів ВМУ; режим роботи; зовнішні короткі електричні замикання; проникнення діагностичних газів та води (H<sub>2</sub>O) з навколишнього атмосферного повітря у ВМУ; технологічне оброблення МТМ [7, 9]. Такі гази, як O<sub>2</sub> та N<sub>2</sub> можуть потрапляти в МТМ в результаті прямого контакту з повітрям в негерметичному обладнанні, наприклад, в негерметичному ВМУ скрізь адсорбційний осушувач повітря [7]. При цьому: інтенсивні окиснювальні процеси в МТМ протікають з витраченням O<sub>2</sub>, і якщо швидкість витрачення O<sub>2</sub> вище від швидкості його дифузії в МТМ з повітря, відношення концентрацій O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> зменшується, і коли його значення досягає величини 0,2 і менше, у негерметичному обладнанні можна діагностувати окислювальні процеси аномально високої інтенсивності [7]. Для ВМУ випадки відмов пов'язано в основному з пошкодженням конденсаторного остова. Виділяють два види пошкоджень: пряме проникнення H<sub>2</sub>O всередину ВМУ, що спричинює виникненню критичної іонізації в нижній частині остова; старіння масла із ПМЕІ, термічна нестабільність у зонах з підвищеними діелектричними витратами, розвинення теплового пробою остова. При цьому: характерною причиною термічної нестабільності є волога або розчинені полярні компоненти в МТМ, які за підвищеної температури спричиняють значне зростання діелектричних втрат; місцеве підвищення температури вище ніж 140 °С може розглядатися як межа небезпечного стану [7]. Методами ГХ визначають у МТМ вміст таких розчинених діагностичних компонентів, як: розчинені гази [10, 11]; присадка «Іонол» [12, 13]; фуранові сполуки [14, 15]; H<sub>2</sub>O [16]. Діагностування ВМУ з ПМЕІ за результатами аналізів проб МТМ за методами ГХ виконують при визначенні в МТМ вмісту розчинених газів [7, 9], присадки «Іонол» [17], фуранових сполук [7, 18] за використанням відповідних діагностичних моделей [7], H<sub>2</sub>O [16].

Діагностичні моделі, засновані на результатах дослідження у пробах МТМ вмісту розчинених газів, дозволяють визначати у ВМУ з ПМЕІ: дефекти термічного та/або електричного характеру [19]; можливу присутність в МТМ Х-воску, окислювальне старіння МТМ; піроліз та карбонізацію МТМ; накопичення частинок вуглецю в МТМ [7]. При цьому використовують: результати визначення поточних концентрацій розчинених газів у МТМ; методи «граничних рівнів концентрацій», «відносин концентрацій характерних газів», у тому числі «табличний метод», «метод графічних образів дефектів» [7, 9]. За результатами досліджень вмісту в МТМ розчинених газів можливе виявлення дефектів залежно від місця їхнього прояву у відповідних функціональних системах – часткові електричні розряди; електричні іскріння в механічно ослабленому з'єднанні вимірювального виводу; повзучі електричні розряди вздовж поверхні остова та покритишки; діелектричне перегрівання електричної ізоляції; наявність електричного контуру з великим електричним струмом у головці ВМУ з «К.З.» [20]. Фуранові сполуки утворюються при деградації ПМЕІ у

ВМУ під впливом електричних і теплових полів у середовищі МТМ і є нестійкими речовинами та швидко розкладаються під дією температури в МТМ [21]. Найбільш стійкою фурановою сполукою є 2FAL, значення концентрацій якої використовують для оцінювання технічного стану ПМЕІ [18]. **Метою роботи** є забезпечення надійності експлуатації ВМУ масляних вимикачів за рахунок удосконалення методу діагностування цих уводів за результатами аналізів проб експлуатаційних МТМ за методами ГХ. **Завданнями роботи** є: 1. Визначення в пробах експлуатаційних МТМ із ВМУ для масляних вимикачів вмісту розчинених діагностичних компонентів:  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ , присадка «Іонол»; фуранові сполуки 2FOL, 2FAL, 2ACF, 5MEF та сума їх концентрацій (далі за текстом – діагностичні компоненти). 2. Визначення характеру впливу температури на розчинність  $H_2$  та повітря в пробах експлуатаційних МТМ із ВМУ типів БМВ-110/2000У1 та БМВУ-110/2000У1 в діапазоні температур від  $60\text{ }^\circ\text{C}$  ( $333\text{ K}$ ) до мінус  $20\text{ }^\circ\text{C}$  ( $253\text{ K}$ ). 3. Удосконалення основні процедури діагностування ВМУ для масляних вимикачів за результатами аналізів проб експлуатаційних МТМ із визначенням в них вмісту розчинених діагностичних компонентів.

#### Виклад основного матеріалу

Об'єкт досліджень: методи діагностування ВМУ для масляних вимикачів за результатами аналізів методами ГХ проб експлуатаційних МТМ із визначенням в них вмісту розчинених діагностичних компонентів. Предмети досліджень: проби експлуатаційних МТМ (марка Т-750) із ВМУ типів БМВ-110/2000У1 та БМВУ-110/2000У1, що встановлені на масляних вимикачах типів У-110, МКП-110; розчини водню або повітря експлуатаційних МТМ.

Основні характеристики досліджуваних ВМУ масляних вимикачів наведено в таблиці 1.

Таблиця 1

#### Основні характеристики досліджуваних ВМУ масляних вимикачів

Увід типу БМВ-15-110/2000У1 (заводське креслення уводів № 419-0-0)				
Номер	1	2	3	4
Заводський номер	Д-58954 (1981*)	С-83538 (1980*)	Д-52151 (1979*)	Д-32658 (1980*)
Номер	5	6	7	8
Заводський номер	Д-11034 (1980*)	Д-9904 (1980*)	Д-31194 (1980*)	С-83613 (1980*)
Увід типу БМВУ-15-110/2000У1 (заводське креслення уводів № 230-0-0)				
Номер	9	10	11	-
Заводський номер	31744 (1986*)	65719 (1986*)	22496 (1978*)	

**Примітка:** \* – рік введенням в експлуатацію.

Газовий хроматограф «Кристал-2000М» використано для визначення в МТМ вмісту: а)  $C_{i,m}$  (ppm)  $i$ -х розчинених газів [10, 11]; б) присадки «Іонол»  $C_i$  (% маси (далі – % мас.) [12, 17]; в)  $C_F$  (мг/кг) розчинених фуранових сполук [14, 15]. Газовий хроматограф «ЛХМ-80» використано для визначення в МТМ вмісту води  $C_w$  (г/т) [16, 22]. Визначення залежності розчинності  $H_2$  або повітря в пробах експлуатаційних МТМ в діапазоні температур від  $60\text{ }^\circ\text{C}$  до мінус  $20\text{ }^\circ\text{C}$  виконано із застосуванням удосконаленої установки для дослідження теплофізичних властивостей мінеральних масел [22]. Для діагностування досліджених ВМУ за результатами ГХ аналізів проб МТМ застосовані методи: «Граничний рівень концентрацій»; «Табличний метод»; метод «Графічних образів дефектів»; метод «ETRA (Electric Technology Research Association)»; метод «Трикутник Дюваля» [7, 9]; метод «Візуального огляду після розбирання ВМУ» [23].

В таблиці 2 наведено значення вмісту розчинених газів,  $H_2O$  та присадки «Іонол» в пробах МТМ.

З таблиці 2 випливає, що при застосуванні методу «Граничний рівень концентрацій»: а) концентрації  $H_2$  в пробах МТМ перевищують встановлені норми для всіх досліджених ВМУ, що вказує на розвиток часткових електричних розрядів і електричних розрядів малої енергії [7]; б) концентрації  $C_2H_4$  в пробах МТМ для ВМУ за номерами №4 та №8 перевищують встановлені норми, що вказує на процеси піролізу МТМ за температури, вищої від  $400\text{--}500\text{ }^\circ\text{C}$  [7]; в) концентрації  $C_2H_2$  в пробах МТМ для ВМУ за номерами №1–9 перевищують встановлені норми, що означає наявність аномальних процесів, що супроводжуються електричними розрядами високої енергії або за температури від  $750\text{ }^\circ\text{C}$  та вище [7]; г) вміст  $H_2O$  в пробах МТМ із ВМУ за номерами №3–9 та №11 не відповідають встановленим нормам  $C_{w,n} \leq 25$  г/т [17]. При цьому: адсорбційні осушувачі повітря, встановлені на ВМУ, знаходилися в працездатному стані (індикаторний силікагель не змінював свій колір); наявність концентрацій  $H_2O$  в пробах МТМ із ВМУ за номерами №3–9 та №11, що перевищують встановлену норму 25 г/т із урахуванням працездатних станів адсорбційних осушувачів повітря, можна пояснити протіканням в МТМ цих ВМУ окислювальних процесів аномально високої інтенсивності у присутності розчиненого  $O_2$  в МТМ з отриманням  $H_2O$  під дією електричних розрядів [7]; д) вміст присадки «Іонол» в пробах МТМ із ВМУ за номерами №3–9 та №11 не відповідають встановленим нормам  $C_{i,n} \geq 0,1\text{ } \%$  маси [17].

Таблиця 2

**Вміст розчинених газів, H<sub>2</sub>O та присадки «Іонол» в пробах МТМ**

№*	Концентрації розчинених газів, C <sub>i,m</sub> , ppm									C <sub>o</sub> , г/т	C <sub>i</sub> , % мас.
	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>	CO	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>		
Нормовані значення концентрацій розчинених компонентів, C <sub>n</sub> , ppm											
	400	-	-	20	2	-	-	-	-	25	≥0,1
Визначені концентрації розчинених компонентів											
1	2904 <sup>a</sup>	585	257	4,4	2,3 <sup>a</sup>	128	1258	30000	70000	19,9	0,20
2	3954 <sup>a</sup>	456	366	9	2,1 <sup>a</sup>	157	1506	7520	69300	21	0,22
3	19420 <sup>a</sup>	3870	1697	9	8,1 <sup>a</sup>	89,4	1011	7200	64200	27	<0,05 <sup>a</sup>
4**	34210 <sup>a</sup>	8823	2950	21 <sup>a</sup>	21,3 <sup>a</sup>	70,1	1330	7100	34000	30	<0,05 <sup>a</sup>
5	19000 <sup>a</sup>	3653	1309	8,5	5,6 <sup>a</sup>	129	1871	11800	45500	26	<0,05 <sup>a</sup>
6**	30950 <sup>a</sup>	7924	2473	14,5	18,2 <sup>a</sup>	72	1668	7300	24400	27	<0,05 <sup>a</sup>
7	20700 <sup>a</sup>	3405	1219	12,8	9,8 <sup>a</sup>	110	1744	14100	41600	28	<0,05 <sup>a</sup>
8**	32550 <sup>a</sup>	9748	3565	21 <sup>a</sup>	23,6 <sup>a</sup>	65	1232	6800	26300	29	<0,05 <sup>a</sup>
9	11900 <sup>a</sup>	2978	838	18	3,4 <sup>a</sup>	48	2720	14300	50300	26	<0,05 <sup>a</sup>
10	7732 <sup>a</sup>	1433	408	11,1	1,4	67	1715	32000	69000	22	0,25
11	16500 <sup>a</sup>	410	100	9	0,5	90	980	21500	87000	28	<0,05 <sup>a</sup>

**Примітки:** \* – номер уводу з таблиці 1; \*\* – в пробі МТМ присутні домішки твердої фази вугілля; C<sub>i</sub> – концентрація присадки «Іонол», % мас. [17]; C<sub>o</sub> – концентрація H<sub>2</sub>O, г/т [17]; <sup>a</sup> – вміст не відповідає нормованим значенням концентрацій розчинених компонентів згідно до вимог діагностування досліджених МВУ за результатами ГХ аналізів проб МТМ із застосуванням методу «Граничний рівень концентрацій» [7].

У таблиці 3 наведено допоміжні результати, отримані для діагностування МВУ на підставі результатів визначення за методами ГХ вмісту розчинених газів в пробах МТМ із МВУ (див. Табл. 2).

Таблиця 3

**Допоміжні показники для діагностування МВУ за результатами ГХ визначення вмісту розчинених газів в пробах МТМ із МВУ**

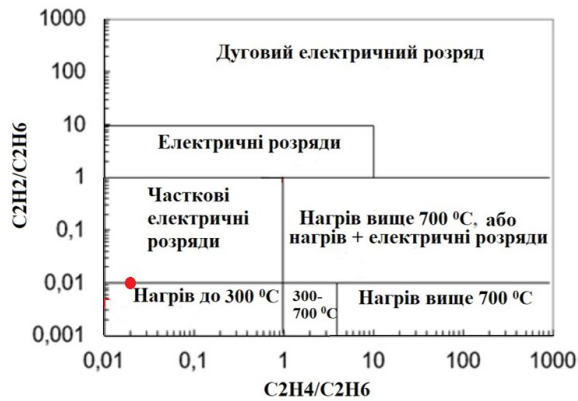
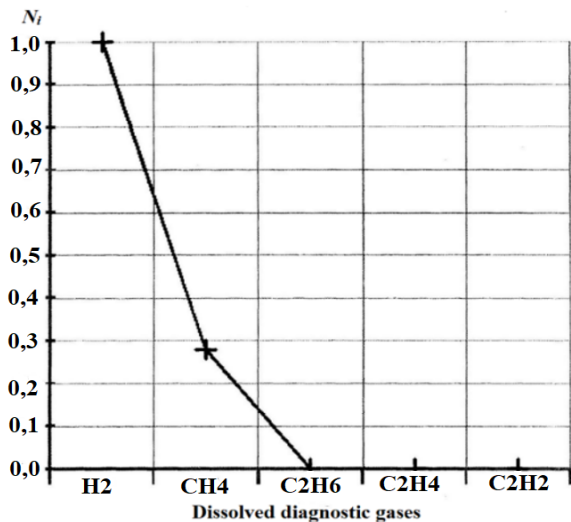
№*	H <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> +	%	%	%
	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	H <sub>2</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	N <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>2</sub>
1	1	0,20	0,09	0,002	0,001	0,52	0,02	0,01	0,43	261,4 <sup>a</sup>	98,9	0,74	0,39
2	1	0,12	0,09	0,002	0,001	0,23	0,03	0,01	0,11 <sup>a</sup>	375 <sup>a</sup>	97,6	1,93	0,45
3	1	0,20	0,09	0,001	0,001	0,9	0,01	0,01	0,11 <sup>a</sup>	1706 <sup>a</sup>	99,6	0,23	0,21
4	1	0,26	0,09	0,001	0,001	1,01	0,01	0,01	0,2 <sup>a</sup>	2971 <sup>a</sup>	99,5	0,24	0,24
5	1	0,19	0,07	0,001	0,001	0,66	0,01	0,01	0,26	1318 <sup>a</sup>	99,6	0,23	0,15
6	1	0,26	0,08	0,001	0,001	1,26	0,01	0,01	0,3	2488 <sup>a</sup>	99,6	0,18	0,23
7	1	0,17	0,06	0,001	0,001	0,77	0,01	0,01	0,34	1232 <sup>a</sup>	99,3	0,37	0,20
8	1	0,30	0,11	0,001	0,001	1,12	0,01	0,01	0,26	3583 <sup>a</sup>	99,6	0,22	0,24
9	1	0,25	0,07	0,002	0,001	0,19	0,02	0,01	0,28	856 <sup>a</sup>	99,3	0,60	0,11
10	1	0,19	0,05	0,001	0,001	0,13	0,03	0,01	0,46	419	99,1	0,77	0,10
11	1	0,03	0,01	0,001	0,001	0,06	0,09	0,01	0,25	109	97,7	2,15	0,12

**Примітки:** \* – номер уводу з таблиці 1; H<sub>2</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>, O<sub>2</sub>, N<sub>2</sub> – концентрація відповідного розчиненого газу в МТМ, ppm; C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> – сума концентрацій розчинених газів, ppm; <sup>a</sup> – показник не відповідає нормованим значенням для концентрацій розчинених компонентів згідно до вимог діагностування досліджених МВУ за результатами ГХ аналізів проб МТМ із застосуванням методу «Граничний рівень концентрацій» [7]; \*\* – умовне значення, прийняте по [7]; % CH<sub>4</sub> = 100·CH<sub>4</sub>/Д, % відносний; % C<sub>2</sub>H<sub>4</sub> = 100·C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>/Д, % відносний; % C<sub>2</sub>H<sub>2</sub> = 100·C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>/Д, % відносний [7]; Д = (CH<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>), ppm [7].

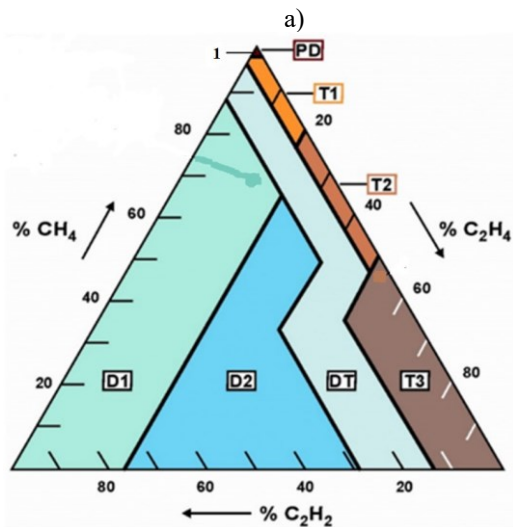
З таблиці 3 випливає, що: а) показники C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> не відповідають встановленим нормам C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>+C<sub>2</sub>H<sub>6</sub> ≤ 150 ppm [7] для усіх досліджених проб МТМ із МВУ; б) показник O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> не відповідає встановленим нормам O<sub>2</sub>/N<sub>2</sub> < 0,2 [7] для проб МТМ із МВУ за № 2, № 3, №4, і в цих МВУ в об'ємах МТМ можна діагностувати окислювальні процеси аномально високої інтенсивності [7], а для проб МТМ із МВУ за № 5–9 та №11, можна прогнозувати наближення процесів в МТО до розвитку окислювальних процесів аномально високої інтенсивності [7].

При застосуванні «Табличного методу» визначення наявності імовірних дефектів в МВУ встановлено, що усі досліджені МВУ мають дефект типу «Часткові електричні розряди» [7].

На рисунку 1 показано результати визначення наявності імовірних дефектів в МВУ №1 за методами «Графічного образу» та «Візуального огляду після розбирання ВМУ».



б)



в)



г)

- а)  $N_i$  – значення відносин концентрацій  $i$ -х розчинених газів  $C_i$  ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ) до концентрації основного розчиненого в МТМ газу  $C_0$ ;
- б) метод «ЕТРА»;
- в) метод «Трикутник Дюваля»: поз.
  - 1 – зона графіку, який характеризує наявний дефект;
  - PD – часткові електричні розряди,
  - T1 – перегрів менше ніж  $300\text{ }^\circ\text{C}$ , T2 – перегрів між  $300\text{ }^\circ\text{C}$  та  $700\text{ }^\circ\text{C}$ , T3 – перегрів понад  $700\text{ }^\circ\text{C}$ ,
  - D1 – часткові електричні розряди низької енергії (іскріння),
  - D2 – часткові електричні розряди високої енергії (електрична дуга),
  - DT – змішання дефектів теплових та електричних типів;
- г) метод «Візуального огляду після розбирання ВМУ».

**Рис. 1. Результати визначення наявності імовірних дефектів в МВУ за методами «Графічного образу» та «Візуального огляду після розбирання ВМУ»**

На рисунку 1,а показано результат визначення наявності імовірного дефекту в МВУ №1 за методом «Графічного образу». Рисунок 1,а за своїм зовнішнім виглядом близький до графічного образу дефекту, наведеного в [7, 9], і співпадає для усіх досліджених МВУ за №1–11. У розрахунках використані відносини концентрацій розчинених газів у МТМ:  $H_2/H_2$ ,  $CH_4/H_2$ ,  $C_2H_6/H_2$ ,  $C_2H_4/H_2$ ,  $C_2H_2/H_2$  [7, 9]. З рисунку 1,а випливає: основний розчинений у МТМ газ  $C_0$  –  $H_2$  (газ з найбільшою концентрацією в МТМ); виявлений імовірний дефект типу «Часткові електричні розряди». Аналогічні результати отримані для МВУ за №2–11 (див. Табл. 3).

На рисунку 1,б показано результат визначення наявності імовірного дефекту в МВУ №1 за методом «ЕТРА». Виявлені ймовірні дефекти – «Часткові електричні розряди» та «Нагрів до  $300\text{ }^\circ\text{C}$ ». Використано відносини концентрацій  $C_2H_2/C_2H_6$  і  $C_2H_4/C_2H_6$  (див. Табл. 3) [7, 9]. Аналогічні результати отримані для МВУ за №2–11.

На рисунку 1,в показано результат визначення наявності імовірного дефекту в МВУ №1 за методом «Трикутник Дюваля». Виявлений ймовірний дефект – «Часткові електричні розряди». Використано відносини концентрацій  $C_2H_2/C_2H_6$  і  $C_2H_4/C_2H_6$  (див. Табл. 3) [7, 9]. Аналогічні результати отримані для МВУ за №2–11.

На рисунку 1,г наведено результати візуального огляду після розбирання МВУ типу БМВ-15-110/2000У1 за №4 (див. Табл. 1), з якого видно дефекти, що пов'язані з частковими електричними розрядами із утворенням частинок вугілля в ПМЕІ.

В Таблиці 4 наведено значення вмісту CF фуранових сполук 2FOL, 2FAL, 2ACF, 5MEF та сума їх концентрацій  $\Sigma CF$  в пробах МТМ.

Таблиця 4

**Вміст фуранових сполук 2FOL, 2FAL, 2ACF, 5MEF в пробах МТМ**

№*	Концентрація $C_F$ , мг/кг					№*	Концентрація $C_F$ , мг/кг				
	2FOL	2FAL	2ACF	5MEF	$\Sigma C_F$		2FOL	2FAL	2ACF	5MEF	$\Sigma C_F$
1	0,3	1,8	0,3	0,4	2,8	7	0,2	1,4	0,3	0,3	2,2
2	0,2	1,5	0,2	0,3	2,2	8	0,3	1,9	0,4	0,4	3,0
3	0,4	1,9	0,3	0,3	2,9	9	0,2	1,7	0,3	0,2	2,4
4	0,4	2,1	0,4	0,3	3,2	10	0,2	1,1	0,3	0,3	1,9
5	0,3	1,9	0,3	0,4	2,9	11	0,2	1,8	0,3	0,3	2,6
6	0,2	2,2	0,3	0,4	3,1						

Примітки: \* – номер уводу з таблиці 1.

З таблиці 4 випливає, що для усіх досліджених МВУ показник  $\Sigma CF$  перевищує встановлене нормоване значення 1 мг/кг, що передбачає перегрівання ПМЕІ в МВУ та знижує його надійність із подальшим можливим механічним руйнуванням [7].

В таблиці 5 наведено результати дослідження залежності усереднених значень розчинності  $X_v$  (% об'ємний) для  $H_2$  або  $X_p$  (% об'ємний) для повітря в пробах МТМ від температури в діапазоні температур від мінус 20 0С (253 К) до 60 0С (333 К).

Таблиця 5

**Залежність розчинності  $H_2$  або повітря в пробах МТМ від температури**

$t, ^\circ C$ , (T, K)	-20 (253)	-10 (263)	0 (273)	15 (288)	20 (293)	30 (303)	40 (313)	50 (323)	60 (333)
Розчинність $H_2$ в пробах МТМ, % об'ємний									
$X_g$	3,1	3,71	4,4	5,57	6,0	6,89	67,85	8,86	9,97
Розчинність повітря в пробах МТМ, % об'ємний									
$X_n$	9,21	9,43	9,6	9,93	10,0	10,20	10,37	10,53	10,69

Примітки:  $X_g$  або  $X_n$  – усереднені значення розчинності  $H_2$  або повітря, відповідно, % об'ємний

З таблиці 5 випливає, що в діапазоні температур в діапазоні температур від 60 0С до мінус 20 0С розчинність  $H_2$  або повітря в пробах МТМ зменшується із зниженням температури, що відповідає аналогічним результатам визначення характеру впливу температури на розчинність  $H_2$  або повітря в МТМ, що наведені в роботі [22]. Отримані результати вказують на те, що при зниженні температури для досліджених МВУ, що мають внутрішні дефекти електричного характеру, одночасний вплив двох чинників – безперервного генерування  $H_2$  водню в МТМ та зниження температури довкілля, особливо під час переходу від денної пори доби до нічної пори доби в зимових умовах, може призвести до утворення бульбашок  $H_2$  в МТМ та виділення газоподібного  $H_2$  з об'єму МТМ в газову фазу над ним. Це збільшує ймовірність виникнення: електричних пробоїв у рідкій фазі МТМ та в газовій фазі над ним з утворенням електричної дуги; різкого підвищеного тиску всередині МВУ з можливим вибуховим руйнуванням його корпусу. Аналогічні процеси відбудуться в МТМ в разі виділення повітря під час охолодження МТМ в МВУ. На підставі отриманих результатів прийнято рішення, що досліджені МВУ необхідно вивести з роботи та виконати відповідні види ремонтів [7, 8].

Встановлено, що при концентрації  $H_2O$  в МТМ 25 г/т, при температурі мінус 20 0С в скляному прозорому резервуарі з МТМ, в об'ємі МТМ та на внутрішніх поверхнях цього резервуару знаходяться кристалики  $H_2O$ . Таким чином, для досліджених МВУ зниження температури до мінус 20 0С призводить до утворення в МТМ кристаликів  $H_2O$ , що в свою чергу може впливати на формування електричного пробоя в об'ємі МТМ під дією електричних полів [21].

Алгоритм дій при діагностуванні МВУ для масляних вимикачів за результатами ГХ аналізів проб МТМ з такого електрообладнання: а) контроль вмісту в МТМ розчинених газів; фуранових сполук; присадки «Іонол»; води; б) контроль працездатності адсорбційних осушувачів повітря МВУ; в) процедури діагностуванні МВУ із застосуванням таких методів, як: «Граничний рівень концентрацій», «Табличний метод», метод «Графічних образів дефектів», «ЕТРА», «Трикутник Дюваля», «Візуальний огляд після розбирання МВУ».

**Висновки з даного дослідження і перспективи подальших розвідок у даному напрямі**

1. При дослідженні проб МТМ із усіх МВУ встановлено, що: а) МВУ мають дефекти типу «Часткові електричні розряди» та «Нагрів до 300 0С», а показник суми концентрацій фуранових сполук  $\Sigma C_F$

перевищує встановлене нормоване значення 1 мг/кг (це передбачає перегрівання ПМЕІ в МВУ та знижує його надійність із подальшим можливим механічним руйнуванням); б) при концентрації  $H_2O$  в МТМ 25 г/т, при температурі мінус 20 °С в об'ємі МТМ знаходяться кришталіки  $H_2O$ , що може впливати на формування електричного пробою в об'ємі МТМ під дією електричних полів.

2. Досліджено, що в діапазоні температур в діапазоні температур від 60 °С до мінус 20 °С розчинність  $H_2$  або повітря в досліджених пробах МТМ зменшується із зниженням температури: для  $H_2$  – від 9,97 до 3,1 % об'ємний; для повітря – від 10,69 до 9,21 % об'ємний. Це збільшує ймовірність виникнення: електричних пробів у рідкій фазі МТМ та в газовій фазі над ним з утворенням електричної дуги; різкого підвищеного тиску всередині МВУ.

3. Удосконалений алгоритм дій при діагностуванні МВУ для масляних вимикачів за результатами ГХ аналізів проб МТМ включає в себе процедури: а) контроль вмісту в МТМ розчинених газів, фуранових сполук, присадки «Іонол»,  $H_2O$ ; б) контроль працездатності адсорбційних осушувачів повітря МВУ; в) діагностування МВУ із застосуванням методів, як: «Граничний рівень концентрацій», «Табличний метод», метод «Графічних образів дефектів», «ЕТРА», «Трикутник Дюваля», «Візуальний огляд після розбирання МВУ».

Отримані результати можна використати для удосконалення елементів системи діагностування МВУ за результатами аналізів проб МТМ з цього обладнання у процесах їх експлуатації.

### Література

1. Шевченко В.В. Системний підхід до розвитку енергетики України / В.В. Шевченко, С.Н. Лутай // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету ім. М. Остроградського. – Кременчук, 2012. – Вип. 3/2012 (74). – С. 28–31.
2. Кутін В.М. Вдосконалення методів діагностування високовольтних вимикачів / В.М. Кутін, О.Є. Рубаненко, С.В. Мисенко // Вісник Вінницького політехнічного інституту. – Вінниця, 2012. – №1. – С.109–113.
3. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П.М. Сви. – Москва: Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
4. Сахно А.А. Температурная зависимость диэлектрических потерь бумажно-масляной изоляции конденсаторного типа для диагностирования высоковольтных аппаратов в непрерывном режиме / А.А. Сахно, Л.С. Скрупская // Електромеханічні і енергозберігаючі системи. – 2017. – № 4(40). – С. 52–59.
5. Абрамов В.Б. Приймальні та експлуатаційні випробування електроустановки / В.Б. Абрамов, В.О. Бржезицький, О.Р. Проценко. – Київ: НТУУ «КПІ», 2015. – 218 с.
6. Гобрей Р.М. Технічне діагностування, випробування та вимірювання електрообладнання в умовах монтажу, налагоджування і в експлуатації. Частина 1 / Р.М. Гобрей, О.Є. Рубаненко, Г.І. Гримуд. – Київ: «НТУКЦ», 2008. – 528 с.
7. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 99 с.
8. Норми випробування електрообладнання. СОУ-Н ЕЕ 20.302:2007. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 266 с.
9. IEEE Std C57.104™-2019 (Revision of IEEE Std C57.104 -2008). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 3 Park Avenue, New York, NY 10016-5997, USA, 2019. 98 p.
10. Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання. Методичні вказівки. СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 70 с.
11. IEC 60567:1992-07. Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases. Geneva, Switzerland, 2005, 80 p.
12. ASTM Standard D 4768-96. Standard Test Method for Analysis of 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Insulating Liquids by Gas Chromatography. ASTM International, 1996, 3 p.
13. Зайцев С.В. Разработка газохроматографического метода определения в энергетических маслах ионола и воды методом добавок / С.В. Зайцев, В.А. Кишневицкий, И.Д. Шуляк // Восточно-Европейский журнал передовых технологий. – 2015. – № 2/6(74). – С. 21–28. DOI: 10.15587/1729-4061.2015.40896
14. Трансформаторні оливи. Методика визначення фуранових сполук. Методичні вказівки. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2014. – 21 с.
15. IEC 61198:1993-09. Mineral insulating oils. Method for the determination of 2-furfural and related compounds. Geneva, Switzerland, 1993, 28 p.
16. Експлуатація вимірювальних трансформаторів. Настанова. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-90:2013. – Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2014. – 56 с.
17. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. – Київ: «КВІЦ», Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 170 с.

18. Обстеження технічного стану і визначення залишкового ресурсу твердої ізоляції оливнонаповненого устаткування. Методика оцінювання залишкового ресурсу твердої ізоляції оливнонаповненого трансформатора. Методичні вказівки. СОУ-Н МЕВ 40.1-21677681-64:2012. – Київ: ОЕП «ГРИФРЕ», Міністерство палива та енергетики України, 2012. – 20 с.
19. R.R. Rogers. IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Trans. on Electrical Insulation*. 1978. Vol. 13, № 5. P.P. 349–354. DOI: 10.1109/TEI.1978.298141
20. Славинский А.З. Контроль электротехнического оборудования в эксплуатации и при ремонтах / А.З. Славинский. – Москва: Научтехлитиздат, 1999. – 110 с.
21. Липштейн Р.А. Трансформаторное масло / Р.А. Липштейн, М.И. Шахнович. – Москва: Энергоатомиздат, 1983. – 296 с.
22. Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслонаполненного электрооборудования электрических станций и сетей: монография / С.В. Зайцев, В.А. Кишнеvский, Г.А. Оборский, И.В. Прокопович. – Одесса: «Экология». 2019. – 304 с.
23. Технологія ремонту і експлуатації високовольних уводів та їх конструктивні особливості / О.І. Гуменюк, О.Є. Рубаненко, О.М. Остапчук, В.Л. Таловер'я, Ю.О. Шаповалов. – Київ: «НТУКЦ». 2012. – 552 с.

### References

1. Shevchenko, V., Lutay, S. (2012). System approach to power industry development in Ukraine. – Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi State University. № 3/2012 (74), 28–31.
2. Kutin, V.M., Rubanenko, O.E., Mysenko, S.V. (2012). Improvement of methods of diagnostics of high-voltage circuit breakers. – Bulletin of Vinnytsia Polytechnic Institute. №1, 109–113.
3. Svi, P.M. (1992). Methods and means of diagnostics of high voltage equipment. Energoatomizdat. 240 p.
4. Sakhno, A., Skrupskaya, L. (2017). Temperature dependence of the dielectric loss factor of oil-impregnated condenser insulation for the diagnosis of high-voltage apparatus in the online mode. – Electromechanical and energy-saving systems, 4(40), 52–59.
5. Abramov, V.B., Brzezytskiy, V.O., Protsenko O.R. (2015). Acceptance and operational tests of electrical equipment. NTUU "KPI". 218 p.
6. Gobrey, R.M., Rubanenko, O.Ye., Grimud, G.I. (2008). Technical diagnostics, testing and measurement of electrical equipment in the conditions of installation, commissioning and operation. Part 1. NTUKC. 528 p.
7. GRIFRE. (2007). Diagnosis of oil-filled transformer equipment based on the results of chromatographic analysis of free gases selected from the gas relay and gases dissolved in insulating oil. Methodical instructions (SOU-N EE 46.501: 2006). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 99 p.
8. GRIFRE. (2007). Norms of electrical equipment testing (SOU-N EE 20.302:2007). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 266 p.
9. IEEE. (2019). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA (IEEE Std C57.104™-2019 (Revision of IEEE Std C57.104 -2008)). 98 p.
10. GRIFRE. (2007). Preparation and chromatographic analysis of free gases selected from the gas relay and gases dissolved in the insulating oil of oil-filled electrical equipment. Methodical instructions (SOU-N EE 46.302:2006). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 70 p.
11. International Standard. (1992). Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases (IEC publication 60567:1992-07). 80 p.
12. ASTM International. (1996). Standard Test Method for Analysis of 2,6-Ditertiary-Butyl Para-Cresol and 2,6-Ditertiary-Butyl Phenol in Insulating Liquids by Gas Chromatography (ASTM Standard D 4768-96). 3 p.
13. Zaitsev, S.V., Kishnevsky, V.A., Shulyak, I.D. (2015). Development of a gas chromatographic method for the determination of ionol and water in energy oils by the method of additives. – Eastern European Journal of Advanced Technologies, (2/6-74), 21–28. DOI: 10.15587/1729-4061.2015.40896
14. GRIFRE. (2014). Transformer oils. Methods of determination of furan compounds. Methodological guidelines (SOU-N EE 40.1-21677681-95:2014). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 21 p.
15. International Standard. (1993). Mineral insulating oils. Method for the determination of 2-furfural and related compounds (IEC 61198:1993-09). 28 p.
16. GRIFRE. (2014). Operation of measuring transformers. Guidelines. (SOU-N EE 40.1-21677681-90:2013). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 56 p.
17. KVITS. (2009). Acceptance, application and operation of transformer oils. Norms of quality assessment (SOU-N EE 43.101:2009). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 170 p.
18. GRIFRE. (2012). Inspection of technical condition and determination of residual life of solid insulation of oil-filled equipment. Method of estimating the residual life of solid insulation of an oil-filled transformer. Methodical instructions (SOU-N MEV 40.1-21677681-64:2012). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 20 p.
19. Rogers, R.R. (1978). IEEE and IEC Codes to Interpret Incipient faults in Transformers, Using Gas in Oil Analysis. *IEEE Trans. on Electrical Insulation*, 13(5), 349–354. DOI: 10.1109/TEI.1978.298141
20. Slavinsky, A.Z. (1999). Control of electrical equipment in operation and during repairs. Nauchtehlitizdat. 110 p.
21. Lipstein, R.A., Shakhnovich, M.I (1983). Transformer oil. Energoatomizdat. 296 p.
22. Zaitsev, S.V., Kishnevskiy, V.A., Oborsky, G.A., Prokopovich, I.V. (2019). Modern methods of control of power oils and products of their degradation for maintenance of reliability of operation of oil-filled electrical equipment of electric power stations and networks: monograph. Odessa: "Ecology". 304 p.
23. Humenyuk, O.I., Rubanenko, O.E., Ostapchuk, O.M., Talover'ya, V.L., Shapovalov, Yu.O. (2012). Technology of repair and operation of high-voltage inputs and their design features. Scientific-Technical Educational and Consultative Center». 552 p.