

*С. Г. ПОНОМАРЕНКО***АНАЛІЗ ОСОБЛИВОСТЕЙ СТАРІННЯ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ 330 КВ ПРОТЯГОМ ТРИВАЛОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

Виконано аналіз залежностей показників трансформаторних масел в баках автотрансформаторів напругою 330 кВ від тривалості експлуатації. Наведено опис моделі дисперсійного аналізу для перевірки залежностей на відхилення від лінійності. Показано, що оцінити наявність нелінійності в залежностях показників масла можна шляхом порівняння значення середнього квадрата відхилення від лінійності зі значенням залишкового середнього квадрата, які визначаються в рамках дисперсійного розкладання. На прикладі такого показника як вміст в маслі органічних кислот, використовуючи результати експлуатаційних випробувань по 48 автотрансформаторам 330 кВ з трьох областей України, проаналізовано вплив помилок і грубих промахів в результатах вимірювань на характер залежностей показників. Виділено найбільш характерні типи спотворень. Встановлено, що в переважній більшості випадків причинами спотворень залежностей показників масел від тривалості експлуатації було втручання оперативного персоналу з метою інгібування процесів старіння масел (заміна силікагелю, додавання антиокислювальних присадок, сушка масла, доливання або заміна масел). Це свідчить про високий рівень організації експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел в енергосистемах України. Для виділення спотворених і стаціонарних залежностей запропоновано використовувати модель регресійного аналізу показників масла на тривалість експлуатації. А для зниження неоднорідності результатів випробувань стану масел, яка обумовлена відмінностями в конструкції автотрансформаторів і режимах їх експлуатації, був використаний критерій максимуму кореляційного відношення. За результатами аналізу на відхилення від лінійності встановлено, що на спостережуваних інтервалах експлуатації (більше 30 років) швидкість дрейфу значень показників масла в баках автотрансформаторів 330 кВ не є постійною. На аналізованих залежностях показників від часу експлуатації виділено дві характерних ділянки, що відповідають певним стадіям процесу окислення – період індукції (проміжок часу, протягом якого значення показників практично не змінюються) і період самоприскорення (проміжок часу, протягом якого спостерігається інтенсивна зміна значень показників масел). При цьому тривалість індукційного періоду та інтенсивність зміни значень показників значимо відрізняється навіть для одного показника і залежать від режимів роботи трансформатора та умов експлуатації.

Ключові слова: автотрансформатори 330 кВ, старіння трансформаторного масла, тривалість експлуатації, результати експлуатаційного контролю, дисперсійний аналіз на відхилення від лінійності, кінетика окислювальних реакцій, індукційний період, період самоприскорення.

*S. PONOMARENKO***ANALYSIS OF THE AGEING CHARACTERISTICS OF TRANSFORMER OILS IN 330 KV AUTOTRANSFORMERS DURING LONG-TERM OPERATION**

The analysis of dependences of transformer oil indicators in 330 kV autotransformer tanks on the duration of operation is performed. The description of the dispersion analysis model for checking the dependences for deviations from linearity is given. It is shown that it is possible to estimate the presence of nonlinearity in the dependences of oil indicators by comparing the value of the mean square of the deviation from linearity with the value of the residual mean square, which are determined within the dispersion decomposition. On the example of such an indicator as the organic acids content in the oil, using the results of operational tests on 48 330 kV autotransformers from three regions of Ukraine, the influence of mistakes and gross errors in the measurement results on the nature of the dependencies of indicators is analysed. The most characteristic types of distortions are highlighted. It was established that in the vast majority of cases the causes of distortions of the dependences of oil indicators on the duration of operation were the intervention of operational personnel to inhibit the aging processes of oils (replacement of silica gel, addition of antioxidant additives, oil drying, topping up or replacing oils). This indicates a high level of organization of operational control of the condition of transformer oils in the power systems of Ukraine. To identify distorted and stationary dependencies, it is proposed to use a model of regression analysis of oil indicators for the duration of operation. To reduce the heterogeneity of the results of oil condition tests, which is caused by differences in the design of autotransformers and their operating modes, the criterion of the maximum correlation ratio was used. According to the results of the analysis for deviations from linearity, it was found that the drift rate of the values of oil indicators in the tanks of 330 kV autotransformers is not constant during the observed operation intervals (more than 30 years). On the analysed dependences of the indicators on the duration of operation, two characteristic areas were identified that correspond to certain stages of the oxidation process - the induction period (a period of time during which the values of the indicators practically do not change) and the period of self-acceleration (a period of time during which an intensive change in the values of oil indicators is observed). At the same time, the duration of the induction period and the intensity of the change in the values of the indicators differ significantly even for one indicator and depend on the operating modes of the transformer and operating conditions.

Keywords: 330 kV autotransformers, transformer oil ageing, duration of operation, results of in-service control, dispersion analysis for linearity deviation, kinetics of oxidative reactions, induction period, self-acceleration period.

Постановка проблеми. Технічне обслуговування та ремонт обладнання електричних мереж за його станом має ряд переваг порівняно з існуючою системою обслуговування за календарним планом [1, 2]. Перехід з обслуговування за календарним планом принципово неможливо здійснити без можливості ранжування обладнання за його технічним станом. Практична реалізація такого ранжування вимагає наявності моделей, що дозволяють як прогнозувати стан обладнання, так і оцінювати його

фактичний стан в області допустимих значень діагностичних ознак. При розробці таких моделей принципово важливо забезпечити максимальну адекватність розроблених моделей фізичним процесам в діагностованому об'єкті. Зокрема при розробці моделей для оцінки стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників необхідно враховувати характерні особливості старіння масел в умовах тривалої експлуатації. У даній статті аналізуються залежності

© С. Г. Пономаренко, 2022

показників масла в автотрансформаторах 330 кВ від тривалості експлуатації.

Аналіз публікацій. Існуюча система діагностики стану трансформаторних масел, яка регламентована міжнародними та національними стандартами [3–7], дозволяє оцінити придатність масла до подальшої експлуатації, але не дозволяє визначити скільки часу це масло буде придатне до експлуатації і чи є інтенсивність старіння масел нормальною або прискореною. Використання методів статистичних рішень [8–10] для коригування гранично допустимих значень показників масел дозволяє мінімізувати можливі ризики у разі прийняття помилкових рішень, але не дозволяє виконати ранжування масел за станом в області допустимих значень показників. Більш перспективним є підхід, заснований на використанні варіативних гранично допустимих значень показників масел [11–14], які є функцією тривалості експлуатації і залежать від режимів роботи трансформаторів, їх конструкції, а також сорту трансформаторних масел. Однак, для коректного визначення варіативних гранично допустимих значень необхідна інформація про характер зміни показників масел в процесі тривалої експлуатації. Незважаючи на те, що кінетика окислювальних реакцій досить детально вивчена і описана, наприклад в [15–17], дослідження закономірностей старіння масла тривають і в даний час. Так у [18] наведені результати досліджень впливу температури і вмісту вологи в маслі на характеристики спектроскопії частотної області трансформаторного масла. У [19] аналізується вплив вмісту вологи масел та значення пробивної напруги, питомого опору і тангенса кута діелектричних втрат. У [20] наведені результати досліджень оптичних властивостей трансформаторних масел з різним ступенем старіння з використанням методів абсорбційної спектроскопії, наприклад, інфрачервоної спектроскопії з перетворенням Фур'є і ультрафіолетової спектроскопії. Наведені в [21–24] дослідження присвячені аналізу впливу стану трансформаторних масел на значення міжфазної напруги масла, а також аналізу кореляційних зв'язків між міжфазною напругою та іншими показниками масел. У [25] для оцінки стану трансформаторів запропоновано використовувати параметри, що мають кореляцію з віком трансформатора (кислотність, колір масел). У той же час у [26] за значеннями вмісту води, кислотності, напруги пробою і вмісту фуранових похідних запропоновано визначати індекс здоров'я трансформаторів. У [27] наведені результати штучного старіння свіжого і зістареного масла, яке піддалося регенерації. У той же час, за даними [28], прискорене старіння масел в лабораторних умовах, незважаючи на наближення умов випробувань, насправді не відображає стан масла. Незважаючи на велику кількість публікацій, питання аналізу залежностей показників масел від тривалості експлуатації для реально експлуатованих силових трансформаторів висвітлені недостатньо, за винятком [29–32], (в основному використовуються результати

лабораторних випробувань), що і послужило причиною для виконання даних досліджень.

Мета статті. У статті наведено результати дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Метод досліджень. При дослідженні процесів старіння на тривалих інтервалах експлуатації важливо оцінити чи є швидкість старіння постійною на всьому досліджуваному проміжку або ж вона змінюється?

На першому етапі задаємося лінійною моделлю залежностей показників масел від тривалості експлуатації:

$$y = a + b \cdot t \pm \varepsilon, \quad (1)$$

де y – значення показника масла;

a – значення вільного члена регресійної моделі, яке залежить від якості масла, що заливається;

b – значення кутового коефіцієнта регресійної моделі, яке характеризує інтенсивність старіння масел і залежить від конструктивних особливостей трансформаторів та умов експлуатації;

t – тривалість експлуатації;

ε – похибка результатів вимірювань.

Припустимо, що швидкість старіння є постійною протягом усього інтервалу часу, тоді для кожного моменту часу Δt_i значення швидкості буде незмінним, а, отже, і значення кутового коефіцієнта β_i буде незмінним і рівним β . Таким чином, завдання оцінки незмінності швидкості дрейфу показників зводиться до перевірки загальної лінійної гіпотези. Записуємо математичне очікування випадкової величини Y_i при заданому X_i у вигляді [33]:

$$E(Y_i / x_i) = \alpha + \beta \cdot X_i + \delta_i, \quad (2)$$

де δ_i – відхилення від лінійності.

Якщо задано k різних значень X_i , то в даній моделі є $k+2$ параметрів α , β , δ_1 , δ_2 , ..., δ_k , а, отже, на ці параметри можуть накладатися два лінійних умови. Алгебраїчні викладки спрощуються, якщо використовуються умови:

$$\sum_{t=1}^N \delta_t = 0 \quad \text{і} \quad \sum_{t=1}^N \delta_t x_t = 0,$$

де N – кількість спостережень.

Друга з цих умов характеризує, що $Y = \alpha + \beta \cdot x$ є емпіричним рівнянням регресії фактичних значень математичного очікування випадкової величини Y (при заданому x), отриманих методом найменших квадратів. Інакше кажучи, використовуються «найкращі» значення α і β .

Модель має вигляд:

$$Y_t = \alpha + \beta \cdot x_t + \delta_t + Z_t. \quad (3)$$

Оскільки δ_t та Z_t мають однакові індекси, виявляється неможливим отримати залишкову суму

квадратів (математичне очікування, пропорційне δ^2), що не залежить від δ . Однак, якщо хоча б для деяких x є більше одного спостереження Y , модель приймає вигляд [33]:

$$Y_t = \alpha + \beta \cdot x_t + \beta_t + Z_{it}. \quad (t = 1, \dots, k; i = 1, \dots, n_t). \quad (4)$$

При цьому хоча б одне значення n_t має бути більше 1. У даному випадку δ_t и Z_t мають різні індекси і виявляється можливим перевірити лінійну гіпотезу $H_0: \delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_k = 0$. Інакше кажучи, згідно з гіпотезою H_0 регресія $Y(x)$ лінійна.

Модель (4) аналогічна моделі для односторонньої класифікації. Повну суму квадратів $Q_{\text{повн}}$ можна розбити на суму квадратів між групами Q_1 і суму квадратів всередині груп $Q_{\text{залиш}}$:

$$Q_{\text{повн}} = Q_1 + Q_{\text{залиш}}$$

або

$$\sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{it} - \bar{Y})^2 = \sum_{t=1}^k n_t (\bar{Y}_t - \bar{Y})^2 + \sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{it} - \bar{Y}_t)^2. \quad (5)$$

У свою чергу суму квадратів між групами можна розбити на дві – суму квадратів для лінійної регресії і для середніх даного плану щодо регресії:

$$\sum_{t=1}^k n_t (\bar{Y}_t - \bar{Y})^2 = B^2 \sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2 + \sum_{t=1}^k n_t [\bar{Y}_t - \bar{Y} - B(x_t - \bar{x})]^2, \quad (6)$$

$$\text{де } B = \frac{\sum_{t=1}^k n_t x_t (\bar{Y}_t - \bar{Y})}{\sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2}; \quad \bar{x} = \frac{\sum_{t=1}^k n_t x_t}{\sum_{t=1}^k n_t}.$$

Розглядаючи модель (4), знаходимо:

$$\bar{Y}_t = \alpha + \beta \cdot x_t + \delta_t + \bar{Z}_t.$$

Отже, $Y_{it} - \bar{Y}_t = Z_{it} + \bar{Z}_t$, а $\sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{it} - \bar{Y}_t)^2$ – справжня залишкова сума квадратів, що має розподіл $\chi^2 \sigma^2$ з $\sum_{t=1}^k (n_t - k)$ ступенями свободи.

Крім того:

$$\bar{Y} = \alpha + \beta \cdot \bar{x} + \bar{Z} \quad (\text{оскільки } \sum_{t=1}^k n_t \delta_t = 0), \quad (7)$$

тож

$$\bar{Y}_t - \bar{Y} = \beta \cdot (x_t - \bar{x}) + \delta_t + \bar{Z}_t - \bar{Z}.$$

Нарешті:

$$B = \sum_{t=1}^k n_t x_t [\beta \cdot (x_t - \bar{x}) + \delta_t + \bar{Z}_t - \bar{Z}] \cdot \left[\sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2 \right]^{-1} = \frac{\sum_{t=1}^k n_t x_t (\bar{Z}_t - \bar{Z})}{\sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2} \quad (\text{оскільки } \sum_{t=1}^k n_t \delta_t x_t = 0).$$

Отже, сума квадратів для середніх даного плану щодо лінійної регресії дорівнює:

$$\sum_{t=1}^k n_t (\delta_t + \bar{Z}_t)^2,$$

де Z_t – лінійна функція випадкових величин Z_{it} .

Звідси випливає, що математичне очікування цієї статистики дорівнює:

$$(\text{Величина, кратна } \sigma^2) + \sum_{t=1}^k n_t \delta_t^2.$$

Відомо [33], що величина, кратна σ^2 , фактично дорівнює $(k-2)\sigma^2$. Ця сума квадратів зростає при збільшенні абсолютного значення δ_t і називається сумою квадратів відхилення від лінійності. Нарешті, сума квадратів для лінійної регресії має математичне очікування $\sigma^2 + \beta^2 \sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2$.

Результати дисперсійного аналізу для оцінки відхилення від лінійності [33] наведені в табл. 1. Лінійність регресії перевірялася шляхом порівняння співвідношення

$$F = \frac{\text{Середній квадрат відхилення від лінійності}}{\text{Залишковий середній квадрат}}$$

з F -розподілом з $k-2$, $\sum_{t=1}^k n_t - k$ ступенями свободи.

Значення F -критерію визначалося як:

$$F = \frac{\sum_{t=1}^k n_t [\bar{Y}_t - \bar{Y} - B \cdot (x_t - \bar{x})]^2}{\frac{k-2}{\sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{it} - \bar{Y}_t)^2} \sum_{t=1}^k n_t - k}.$$

Наведений алгоритм дисперсійного аналізу перевірки на відхилення від лінійності реалізований у вигляді програми «OTKLINE» [34].

Таблиця 1 – Результати дисперсійного аналізу для відхилення від лінійності

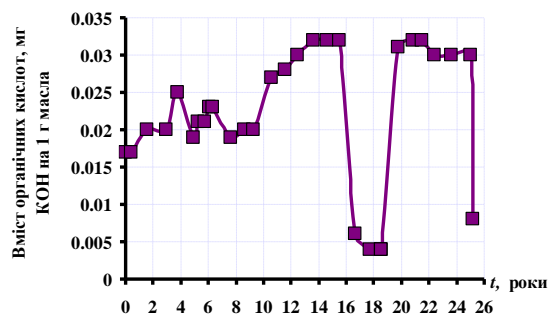
Джерело мінливості	Число ступенів свободи	Сума квадратів	Математичне очікування середнього квадрата
Лінійна регресія	1	$B^2 \sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2$	$\alpha^2 + \beta^2 \sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2$
Відхилення від лінійності	$k-2$	$\sum_{t=1}^k n_t [\bar{Y}_t - \bar{Y} - B \cdot (x_t - \bar{x})]^2$	$\sigma^2 + (k-2)^{-1} \sum_{t=1}^k n_t D_t^2$
Залишок	$\sum_{t=1}^k n_t - k$	$\sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{ti} - \bar{Y})^2$	σ^2
Сума	$\sum_{t=1}^k n_t - 1$	$\sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{ti} - \bar{Y})^2$	

Практичні результати. Процедуру аналізу на відхилення від лінійності залежностей показників масла від тривалості експлуатації проілюструємо на прикладі такого показника як вміст в маслі органічних кислот. Як вихідні дані були використані результати періодичних випробувань стану трансформаторних масел по 48 автотрансформаторам 330 кВ з 3 областей України. Всі аналізовані автотрансформатори мають негерметичне виконання. Загальний обсяг вихідних даних склав 850 вибіркового значень. Однак використовувати безпосередньо результати періодичних випробувань без попередньої статистичної обробки не представляється можливим. Це обумовлено як наявністю похибок і грубих промахів в процесі відбору проб масел, їх транспортування і проведення випробувань, так і різною швидкістю окислювальних реакцій в різних автотрансформаторах. Очевидно, що наявність похибок в результатах вимірювань призводить до спотворення залежностей показників масла від тривалості експлуатації і, як наслідок, до збільшення залишкової суми дисперсійного розкладання ($Q_{\text{залиш}}$), що може призвести до помилкових висновків про характер аналізованих залежностей. Як показано в [35–37] наявність грубих похибок і промахів в результатах експлуатаційних випробувань призводить до зміни характеру залежностей показників масел від тривалості експлуатації. Зокрема з нестационарних по математичному очікуванню залежності стають стаціонарними (значення кутового коефіцієнта дорівнює нулю), а в деяких випадках має місце зміна знака кутового коефіцієнта регресійної моделі. Як приклад на рис. 1 наведені залежності вмісту в маслі органічних кислот, які відображають різний характер даних залежностей. Зокрема залежність на рис. 1 а є стаціонарною за математичним очікуванням, але з позитивним значенням кутового коефіцієнта лінійної регресії. Залежність на рис. 1 б також є стаціонарною за математичним очікуванням, але має від'ємне значення кутового коефіцієнта лінійної регресії. На відміну від двох попередніх залежностей на рис. 1 в є нестационарною за математичним очікуванням але при цьому має від'ємне значення кутового коефіцієнта лінійної регресії. І тільки залежність на рис. 1 г є нестационарною за математичним очікуванням і має

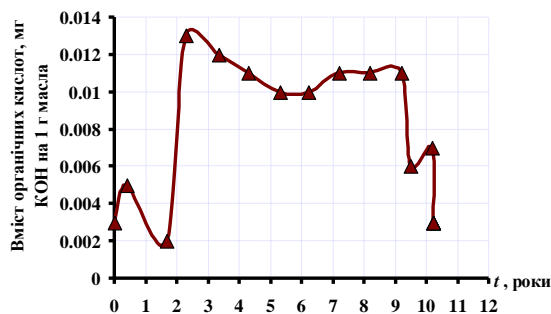
позитивне значення кутового коефіцієнта лінійної регресії. Виконаний аналіз показав, що в переважній більшості випадків причинами спотворень залежностей показників масел від тривалості експлуатації було втручання оперативного персоналу з метою інгібування процесів старіння масел (заміна силікагелю, додавання антиокислювальних присадок, сушка масла, доливання або заміна масел). Це свідчить про високий рівень організації експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел в енергосистемах України.

Для виявлення стаціонарних і спотворених залежностей показників масел від тривалості експлуатації зручно використовувати модель регресійного аналізу показників масла на тривалість експлуатації [35–37]. При цьому виділення стаціонарних рядів виконується на основі перевірки гіпотези про рівність нулю кутового коефіцієнта регресійної моделі, а наявність спотворень визначається за знаком цього коефіцієнта.

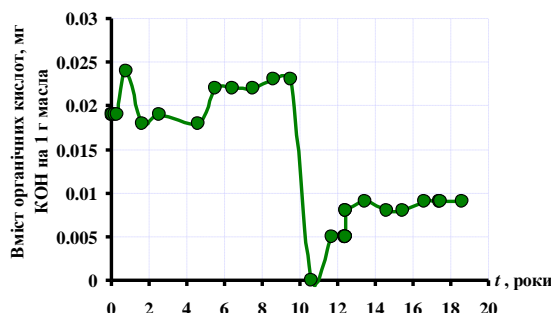
Однак видалення із загального масиву даних спотворених і стаціонарних залежностей не знімає неоднорідність результатів експлуатаційних випробувань, які обумовлені різною швидкістю окислювальних реакцій в різних автотрансформаторах. Як приклад на рис. 2 наведені залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ з різною інтенсивністю окислювальних реакцій. Як видно з рисунку відмінність в швидкості окислення призводить до того, що для різних автотрансформаторів в один і той же момент часу значення показника істотно розрізняються. Тому об'єднання результатів випробувань масел з різною швидкістю окислення в один масив даних призводить до збільшення значення залишкової суми дисперсійного розкладання ($Q_{\text{залиш}}$) і, як наслідок, до помилкових висновків про характер аналізованих залежностей.



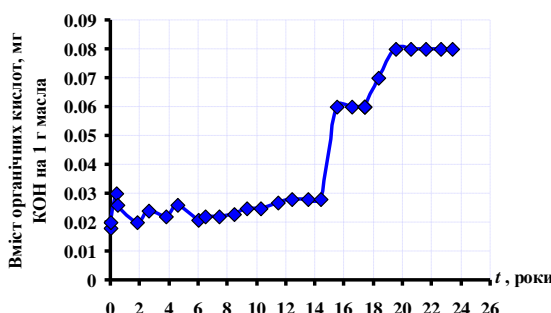
а



б



в



г

Рисунок 1 – Залежності вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот від тривалості експлуатації:

- а – стаціонарна залежність з позитивним значенням кутового коефіцієнта;
- б – стаціонарна залежність з негативним значенням кутового коефіцієнта;
- в – нестационарна залежність з негативним значенням кутового коефіцієнта;
- г – нестационарна залежність з позитивним значенням кутового коефіцієнта

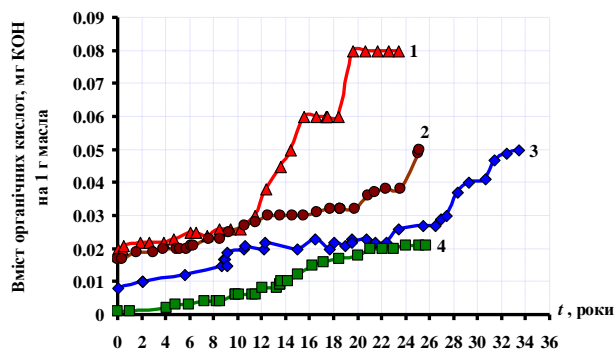


Рисунок 2 – Залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ з різною інтенсивністю окислювальних реакцій

Відомо [15–17], що окислювальні реакції трансформаторних масел являють собою реакції вуглеводнів, що входять до складу масла з атмосферним киснем повітрям. При цьому температура масла, напруженість електричного поля і вплив конструкційних матеріалів є факторами, що прискорюють процес окислення. Очевидно, що на інтенсивність окислення масел істотно впливатиме тип захисту (азотний, плівковий, «вільне дихання»). Для автотрансформаторів з однаковим типом захисту масел відмінності в інтенсивності окислювальних реакцій можуть бути обумовлені різними значеннями робочої температури. Робоча температура масла в баку автотрансформаторів буде визначатися як значеннями струмів навантаження, так і системою охолодження автотрансформаторів, а також температурою навколишнього середовища [38]. Виконані в [39–41] дослідження показали, що для трансформаторів з ідентичною системою охолодження масел, які експлуатуються в близьких кліматичних умовах, інтенсивність окислювальних реакцій визначається значеннями струмів навантаження (значеннями коефіцієнтів навантаження). Однак у розпорядженні дослідників не завжди є повна інформація про режими роботи автотрансформаторів, особливо тих, які знаходяться в експлуатації 20 і більше років. У зв'язку з цим для формування масивів даних з близькою швидкістю дрейфу показників масел, в умовах обмеженої інформації, в [32, 42] був використаний критерій максимуму кореляційного відношення. Використання в [43] описаного підходу стосовно аналізованих даних дозволило сформувати 4 масиви даних з близькою інтенсивністю утворення органічних кислот. Ці масиви і були використані для проведення дисперсійного аналізу для перевірки залежностей вмісту в маслі органічних кислот на відхилення від лінійності.

Результати дисперсійного аналізу наведені в табл. 2. Зокрема в таблиці наведені значення числа груп k , обсягів вибірових значень N , значення сум дисперсійного розкладання, число ступенів свободи, а також розрахункове і табличне значення F -критеріїв при відповідному числі ступенів свободи і рівні значущості $\alpha = 0,05$.

Таблиця 2 – Результати перевірки залежностей вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації на відхилення від лінійності

Масив даних	k	N	Суми дисперсійного розкладання				Число ступенів свободи		Значення F-критерію		Рішення
			$Q_{\text{повн}}$	$Q_{\text{лін. регр.}}$	$Q_{\text{відх}}$	$Q_{\text{залиш}}$	$N_{\text{відх}}$	$N_{\text{залиш}}$	$F_{\text{розр.}}$	$F_{\text{крит.}}$	
M1	4	132	0,0499	0,0406	0,0039	0,0054	2	128	45,626	3,688	H_0 відкидається
M2	4	103	0,0053	0,0037	0,0003	0,0012	2	99	12,491	3,846	H_0 відкидається
M3	6	227	0,0136	0,0103	0,0011	0,0023	4	221	26,471	2,785	H_0 відкидається
M4	4	180	0,0035	0,0025	0,0005	0,0005	2	176	91,742	3,805	H_0 відкидається

Як видно з таблиці значення середніх квадратів відхилення від лінійності значимо перевершують значення залишкових середніх квадратів для всіх 4 масивів даних. Тобто розрахункові значення F -критерії значимо перевершують критичні, що свідчить про те, що основна гіпотеза про прийнятність лінійної регресії відкидається.

Даний висновок ілюструє рис. 3, на якому наведені залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації.

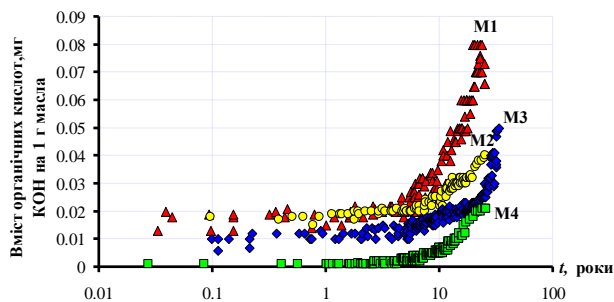


Рисунок 3 – Залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ з різною інтенсивністю окислювальних реакцій

Аналіз отриманих результатів. Отримані результати дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності збігаються як з відомими уявленнями про кінетику окислювальних процесів в маслі [15–17], так і з результатами аналогічних досліджень для трансформаторів напругою 110 кВ [30–32]. На рис. 3 можна виділити дві характерних ділянки – період індукції і самоприскорення. У перший період (за аналогією з кінетичними кривими окислення масел [15] назвемо його індукційним) вміст в маслі органічних кислот числа практично не змінюється (горизонтальні ділянки залежностей на рис. 3) оскільки в цей період йде утворення первинних продуктів окислення гідроперекисів. Після закінчення індукційного періоду спостерігається зростання вмісту в маслі органічних кислот (похилі ділянки залежностей на рис. 3). У цей період [15] відбувається розпад гідроперекисів, що утворилися під час індукційного періоду, на радикали, а також утворення вторинних продуктів перетворення перекисів – спиртів і кислот. При цьому на швидкість утворення продуктів старіння, а також на їх склад величезний вплив матимуть умови окислення (температура, концентрація кисню), а також хімічний склад масла. Відсутність на аналізованих залежностях

періоду самозаторможення обумовлено тим, що даний період настає за глибшого ступеня окислення масла, який не досягається в умовах реальної експлуатації.

Як видно з рис. 3 в аналізованих залежностях має місце істотна відмінність як в значеннях тривалості індукційного періоду, так і в значеннях швидкості наростання органічних кислот для різних масивів даних. Виконаний порівняльний аналіз з результатами аналогічних досліджень для трансформаторів напругою 110 кВ, які наведені в [30–32], дозволив встановити, що в автотрансформаторах напругою 330 кВ спостерігаються більш тривалі значення тривалості індукційного періоду порівняно з трансформаторами напругою 110 кВ. Даний висновок повністю підтверджується результатами, отриманими в [44]. Наявність нелінійності також встановлено і при проведенні дисперсійного аналізу стосовно залежностей інших показників масла, автотрансформаторів 330 кВ.

Висновки. Отримані результати показують, що на спостережуваних інтервалах експлуатації (більше 30 років) швидкість дрейфу значень показників масла в баках автотрансформаторів 330 кВ не є постійною. При цьому на залежностях показників від часу експлуатації можна виділити характерні ділянки, що відповідають певним стадіям процесу старіння. Як і в трансформаторах напругою 110 кВ у автотрансформаторах 330 кВ в залежностях показників має місце період індукції – проміжок часу, протягом якого значення показників практично не змінюються, при цьому тривалість ділянок індукції значимо відрізняється навіть для одного показника якості і залежить від режимів роботи трансформатора та умов експлуатації. Зміна значень показників масла починається після завершення періоду індукції і характеризується високою інтенсивністю зміни значень показників (період самоприскорення). При цьому швидкість зміни значень показників також залежить від умов експлуатації.

Список літератури

1. Кігель Г. А., Рухлова Н. Ю. Організація експлуатації зношеного електрообладнання. *Гірничі електромеханіка та автоматика*. 2005. № 74. С. 42–47.
2. Потапенко М. В., Шаршонов В. Л. Удосконалення системи ремонту електрообладнання за його фактичним станом. *Trends and prospects development of science and practice in modern environment* : Abstracts of X International Scientific and Practical Conference, Geneva, Switzerland, 22–24 листоп. 2021 р. С. 389–390.

3. IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment – supervision and maintenance guidance. Official edition. 2013. 93 p.
4. IEEE Std C57.106-2015. IEEE guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment. Effective from 2016-03-23. Official edition. 2016. 28 p. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7442048>.
5. СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Вид. офіц. Київ, 2018.
6. BS EN 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment. Supervision and maintenance guidance. Effective from 2014-03-31. Official edition. 2013. 50 p.
7. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation. Transformer: basics, maintenance and diagnostics. 2005. URL: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Tnsfrmr.pdf> (дата звернення: 26.09.2022).
8. Шутенко О. В., Пonomarenko С. Г. Коригування гранично-допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел методом мінімального ризику. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2020. № 1. С. 106–115. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.16>.
9. Shutenko O., Ponomarenko S. Correction of the maximum permissible values of the oil acidity by the minimum risk method. *2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, 26–28 August 2021. P. 310–315. DOI: <https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575854>.
10. Shutenko O., Ponomarenko S. Using statistical decision methods to correct the maximum permissible values of transformer oils indicators. *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 13–17 September 2021. P. 471–476. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570041>.
11. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Усовершенствование процедуры принятия решений при оценке степени старения трансформаторных масел. *ЭЛЕКТРО. Электротехника, электроэнергетика, электротехническая промышленность*. 2009. №1. С. 17–21.
12. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnosing the condition of transformer oils using the trajectory method. *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, 21–24 September 2021. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598490>.
13. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnostics of transformer oils using the multiple linear regression model. *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, 21–25 September 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240875>.
14. Shutenko O., Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. Vol. 47, no. 11. P. 14119–14132. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>.
15. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. Москва : Энергоатомиздат, 1983. 296 с
16. Бурьянов Б. П. Трансформаторное масло. Москва : Государственные энергетические издания, 1955. 190 с.
17. Черножуков Н. И., Крэйн С. Э. Окисляемость минеральных масел. Москва : Гостоптехиздат, 1959. 370 с.
18. Liu L., Wu H., Liu T., Feng H., Tian H., Peng Z. Influence of moisture and temperature on the frequency domain spectroscopy characteristics of transformer oil. *2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, Montpellier, France, 3–7 July 2016. P. 565–568. DOI: <https://doi.org/10.1109/icd.2016.7547667>.
19. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. (Manu) The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 8. P. 2089. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082089>.
20. Mehmood M. A., Li J., Wang F., Huang Z., Ahmad J., Bhutta M. S. Analyzing the health condition and chemical degradation in field aged transformer insulation oil using spectroscopic techniques. *2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostics)*, Pilsen, 4–7 September 2018. P. 1–4.
21. Bernard N., Cucek B. Methods for monitoring age-related changes in transformer oils. *2014 IEEE 18th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Bled, Slovenia, 29 June – 3 July 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/icdl.2014.6893173>.
22. Abu Bakar N., Abu-Siada A. A novel method of measuring transformer oil interfacial tension using UV-Vis spectroscopy. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2016. Vol. 32, no. 1. P. 7–13. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2016.7361098>.
23. Nayyar Hassan A., El-Hag A. Two-Layer ensemble-based soft voting classifier for transformer oil interfacial tension prediction. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 7. 1735. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13071735>.
24. Bhatia N. K., El-Hag A. H., Shaban K. B. Machine learning-based regression and classification models for oil assessment of power transformers. *2020 IEEE International Conference on Informatics, IoT, and Enabling Technologies (ICIOT)*, Doha, Qatar, 2–5 February 2020. P. 400–403. DOI: <https://doi.org/10.1109/iciot48696.2020.9089647>.
25. Diwyacitta K., Prasajo R. A., Suwarno S., Gumilang H. Effects of loading factor in operating time on dielectric characteristics of transformer oil. *2017 International Conference on High-Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*, Bali, 2–5 October 2017. P. 335–339. DOI: <https://doi.org/10.1109/ichveps.2017.8225968>.
26. Benhmed K., Mooman A., Younes A., Shaban K., El-Hag A. Feature Selection for Effective Health Index Diagnoses of Power Transformers. *IEEE Transactions on Power Delivery*. 2018. Vol. 33, no. 6. P. 3223–3226. DOI: <https://doi.org/10.1109/tpwr.2017.2762920>.
27. Guerbas F., Adjaout L., Abada A., Rahal D. New and reclamation transformer oil behavior under accelerated thermal aging. *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Athens, Greece, 10–13 September 2018. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/ichve.2018.8642062>.
28. Belmecheri H., Seghier T., Belkheiri M., Zegnini B. Insulating and thermal aging dielectric properties dependency of transformer oil using spectroscopy techniques. *Instrumentation Measure Métrologie*. 2019. Vol. 18, no. 4. P. 337–342. DOI: <https://doi.org/10.18280/im.180402>.
29. Azis N., Zhou D., Wang Z. D., Jones D., Wells B., Wallwork G. M. Operational condition assessment of in-service distribution transformers. *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Bali, Indonesia, 23–27 September 2012. DOI: <https://doi.org/10.1109/cmd.2012.6416364>.
30. Шутенко О. В. Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в течении длительной эксплуатации. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2007. № 4. С. 26–30.
31. Шутенко О. В. Исследование особенностей старения трансформаторных масел в условиях длительной эксплуатации. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2010. № 36. С. 131–141.
32. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of ageing characteristics of transformer oils under long-term operation conditions. *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*. 2022. Vol. 46, no. 2. P. 481–501. DOI: <https://doi.org/10.1007/s40998-022-00492-7>.
33. Johnson N. L., Leone F. C. Statistics and experimental design in engineering and the physical sciences: v. 1 (Probability & mathematical statistics S.). 2nd ed. New York : Wiley, 1977. 618 p.
34. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Планирование экспериментальной обработки данных в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных. Харьков : НТУ «ХПИ». 2013. 268 с.
35. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Оптимизация системы информационных показателей качества трансформаторного масла для технического эксплуатационного контроля маслonaполненного энергетического оборудования. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2003. № 2. С. 46–50.
36. Бондаренко В. Е., Шапов П. Ф., Шутенко О. В. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел : монография. Харьков : НТУ «ХПИ», 2007. 452 с.
37. Shutenko O., Ponomarenko S. Reliability assessment of the results of periodic monitoring of the transformer oils condition. *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, 7–11 September 2020. P. 77–82. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263141>.
38. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110-330 kV transformers. *Electrical*

- Engineering & Electromechanics*. 2021. No. 5. P. 46–56. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.5.07>.
39. Шутенко О. В. Исследование влияния загрузки трансформатора на состояние масла в процессе эксплуатации. *Вестник НТУ «ХПИ». Электроэнергетика и преобразовательная техника*. 2004. № 22. С. 121–126.
 40. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Энергетика та електрифікація*. 2008. № 8. С. 54–59.
 41. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of the impact of power transformer loading on the transformer oil aging intensity. *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 5–10 October 2020. P. 76–81. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250159>.
 42. Шутенко О. В. Формирование однородных массивов показателей качества трансформаторного масла в условиях априорной неопределенности результатов испытаний. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2006. № 4. С. 42–50.
 43. Пономаренко С. Г. Формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 62–72. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.11>.
 44. Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз інтенсивності старіння масла в трансформаторах напругою 110 кВ та автотрансформаторах напругою 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2021. № 2 (3). С. 124–136. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.06>.
- ### References
1. Н. А. Kihel та N. Y. Rukhlova, “Orhanizatsiia ekspluatatsii znoshenoho elektroobladnannia [Organization of operation of worn-out electrical equipment]”, *Mining Electromechanics and Automation*, № 74, с. 42–47, 2005. (in Ukrainian)
 2. M. V. Potapenko and V. L. Sharshon, “Udoskonalennia systemy remontu elektroobladnannia za yoho faktychnym stanom [Improvement of the system of electrical equipment repair according to its actual condition]”, in *Trends and Prospects Development of Science and Practice in Modern Environment*, Geneva, Switzerland, Nov. 22–24, 2021. pp. 389–390. (in Ukrainian)
 3. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment – Supervision and Maintenance Guidance*, IEC 60422:2013, International Electrotechnical Commission, 2013.
 4. *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*, IEEE Std C57.106-2015, IEEE, 2016. doi: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7442048>.
 5. *Prumannya, Zastosuvannya Ta Ekspluatatsiya Transformatornykh Masel. Normy Otsinyuvannya Yakosti [Company Standard 43-101:2009. Acceptance, Application and Operation of Transformer Oils. Quality Assessment Standards]*, SOU-N EE 43-101:2009, Ukrainian Scientific and Technical Electric Power Association “Aselenergo”, Kyiv, 2018. (in Ukrainian)
 6. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment. Supervision and Maintenance Guidance*, BS EN 60422:2013, British Standard Institute (BSI), 2013.
 7. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, “Transformer: Basics, maintenance and diagnostics,” Apr. 2005. Accessed: Sept. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Trnsfrmr.pdf>
 8. O. V. Shutenko and S. H. Ponomarenko, “Correction of transformer oil breakdown voltage maximum permissible values by the minimum risk method,” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1, pp. 105–114, Dec. 2020, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.16>. (in Ukrainian)
 9. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Correction of the maximum permissible values of the oil acidity by the minimum risk method,” in *2021 IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, Aug. 26–28, 2021, pp. 310–315. doi: <https://doi.org/10.1109/ukrcon53503.2021.9575854>.
 10. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Using statistical decision methods to correct the maximum permissible values of transformer oils indicators,” in *2021 IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Sep. 13–17, 2021, pp. 471–476. doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek53812.2021.9570041>.
 11. V. E. Bondarenko and O. V. Shutenko, “Usovershenstvovanie protsedury prinyatiya resheniy pri otsenke stepeni stareniya transformatornykh masel [Improved decision-making procedure for assessing the ageing of transformer oils],” *ELECTRO. Electrical Engineering, Electrical Power, Electrical Industry*, no. 1, pp. 17–21, 2009. (in Russian)
 12. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Diagnosing the condition of transformer oils using the trajectory method,” in *2021 IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–24, 2021. pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598490>.
 13. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Diagnostics of transformer oils using the multiple linear regression model,” in *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, Kremenchuk, Ukraine, Sep. 21–25, 2020, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240875>.
 14. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition,” *Arabian Journal for Science and Engineering*, Feb. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>.
 15. R. A. Lipshteyn and M. I. Shakhnovich, *Transformatornoe Maslo [Transformer Oil]*. Moscow: Energoatomizdat, 1983. (in Russian)
 16. B. P. Bur'yanov, *Transformatornoe Maslo [Transformer Oil]*. Moscow: Gosudarstvennye energeticheskie izdaniya, 1955. (in Russian)
 17. N. I. Chernozhukov and S. E. Kreyn, *Okislyaemost' Mineral'nykh Masel [Oxidizability of Mineral Oils]*. Moscow: Gostoptekhizdat, 1959. (in Russian)
 18. L. Liu, H. Wu, T. Liu, H. Feng, H. Tian, and Z. Peng, “Influence of moisture and temperature on the frequency domain spectroscopy characteristics of transformer oil,” in *2016 IEEE International Conference on Dielectrics (ICD)*, Montpellier, France, Jul. 3–7, 2016. pp. 565–568, doi: <https://doi.org/10.1109/icd.2016.7547667>.
 19. S. Abdi, N. Harid, L. Safiddine, A. Boubakeur, and A. (Manu) Haddad, “The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach,” *Energies*, vol. 14, no. 8, p. 2089, Apr. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14082089>.
 20. M. A. Mehmood, J. Li, F. Wang, Z. Huang, J. Ahmad, and M. S. Bhutta, “Analyzing the health condition and chemical degradation in field aged transformer insulation oil using spectroscopic techniques,” in *2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostika)*, Pilsen, Sep. 4–7, 2018. pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/diagnostika.2018.8526138>.
 21. N. Bernard and B. Cucek, “Methods for monitoring age-related changes in transformer oils,” in *2014 IEEE 18th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Bled, Slovenia, Jun. 29–Jul. 3, 2014, doi: <https://doi.org/10.1109/icdl.2014.6893173>.
 22. N. Abu Bakar and A. Abu-Siada, “A novel method of measuring transformer oil interfacial tension using UV-Vis spectroscopy,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 32, no. 1, pp. 7–13, Jan. 2016, doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2016.7361098>
 23. A. Nayyar Hassan and A. El-Hag, “Two-Layer ensemble-based soft voting classifier for transformer oil interfacial tension prediction,” *Energies*, vol. 13, no. 7, Apr. 2020, Art. no. 1735, doi: <https://doi.org/10.3390/en13071735>.
 24. N. K. Bhatia, A. H. El-Hag, and K. B. Shaban, “Machine learning-based regression and classification models for oil assessment of power transformers,” in *2020 IEEE International Conference on Informatics, IoT, and Enabling Technologies (ICIoT)*, Doha, Qatar, Feb. 2–5, 2020. pp. 400–403, doi: <https://doi.org/10.1109/iciot48696.2020.9089647>.
 25. K. Diwyacitta, R. A. Prasojo, Suwarno, and H. Gumilang, “Effects of loading factor in operating time on dielectric characteristics of transformer oil,” in *2017 International Conference on High-Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS)*, Bali, Oct. 2–5, 2017. pp. 335–339, doi: <https://doi.org/10.1109/ichveps.2017.8225968>.
 26. K. Benhmed, A. Mooman, A. Younes, K. Shaban, and A. El-Hag, “Feature selection for effective health index diagnoses of power transformers,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 33, no. 6,

- pp. 3223–3226, Dec. 2018. doi: <https://doi.org/10.1109/tpwrd.2017.2762920>.
27. F. Guerbas, L. Adjaout, A. Abada, and D. Rahal, “New and reclamation transformer oil behavior under accelerated thermal aging,” in *2018 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Athens, Greece, Sep. 10–13, 2018. IEEE, 2018, pp. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/ichve.2018.8642062>.
 28. H. Belmecheri, T. Seghier, M. Belkheiri, and B. Zegnini, “Insulating and thermal aging dielectric properties dependency of transformer oil using spectroscopy techniques,” *Instrumentation Measure Metrologie*, vol. 18, no. 4, pp. 337–342, Oct. 2019, doi: <https://doi.org/10.18280/im.18.4.337-342>.
 29. N. Azis, D. Zhou, Z. D. Wang, D. Jones, B. Wells, and G. M. Wallwork, “Operational condition assessment of in-service distribution transformers,” in *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis (CMD)*, Bali, Indonesia, Sep. 23–27, 2012, doi: <https://doi.org/10.1109/cmd.2012.6416364>.
 30. Шутенко О. В. О. В. Шутенко, “Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в технике длител'ной эксплуатации [Features of the drift of transformer oil quality indicators during long-term operation],” *Integrated Technologies and Energy Saving*, no. 4, pp. 26–30, 2007. (in Russian)
 31. O. V. Shutenko, “Issledovanie osobennostej starenija transformatornykh masel v usloviyah dlitel'noj jekspluatatsii [Investigation of the ageing characteristics of transformer oils under long-term operating conditions],” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 36, pp. 131–141, 2010. (in Russian)
 32. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Analysis of ageing characteristics of transformer oils under long-term operation conditions,” *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, vol. 46, no. 2, pp. 481–501, Mar. 2022, doi: <https://doi.org/10.1007/s40998-022-00492-7>.
 33. N. L. Johnson and F. C. Leone, *Statistics and Experimental Design in Engineering and the Physical Sciences: V. 1 (Probability & Mathematical Statistics S.)*, 2nd ed. New York: Wiley, 1977.
 34. O. V. Shutenko and D. N. Baklay, *Planirovanie Eksperimental'nykh Issledovaniy v Elektroenergetike. Metody Obrabotki Eksperimental'nykh Danykh [Planning Experimental Studies in the Electrical Power Field. Methods of Experimental Data Processing]*. Kharkiv: NTU “KhPI”, 2013. (in Russian)
 35. V. E. Bondarenko and O. V. Shutenko, “Optimizacija sistemy informacionnykh pokazatelej kachestva transformatornogo masla dlja tehničeskogo jekspluatacionnogo kontrolja maslonapolnennogo jenergetičeskogo oborudovanija [Optimisation of a system of transformer oil quality information indicators for technical in-service inspection of oil-filled power equipment],” *Information and Control Systems at Railway Transport*, no. 2, pp. 46–50, 2003. (in Russian)
 36. V. E. Bondarenko, P. F. Shchapov, and O. V. Shutenko, *Povyshenie Effektivnosti Ekspluatatsionnogo Izmeritel'nogo Kontrolja Transformatornykh Masel [Improving the Efficiency of in-Service Measuring Control of Transformer Oils]*. Kharkiv: NTU “KhPI”, 2007. (in Russian)
 37. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Reliability assessment of the results of periodic monitoring of the transformer oils condition,” in *2020 IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Istanbul, Turkey, Sep. 7–11, 2020, pp. 77–82, doi: <https://doi.org/10.1109/ieps51250.2020.9263141>.
 38. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110–330 kV transformers,” *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 5, pp. 46–56, Oct. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2021.5.07>.
 39. O. V. Shutenko, “Issledovanie vliyaniya zagruzki transformatora na sostoyanie masla v protsesse ekspluatatsii [Investigation of the influence of transformer loading on oil condition during operation],” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Elektroenergetika i Preobrazovatel'naya Tehnika*, no. 22, pp. 121–126, 2004. (in Russian)
 40. O. V. Shutenko, “Issledovanie vliyaniya rezhimov raboty transformatorov na intensivnost' starenija masla [Investigation of the influence of operating modes of transformers on the intensity of oil aging],” *Energetika ta elektrifikatsiya*, no. 8, pp. 54–59, 2008. (in Russian)
 41. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Analysis of the impact of power transformer loading on the transformer oil aging intensity,” in *2020 IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 5–10, 2020, pp. 76–81, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250159>.
 42. O. V. Shutenko, “Formirovanie odnorodnykh massivov pokazatelej kachestva transformatornogo masla v usloviyakh apriornoy neopredelennosti rezul'tatov ispytaniy [Formation of homogeneous arrays of transformer oil quality indicators under a priori uncertainty of test results],” *Integrated Technologies and Energy Saving*, no. 4, pp. 42–50, 2006. (in Russian)
 43. S. Ponomarenko, “Formation of reference trajectories for transformer oil indicators for 330 kV autotransformers,” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 62–72, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.11>. (in Ukrainian)
 44. S. Ponomarenko, “Comparative analysis of oil ageing intensity in 110 kV transformers and 330 kV autotransformers,” *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (3), pp. 124–136, Dec. 2021, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.06>. (in Ukrainian)

Надійшла (received) 04.12.2022

Відомості про автора (-ів) / About the Author (-s)

Пономаренко Сергій Григорович (Serhii Ponomarenko) – аспірант кафедри передачі електричної енергії, Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»; м. Харків, Україна; ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-7860-079X>; e-mail: PonomarenkSerhii@gmail.com.