

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

ФОРМУВАННЯ ЕТАЛОННИХ ТРАЄКТОРІЙ ПОКАЗНИКІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ ДЛЯ АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ 330 КВ

У статті наводиться опис процедури статистичної обробки результатів періодичних експлуатаційних випробувань стану трансформаторних масел в баках автотрансформаторів напругою 330 кВ з метою формування еталонних траєкторій показників для ранньої діагностики трансформаторних масел. Запропонована процедура статистичної обробки результатів періодичних експлуатаційних випробувань стану трансформаторних масел включає в себе два етапи. На першому етапі статистичної обробки, з метою зниження впливу похибок, характерних для експлуатаційного контролю, здійснюється відсів стаціонарних по математичному очікуванню залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації. Для вирішення даної задачі запропоновано використовувати математичний апарат однофакторного регресійного аналізу показника масел на тривалість експлуатації. Практична реалізація такого підходу показала, що використання регресійного аналізу дозволяє виявити не тільки стаціонарні залежності показників масла (тобто ті залежності, для яких з ростом тривалості експлуатації не спостерігається статистично значущої зміни математичного очікування показника, що еквівалентно рівності нулю значення кутового коефіцієнта регресійної моделі), але і залежності показників масел спотворені за знаком коефіцієнта парної кореляції показника масла на тривалість експлуатації. На другому етапі статистичної обробки здійснюється безпосереднє формування еталонних траєкторій показників. Для врахування нелінійного характеру залежностей показників масла від тривалості експлуатації, а також істотних відмінностей в інтенсивності старіння трансформаторних масел в окремих трансформаторах, які обумовлені як відмінностями в конструкції і системах охолодження автотрансформаторів, так і різними марками трансформаторних масел і відмінностями в режимах експлуатації автотрансформаторів, був використаний критерій максимуму кореляційного відношення показника масла на тривалість експлуатації. Використання даного критерію дозволило сформувати еталонні траєкторії показників трансформаторних масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ, навіть в умовах обмеженої інформації про режими експлуатації аналізованих автотрансформаторів. Наведений приклад практичного використання запропонованої процедури при формуванні еталонних траєкторій вмісту в маслі органічних кислот продемонстрував її високу ефективність.

Ключові слова: автотрансформатори 330 кВ, показники трансформаторних масел, результати періодичних випробувань, процедура статистичної обробки даних, регресійний аналіз, нелінійна кореляція, залежності показників від тривалості експлуатації, інтенсивність окислювальних реакцій, еталонні траєкторії.

S. PONOMARENKO

FORMATION OF REFERENCE TRAJECTORIES FOR TRANSFORMER OIL INDICATORS FOR 330 KV AUTOTRANSFORMERS

The article describes the procedure of statistical processing of the results of periodic operational tests of transformer oils condition in 330 kV autotransformer tanks with the purpose of forming the reference trajectories of indicators for early diagnosis of transformer oils. The proposed procedure for statistical processing of the results of periodic operational condition tests of transformer oils includes two stages. At the first stage of statistical processing, to reduce the influence of errors characteristic of in-service control, the stationary dependences of transformer oil indicators on the operation time are eliminated according to mathematical expectation. To solve this problem it was proposed to use a mathematical apparatus of single-factor regression analysis of the indicator of oils on the operation time. Practical realisation of such approach has shown that use of the regression analysis allows to reveal not only stationary dependences of oil indicators (that is those dependences for which with growth of operation time no statistically significant change of mathematical expectation of the indicator is observed, that is equivalent to equality to zero of value of angle coefficient of the regression model), but also dependences of oil indicators distorted by a sign of a pair correlation coefficient of oil indicator on operation time. At the second stage of statistical processing the direct formation of reference trajectories of indicators is carried out. To take into account the non-linear nature of the dependences of oil indicators on the operation time and significant differences in the intensity of ageing of transformer oils in individual transformers, due to differences in design and cooling systems of autotransformers, as well as different brands of transformer oils and differences in operating modes of autotransformers, the criterion of maximum correlation of oil indicator on the operation time was used. The use of this criterion allowed to form the reference trajectories of transformer oil indicators in 330 kV autotransformers even in conditions of limited information about operating modes of analysed autotransformers. The given example of practical use of the proposed procedure in the formation of reference trajectories of organic acids content in oil has demonstrated its high efficiency.

Keywords: 330 kV autotransformers, transformer oil indicators, periodic test results, statistical data processing procedure, regression analysis, non-linear correlation, dependence of indicators on operation time, oxidative reactions intensity, reference trajectories.

Постановка проблеми. Розробка і практичне впровадження методів і математичних моделей, які дозволяють виявляти технологічні порушення високовольтних силових трансформаторів і автотрансформаторів на ранніх стадіях, дозволить не тільки істотно підвищити експлуатаційну надійність обладнання електричних мереж, а й здійснити перехід на технічне обслуговування даного обладнання за його поточним станом, а не за календарним планом. У свою чергу, такий перехід дозволить істотно знизити експлуатаційні витрати і підвищити ефективність

періодичних випробувань стану ізоляції високовольтного обладнання. Важливою умовою при розробці таких моделей є необхідність врахування фізичних особливостей процесів, що призводять до погіршення властивостей ізоляції високовольтного обладнання, а також урахування впливу зовнішніх факторів, що впливають на ізоляцію в процесі тривалої експлуатації.

Одним з елементів ізоляції високовольтних силових трансформаторів і автотрансформаторів, що багато в чому визначають їх експлуатаційну

© С. Г. Пономаренко, 2022

надійність є трансформаторне масло. Утворення і накопичення продуктів окислення масла в процесі тривалої експлуатації високовольтних трансформаторів і автотрансформаторів призводить не тільки до погіршення діелектричних властивостей масел і зниження електричної міцності масляних проміжків [1–4], але і зниження ступеня полімеризації целюлози [5–8], що призводить до скорочення залишкового ресурсу високовольтних автотрансформаторів. У зв'язку з цим розробка математичних моделей, які дозволяють виявляти прискорене старіння масел в баках високовольтних трансформаторів і автотрансформаторів на ранній стадії, коли значення показників масла ще відповідають нормальному стану згідно з критеріями, регламентованих в діючих нормативних документах [9–13], є актуальним і практично значущим завданням.

Аналіз публікацій. Виконаний аналіз літературних джерел показав, що питанню удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел присвячено досить велике число публікацій. Так, в [14] запропоновано метод оцінки зістареного масла, заснований на результатах попередніх досліджень механізму розвитку деградації і зміни різних характеристик ізоляційного масла. На відміну від традиційного підходу пропонується оцінювати вміст карбонільних груп, значення числа омилення, вміст перекисів, загальну кислотність, вміст спиртів. У [15] представлений дворівневий гібридний метод оптимізації для аналізу характеристик діелектричного відгуку в часовій області. Алгоритм оптимізації заснований на комбінованих статистичних показниках (CSI) і теорії випадкового лісу (RF). Досить велика кількість публікацій присвячена використанню регресійних моделей [16–22]. Так, у [16] розроблена нова методика діагностики та моніторингу з використанням нелінійної поліноміальної регресійної моделі. Результати експериментів використовуються для створення поліноміальної регресійної моделі як функції пробивної напруги, вмісту води та загальної кислотності. У [17] для оцінки пробивної напруги, питомого опору і тангенса кута діелектричних втрат масла за вмістом води використовувалися експоненціальні регресійні моделі. У [18] для оцінки індексу справності силових трансформаторів аналізувалися шість регресійних моделей різного виду: лінійна, Ріджа, ласо, випадкового лісу, опорних векторів і глибокої нейронної мережі. Показано, що регресія випадкового лісу дає найкращу модель, надаючи найкращий вихідний набір даних з найменшими помилками. А в [19] розроблена модель з використанням мультигенної символічної регресії для створення та оцінки взаємозв'язку між міжфазним натягом та іншими параметрами масел. У [20] використані логістична регресія та алгоритм Байеса для оцінки дефектів трансформаторів 110 кВ. А в [21, 22] для оцінки ступеня старіння трансформаторних масел запропоновано

використовувати моделі множинної регресії, в яких тривалість експлуатації є функцією показників масла. У [23] для прогнозування віку трансформаторних масел використовувалися вейвлет-перетворення і метод нейронної мережі зі зворотним поширенням, а в [24] для оцінки пробивної напруги і вмісту води в маслі використовувалася багаточастотна ультразвукова технологія і узагальнена регресійна нейронна мережа. У [25] для прогнозування залишкового ресурсу трансформаторів за значеннями показників масла, вмісту фуранових похідних і розчинених в маслі газів використана нейронна мережа, а в [26] аналогічна задача вирішувалася з використанням адаптивної системи нейро-нечіткого виведення. Для коригування гранично допустимих значень показників трансформаторних масел в [27–29] використовуються методи статистичних рішень. А в [30, 31] для оцінки стану трансформаторних масел використовувалися алгоритми машинного навчання. Ще одним перспективним підходом для вирішення завдань ранньої діагностики стану трансформаторних масел є метод еталонних траєкторій. Як показано в [32, 33] даний метод є досить ефективним і дозволяє виявляти трансформатори з прискореним старінням масел на ранній стадії. Однак, еталонні траєкторії, наведені в [32, 33] отримані для трансформаторів напругою 110 кВ. У той же час еталонні траєкторії для трансформаторів інших класів напруг відсутні. Остання обставина і послужило причиною для проведення даних досліджень.

Мета статті. У статті наведено процедуру статистичного аналізу результатів періодичного контролю стану трансформаторних масел у баках автотрансформаторів напругою 330 кВ з метою формування еталонних траєкторій показників масел.

Метод досліджень. Одним із методів, що дозволяють виконувати діагностику стану технічних об'єктів на ранній стадії, є метод траєкторій. Даний метод спочатку був розроблений для вирішення завдань прогнозування стану технічного обладнання [34], проте в процесі розвитку [32, 33] був адаптований для вирішення завдань ранньої діагностики. Суть методу полягає в тому, що рішення про стан діагностованого об'єкта приймається на підставі аналізу приналежності залежностей його діагностичних ознак від тривалості експлуатації до тієї чи іншої еталонної траєкторії. Під еталонною траєкторією [34] слід розуміти залежності діагностичних ознак від тривалості експлуатації, отримані для безлічі однотипних технічних об'єктів, які експлуатуються у схожих умовах. Для оцінки ступеня належності діагностованої залежності до тієї чи іншої еталонної траєкторії в [32, 33] запропоновано використовувати величину діагностичної відстані L , яка розраховується в евклідовому просторі:

$$L_{(v)}(x, a) = \left(\sum_{j=1}^N |x_j - a_j|^v \right)^{\frac{1}{v}}, \quad (1)$$

де x – центр еталонної траєкторії в j -й момент часу;
 a – значення ознаки в j -й момент часу, на діагностованій залежності;

v – міра відстані.

Діагностована залежність відноситься до однієї з еталонних, якщо виконується умова:

$$L_i = \min, \text{ то } x \in D_i. \quad (2)$$

Надійність розпізнавання в цьому випадку буде тим вище, чим менше відстань L_i порівняно з іншими відстанями. Це можна охарактеризувати коефіцієнтом розпізнавання:

$$\xi_i = \frac{1/L_i}{\sum_{k=1}^n 1/L_k}. \quad (3)$$

Величина ξ_i грає роль, подібну з ймовірністю діагнозу, оскільки $\sum_{i=1}^n \xi_i = 1$. Розпізнавання відповідно до умови (2) вважається надійним, якщо $\xi_i > \xi_0$, де ξ_0 – заздалегідь обраний рівень розпізнавання.

Для врахування відмінностей у швидкості дрейфу діагностичних ознак у різному обладнанні, які обумовлені різними умовами експлуатації, в [32, 33] запропонована наступна процедура прийняття рішення. Діагностована залежність показника від тривалості експлуатації перевіряється на приналежність одночасно трьом еталонним траєкторіям. При цьому перша еталонна траєкторія побудована для даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають умови експлуатації схожі з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта. Друга еталонна траєкторія побудована для даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають більш «важкі» умови експлуатації порівняно з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта. Третя еталонна траєкторія побудована для даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають більш «легкі» умови експлуатації порівняно з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта.

Якщо залежності всіх діагностичних ознак для даного об'єкта належать до першої еталонної траєкторії (тобто еталонної траєкторії, побудованої для даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають умови експлуатації схожі з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта), то стан об'єкта вважається нормальним, процеси старіння не є прискореними.

Якщо залежність хоча б однієї діагностичної ознаки для даного об'єкта належить другій еталонній траєкторії (тобто еталонній траєкторії, побудованої для даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають більш «важкі» умови експлуатації порівняно з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта), то старіння вважається прискореним. В цьому випадку рекомендується застосувати заходи щодо його інгібування незалежно від того чи

знаходяться значення даної діагностичної ознаки в області допустимих значень чи ні.

Якщо залежність хоча б одного діагностичного ознаки для даного об'єкта належить третій еталонній траєкторії (тобто даної діагностичної ознаки в однотипних об'єктах, які мають більш «легкі» умови експлуатації порівняно з умовами експлуатації для діагностованого об'єкта), то з'ясовуються причини, за якими відбулося зниження інтенсивності старіння. У цьому випадку важливо встановити, чи є зниження швидкості дрейфу діагностичної ознаки наслідком порушень, похибок і помилок при проведенні випробувань або ж дане зниження обумовлено об'єктивними причинами (зміна умов оперативного втручання персоналу і т.д.).

Таким чином, метод траєкторій, на відміну від традиційного підходу, дозволяє не тільки виявляти обладнання з аномально прискореними процесами старіння, але і виявляти технологічні порушення в процесі проведення випробувань, що дозволить істотно підвищити експлуатаційну надійність обладнання.

Практична реалізація описаного методу зводиться до формування еталонних траєкторій, тобто сукупності значень діагностичних ознак з однотипного обладнання на максимально великому інтервалі експлуатації. В якості вихідних даних для формування еталонних траєкторій можна використовувати як результати прискореного старіння масел в лабораторних умовах [35, 36], так і результати експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел. Обидва з існуючих підходів не позбавлені і недоліків. Зокрема при проведенні експериментів зі штучного зістарення масел виникають об'єктивні складності з максимальним урахуванням всього спектру можливих впливів на трансформаторне масло (зміна робочої температури в часі, відмінності в значеннях напруженості електричного поля, відмінності в конструкційних матеріалах і т.д.), які мають місце в умовах реальної експлуатації. При використанні результатів експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел дані недоліки відсутні. Більш того, в енергосистемі України в експлуатації знаходиться значне число автотрансформаторів, що мають значний термін напрацювання, причому по багатьом з них є в наявності результати періодичного контролю з моменту введення в експлуатацію. Ці дані можна розглядати як результати експерименту по зістаренню ізоляції трансформаторів, при цьому важливою їх перевагою є те, що ці дані отримані в результаті експлуатаційних впливів і адекватно відображають реальні процеси старіння ізоляції. Однак істотним недоліком використання цих даних для формування еталонних траєкторій, є наявність спотворень результатів випробувань, які обумовлені як втручанням оперативного персоналу з метою інгібування процесів старіння масла (доливання, сушка, заміна силікагелю, додавання антиокислювальних присадок, регенерація, заміна масла), так і наявністю похибок і грубих промахів в

результатах вимірювань. Значно зменшити кількість спотворених результатів можна шляхом попередньої статистичної обробки результатів періодичних випробувань.

Процедура статистичної обробки результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел. Для виявлення спотворених результатів випробувань пропонується використовувати аналіз залежностей показників якості трансформаторних масел від тривалості експлуатації. Як показано в [4, 37] залежності показників масла від тривалості експлуатації є нестационарними по математичному очікуванню, тобто має місце статистично значуща зміна значень показників з ростом тривалості експлуатації. Основна ідея пропонованого підходу полягає в тому, що грубі похибки і промахи в результатах вимірювань призводять не тільки до змін в значеннях показників масла, але і до зміни характеру залежності показника від тривалості експлуатації. Тоді аналізуючи характер залежності показника масла від тривалості експлуатації можна виявити найбільш грубі похибки і промахи.

Результати поточного (i -го) вимірювання для j -го показника трансформаторних масел можна представити у вигляді суми декількох складових [38]:

$$Y_{i,j} = Y_{i-1,j} \pm \Delta Y_{i,j} \pm \varepsilon_{i,j}, \quad (4)$$

де $Y_{i,j}$ – результати, отримані після поточного вимірювання j -го показника;

$Y_{i-1,j}$ – фонові компоненти, тобто результати вимірювання, отримані при попередньому аналізі;

$\Delta Y_{i,j}$ – приріст значення показника, обумовлений природним старінням масла;

$\varepsilon_{i,j}$ – сумарна похибка методики випробувань, обумовлена помилками при відборі проб, зміні складу проби при транспортуванні, систематичних і випадкових похибок при виконанні аналізу і т. д.

Похибка методики випробувань $\varepsilon_{i,j}$ буде впливати як на величину результатів попередніх вимірювань, так і на значення збільшення показника. Крім того, величина збільшення показника буде визначатися цілим рядом експлуатаційних факторів, як-от режим навантаження і особливості експлуатації обладнання, де знаходиться масло, його робоча температура, сорт (марка) масла, його якість і т. д. Тому виділити величину похибки за результатами тільки поточного випробування не є можливим. У цьому випадку доцільніше перейти до аналізу часових рядів, тобто залежностей показників від тривалості експлуатації. Процес зміни діагностичної ознаки в часі $Y(t)$ можна представити у вигляді двох складових – регулярної $f(a, t)$ і випадкової $\eta(t)$ [37, 38]:

$$Y(t) = f(a, t) + \eta(t). \quad (5)$$

Враховуючи, що значення показників повинні змінюватися зі збільшенням тривалості експлуатації [4, 37], логічно було б припустити, що найменшому значенню похибки методики випробувань буде

відповідати значущі перевищення регулярної складової $f(a, t)$ над випадковою складовою $\eta(t)$. Дану умову можна записати у вигляді:

$$f(a, t + \Delta t) - f(a, t) \gg \eta(t + \Delta t) - \eta(t). \quad (6)$$

Очевидно, що чим сильніше нерівність (6), тим ближче аналізований процес до детермінованого, функціонально залежного від тривалості експлуатації, тим менше вплив похибки випробування на результати періодичного контролю.

Таким чином, задачу оцінки достовірності результатів періодичного контролю можна сформулювати наступним чином: *результати поточного вимірювання не містять значущої похибки, якщо не відбувається перевищення випадкової складової $h(t)$ над регулярною складовою $f(a, t)$.*

Для перевірки умови (5) необхідно задатися моделлю, яка б характеризувала зміну показника у в часі. Найбільш зручно рівняння (5) представляти у формі лінійної регресійної моделі

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 t + e_i, \quad (7)$$

де β_0 і β_1 – невідомі константи; t – час, який розглядається як незалежна змінна, вимірювана без помилок; e_i – безліч помилок, які є незалежними випадковими величинами з нульовим математичним очікуванням і однаковою невідомою дисперсією σ^2 .

Незмінність дисперсії σ^2 помилок e_i в часі спрощує модель (5), перетворюючи випадкову в часі складову $\eta(t)$ у випадкову величину e_i . Таким чином $f(a, t) = \beta_0 + \beta_1 t$, де $a = (\beta_0, \beta_1)$.

У випадку справедливості моделі (7) для порівняння регулярної та випадкової компонент зручно використовувати алгоритм регресійного аналізу. Відомо [39], що сума квадратів відхилень від середнього (S), для лінійної моделі розкладається на дві складові: суму квадратів, обумовлену регресією (S_1), і суму квадратів відносно регресії (S_2). Висуваємо основну гіпотезу $H_0: \beta_1 = 0$, часові ряди інваріантні в часі, тобто шумова компонента значимо перевершує систематичну. Виконання умови (6) буде відповідати випадку, коли основна гіпотеза відкидається. Для перевірки гіпотези H_0 розраховується величина міри згоди:

$$R^2 = 1 - \frac{S_2}{S} = \frac{S - S_2}{S} = \frac{S_1}{S}$$

і значення F -критерію:

$$F = \frac{R^2}{(1 - R^2)}(n - 2),$$

де n – обсяг вибіркового значення в аналізованому часовому ряду.

Гіпотеза H_0 відкидається, якщо розрахункове значення F -критерію перевищує табличне при рівні

значущості $\alpha = 0,95$ і числі ступенів свободи $\nu_1 = 1$ і $\nu_2 = n - 2$.

Таким чином для виявлення грубих похибок в результатах періодичного контролю стану трансформаторного масла досить виконати перевірку гіпотези H_0 про значущість лінійної регресії показника трансформаторного масла на тривалість експлуатації. При цьому прийняте рішення про справедливість основної гіпотези H_0 свідчить про наявність істотних похибок в результатах випробувань.

Формування масивів даних з ідентичною швидкістю дрейфу показників. Ще одним фактором, що істотно ускладнює використання результатів експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел для формування еталонних траєкторій, є неоднорідність вихідних даних. Ця неоднорідність викликана, перш за все, різною швидкістю старіння масел, яка обумовлена різними режимами роботи автотрансформаторів, різними типами трансформаторних масел, залитих в бак автотрансформаторів, відмінностями в конструкції автотрансформаторів і їх систем охолодження. Це призводить до істотних відмінностей в інтенсивності старіння масел і, як наслідок, до відмінностей окремо взятих залежностей одного і того ж показника від тривалості експлуатації в різних автотрансформаторах. Виконані в [40–42] дослідження показали значущий вплив завантаження трансформаторів на інтенсивність старіння трансформаторного масла, але при цьому інформація про значення коефіцієнтів завантаження автотрансформаторів не завжди є відомою або доступною. Більш того результати досліджень, наведені в [4, 43], свідчать про нелінійний характер залежностей показників масел від тривалості експлуатації, що істотно ускладнює завдання формування еталонних траєкторій.

Завдання формування статистично однорідних часових рядів показників зводиться до вибору часових послідовностей, для яких сорт і якість трансформаторного масла, а також умови його експлуатації збігалися. Зміна значень показників масла відбувається під дією багатьох факторів, причому кількісний рівень впливу цих факторів не завжди відомий, що значно ускладнює завдання формування статистично однорідних послідовностей. У таких умовах, коли не відомі ні кількісні рівні впливу факторів, ні вид функціональної залежності, найдоцільніше вирішувати зворотну задачу, тобто підбирати часові ряди таким чином, щоб вони забезпечували мінімальний розкид щодо передбачуваної лінії тренда. Оскільки вид цієї лінії не відомий, необхідно підібрати таку статистичну характеристику, яка, з одного боку, давала б інформацію про тісноту стохастичного зв'язку між показником та часом експлуатації (тим самим би забезпечувала умову однорідності на всьому інтервалі спостереження показника) і в той же час не була б прив'язана до залежності певного виду. Такою характеристикою може бути вибіркоче кореляційне

відношення [44, 45]. Вибіркове кореляційне відношення [44, 45] служить для оцінки тісноти нелінійного кореляційного зв'язку між величинами X і Y та визначається як відношення міжгрупового середнього квадратичного відхилення до загального середнього квадратичного відхилення величини Y :

$$\eta_{yx} = \frac{\sigma_{\text{міжгр}}}{\sigma_{\text{заг}}} = \frac{\sigma_{\bar{y}_x}}{\sigma_y}. \quad (8)$$

Міжгрупове та загальне середнє квадратичне відхилення визначаються як:

$$\sigma_{\bar{y}_x} = \sqrt{\frac{\sum n_x \cdot (\bar{y}_x - \bar{y})^2}{n}}$$

$$\sigma_y = \sqrt{\frac{\sum n_y \cdot (y - \bar{y})^2}{n}}$$

де n – обсяг вибіркового значень;

n_x – частота значення x величини X ;

n_y – частота значення y величини Y ; – загальна середня величини Y ;

\bar{y} – умовна середня величини Y , тобто середнє арифметичне спостережених значень Y відповідних $X = x$.

Використання величини кореляційного відношення [45] як міри однорідності часових рядів складових масив даних можна обґрунтувати з точки зору наступних позицій. Оскільки всі значення величини Y розбиті на групи (часові інтервали), то можна представити загальну дисперсію ознаки у вигляді суми внутрішньо- і міжгрупової дисперсій:

$$\sigma_{\text{заг}}^2 = \sigma_{\text{внгр}}^2 + \sigma_{\text{міжгр}}^2. \quad (9)$$

Перетворимо вираз (9) наступним чином:

$$\sigma_{\text{внгр}}^2 = \sigma_{\text{заг}}^2 \cdot \left[1 - \frac{\sigma_{\text{міжгр}}^2}{\sigma_{\text{заг}}^2} \right].$$

Або ж з урахуванням (8):

$$\sigma_{\text{внгр}}^2 = \sigma_{\text{заг}}^2 \cdot [1 - \eta_{yx}^2] \quad (10)$$

Як видно з (10) у разі якщо $\eta_{yx} \rightarrow 1$, то $\sigma_{\text{внгр}}^2 \rightarrow 0$, отже прагнуть до нуля і кожна з групових дисперсій, що природно говорить про підвищення однорідності загального масиву даних. Таким чином, задача формування масиву статистично однорідних часових рядів зводиться до пошуку такої комбінації часових рядів показника, яка б забезпечувала максимальне значення величини кореляційного відношення на заданому часовому інтервалі. Для вирішення даної задачі була розроблена наступна послідовність формування масиву однорідних даних.

1. Для результатів випробувань по кожному трансформатору були розраховані значення коефіцієнтів парної кореляції кожного з показників на тривалість експлуатації.

2. Отримані значення коефіцієнтів парної кореляції ранжувалися за спаданням.

3. В якості базового ряду вибирали часовий ряд показника, для якого спостерігалось максимальне значення коефіцієнта парної кореляції на найбільшому інтервалі спостережень.

4. До базового ряду додавали наступний ряд, що має максимальне значення коефіцієнта парної кореляції, і визначали кореляційне відношення об'єднаного ряду.

5. У разі, якщо значення кореляційного відношення об'єднаного ряду зменшувалося, ряди визнавали неоднорідними і до базового додавали наступний ряд.

6. Після виконання перевірки базового ряду з останнім рядом в масиві досліджуваного показника формували наступний масив однорідних даних цього ж показника з тих даних, які не увійшли в попередній масив, в аналогічній послідовності.

Формування еталонних траєкторій. Отримані масиви даних з ідентичною швидкістю дрейфу показників дозволяють сформувати еталонні траєкторії показників. Спочатку визначаються центри еталонних траєкторій в кожен момент часу для кожного з отриманих масивів показника:

$$\bar{S}_{ni} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i, \quad (11)$$

де \bar{S}_{ni} – центр n -ї еталонної траєкторії в i -й момент часу; x_i – значення показника масла в i -й момент часу.

Після чого розраховуються значення міри множини в i -й момент часу за виразом:

$$D_{Bn}^2 = \sum_{i=1}^N [x_i - \bar{S}_{ni}]^2, \quad (12)$$

Далі визначаються діаметри еталонних траєкторій для кожного масиву з ідентичною швидкістю дрейфу за всіма показниками масел. Під діаметром еталонної траєкторії будемо розуміти найбільшу відстань між двома його точками, тобто величину пропорційну мірі множини в i -му часовому перерізі:

$$D_{\lambda i} = \gamma D_{Bni}, \quad (13)$$

де γ – коефіцієнт, який залежить від закону розподілу точок множини в просторі ознак і точності, з якою бажано визначити границю множини.

З виразу (13) видно, що діаметр кожної з множин буде залежати як від міри множини, так і від коефіцієнта γ . Чим більше значення γ тим більше значення діаметра, отже, тим вище ймовірність перетину двох сусідніх траєкторій, що в свою чергу підвищує величину невизначеності при розпізнаванні

траєкторій. Надмірне зниження величини γ призводить до того, що діаметр підмножин звужується, зростає ймовірність виходу діагностованої траєкторії за граничне значення, що еквівалентно зростанню ймовірності помилки I-го роду. Таким чином, значення γ повинно забезпечувати максимальне значення діаметрів підмножин при мінімальному числі спільних точок між двома сусідніми підмножинами.

Практичні результати. Для ілюстрації ефективності запропонованої процедури розглянемо послідовність формування еталонних траєкторій для вмісту в маслі органічних кислот в автотрансформаторах 330 кВ. В якості вихідних даних були використані результати періодичних випробувань стану трансформаторних масел по 48 автотрансформаторах з 3-х областей України. Загальний обсяг вихідних даних склав 850 вибіркового значень.

Представивши результати випробувань у вигляді часових рядів, тобто залежностей вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації, був виконаний регресійний аналіз отриманих залежностей. За результатами аналізу з вихідного масиву даних (позначимо його як M0) були видалені 15 часових рядів (загальним обсягом 142 вибіркового значення), для яких з ростом тривалості експлуатації не мало місце значиме зростання вмісту органічних кислот. Далі з отриманого масиву після відсіву стаціонарних і спотворених часових рядів (позначимо його як Mr), використовуючи критерій максимуму кореляційного відношення, були виділені 4 масиви даних (M1–M4) з ідентичною швидкістю утворення органічних кислот. Для розрахунку значень коефіцієнта парної кореляції, а також прямого і зворотного кореляційного відношень була використана програма «KORELL» [46]. У табл. 1 наведені значення коефіцієнта парної кореляції і кореляційного відношення між вмістом в маслі автотрансформаторів органічних кислот і тривалістю експлуатації для масивів даних на різній стадії обробки. А на рис. 1 наведені залежності вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот від тривалості експлуатації для масивів даних на різній стадії обробки.

Таблиця 1 – Значення коефіцієнта парної кореляції і кореляційного відношення між вмістом в маслі автотрансформаторів органічних кислот і тривалістю експлуатації для масивів даних на різній стадії обробки

Масив	n	N	Коефіцієнт парної кореляції ρ_{y-t}	Кореляційне відношення	
				$\eta_{y/t}$	$\eta_{t/y}$
M0	48	850	0.311	0.749	0.551
Mr	33	708	0.625	0.849	0.987
M1	6	132	0.961	0.982	0.999
M2	5	103	0.948	0.984	0.993
M3	7	227	0.913	0.972	0.999
M4	11	180	0.953	0.983	1.000

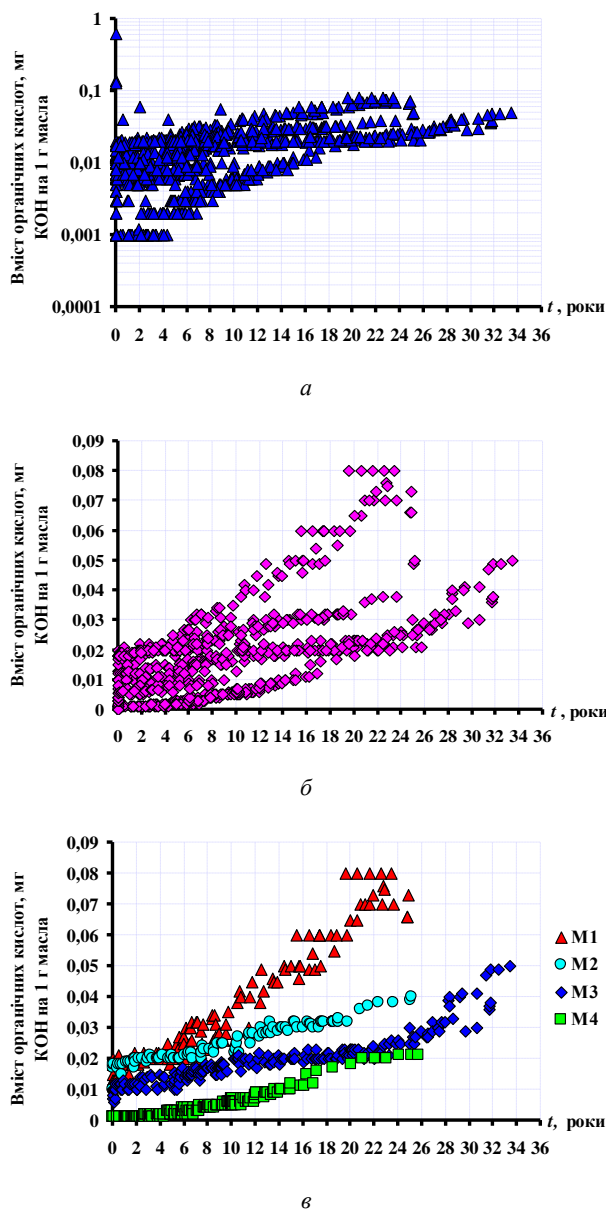


Рисунок 1 – Залежності вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот від тривалості експлуатації для масивів даних на різній стадії обробки:

- a* – масив вихідних даних без попередньої обробки (M0);
- б* – масив вихідних даних після відсіву стаціонарних і зашумлених часових рядів (Mг);
- в* – масиви даних з ідентичною швидкістю утворення органічних кислот

Як видно з табл. 1 і рис. 1 на кожному етапі статистичної обробки має місце збільшення як значення коефіцієнта парної кореляції показника на тривалість експлуатації, так і значень прямого і зворотного кореляційних відношень, що дозволяє зробити висновок про високу ефективність запропонованої процедури.

Отримані масиви даних з ідентичною швидкістю утворення органічних кислот (M1–M4) дозволили сформувати еталонні траєкторії аналізованого показника. Враховуючи відносно невеликий обсяг вибірових значень в масивах M1–M4 при визначенні

центрів еталонних траєкторій усереднення значень виконувалося з кроком 1 рік. Далі були визначені міри множин за виразом (12). Результати досліджень законів розподілу показників масел, наведені в [47], свідчать про те, що розподіл значень показників масел в автотрансформаторах 330 кВ може бути описано розподілом Вейбулла. При цьому має місце змищення значень математичного очікування показників із погіршенням властивостей масел, що призводить до зміни знака коефіцієнта асиметрії розподілів. Дана обставина не дозволяє виробити загальний підхід для визначення коефіцієнта γ при розрахунку діаметрів еталонних траєкторій (13). Однак оскільки в запропонованому вирішальному правилі приналежність до тієї чи іншої траєкторії оцінюється по мінімуму діагностичної відстані до центру еталонної траєкторії, а не по попаданню діагностованої залежності в діаметр траєкторії [34], то, власне кажучи, значення діаметрів траєкторій не впливають на достовірність прийняття рішень, тому в даній роботі значення діаметрів еталонних траєкторій визначалися індивідуально за критерієм мінімізації числа спільних точок. Отримані еталонні траєкторії вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот наведені на рис. 2.

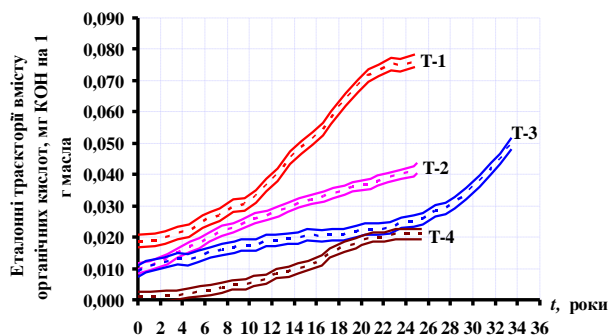


Рисунок 2 – Еталонні траєкторії вмісту в маслі органічних кислот для автотрансформаторів 330 кВ.

Порівнюючи отримані траєкторії на рис. 2 з еталонними траєкторіями для трансформаторів 110 кВ, наведеними в [32], слід зазначити, що незважаючи на більш високий клас напруги інтенсивність окислювальних реакцій в автотрансформаторах 330 кВ істотно нижче, ніж в трансформаторах 110 кВ. Даний висновок добре збігається з результатами, отриманими в [47, 48].

Висновки. Запропоновано процедуру формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел за результатами періодичного експлуатаційного контролю. Безумовною перевагою запропонованої процедури є можливість формування еталонних траєкторій показників масел в умовах обмеженості або повної відсутності апріорної інформації про режими роботи обладнання, його конструктивних особливостей і впливу експлуатаційних факторів. Вперше отримано еталонні траєкторії вмісту в маслі органічних кислот для автотрансформаторів 330 кВ. Наведений приклад

практичної реалізації показав високу ефективність запропонованої процедури.

Список літератури

1. Diwyacitta K., Prasajo R. A., Suwarno S. Study on correlation among oil dielectric characteristics, dissolved gases, and operating life of 150 kv power transformer. *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*. 2017. Vol. 9, no. 3. P. 585–602. DOI: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2017.9.3.12>.
2. 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>.
3. Wu-liang D. Analysis of life cycle characteristics of power transformer based on linear regression. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. 2019. Vol. 223. P. 012029. DOI: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/223/1/012029>.
4. 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>.
5. Ojha S. K., Purkait P., Chakravorti S. Evaluating the effects of lower molecular weight acids in oil-paper insulated transformer. *2017 3rd International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*, Rupnagar, 16–18 November 2017. P. 138–143. DOI: <https://doi.org/10.1109/catcon.2017.8280200>.
6. Rao U. M., Fofana I., Betie A., Senoussaoui M. L., Brahami M., Briosso 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: <https://doi.org/10.1109/mei.2019.8878258>.
7. Liu J., Fan X., Zheng H. et al. Aging condition assessment of transformer oil-immersed cellulose insulation based upon the average activation energy method. *Cellulose*. 2019. Vol. 26, no. 6. P. 3891–3908. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10570-019-02331-1>.
8. Li S., Ge Z., Abu-Siada A., Yang L., Li S., Wakimoto K. A new technique to estimate the degree of polymerization of insulation paper using multiple aging parameters of transformer oil / S. Li et al. *IEEE Access*. 2019. Vol. 7. P. 157471–157479. DOI: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2949580>.
9. IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment – supervision and maintenance guidance. Official edition. 2013. 93 p.
10. 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>.
11. СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Вид. офіц. Київ, 2018.
12. BS EN 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment. Supervision and maintenance guidance. Effective from 2014-03-31. Official edition. 2013. 50 p.
13. 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/Trnsfrmr.pdf> (дата звернення: 26.01.2022).
14. Wada J., Ueta G., Okabe S., Amimoto T. Method to evaluate the degradation condition of transformer insulating oil – establishment of the evaluation method and application to field transformer oil. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2015. Vol. 22, no. 2. P. 1266–1274. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.7076830>.
15. Liu Q., Cai C., Wu L., Yan R. A novel characteristic optimization method based on combined statistical indicators and random forest for oil-paper insulation state diagnosis. *CSEE Journal of Power and Energy Systems*. 2021. P. 1–10. DOI: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2020.03520>.
16. 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: <https://doi.org/10.1080/15325008.2019.1604848>.
17. 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>.
18. Leauprasert K., Suwanasri T., Suwanasri C., Poonnoy N. Intelligent Machine Learning Techniques for Condition Assessment of Power Transformers. *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, Chiangmai, Thailand, 14–16 October 2020. P. 65–68. DOI: <https://doi.org/10.1109/icpei49860.2020.9431460>.
19. Paul D., Goswami A. K. A multi-gene symbolic regression approach of determining insulating oil interfacial tension. *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Jaipur, India, 16–19 December 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/pedes49360.2020.9379528>.
20. Hu C., Zhang C., Zhang Z., Xie S. Comparative study on defects and faults detection of main transformer based on logistic regression and naive bayes algorithm. *Journal of Physics: Conference Series*. 2021. Vol. 1732. P. 012075. DOI: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1732/1/012075>.
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, 21–25 September 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/paep49887.2020.9240875>.
22. Shutenko O., Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>.
23. Setiawati N. E., Rosmaliati, Lystianingrum V., Priyadi A., Purnomo M. H. Distribution transformer oil age prediction using neuro wavelet. *2018 10th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, Bali, 24–26 July 2018. P. 202–207. DOI: <https://doi.org/10.1109/icitee.2018.8534830>.
24. Su Y., Liu M.-N., Kong X.-H. et al. Evaluation of breakdown voltage and water content in transformer oil using multi frequency ultrasonic and generalized regression neural network. *Journal of Nanoelectronics and Optoelectronics*. 2021. Vol. 16, no. 3. P. 387–394. DOI: <https://doi.org/10.1166/jno.2021.2971>.
25. 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)*, Bandung, Indonesia, 9–10 July 2019. P. 574–579. DOI: <https://doi.org/10.1109/iceei47359.2019.8988870>.
26. 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: <https://doi.org/10.1109/tdei.2018.006392>.
27. 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: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.16>.
28. 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>.
29. 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>.
30. 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: <https://doi.org/10.3390/en14071809>.
31. 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>.
32. 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.
 33. 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>.
 34. Гаскаров Д. В., Голинкевич Т. А., Мозгалевский А. В. Прогнозирование технического состояния и надежности радиоэлектронной аппаратуры. Москва : Советское Радио, 1974. 222 с.
 35. 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.
 36. Belmecheri H., Seghier T., Belkheiri M., Zegnini B. Insulating and thermal aging dielectric properties dependency of transformer oil using spectroscopy techniques. *Instrumentation Mesure Métrologie*. 2019. Vol. 18, no. 4. P. 337–342. DOI: <https://doi.org/10.18280/i2m.180402>.
 37. Бондаренко В. Е., Шапов П. Ф., Шутенко О. В. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел : монография. Харьков : НТУ «ХПИ», 2007. 452 с.
 38. 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>.
 39. 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.
 40. 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.
 41. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 8. С. 54–59.
 42. 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, 5–10 October 2020. P. 76–81. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek51551.2020.9250159>.
 43. Шутенко О. В. Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в течении длительной эксплуатации. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2007. № 4. С. 26–30.
 44. 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.
 45. Гмурман В. Е. Теория вероятностей и математическая статистика : учеб. пособ. Москва : Высшая шк., 1977. 479 с.
 46. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных. Харьков : НТУ «ХПИ». 2013. 268 с.
 47. 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>.
 48. 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. K. Diwyacitta, R. A. Prasojo, and S. Suwarno, “Study on correlation among oil dielectric characteristics, dissolved gases, and operating life of 150 kv power transformer,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 9, no. 3, pp. 585–602, Sep. 2017, doi: <https://doi.org/10.15676/ijeei.2017.9.3.12>.
2. 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>.
3. D. Wu-liang, “Analysis of life cycle characteristics of power transformer based on linear regression,” *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, vol. 223, p. 012029, Jan. 2019, doi: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/223/1/012029>.
4. 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>.
5. S. K. Ojha, P. Purkait, and S. Chakravorti, “Evaluating the effects of lower molecular weight acids in oil-paper insulated transformer,” in *2017 3rd International Conference on Condition Assessment Techniques in Electrical Systems (CATCON)*, Rupnagar, Nov. 16–18, 2017, pp. 138–143, doi: <https://doi.org/10.1109/catcon.2017.8280200>.
6. U. M. Rao, I. Fofana, A. Betie, M. L. Senoussou, M. Brahami, and E. Briosso, “Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: Case studies and experience,” *IEEE Electrical Insulation Magazine*, vol. 35, no. 6, pp. 33–42, Nov. 2019. doi: <https://doi.org/10.1109/mei.2019.8878258>.
7. J. Liu, X. Fan, H. Zheng et al., “Aging condition assessment of transformer oil-immersed cellulosic insulation based upon the average activation energy method,” *Cellulose*, vol. 26, no. 6, pp. 3891–3908, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1007/s10570-019-02331-1>.
8. S. Li, Z. Ge, A. Abu-Siada, L. Yang, S. Li, and K. Wakimoto, “A new technique to estimate the degree of polymerization of insulation paper using multiple aging parameters of transformer oil,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 157471–157479, 2019, doi: <https://doi.org/10.1109/access.2019.2949580>.
9. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment – Supervision and Maintenance Guidance*, IEC 60422:2013, International Electrotechnical Commission, 2013.
10. *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>.
11. *Pryymannya, 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)
12. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment. Supervision and Maintenance Guidance*, BS EN 60422:2013, British Standard Institute (BSI), 2013.
13. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, “Transformer: Basics, maintenance and diagnostics,” Apr. 2005. Accessed: Jan. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Trnsfrmr.pdf>
14. J. Wada, G. Ueta, S. Okabe, and T. Amimoto, “Method to evaluate the degradation condition of transformer insulating oil – establishment of the evaluation method and application to field transformer oil,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 22, no. 2, pp. 1266–1274, Apr. 2015, doi: <https://doi.org/10.1109/tdei.2015.7076830>
15. Q. Liu, C. Cai, L. Wu, and R. Yan, “A novel characteristic optimization method based on combined statistical indicators and random forest for oil-paper insulation state diagnosis,” *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, pp. 1–10, 2021, doi: <https://doi.org/10.17775/cseejpes.2020.03520>.
16. O. E. Gouda and A. Z. El Dein, “Prediction of aged transformer oil and paper insulation,” *Electric Power Components and Systems*,

- vol. 47, no. 4-5, pp. 406–419, Mar. 2019, doi: <https://doi.org/10.1080/15325008.2019.1604848>.
17. 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>.
 18. K. Leauprasert, T. Suwanasri, C. Suwanasri, and N. Poonnoy, “Intelligent machine learning techniques for condition assessment of power transformers,” in *2020 International Conference on Power, Energy and Innovations (ICPEI)*, Chiangmai, Thailand, Oct. 14–16, 2020, pp. 65–68, doi: <https://doi.org/10.1109/icpei49860.2020.9431460>.
 19. D. Paul and A. K. Goswami, “A multi-gene symbolic regression approach of determining insulating oil interfacial tension,” in *2020 IEEE International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems (PEDES)*, Jaipur, India, Dec. 16–19, 2020, pp. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/peDES49360.2020.9379528>.
 20. C. Hu, C. Zhang, Z. Zhang, and S. Xie, “Comparative study on defects and faults detection of main transformer based on logistic regression and naive bayes algorithm,” *Journal of Physics: Conference Series*, vol. 1732, p. 012075, Jan. 2021, doi: <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1732/1/012075>.
 21. 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>.
 22. 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>.
 23. N. E. Setiawati, Rosmaliati, V. Lystianingrum, A. Priyadi, and M. H. Purnomo, “Distribution transformer oil age prediction using neuro wavelet,” in *2018 10th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, Bali, Indonesia, Jul. 24–26, 2018, pp. 202–207, doi: <https://doi.org/10.1109/icitee.2018.8534830>.
 24. Y. Su et al., “Evaluation of breakdown voltage and water content in transformer oil using multi frequency ultrasonic and generalized regression neural network,” *Journal of Nanoelectronics and Optoelectronics*, vol. 16, no. 3, pp. 387–394, Mar. 2021, doi: <https://doi.org/10.1166/jno.2021.2971>.
 25. H. Nurcahyanto, J. M. Nainggolan, I. M. Ardita, and C. Hudaya, “Analysis of power transformer’s lifetime using health index transformer method based on artificial neural network modeling,” in *2019 International Conference on Electrical Engineering and Informatics (ICEEI)*, Bandung, Indonesia, Jul. 9–10, 2019, pp. 574–579, doi: <https://doi.org/10.1109/iceei47359.2019.8988870>.
 26. S. Forouhari and A. Abu-Siada, “Application of adaptive neuro fuzzy inference system to support power transformer life estimation and asset management decision,” *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, vol. 25, no. 3, pp. 845–852, Jun. 2018, doi: <https://doi.org/10.1109/tdEI.2018.006392>.
 27. 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)
 28. 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>.
 29. 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>.
 30. M. E. A. Senoussaoui, M. Brahami, and I. Fofana, “Transformer oil quality assessment using random forest with feature engineering,” *Energies*, vol. 14, no. 7, p. 1809, Mar. 2021, doi: <https://doi.org/10.3390/en14071809>.
 31. 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>.
 32. 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)
 33. 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>.
 34. D. V. Gaskarov, T. A. Golinkevich, and A. V. Mozgalevskii, *Prognozirovanie Tekhnicheskogo Sostoiianiia I Nadezhnosti Radioelektronnoi Apparatury [Predicting the Technical Condition and Reliability of Radio Electronic Equipment]*. Moscow: Sovetskoe Radio, 1974. (in Russian)
 35. K. S. Kassi, I. Fofana, C. Volat, and M. I. Farinas, “Impact of oils degradation on the cooling capacity of power Transformers,” in *The 19th International Symposium on High Voltage Engineering*, Pilsen, Czech Republic, 2015.
 36. H. Belmecheri, T. Seghier, M. Belkheiri, and B. Zegnini, “Insulating and thermal aging dielectric properties dependency of transformer oil using spectroscopy techniques,” *Instrumentation Mesure Métrologie*, vol. 18, no. 4, pp. 337–342, Oct. 2019, doi: <https://doi.org/10.18280/im.180402>.
 37. V. E. Bondarenko, P. F. Shchapov, and O. V. Shutenko, *Povyshenie Effektivnosti Eksploatatsionnogo Izeritel'nogo Kontrolya Transformatornykh Masel [Improving the Efficiency of in-Service Measuring Control of Transformer Oils]*. Kharkiv: NTU “KhPI”, 2007. (in Russian)
 38. 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>.
 39. 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.
 40. O. V. Shutenko, “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 Tehnika*, no. 22, pp. 121–126, 2004. (in Russian)
 41. O. V. Shutenko, “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*, no. 8, pp. 54–59, 2008. (in Russian)
 42. 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>.
 43. O. V. Shutenko, “Osobennosti dreyfa pokazateley kachestva transformatornogo masla v techenii dlitel'noy eksploatatsii [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)
 44. O. V. Shutenko, “Formirovanie odnorodnykh massivov pokazateley 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)

45. V. E. Gmurman, *Teoriya Veroyatnostey I Matematicheskaya Statistika [Probability Theory and Mathematical Statistics]*. Moscow: Vysshaya shkola, 1977. (in Russian)
46. 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)
47. 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>.
48. 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) 16.06.2022

Відомості про авторів / About the Authors

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.