

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

ПОРІВНЯЛЬНИЙ АНАЛІЗ ІНТЕНСИВНОСТІ СТАРІННЯ МАСЛА В ТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРУГОЮ 110 КВ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРУГОЮ 330 КВ

Наведено результати аналізу інтенсивності старіння трансформаторних масел у трансформаторах напругою 110 кВ та автотрансформаторах напругою 330 кВ. Використовуючи математичну модель дисперсійного аналізу лінійної регресії (модель коваріаційного аналізу), стосовно результатів періодичних випробувань по 231 трансформатору напругою 110 кВ і 49 автотрансформаторам напругою 330 кВ виконана перевірка кількох статистичних гіпотез, що дозволяють оцінити інтенсивність дрейфу показників масел в процесі тривалої експлуатації трансформаторів. В якості статистичних гіпотез перевірялися: гіпотеза про наявність значущого систематичного зміщення значень показників масел у процесі тривалої експлуатації, що дозволяє оцінити наявність процесів старіння трансформаторних масел. Гіпотеза про рівність частинних кутових коефіцієнтів для регресійних моделей, побудованих за результатами випробувань для кожного з показників масел в окремих трансформаторах (лінії регресії паралельні), що дозволяє оцінити наявність відмінностей в інтенсивності старіння масел в окремих трансформаторах. Гіпотеза про те, що групові середні лежать на прямій, тобто дрейф показників масел у різних трансформаторах відбувається з однаковою швидкістю. Гіпотеза про рівність частинних вільних членів для регресійних моделей, побудованих за результатами випробувань для кожного з показників масла в окремих трансформаторах, що дозволяє оцінити наявність відмінностей у значеннях показників масел в момент введення трансформаторів в експлуатацію, тобто фактично наявність відмінностей в якості масла, що заливається. За результатами аналізу як для трансформаторів 110 кВ, так і для автотрансформаторів 330 кВ встановлено наявність не тільки адитивного та мультиплікативного зміщення між окремими рядами показників масел, а й значущу систематичну складову, що свідчить про старіння трансформаторних масел в аналізованих трансформаторах. При цьому встановлено, що інтенсивність дрейфу показників масла в трансформаторах 110 кВ та в автотрансформаторах 330 кВ суттєво відрізняється, що необхідно враховувати при побудові моделей для раннього розпізнавання стану трансформаторних масел за результатами періодичних випробувань.

Ключові слова: високовольтні трансформатори, трансформаторне масло, часові ряди показників, інтенсивність старіння, клас напруги, параметрична модель, коваріаційний аналіз лінійних моделей, дисперсійне розкладання, перевірка статистичних гіпотез.

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИНТЕНСИВНОСТИ СТАРЕНИЯ МАСЕЛ В ТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 КВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРЯЖЕНИЕМ 330 КВ

Приведены результаты анализа интенсивности старения трансформаторных масел в трансформаторах напряжением 110 кВ и автотрансформаторах напряжением 330 кВ. Используя математическую модель дисперсионного анализа линейной регрессии (модель ковариационного анализа), применительно к результатам периодических испытаний по 231 трансформатору напряжением 110 кВ и 49 автотрансформаторам напряжением 330 кВ, выполнена проверка нескольких статистических гипотез, позволяющих оценить интенсивность дрейфа показателей масел в процессе длительной эксплуатации трансформаторов. В качестве статистических гипотез проверялись: гипотеза о наличии значимого систематического смещения значений показателей масел в процессе длительной эксплуатации, позволяющая оценить наличие процессов старения трансформаторных масел. Гипотеза о равенстве частных угловых коэффициентов для регрессионных моделей, построенных по результатам испытаний для каждого из показателей масла в отдельных трансформаторах (линии регрессии паралельны), позволяющая оценить наличие различий в интенсивности старения масел в отдельных трансформаторах. Гипотеза о том, что групповые средние лежат на прямой, то есть дрейф показателей масла в разных трансформаторах происходит с одинаковой скоростью. Гипотеза о равенстве частных свободных членов для регрессионных моделей, построенных по результатам испытаний для каждого из показателей масла в отдельных трансформаторах, позволяющая оценить наличие различий в значениях показателей масел в момент ввода трансформаторов в эксплуатацию, то есть фактически наличие различий в качестве заливаемого масла. По результатам анализа как для трансформаторов 110 кВ, так и для автотрансформаторов 330 кВ установлено наличие не только аддитивного и мультипликативного смещения между отдельными рядами показателей масел, но и значимой систематической составляющей, что свидетельствует о старении трансформаторных масел в анализируемых трансформаторах. При этом установлено, что интенсивность дрейфа показателей масла в трансформаторах 110 кВ и в автотрансформаторах 330 кВ существенно отличается, что необходимо учитывать при построении моделей для раннего распознавания состояния трансформаторных масел по результатам периодических испытаний.

Ключевые слова: высоковольтные трансформаторы, трансформаторное масло, временные ряды показателей, интенсивность старения, класс напряжения, параметрическая модель, ковариационный анализ линейных моделей, дисперсионное разложение, проверка статистических гипотез.

S. PONOMARENKO

COMPARATIVE ANALYSIS OF OIL AGEING INTENSITY IN 110 KV TRANSFORMERS AND 330 KV AUTOTRANSFORMERS

The results of transformer oil ageing intensity analysis in 110 kV transformers and 330 kV autotransformers are presented. Using a mathematical model of variance linear regression analysis (covariance analysis model), applied to the results of periodic tests on 231 transformers of 110 kV and 49 autotransformers of 330 kV, several statistical hypotheses have been tested to estimate the intensity of drift of oil indicators during long-term operation of transformers. The following hypotheses were tested as statistical hypotheses: the hypothesis of a significant systematic drift in the values of oils during long-term operation, which allows assessing the presence of transformer oil ageing processes. The hypothesis of equality of partial angular coefficients for regression models based on test results for each of the oil in individual transformers (regression lines are parallel), which allows estimating the differences in the ageing intensity of oils in individual transformers. The hypothesis that the group averages lie on a straight line, that is, the drift of the oil in the different transformers occurs at the same rate. The hypothesis of equality of partial free terms for regression models based on test results for each of the oil indicators in individual transformers, which allows assessing the presence of differences in the values of oil indicators at the time of

© С. Г. Пономаренко, 2021

commissioning of transformers, that is, the actual presence of differences in the quality of the poured oil. The results of the analysis for both 110 kV transformers and 330 kV autotransformers showed not only an additive and multiplicative bias between individual series of oil parameters, but also a significant systematic component, indicating the aging of transformer oils in the analysed transformers. It was found that the intensity of drift of oil indicators in 110 kV transformers and in 330 kV autotransformers significantly differs, which should be taken into account when building models for the early recognition of the condition of transformer oils by the results of periodic tests.

Keywords: high-voltage transformers, transformer oil, time series, aging rate, voltage class, parametric model, linear model covariance analysis, variance decomposition, statistical hypothesis testing.

Постановка проблеми. Експлуатаційна надійність високовольтних силових трансформаторів не в останню чергу визначається станом трансформаторних масел, які виконують як ізоляційну, так і тепловідвідну функції. Відомо [1], що однією з основних причин, що призводять до погіршення властивостей трансформаторних масел в процесі тривалої експлуатації є зволоження і окислювальні реакції. Продукти [2], що утворюються в процесі окислювальних реакцій, не тільки погіршують ізоляційні властивості масел, але і погіршують механічні характеристики целюлозної ізоляції, що знижує ресурс трансформаторів. У зв'язку з цим виникає об'єктивна необхідність у розробці моделей, що дозволяють виявляти прискорене окислення масла на ранніх стадіях. Існуюча система для оцінки технічного стану трансформаторних масел [3], яка реалізована в міжнародних і національних стандартах [4–9], дозволяє встановити два можливих діагнози: «масло придатне до експлуатації» – у разі якщо всі показники масла знаходяться в області допустимих значень, і «масло не придатне до експлуатації» – у разі якщо хоча б один із показників виходить за область допустимих значень. Такий підхід не дозволяє виявити трансформатори з прискореним старінням масел на ранній стадії, а отже і здійснити перехід з технічного обслуговування стану трансформаторів за календарним планом на технічне обслуговування за їх станом.

Одним із шляхів усунення даного недоліку є розробка математичних моделей для оцінки стану масел, які б враховували динаміку зміни показників у часі. Однак, для забезпечення адекватності таких моделей необхідно враховувати можливі відмінності в інтенсивності старіння масел в трансформаторах різного класу напруги, різної конструкції, які експлуатуються в різних умовах. Вирішенню цього завдання і присвячена дана стаття.

Аналіз публікацій. В даний час на додаток до норм і критеріїв, що регламентуються міжнародними та національними стандартами [4–9], як українськими, так і зарубіжними дослідниками пропонуються різні підходи до удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел. Широке використання для вирішення завдань діагностики та прогнозу отримали нейронні мережі та апарат нечіткої логіки [10–14]. У роботі [15] для діагностики стану трансформаторів за результатами аналізу розчинених у маслі газів та інших аналізів масла використовувалися Марковські мережі, а в [16, 17] використовується машинне навчання. Велика кількість досліджень [18–22] присвячена розробці та використанню регресійних моделей для діагностики та прогнозування стану трансформаторних

масел. У роботах [23, 24] для виявлення трансформаторів з прискореним старінням масел на ранній стадії запропоновано використовувати метод траєкторій. У роботах [25–27] наведені результати досліджень, спрямованих на коригування гранично-допустимих значень показників масел з використанням методів статистичних рішень. В [28–30] для діагностики стану трансформаторів розроблені експертні системи, які використовують різні методи діагностики.

Виконаний аналіз показав, що незважаючи на численні результати досліджень, опублікованих у відкритих літературних джерелах, питання, пов'язані з аналізом динаміки залежностей показників масел від тривалості експлуатації в діючому обладнанні висвітлені недостатньо, що і послужило причиною для підготовки даної публікації.

Мета статті. Метою статті є порівняльний аналіз інтенсивності старіння трансформаторних масел у баках трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Метод досліджень. Для оцінки можливих відмінностей в інтенсивності старіння трансформаторних масел в трансформаторах різного класу напруги була використана математична модель дисперсійного аналізу лінійних моделей (коваріаційного аналізу) показників ізоляції масла на тривалість експлуатації [31]. Слід зазначити, що використання лінійних моделей для аналізу залежностей показників масла від тривалості експлуатації є допущенням, оскільки результати досліджень, наведені в роботах [1, 32, 33], свідчать про наявність нелінійних ділянок в залежностях показників. Однак, результати, наведені в роботах [34, 35] свідчать про те, що наявність нелінійностей в залежностях показників ізоляції різного обладнання, не робить істотного впливу на висновки про наявність або відсутності відмінностей в інтенсивності процесів старіння ізоляції.

Припустимо, що тимчасові ряди показників масла описуються лінійною регресією, при цьому характеристики регресії змінюються від групи до групи, тобто інтенсивність старіння трансформаторних масел, а отже і швидкість зміни показників масла в різних трансформаторах істотно відрізняються. Тоді відповідна модель має вигляд [31]:

$$Y_{ji} = \alpha_j + \beta_j \cdot t_{ji} + Z_{ji}, \quad (1)$$

де i – номер вимірювання ($i = \overline{1, n_j}$) для j -го показника;

t_{ji} – час i -го вимірювання значень j -го показника;

α_j та β_j – коефіцієнти регресії для значень j -ї групи результатів вимірювання;

Z_{ji} – випадковий неконтрольований залишок, для якого $M[Z_{ji}] = 0$ та $M[Z_{ji}^2] = \sigma_z^2$. Залишки Z_{ji} є взаємно незалежними.

Припустимо, що коефіцієнти A_j та B_j отримані за допомогою методу найменших квадратів і є оцінками невідомих коефіцієнтів a_j та b_j . Тоді буде природним розглянути, чи може одне лінійне рівняння [31]

$$y = a + b \cdot x \quad (2)$$

представити всі k регресій (1).

Така лінійна $2(k-1)$ гіпотеза H_0 : ($a_1 = a_2 = \dots = a_k = a$; $b_1 = b_2 = \dots = b_k = b$) відповідає висновку про однакову швидкість дрейфу значень показників масла на всьому спостережуваному інтервалі експлуатації. Для перевірки даної гіпотези її зручно розбити на чотири окремих гіпотези, кожен з яких можна перевіряти окремо:

- $H_0^{(1)}$ – лінії регресії паралельні, тобто ($b_1 = b_2 = \dots = b_k$);
- $H_0^{(2)}$ – групові середні лежать на прямій;
- $H_0^{(3)}$ – кутовий коефіцієнт цієї прямої дорівнює b_c , тобто збігається з (b_1, b_2, \dots, b_k);
- $H_0^{(4)}$ – групові вільні члени збігаються, тобто ($a_1 = a_2 = \dots = a_k$).

Відомо [31], що розкладання повної суми квадратів відхилень величини Y_{ij} від загального середнього в рамках однофакторної параметричної моделі (1) має вигляд:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} (y_{ji} - \bar{y})^2 &= w_0 \cdot B_0^2 + \\ &+ \frac{w_c \cdot w_m}{w_0} (B_c - B_m)^2 + \\ &+ \sum_{j=1}^k n_j [\bar{y}_j - \bar{y} - B_m \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})]^2 + \\ &+ \sum_{j=1}^k w_j \cdot (B_j - B_c)^2 + \\ &+ \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} [y_{ji} - \bar{y}_j - B_j \cdot (x_{ji} - \bar{x}_j)]^2. \end{aligned} \quad (3)$$

де k – кількість аналізованих часових рядів (кількість високовольтних вводів);

n_j – кількість вимірювань аналізованого показника у j -му вводі;

y_{ij} – поточне (i -те) значення аналізованого показника для j -го вводу;

\bar{y} – вибіркове середнє значення показника, розраховане для всіх аналізованих вводів;

\bar{y}_j – вибіркове середнє значення показника, розраховане для аналізованого (j -го) вводу;

x_{ij} – поточне (i -те) значення тривалості експлуатації для j -го вводу;

\bar{x} – середнє значення тривалості експлуатації, розраховане для всіх аналізованих вводів;

\bar{x}_j – середнє значення тривалості експлуатації, розраховане для аналізованого (j -го) вводу;

B_j – кутовий коефіцієнт лінійної регресії, розрахований для j -го вводу;

$w_j = \sum_{i=1}^{n_j} (x_{ji} - \bar{x})^2$ – вага кутового коефіцієнта B_j ;

$B_c = \frac{1}{\sum_{j=1}^k w_j} \sum_{j=1}^k B_j \cdot w_j$ – середньозважений кутовий коефіцієнт, що представляє собою результат усереднення при нерівноточних вимірюваннях;

$w_c = \sum_{j=1}^k w_j$ – вага середньозваженого кутового коефіцієнта B_c ;

$B_m = \frac{\sum_{j=1}^k n_j (\bar{x}_j - \bar{x}) \cdot (\bar{y}_j - \bar{y})}{\sum_{j=1}^k n_j (\bar{x}_j - \bar{x})^2}$ – зважений кутовий коефіцієнт;

$w_m = \sum_{j=1}^k n_j (\bar{x}_j - \bar{x})^2$ – вага зваженого кутового коефіцієнта B_m ;

$B_0 = \frac{w_c \cdot B_c + w_m \cdot B_m}{w_c + w_m}$ – загальний груповий кутовий коефіцієнт регресії, який був би отриманий, якщо на підставі всіх пар спостережень $\{y_{ij}, x_{ij}\}$, без урахування розбиття на групи, побудувати одну лінійну регресію;

$w_0 = w_m + w_c$ – вага загального групового коефіцієнта кутового B_0 .

Слід зазначити, що розкладання (3) отримано як розгорнута форма дисперсійного розкладання в рамках однофакторної параметричної моделі (1), для якої загальне і групові середні визначалися рівняннями:

$$\begin{aligned} \bar{y} &= \bar{y} + \bar{e}, \\ \bar{y}_j &= \bar{y} + \xi_j + \bar{e}_j. \end{aligned}$$

Результати дисперсійного аналізу для розкладання (3) представлені в табл. 1.

Значення параметрів a_m і b_m визначаються рівняннями:

$$\begin{aligned} a_m &= \frac{1}{N} \sum_{j=1}^k n_j \cdot a_j, \\ b_m &= \frac{1}{w_m} \sum_{j=1}^k n_j (\bar{x}_j - \bar{x}) \cdot (a_j + b_j \cdot \bar{x}_j). \end{aligned}$$

Враховуючи результати табл. 1 введемо три додаткові суми

$$\begin{aligned} S_{\Sigma 0} &= S_{WG} + S_G + S_W, \\ S_\alpha &= S_G + S_{WG}, \\ S_{R\alpha} &= S_W + S_R, \end{aligned}$$

які пов'язані з наступними значеннями ступенів свободи:

$$\begin{aligned} v_{\Sigma 0} &= v_{WG} + v_G + v_W, \\ v_\alpha &= v_G + v_{WG}, \\ v_{R\alpha} &= v_W + v_R. \end{aligned}$$

Таблиця 1 – Результати дисперсійного розкладання

Джерело мінливості результату вимірювань показника якості	Число ступенів свободи	Сума квадратів відхилень	Математичне очікування середнього квадрата
Загальний кутовий коефіцієнт регресії	$\nu_0 = 1$	$S_0 = w_0 B_0^2$	$\sigma^2 + w_0 B_0^2$
Кутовий коефіцієнт групових середніх порівняно із середньозваженим коефіцієнтом	$\nu_{WG} = 1$	$S_{WG} = \frac{w_c \cdot w_m}{w_0} \cdot (B_c - B_m)^2$	$\sigma^2 + \frac{w_c \cdot w_m}{w_0} \cdot (b_c - b_m)^2$
Кутовий коефіцієнт групових середніх щодо лінійної регресії групових середніх	$\nu_G = k-2$	$S_G = \sum_{j=1}^k n_j \cdot [\bar{y}_j - \bar{y} - B_m \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})]^2$	$\sigma^2 + \frac{1}{k-2} \sum_{i=1}^k n_j \cdot [a_j - a_m - b_m \cdot \bar{x}_j]^2$
Кутовий коефіцієнт групових середніх між кутовими коефіцієнтами всередині груп	$\nu_W = k-1$	$S_W = \sum_{j=1}^k w_j \cdot (B_j - B_c)^2$	$\sigma^2 + \frac{1}{k-1} \sum_{i=1}^k w_j \cdot (b_j - b_c)^2$
Залишок	$\nu_R = N-2k$	$S_R = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} [y_{ji} - \bar{y}_j - B_j \cdot (x_{ji} - \bar{x}_j)]^2$	σ^2
Загальний	$\nu = N-1$	$S = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} (y_{ji} - \bar{y})^2$	—

Для перевірки висунутих гіпотез розраховувалися середні квадрати:

$$\bar{S}_0 = \frac{S_0}{\nu_0}; \quad \bar{S}_G = \frac{S_G}{\nu_G}; \quad \bar{S}_W = \frac{S_W}{\nu_W};$$

$$\bar{S}_\alpha = \frac{S_\alpha}{\nu_\alpha}; \quad \bar{S}_{R\alpha} = \frac{S_{R\alpha}}{\nu_{R\alpha}}; \quad \bar{S}_R = \frac{S_R}{\nu_R}.$$

Отримані значення середніх квадратів при відомих значеннях числа ступенів свободи дозволили розрахувати значення F -критеріїв:

$$F_0 = \frac{\bar{S}_0}{\bar{S}_R}; \quad F_{WG} = \frac{\bar{S}_{WG}}{\bar{S}_R}; \quad F_G = \frac{\bar{S}_G}{\bar{S}_R};$$

$$F_W = \frac{\bar{S}_W}{\bar{S}_R}; \quad F_\alpha = \frac{\bar{S}_\alpha}{\bar{S}_{R\alpha}}.$$

Перевірка гіпотези $H_0^{(1)}$ здійснювалася шляхом порівняння значення критерію F_W з F -розподілом з $k-1$ та $N-2k$ ступенями свободи; гіпотези $H_0^{(2)}$ – шляхом порівняння критерію F_G з F -розподілом з $k-2$ і $N-2k$ ступенями свободи; гіпотези $H_0^{(3)}$ – шляхом порівняння критерію F_{WG} з F -розподілом з 1 і $N-2k$ ступенями свободи; $H_0^{(4)}$ – шляхом порівняння критерію F_α з F -розподілом з $k-1$ і $N-k-1$ ступенями свободи. Для оцінки сумарних змін в параметрах a_i і b_i моделі використаний тестовий критерій $F_{\Sigma 0}$:

$$F_{\Sigma 0} = \frac{\bar{S}_G + \bar{S}_{WG} + \bar{S}_W}{2 \cdot \bar{S}_R} \cdot \left(\frac{N-2 \cdot k}{k-1} \right).$$

Систематична зміна математичного очікування будь-якого з показників контролю під впливом часу експлуатації Y можна оцінити за допомогою критерію $F_0 = S_0$.

Повне дисперсійне розкладання (3) виконувалося за допомогою програми «KOVAN» [36].

Результати коваріаційного аналізу залежностей показників масла від тривалості експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ. Для проведення аналізу були використані результати періодичних випробувань трансформаторного масла для 231 трансформатора напругою 110 кВ, які знаходяться в експлуатації в 6 областях України. Перелік показників якості трансформаторного масла кількість часових рядів і обсяг вибірових значень аналізованої вибірки наведені в табл. 2. Як видно з таблиці загальний обсяг вибірки склав 17449 значень за 10 показниками масла, що дозволило сформулювати 1078 часових рядів, що представляють залежності вибірових значень показників від тривалості експлуатації по кожному з трансформаторів.

Слід зазначити, що для оцінки ступеня «зашумленості» результатів випробувань як для вихідних даних по трансформаторах 110 кВ, так і для даних по автотрансформаторам 330 кВ, процедура попередньої статистичної обробки [22, 37] не виконувалася. Результати дисперсійного розкладання (3) для часових рядів 10 показників масел наведені в табл. 3.

Таблиця 2 – Перелік показників трансформаторного масла, кількість часових рядів і обсяг вибіркового значень для трансформаторів напругою 110 кВ

№	Показник якості масла	Обсяг вибіркового значень	
		Кількість трансформаторів	Кількість значення
1	Температура спалаху	230	3746
2	Вміст органічних кислот	231	3741
3	Пробивна напруга	231	3723
4	tgδ при 20 °С	31	268
5	tgδ при 70 °С	49	397
6	tgδ при 90 °С	60	570
7	Колір масла	121	2108
8	Вміст водорозчинних кислот	46	1191
9	Вологовміст масла	73	1635
10	Питома вага масла	6	70
	Разом	231	17449

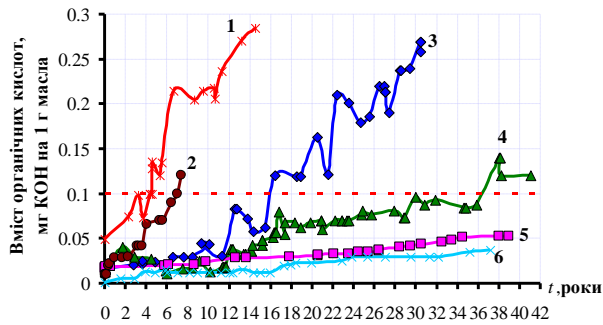
Виконане розкладання повної суми квадратів S відхилень значень стандартизованих результатів вимірювань дозволяє оцінити адитивні і мультиплікативні зміни в процесах параметричного зсуву математичних очікувань показників масел. Для

цього розглянемо два критерії F_{α} і F_W . Критерій F_{α} відображає випадкові зрушення вільного члена a_i регресійної моделі, а F_W – випадкові зміни кутового коефіцієнта b_i моделі.

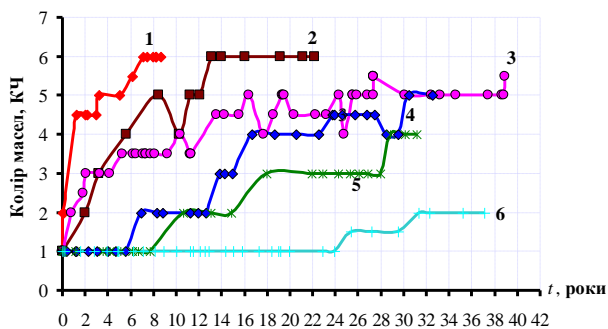
Для перевірки гіпотези $H_0^{(1)}$ (про те, що лінії регресії паралельні, тобто швидкість зміни показників у всіх трансформаторах ідентична) було виконано порівняння спостережуваного значення критерію F_W (чисельник в табл. 3) з критичними точками F -розподілу з $k-1$ і $N-2k$ ступенями свободи (знаменник у табл. 3). Як видно з таблиці для всіх показників масел гіпотеза $H_0^{(1)}$ відкидається, що свідчить про наявність мультиплікативного зміщення між часовими рядами показників з різних трансформаторів. Мультиплікативне зміщення, тобто різна швидкість дрейфу значень показників масла в різних трансформаторах, обумовлене різними умовами експлуатації. Зокрема результати досліджень, наведені в [38–40], показують наявність істотних відмінностей в інтенсивності старіння масел в трансформаторах з різними значеннями коефіцієнтів завантаження, які обумовлюють відмінності робочих температур масел. Наочно наявність мультиплікативного зміщення між окремими залежностями одного і того ж показника ілюструють залежності вмісту в маслі органічних кислот, наведені на рис. 1 а, і кольору трансформаторних масел, наведені на рис. 1 б, від тривалості експлуатації.

Таблиця 3 – Результати коваріаційного аналізу показників трансформаторного масла в силових трансформаторах напругою 110 кВ

Показник	k	N	Значення сум дисперсійного розкладання							Значення F -критерію (спостережуване/критичне)					
			S_0	S_{WG}	S_G	S_W	S_R	S_{α}	S	F_0	F_{WG}	F_G	F_W	F_{α}	F_{Z0}
Температура спалаху	230	3746	293,46	2236,27	31908,4	5880,6	8637,8	34144,7	48956,6	111,63	850,72	53,239	9,768	36,09	33,24
										3,841	3,841	1,000	1,000	1,000	1,000
Вміст органічних кислот	231	3741	2,5560	0,08988	3,6631	1,6740	0,9456	3,7530	8,92880	8862,9	311,68	55,467	25,23	21,85	40,90
										3,841	3,841	1,000	1,000	1,000	1,000
Пробивна напруга	231	3723	15433,63	1170,7	231945,9	60613,03	306003,3	263116,6	645166,7	164,47	332,17	10,79	2,808	10,89	7,49
										3,841	3,841	1,000	1,000	1,000	1,000
tgδ при 20 °С	31	268	0,77376	0,62181	3,3904	5,2150	8,0301	4,0122	18,0311	19,849	15,951	2,999	4,459	2,382	3,94
										3,841	3,841	1,468	1,459	1,459	1,622
tgδ при 70 °С	49	397	70,4814	0,07925	315,39	203,64	328,93	315,47	918,535	64,066	0,0720	6,0997	3,856	4,282	4,915
										3,841	3,841	1,367	1,363	1,363	1,461
tgδ при 90 °С	60	570	110,480	193,393	2011,8	1483,2	3095,3	2205,2	6894,3	16,061	28,115	5,0426	3,654	4,155	4,544
										3,841	3,841	1,325	1,321	1,321	1,395
Колір масла	121	2108	448,482	202,240	2003,0	687,27	388,14	2205,2	3729,15	2156,0	972,27	80,920	27,53	33,93	57,94
										3,841	3,841	1,223	1,221	1,221	1,000
Вміст водорозчинних кислот	46	1191	0,0493	0,00604	0,05936	0,0916	0,1287	0,0654	0,33515	421,26	51,580	11,514	17,37	7,545	14,89
										3,841	3,841	1,378	1,375	1,375	1,000
Вологовміст масла	73	1635	12555,7	2415,0	12997,2	20427,3	142350,0	15412,2	190745,4	131,3	25,261	1,9148	2,967	2,052	2,603
										3,841	3,841	1,300	1,298	1,298	1,000
Питома вага масла	6	70	0,0019	6,2 10 ⁻⁶	0,00273	3,4 10 ⁻⁴	5,1 10 ⁻⁴	0,0027	0,0055	217,9	0,709	77,846	7,791	40,55	35,10
										4,009	4,009	2,533	2,376	2,364	4,434



а



б

Рисунок 1 – Залежності вмісту в маслі органічних кислот (а) і кольору трансформаторного масла (б) від тривалості експлуатації для трансформаторів напругою 110 кВ, які експлуатуються з різним завантаженням

Як видно з рисунку, незважаючи на те, що значення показників на момент заливки масел мали близькі значення, відмінності в режимах роботи трансформаторів і, як наслідок, різне значення робочих температур призводять до різної швидкості дрейфу показників у часі. При цьому, як видно з рис. 1 а, значення вмісту в маслі органічних кислот в трансформаторах № 1–4 перевищує гранично-допустиме значення (горизонтальна пунктирна лінія) в різні моменти часу, що ще раз свідчить про необхідність врахування умов експлуатації трансформаторів при розробці моделей для ранньої діагностики масел [41].

Гіпотеза про те, що групі середні лежать на прямій $H_0^{(2)}$ була відкинута (див. табл. 3) для всіх показників масла. Це ще раз свідчить про те, що інтенсивність старіння масла в аналізованих трансформаторах відрізняється. Крім того, великі значення критерію F_G говорять про нерівномірність розкиду початкових значень показників якості, що свідчить про істотні розбіжності в якості масел по групах їх виробників-постачальників.

Оскільки спостережувані значення критерію F_{WG} , для всіх показників масла (за винятком питомої ваги масла) перевищують відповідні критичні значення (див. табл. 3), то гіпотеза $H_0^{(3)}$ відкидається. Тобто кутовий коефіцієнт лінійної регресії, побудованої по всій сукупності вихідних даних, не дорівнює частковим кутовим коефіцієнтам окремих часових

рядів показників трансформаторних масел. З цього випливає, що представлена сукупність даних не може бути описана однією регресійною моделлю.

За результатами порівняння значень критеріїв F_α з табл. 3 з критичними точками F -розподілу з урахуванням числа ступенів свободи гіпотеза $H_0^{(4)}$ також була відкинута для більшості показників. З табл. 3 видно, що практично для всіх масивів вихідних даних і практично для всіх показників критеріїв F_W і F_α пов'язані нерівністю $F_W < F_\alpha$, що вказує на систематичні розбіжності в показниках якості трансформаторних масел, що заливаються в обладнання перед початком тривалої його експлуатації. Наочно відмінності в якості масла, що заливається, (тобто наявність адитивного зміщення між окремими залежностями показників) ілюструє рис. 2, на якому наведені залежності температури спалаху масел від тривалості експлуатації. Як видно з рисунку має місце істотний розкид в значеннях температури спалаху масел на момент їх заливки в бак трансформаторів.

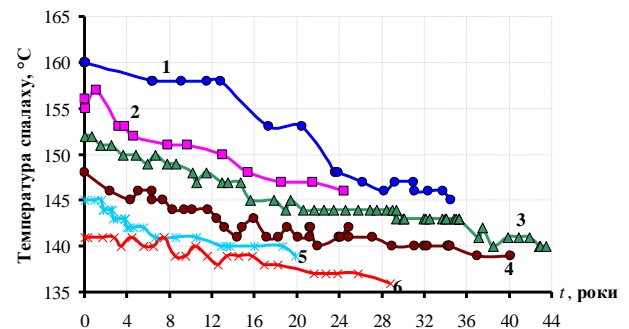


Рисунок 2 – Залежності температури спалаху масла від тривалості експлуатації для трансформаторів напругою 110 кВ з різною якістю масел

Оскільки спостережувані значення критерію $F_{\Sigma 0}$ перевищують відповідні критичні значення F -критерію, то можна зробити висновок про наявність значущого впливу сумарних змін в параметрах a_i і b_i моделі практично для всіх показників масел. Як приклад такого впливу на рис. 3 наведені залежності пробивної напруги масел від тривалості експлуатації. Як видно з рисунку на інтенсивність старіння масла значущий вплив мають як якість залитого масла, так і умови експлуатації трансформаторів. Так для масла з більш високими значеннями пробивної напруги на момент заливки (трансформатори № 1 і 2) швидкість зниження пробивної напруги вище, ніж в трансформаторах з більш низьким значенням пробивної напруги на момент заливки.

Перевищення спостережуваних значень критерію F_0 над критичними значеннями даного критерію свідчить про наявність систематичних змін математичного очікування показників.

Таким чином, виконаний коваріаційний аналіз продемонстрував наявність не тільки адитивного і мультиплікативного зміщення між окремими рядами показників, а й значущу систематичну складову, що свідчить про старіння трансформаторних масел в

аналізованих трансформаторах. Отримані результати добре узгоджуються з опублікованими раніше результатами по старінню масел в лабораторних умовах [1, 42–45].

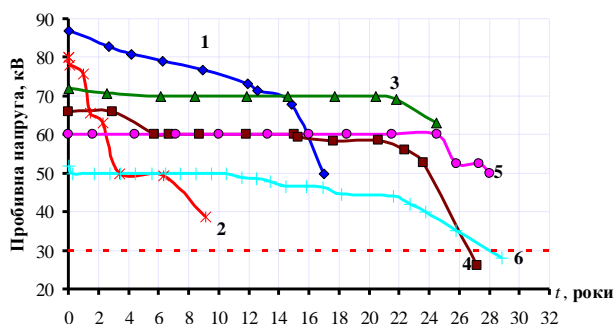


Рисунок 3 – Залежності пробивної напруги масла від тривалості експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ

Результати коваріаційного аналізу залежностей показників масла від тривалості експлуатації в автотрансформаторах напругою 330 кВ. В якості вихідних даних були використані результати періодичного контролю пробивної напруги трансформаторних масел по 49 автотрансформаторам напругою 330 кВ. Перелік показників трансформаторних масел і обсяг вибірових значень по кожному показнику наведено в табл. 4. Як видно з таблиці загальний обсяг вибірки склав 3628 значень за 8 показниками масла, що дозволило сформулювати 248 часових рядів, що представляють залежності вибірових значень показників від тривалості експлуатації по кожному з трансформаторів.

Таблиця 5 – Результати коваріаційного аналізу показників трансформаторного масла в силових автотрансформаторах напругою 330 кВ

Показник	k	N	Значення сум дисперсійного розкладання						Значення F-критерію (спостережуване/критичне)						
			S_0	S_{WG}	S_G	S_W	S_R	S_α	S	F_0	F_{WG}	F_G	F_W	F_α	$F_{\Sigma 0}$
Температура спалаху	49	887	7.87	994.61	3870.75	1013.90	3232.28	4865.37	9119.43	1.92	242.78	20.10	5.15	19.98	14.94
										3.84	3.84	1.36	1.36	1.36	1.35
Вміст органічних кислот	48	850	0.001	0.01	0.05	0.02	0.10	0.06	0.20	11.74	131.44	7.92	4.33	8.82	7.44
										3.84	3.84	1.37	1.36	1.35	1.35
Пробивна напруга	49	852	270.94	135.06	18511.30	8756.6	44665.16	18646.37	72339.08	4.57	2.28	6.64	3.07	5.83	4.81
										3.84	3.84	1.36	1.36	1.35	1.29
tgδ при 90°C	45	545	7.83	27.74	276.98	386.17	619.97	304.73	1318.71	5.75	20.35	4.72	6.44	3.43	5.76
										3.84	3.84	1.38	1.37	1.37	1.48
Вологовміст масла	27	293	0.38	1460.66	2005.58	807.40	4786.49	3466.25	9060.53	0.01	72.93	4.0	1.55	6.31	4.10
										3.84	3.84	1.5	1.49	1.49	1.69
Вміст механічних домішок	20	122	154.86	217.32	783.17	1605.62	1173.46	1000.49	3934.44	10.82	15.18	3.04	5.90	1.91	4.79
										3.97	3.97	1.75	1.73	1.70	1.96
Колір масла	7	51	0.002	2.36	33.07	3.01	2.15	35.43	40.59	0.04	40.66	113.78	8.63	49.19	55.11
										4.11	4.11	2.47	2.36	2.32	3.78
Газовміст	3	28	13.90	0.0002	0	0.37	4.03	0.0002	18.31	75.86	0.001	0	1.02	0.0006	0.51
										4.30	4.30	4.30	3.44	3.40	19.45

Таблиця 4 – Перелік показників трансформаторних масел і обсяг вибірових значень по кожному показнику для автотрансформаторів напругою 330 кВ

№	Показник якості масла	Обсяг вибірових значень	
		Кількість трансформаторів	Кількість значення
1	Температура спалаху	49	887
2	Вміст в маслі органічних кислот	48	850
3	Пробивна напруга	49	852
4	tgδ при 90°C	45	545
5	Вологовміст	27	293
6	Вміст механічних домішок	20	122
7	Колір масла	7	51
8	Газовміст	3	28
Разом		49	3628

Результати дисперсійного розкладання (3) для часових рядів 8 показників масел наведені в табл. 5.

Аналізуючи дані, наведені в табл. 5, легко побачити, що також як і для трансформаторів напругою 110 кВ, в автотрансформаторах напругою 330 кВ для всіх показників масел (крім газовмісту) гіпотеза $H_0^{(1)}$ відкидається, що свідчить про наявність мультиплікативного зміщення між тимчасовими рядами показників з різних автотрансформаторів. Відмінності в інтенсивності дрейфу показників масла в часі в автотрансформаторах 330 кВ ілюструє рис. 4.

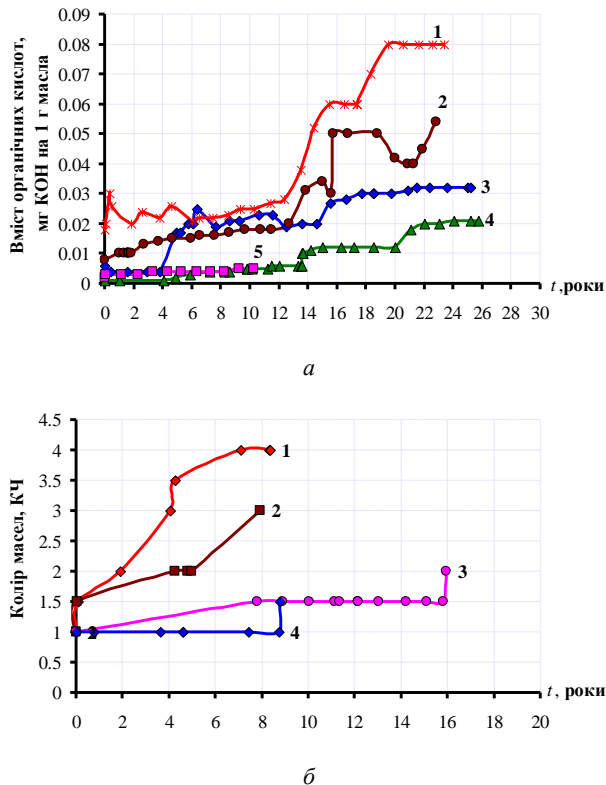


Рисунок 4 – Залежності вмісту в маслі органічних кислот (а) і кольору трансформаторного масла (б) від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ, які експлуатуються з різним завантаженням

Гіпотеза про те, що групові середні лежать на прямій $H_0^{(2)}$ була відкинута (див. табл. 5) для всіх показників масла, крім газовмісту. Більш того, як видно з табл. 5, значення суми S_G для даного показника дорівнює нулю, тобто згідно з результатами дисперсійного розкладання залежності газовмісту масел в трьох аналізованих автотрансформаторах практично збігаються. І дійсно, як видно з рис. 5, для двох із трьох аналізованих автотрансформаторів (з максимальним числом спостережень) залежності газовмісту від тривалості експлуатації повністю збігаються. Слід зазначити, що ці два автотрансформатори встановлені на одній і тій же підстанції і експлуатуються у схожих умовах. Наведений приклад наочно ілюструє ефективність коваріаційного аналізу лінійних моделей стосовно оцінки характеру залежностей показників ізоляції від тривалості експлуатації.

Як видно з табл. 5 практично для всіх показників (крім пробивної напруги і газовмісту) кутовий коефіцієнт лінійної регресії, побудованої по всій сукупності вихідних даних, не дорівнює частковим кутовим коефіцієнтам окремих часових рядів показників трансформаторних масел, тобто гіпотеза $H_0^{(3)}$ відкидається.

Також як і в трансформаторах напругою 110 кВ, в автотрансформаторах напругою 330 кВ виявлені істотні відмінності в якості масла, що заливається. Як видно з табл. 5 значення критерію F_α для всіх

показників крім газовмісту перевищують критичні значення F -критерію з урахуванням числа ступенів свободи, що свідчить про те, що гіпотеза $H_0^{(4)}$ відкидається. Наочно відмінності в якості масла, залитого в баки автотрансформаторів напругою 330 кВ, ілюструє рис. 6, на якому наведені залежності температури спалаху трансформаторного масла від тривалості експлуатації.

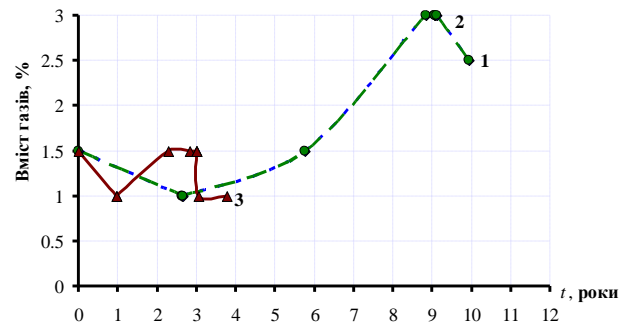


Рисунок 5 – Залежності газовмісту масел від тривалості експлуатації в автотрансформаторах напругою 330 кВ

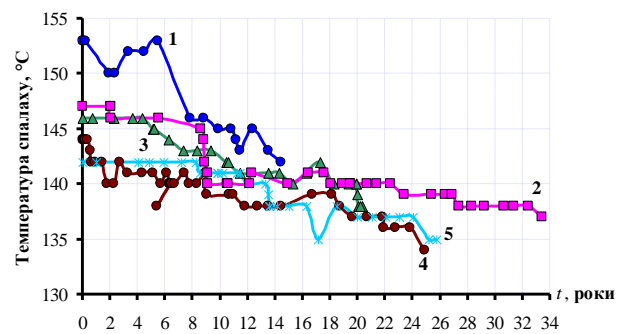


Рисунок 6 – Залежності температури спалаху масла від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ

Крім того виконаний аналіз показав наявність значущого впливу сумарних змін в параметрах a_i і b_i моделі практично для всіх показників масел, крім газовмісту.

Для ілюстрації отриманих результатів на рис. 7 наведені залежності значень тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел, виміряних при температурі 90 °C, від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Як видно з рисунку інтенсивність зростання тангенса кута діелектричних втрат масел залежить як від якості залитого масла, так і від режимів завантаження автотрансформаторів. Так для автотрансформаторів № 1–3 $\text{tg}\delta$ масла на момент заливки мали близькі значення, але інтенсивність дрейфу даного показника в даних автотрансформаторах істотно відрізняється. У той же час для автотрансформаторів № 4 та 5 мають істотні відмінності в значеннях даного показника на момент заливки – зростання значень $\text{tg}\delta$ масла відбувається з близькою швидкістю.

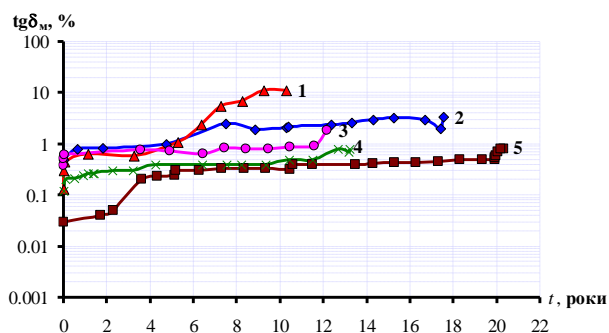


Рисунок 7 – Залежність значень тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел, виміряних при температурі 90 °С, від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ

Як видно з табл. 5 для більшості показників масел має місце наявність систематичних змін математичного очікування показників, тобто з ростом тривалості експлуатації, під дією робочої температури, напруженості електричного поля відбувається зміна хімічної структури масла, що в свою чергу викликає зміну значень показників.

Порівняльний аналіз інтенсивності старіння масла в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ. Виконаний аналіз дозволив оцінити характер зміни показників масла в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ. У той же час представляє практичний інтерес виконати порівняльний аналіз інтенсивності старіння масел в трансформаторах різного класу напруги. Оскільки про інтенсивність старіння масел можна судити по швидкості дрейфу показників, а швидкість дрейфу можна оцінити по значенням кутових коефіцієнтів регресії, то для подібної оцінки були проаналізовані значення кутових коефіцієнтів регресійних моделей показників масел на тривалість експлуатації для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ. Дані значення наведені в табл. 6.

Таблиця 6 – Значення кутових коефіцієнтів регресійної моделі для показників трансформаторного масла в трансформаторах 110 кВ і автотрансформаторів 330 кВ

Показник	Значення кутових коефіцієнтів регресійної моделі	
	Трансформатори 110 кВ	Автотрансформатори 330 кВ
Температура спалаху	-0.02753	-0.01198
Вміст в маслі органічних кислот	0.00258	0.00017
Пробивна напруга	-0.20010	-0.07329
tgδ при 90°С	0.05466	0.02031
Вологовміст	0.26522	0.00935
Колір масла	0.04947	0.00151

Як видно з табл. 6 значення кутових коефіцієнтів лінійної регресії для одних і тих же показників, але в трансформаторах різного класу напруги істотно відрізняються. Про це також свідчать залежності показників масла від тривалості експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ, які наведені на рис. 8.

Аналізуючи залежності на рис. 8, легко побачити, що значення одного і того ж показника в трансформаторах з різним класом напруги займають різні області простору значень. У той же час значення показників в трансформаторах одного класу напруги розташовані досить компактно, що також свідчить про наявність істотних відмінностей в інтенсивності старіння масла в трансформаторах різного класу напруги.

Як видно з табл. 6 і рис. 8 інтенсивність зволоження масел і окислювальних реакцій (швидкість дрейфу вмісту в маслі органічних кислот і колір масла) в автотрансформаторах 330 кВ істотно нижче, ніж в трансформаторах напругою 110 кВ, що ілюструє рис. 8 б, д та е. Дана обставина добре узгоджується з результатами досліджень, наведеними в [41], і може бути пояснена як обмеженим впливом кисню-повітря для автотрансформаторів 330 кВ герметичного виконання (трансформатори 110 кВ мають негерметичну конструкцію), так і великим об'ємом залитого масла в негерметичних автотрансформаторах 330 кВ, у порівнянні з трансформаторами 110 кВ.

У той же час інтенсивність зниження пробивної напруги і зростання тангенса кута діелектричних втрат масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ нижче, ніж в трансформаторах 110 кВ (див. 8 в і з).

Отримані результати свідчать про наявність істотних відмінностей в інтенсивності старіння трансформаторних масел в трансформаторах різного класу напруги. Дані відмінності необхідно враховувати, як при коригуванні гранично-допустимих значень показників, так і при розробці моделей для ранньої діагностики стану трансформаторних масел.

Висновок. За результатами дисперсійного аналізу лінійних моделей показників трансформаторних масел встановлено, що як у трансформаторах напругою 110 кВ, так і в автотрансформаторах напругою 330 кВ має місце статистично значуща зміна значень показників зі зростанням тривалості експлуатації, тобто старіння масел. При цьому інтенсивність старіння масла в окремих трансформаторах істотно відрізняється – дрейф значень одного і того ж показника протікає з різною швидкістю. При цьому на інтенсивність старіння масел істотний вплив чинять не тільки режими роботи, що визначають робочу температуру масла, і конструктивні особливості трансформаторів, що визначають доступ атмосферної вологи і кисню-повітря, але і якість масла, що заливається. Більш того в результаті аналізу виявлено наявність взаємного впливу даних факторів.

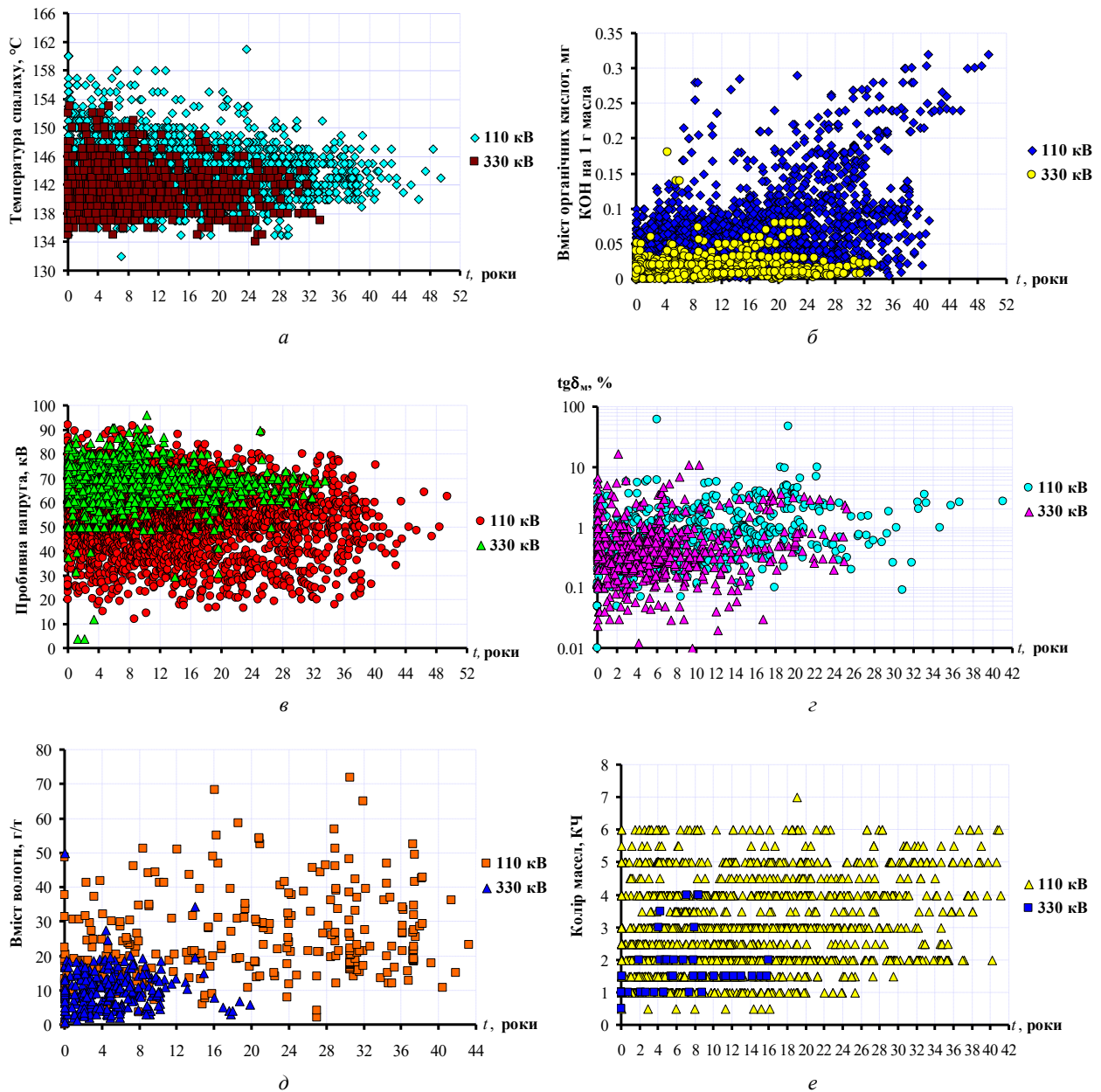


Рисунок 8 – Залежності показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації в трансформаторах напруга 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ:

a – температура спалаху; *б* – вміст в маслі органічних кислот; *в* – пробивна напруга; *г* – тангенс кута діелектричних втрат, виміряних при температурі 90 °С; *д* – вологовміст; *е* – колір масла

Виконаний аналіз показав, що інтенсивність старіння масла, тобто швидкість дрейфу показників в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ істотно різняться. Встановлено, що значення одного і того ж показника в трансформаторах з різним класом напруги займають різні області простору значень. У той же час значення показників в трансформаторах одного класу напруги розташовані досить компактно. Отримані результати свідчать про наявність істотних відмінностей в інтенсивності старіння трансформаторних масел у трансформаторах різного класу напруги. Дані відмінності необхідно враховувати як при коригуванні гранично-допустимих значень

показників, так і при розробці моделей для ранньої діагностики стану трансформаторних масел.

Список літератури

1. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. *Трансформаторное масло*. Москва: Энергоатомиздат, 1983. 296 с.
2. Rao U. M., Fofana I., Betie A., Senoussaoui M. L., Brahami M., Brioso E. Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: Case studies and experience. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2019. Vol. 35, no. 6. P. 33–42. doi: 10.1109/MEI.2019.8878258.
3. N'cho J. S., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *Energies*. 2016. Vol. 9, no. 5. P. 367. doi: 10.3390/en9050367.

4. IEC 60422:2013. *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2013. 93 p.
5. IEEE Std C57.106–2015. *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015. 38 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7442048.
6. *COV-H EE 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості*. Київ: Українська науково-технічна електроенергетична асоціація «Аселенерго», 2018.
7. *СТО 34.01-23.1-001-2017. Объем и нормы испытаний электрооборудования*. ПАО «Россети», 2017. 262 с.
8. BS EN 60422:2013. *Mineral insulating oils in electrical equipment-supervision and maintenance guidance*. British Standard Institute (BSI), 2013. 50 p.
9. *Transformer: basics, maintenance and diagnostics*. US Department of the Interior. Bureau of Reclamation, 2005. 237 p.
10. V. Srividhya et al. Determination of Breakdown Voltage for Transformer Oil Testing Using ANN. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2021. P. 443-452. doi: 10.1007/978-981-33-6981-8_35.
11. Singh H. D., Singh J. Enhanced optimal trained hybrid classifiers for aging assessment of power transformer insulation oil. *World Journal of Engineering*. 2020. Vol. 17, no. 3. P. 407–426. doi: 10.1108/wje-11-2019-0339.
12. Nurcahyanto H., Nainggolan J. M., Ardita I. M., Hudaya C. Analysis of Power Transformer's Lifetime Using Health Index Transformer Method Based on Artificial Neural Network Modeling. *2019 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI)*. 2019. P. 574–579. doi: 10.1109/ICEEI47359.2019.8988870.
13. Forouhari S., Abu-Siada A. Application of adaptive neuro fuzzy inference system to support power transformer life estimation and asset management decision. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2018. Vol. 25, no. 3. P. 845–852. doi: 10.1109/TDEI.2018.006392.
14. Gautam L., Kumar R., Sood Y. R. Identifying Transformer Oil Criticality Using Fuzzy Logic Approach. *2020 IEEE Students Conference on Engineering & Systems (SCES)*. 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/SCES50439.2020.9236724.
15. Uzair M., Banakara B. Failure Analysis of Power Transformers by DGA, Oil Tests and Markov Approach. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology (IJEAST)*. 2016. Vol. 1, no. 8. P. 250–255.
16. Senoussaoui M. E. A., Brahami M., Fofana I. Transformer Oil Quality Assessment Using Random Forest with Feature Engineering. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 7. P. 1809. doi: 10.3390/en14071809.
17. 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, 2020. P. 400–403. doi: 10.1109/ICIOT48696.2020.9089647.
18. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 8. P. 2089. doi: 10.3390/en14082089.
19. Wahab M. A. A., Hamada M. M., El-Tallawy A. A. A., Ismail G. A new non-linear model for transformer oil residual operating time. *2008 12th International Middle-East Power System Conference*. 2008. P. 66–70. doi: 10.1109/MEPCON.2008.4562315.
20. Gouda O. E., El Dein A. Z. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*. 2019. Vol. 47, no. 4–5. P. 406–419. doi: 10.1080/15325008.2019.1604848.
21. 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, 2020. P. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240875.
22. Бондаренко В. Е., Щапов П. Ф., Шутенко О. В. *Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел [Монография]*. Харьков: НТУ «ХПИ», 2007. 452 с.
23. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Усовершенствование процедуры принятия решений при оценке степени старения трансформаторных масел. *ЭЛЕКТРО. Електротехника, електроенергетика, електротехническая промышленность*. 2009. №1. С. 17–21.
24. 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)*. 2021. P. 1–6. doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598490.
25. Шутенко О. В., Пономаренко 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: 10.20998/2224-0349.2020.01.16.
26. 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)*. 2021. P. 310–315. doi: 10.1109/UKRCON53503.2021.9575854.
27. 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)*. 2021. P. 471–476. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570041.
28. Godina R., Rodrigues E., Matias J., Catalão J. Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges. *Energies*. 2015. Vol. 8, no. 10. P. 12147–12186. doi: 10.3390/en81012147.
29. Muhamad N., Kamarden H. Review of Oil-Filled Transformer Monitoring Technology for New User. *Applied Mechanics and Materials*. 2016. Vol. 818. P. 63–68. doi: 10.4028/www.scientific.net/amm.818.63.
30. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Informational and Analytical System for Diagnostics of the Electric Power Equipment Condition. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020. P. 105–110. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160251.
31. Johnson N. L., Leone F. C. *Statistics and experimental design in engineering and the physical sciences*. New York, John Wiley & Sons Inc, 1977, 618 p.
32. Шутенко О. В. Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в течении длительной эксплуатации. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2007. № 4. С. 26–30.
33. 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.
34. Шутенко О. В. Ковариационный анализ моделей старения трансформаторного масла. *Вісник Національного університету «Львівська політехніка»*. 2003. № 485. С. 163–169.
35. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Analysis of Air-Tight High-Voltage Bushing Insulation Parameter Dynamics under Various Conditions during Long-term Operation. *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*. 2019. P. 321–326. doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879896.
36. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. *Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных*. Харьков: НТУ «ХПИ». 2013. 268 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, 2020. P. 77–82. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263141.
38. Шутенко О. В. Исследование влияния загрузки трансформатора на состояние масла в процессе эксплуатации. *Вестник НТУ «ХПИ». Електроенергетика и преобразовательная техника*. 2004. № 22. С. 121–126.
39. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Енергетика та електрифікація*. 2008. №8. С. 54–59.
40. 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, 2020. P. 76–81. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159.

41. 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: 10.20998/2074-272X.2021.5.07.
42. Бурьянов Б. П. *Трансформаторное масло*. Москва: Государственные энергетические издания, 1955. 190 с.
43. Черножуков Н. И., Крэйн С. Э. *Окисляемость минеральных масел*. Москва: Гостоптехиздат, 1959. 370 с.
44. Маневич Л. О. *Обработка трансформаторного масла*. Москва: Энергоатомиздат, 1985. 104 с.
45. Kassi K. S., Fofana I., Volat C., Farinas M. I. Impact of oils degradation on the cooling capacity of power Transformers. *The 19th International Symposium on High Voltage Engineering*. Pilsen, Czech Republic, 2015.

References (transliterated)

1. Lipshteyn R. A., Shakhnovich M. I. *Transformatornoe maslo* [Transformer oil]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1983. 296 p.
2. Rao U. M., Fofana I., Betie A., Senoussaoui M. L., Brahami M., Brioso E. Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: Case studies and experience. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2019, vol. 35, no. 6, pp. 33–42. doi: 10.1109/MEI.2019.8878258.
3. N'cho J. S., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of physicochemical-based diagnostic techniques for assessing insulation condition in aged transformers. *Energies*. 2016, Vol. 9, no. 5, pp. 367. doi: 10.3390/en9050367.
4. IEC 60422:2013. *Mineral insulating oils in electrical equipment – Supervision and maintenance guidance*. Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission, 2013. 93 p.
5. IEEE Std C57.106–2015. *IEEE Guide for Acceptance and Maintenance of Insulating Mineral Oil in Electrical Equipment*. Piscataway, NJ, USA: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2015. 38 p. doi: 10.1109/IEEESTD.2016.7442048.
6. SOU-N EE 43-101:2009. *Prymannya, zastosuvannya ta ekspluatatsiya transformatornykh masel. Normy otsynuyamyya yakosti* [Company Standard 43-101:2009. Acceptance, application and operation of transformer oils. Quality assessment standards]. Kyiv, Ukrainian Scientific and Technical Electric Power Association «Aselenergo», 2018.
7. STO 34.01-23.1-001-2017. *Ob'em i normy ispytaniy elektrooborudovaniya* [Company Standard 34.01-23.1-001-2017. Scope and standards for testing electrical equipment]. PJSC "Rosseti", 2017. 262 p.
8. BS EN 60422:2013. *Mineral insulating oils in electrical equipment-supervision and maintenance guidance*. British Standard Institute (BSI), 2013. 50 p.
9. *Transformer: basics, maintenance and diagnostics*. US Department of the Interior. Bureau of Reclamation, 2005. 237 p.
10. V. Srividhya et al. Determination of Breakdown Voltage for Transformer Oil Testing Using ANN. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. 2021, pp. 443–452. doi: 10.1007/978-981-33-6981-8_35.
11. Singh H. D., Singh J. Enhanced optimal trained hybrid classifiers for aging assessment of power transformer insulation oil. *World Journal of Engineering*. 2020, vol. 17, no. 3, pp. 407–426. doi: 10.1108/wje-11-2019-0339.
12. Nurcahyanto H., Nainggolan J. M., Ardita I. M., Hudaya C. Analysis of Power Transformer's Lifetime Using Health Index Transformer Method Based on Artificial Neural Network Modeling. *2019 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI)*. 2019. P. 574–579. doi: 10.1109/ICEEI47359.2019.8988870.
13. Forouhari S., Abu-Siada A. Application of adaptive neuro fuzzy inference system to support power transformer life estimation and asset management decision. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2018, vol. 25, no. 3, pp. 845–852. doi: 10.1109/TDEI.2018.006392.
14. Gautam L., Kumar R., Sood Y. R. Identifying Transformer Oil Criticality Using Fuzzy Logic Approach. *2020 IEEE Students Conference on Engineering & Systems (SCES)*. 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/SCES50439.2020.9236724.
15. Uzair M., Banakara B. Failure Analysis of Power Transformers by DGA, Oil Tests and Markov Approach. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology (IJEAST)*. 2016, vol. 1, no. 8, pp. 250–255.
16. Senoussaoui M. E. A., Brahami M., Fofana I. Transformer Oil Quality Assessment Using Random Forest with Feature Engineering. *Energies*. 2021, vol. 14, no. 7, pp. 1809. doi: 10.3390/en14071809.
17. 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, 2020, pp. 400–403. doi: 10.1109/ICIoT48696.2020.9089647.
18. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*. 2021, vol. 14, no. 8, pp. 2089. doi: 10.3390/en14082089.
19. Wahab M. A. A., Hamada M. M., El-Tallawy A. A. A., Ismail G. A. new non-linear model for transformer oil residual operating time. *2008 12th International Middle-East Power System Conference*. 2008, pp. 66–70. doi: 10.1109/MEPCON.2008.4562315.
20. Gouda O. E., El Dein A. Z. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*. 2019, vol. 47, no. 4-5, pp. 406–419. doi: 10.1080/15325008.2019.1604848.
21. 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, 2020, pp. 1–6. doi: 10.1109/PAEP49887.2020.9240875.
22. Bondarenko V. E., Shchapov P. F., Shutenko O. V. *Povyshenie effektivnosti ekspluatatsionnogo izmeritel'nogo kontrolya transformatornykh masel [Monografiya]* [Improving the efficiency of in-service measuring control of transformer oils [Monograph]]. Kharkiv, NTU «KhPI» Publ., 2007. 452 p.
23. Bondarenko V. E., Shutenko O. V. Usovshenstvovaniye 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*. 2009, no. 1, pp. 17–21.
24. 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)*. 2021, pp. 1–6. doi: 10.1109/MEES52427.2021.9598490.
25. Shutenko O. V., Ponomarenko S. H. Koryhuvannya hranychno-dopustymykh znachen' probyvnoyi napruhy transformatornykh masel metodom minimal'nogo ryzyku [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*. 2020, no. 1, pp. 106–115. doi: 10.20998/2224-0349.2020.01.16.
26. 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)*. 2021, pp. 310–315. doi: 10.1109/UKRCON53503.2021.9575854.
27. 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)*. 2021, pp. 471–476. doi: 10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570041.
28. Godina R., Rodrigues E., Matias J., Catalão J. Effect of Loads and Other Key Factors on Oil-Transformer Ageing: Sustainability Benefits and Challenges. *Energies*. 2015, vol. 8, no. 10, pp. 12147–12186. doi: 10.3390/en81012147.
29. Muhamad N., Kamarden H. Review of Oil-Filled Transformer Monitoring Technology for New User. *Applied Mechanics and Materials*. 2016, vol. 818, pp. 63–68. doi: 10.4028/www.scientific.net/amm.818.63.
30. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Informational and Analytical System for Diagnostics of the Electric Power Equipment Condition. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*. Kyiv, Ukraine, 2020, pp. 105–110. doi: 10.1109/ESS50319.2020.9160251.
31. Johnson N. L., Leone F. C. *Statistics and experimental design in engineering and the physical sciences*. New York, John Wiley & Sons Inc, 1977, 618 p.
32. Shutenko O. V. Osobennosti dreyfa pokazateley kachestva transformatornogo masla v techenii dlitel'noy ekspluatatsii [Features of the drift of transformer oil quality indicators during long-term operation]. *Integrated technologies and energy saving*. 2006, no. 4, pp. 42–50.

33. Shutenko O. V. Formirovanie odnorodnykh massivov pokazately 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*. 2006, no. 4, pp. 42–50.
34. Shutenko O. V. Kovariatsionnyy analiz modeley stareniya transformatornogo masla [Covariance Analysis of Transformer Oil Aging Models]. *Bulletin of the National University "Lviv Polytechnic"*. 2003, no 485, pp. 163–169.
35. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Analysis of Air-Tight High-Voltage Bushing Insulation Parameter Dynamics under Various Conditions during Long-term Operation. *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*. 2019, pp. 321–326. doi: 10.1109/UKRCON.2019.8879896.
36. Shutenko O. V., Baklay D. N. *Planirovanie eksperimental'nykh issledovaniy v elektroenergetike. Metody obrabotki eksperimental'nykh dannykh* [Planning experimental studies in the electrical power field. Methods of experimental data processing]. Kharkiv, NTU "KhPI" Publ., 2013. 268 p.
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, 2020, pp. 77–82. doi: 10.1109/IEPS51250.2020.9263141.
38. Shutenko O. V. Issledovanie vliyaniya zagruzki transformatora na sostoyanie masla v protsesse eksploatatsii [Investigation of the influence of transformer loading on oil condition during operation]. *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Elektroenergetika i preobrazovatel'naya tekhnika*. 2004, no. 22, pp. 121–126.
39. Shutenko O. V. Issledovanie vliyaniya rezhimov raboty transformatorov na intensivnost' stareniya masla [Investigation of the influence of operating modes of transformers on the intensity of oil aging]. *Energetika ta elektrifikatsiya*. 2008, no. 8, pp. 54–59.
40. 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, 2020, pp. 76–81. doi: 10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159.
41. Shutenko O., Ponomarenko S. Analysis of Distribution Laws of Transformer Oil Indicators in 110–330 kV Transformers. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2021, no. 5, pp. 46–56. doi: 10.20998/2074-272X.2021.5.07.
42. Bur'yanov B. P. *Transformatornoe maslo* [Transformer oil]. Moscow, Gosenergoizdat Publ., 1955. 190 p.
43. Chernozhukov N. I., Kreyn S. E. *Okislyaemost' mineral'nykh masel* [Oxidability of mineral oils]. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 1959. 370 p.
44. Manevich L. O. *Obrabotka transformatornogo masla* [Transformer oil treatment]. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1985. 104 p.
45. Kassi K. S., Fofana I., Volat C., Farinas M. I. Impact of oils degradation on the cooling capacity of power Transformers. *The 19th International Symposium on High Voltage Engineering*. Pilsen, Czech Republic, 2015.

Надійшла (received) 04.12.2021

Відомості про авторів / Сведения об авторах / About the Authors

Пономаренко Сергій Григорович (Пonomarenko Сергей Григорьевич, Serhii Hryhorovych 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.