

С. Г. ПОНОМАРЕНКО

АНАЛІЗ ВПЛИВУ ТРИВАЛОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НА ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ МАСЛА В АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ 330 КВ

Наведено результати двофакторного перехресного дисперсійного аналізу впливу тривалості та умов експлуатації на значення показників трансформаторних масел у баках автотрансформаторів 330 кВ. На основі аналізу відомих математичних моделей процесів окислення трансформаторних масел на основі поглинання кисню було зроблено висновок про наявність значущого впливу тривалості окиснення на кількість поглинутого кисню, а, отже, і на значення показників масел. Для перевірки зроблених висновків було використано результати періодичних випробувань стану трансформаторних масел для 49 автотрансформаторів напругою 330 кВ. Загальний обсяг аналізованої вибірки склав 3654 значень за 6 показниками масел. Перед безпосереднім виконанням аналізу масив вихідних даних було піддано двоетапному статистичному опрацюванню, метою якого було видалення стаціонарних і спотворених за знаком кутового коефіцієнта регресійної моделі часових рядів показників масел, з подальшим формуванням масивів даних із близькою швидкістю дрейфу показників у часі. Розв'язання задачі першого етапу виконувалося на основі перевірки статистичної гіпотези про рівність нулю кутового коефіцієнта лінійної регресії показника масла на тривалість експлуатації. Для розв'язання задачі другого етапу було використано критерій максимуму кореляційного відношення, що дало змогу сформувати масиви даних із близькою швидкістю дрейфу показників у часі, в умовах або повної, або часткової відсутності апріорної інформації щодо режимів роботи обладнання електричних мереж. Оскільки для багатьох показників виявлено наявність областей перетину значень, що становлять різні масиви даних, поряд із перевіркою гіпотези про наявність впливу тривалості експлуатації на значення показників масел, перевіряли гіпотезу про значущість відмінностей між значеннями показників із різних масивів даних, а також не адитивність ефектів зміни рівнів факторів, тобто ефект від зміни рівня впливу одного фактора призводить до зміни ефекту від рівня впливу іншого фактора. Отримані результати дають змогу розробити моделі для ранньої діагностики стану трансформаторних масел з використанням варіативних меж показників, а також прогнозувати й управляти залишковим ресурсом трансформаторних масел.

Ключові слова: автотрансформатори 330 кВ, трансформаторне масло, показники, тривалість експлуатації, результати періодичних випробувань, похибки, статистичне опрацювання, інтенсивність старіння, двофакторний перехресний дисперсійний аналіз, перевірка статистичних гіпотез.

S. PONOMARENKO

ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF SERVICE LIFE ON THE VALUE OF OIL INDICATORS IN 330 KV AUTOTRANSFORMERS

The results of two-factor crossed dispersion analysis of the influence of duration and operating conditions on the values of transformer oils in the tanks of 330 kV autotransformers are presented. On the basis of analysis of known mathematical models of oxidation processes of transformer oils on the basis of oxygen absorption, it was concluded that there is a significant influence of oxidation duration on the amount of absorbed oxygen, and, consequently, on the values of indicators of oils. To verify the conclusions made, the results of periodic tests of transformer oils condition for 49 autotransformers of 330 kV voltage were used. The total volume of the analysed sample amounted to 3654 values for 6 indicators of oils. Before the direct performance of the analysis, the initial data array was subjected to two-stage statistical processing, the purpose of which was to remove stationary and distorted by the sign of the angular coefficient of the regression model time series of oil indicators, with the subsequent formation of data arrays with a close rate of drift of indicators in time. The solution of the problem of the first stage was carried out on the basis of testing the statistical hypothesis of equality to zero of the angular coefficient of the linear regression of the oil indicator on the duration of operation. To solve the problem of the second stage, the criterion of maximum correlation ratio was used, which allowed to form data arrays with a close rate of drift of indicators in time, in conditions of either complete or partial absence of a priori information about the modes of operation of equipment of electric networks. Since for many indicators the presence of areas of intersection between the values of different data sets was revealed, along with testing the hypothesis about the influence of the duration of operation on the values of oil indicators, the hypothesis about the significance of differences between the values of indicators from different data sets was tested. For this purpose the model of two-factor crossed variance analysis was used. According to the results of the analysis it was found that there was a significant influence of the duration of operation on the values of oil indicators. In addition, significant differences between the values of indicators from different data sets, as well as non-additivity of the effects of changing the levels of factors, that is the effect of changing the level of exposure to one factor leads to a change in the effect of the level of exposure to another factor. The obtained results allow us to develop models for early diagnosis of transformer oil condition using variation boundaries of indicators, as well as to predict and manage the residual life of transformer oil.

Keywords: 330 kV autotransformers, transformer oil, indicators, duration of operation, results of periodic tests, errors, statistical processing, aging intensity, two-factor crossed variance analysis, statistical hypothesis testing.

Постановка проблеми. Трансформаторні масла є важливим елементом ізоляції високовольтних силових трансформаторів і автотрансформаторів. Як і для інших типів ізоляції, у процесі тривалої експлуатації має місце погіршення ізоляційних характеристик трансформаторних масел, обумовлене процесами старіння. Відмінною особливістю старіння трансформаторних масел [1], є взаємодія вуглеводнів зі складу масла з киснем, тобто окислення масла. На думку автора, серйозною помилкою є оцінювати стан

масел виключно з позицій погіршення їхніх ізоляційних характеристик і зниження електричної міцності, без урахування впливу продуктів окиснення масла на стан основної ізоляції трансформаторів. Відомо [1], що високомолекулярні та водорозчинні кислоти, які утворюються внаслідок окиснення масел, взаємодіючи з целюлозою, призводять до зниження її ступеня полімеризації, тим самим знижуючи залишковий ресурс трансформаторів.

© С. Г. Пономаренко, 2023

У зв'язку з цим виникає об'єктивне завдання виявлення трансформаторів з аномальним старінням трансформаторних масел на ранній стадії, коли значення показників, що характеризують стани масла, перебувають в області допустимих значень. Однак наявна система діагностики стану трансформаторних масел, регламентована міжнародними та національними стандартами [2–6], дає змогу виявити тільки зістарене масло, що не придатна до подальшої експлуатації за одним або кількома показниками, але не дає змоги діагностувати стан масла на ранній стадії.

У зв'язку з цим актуальним завданням є розробка методів і математичних моделей для ранньої діагностики стану трансформаторних масел. Для забезпечення максимальної адекватності таких методів і математичних моделей під час їх розроблення важливо врахувати не тільки особливості процесу старіння масел (наявність або відсутність кореляційних зв'язків між показниками масла, характер залежностей показників масла в часі тощо), а й забезпечити максимальне врахування впливу експлуатаційних факторів на значення показників трансформаторних масел. У цій статті наведено результати аналізу тривалості експлуатації на значення показників масел.

Аналіз публікацій. Виконаний аналіз літературних джерел показав, що питанням дослідження процесів старіння трансформаторних масел та удосконаленням методів їх діагностики присвячено досить велику кількість досліджень. При дослідженні процесів старіння масла, достатню кількість публікацій присвячено аналізу кореляційних зв'язків між показниками масла [7–13]. У роботах [14–18], наводяться аналіз результатів прискореного старіння трансформаторних масел у лабораторних умовах. Робота [19] присвячена діагностиці впливу вологовмісту силових трансформаторів, а [20] аналізу оптичних характеристик трансформаторних масел. У роботах [21, 22] наведено результати дослідження впливу стану масла на значення міжфазної напруги. Детальний огляд властивостей трансформаторних масел та їх модифікацій наведено в [23].

Не меншу кількість публікацій присвячено вдосконаленню методів діагностики стану трансформаторних масел. Так у [24–26] для коригування гранично допустимих значень показників трансформаторних масел запропоновано використовувати підхід, що ґрунтується на використанні методів статистичних рішень. У [27] запропоновано комплексний метод для оцінювання ступеня старіння трансформаторних масел, що перебувають в експлуатації тривалий час. У роботах [28, 29] ступінь старіння масел оцінювали з використанням алгоритмів машинного навчання, а в [30–33] з використанням регресійних моделей. Також широкого поширення для діагностики стану трансформаторних масел набули нейронні мережі та апарат нечіткої логіки [34–36].

Однак, незважаючи на велике число публікацій, питання поведінки показників масел в умовах тривалої експлуатації висвітлено недостатньо, за винятком [37–

40], що і послужило причиною виконуваних досліджень.

Мета статті. У представленій статті наведено результати аналізу впливу тривалості експлуатації на зміну значень показників трансформаторних масел у баках автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Метод досліджень. Одним із можливих напрямків з розроблення методів ранньої діагностики стану трансформаторних масел є використання варіативних (таких, що змінюються в часі) граничних значень показників [32, 33, 41, 42]. Фізичним базисом для синтезу таких методів є наявність значущого впливу тривалості експлуатації на значення показників масла. Крім того, під час розроблення таких моделей важливо враховувати вплив експлуатаційних чинників на інтенсивність старіння масла і як наслідок на швидкість дрейфу показників.

Наразі встановлено [1], що домінуючим фактором старіння трансформаторної масла є окисні перетворення вуглеводнів, смолистих і сірчистих продуктів, що входять до її складу. Там же показано, що рідиннофазне окислення вуглеводнів (R-H) протікає за ланцюговим механізмом, що здійснюється за допомогою вільних радикалів: вуглеводневого R (уламок молекули вуглеводню, позбавлений водневого атома) або перекисного радикала R-O-O (уламок молекули, відповідний перекису, позбавленому водневого атома).

Математичний опис процесу окислення вуглеводнів часто проводиться на основі дослідження поглинання окислювача (кисню) в процесі окислення. Для встановлення кисневого балансу в перечищених масел [43] припускають, що окислення є автокаталітичним процесом, який характеризується рівнянням:

$$V^{\frac{1}{2}} = k \cdot t + n, \quad (1)$$

де V – кількість поглиненого кисню за нормальних умов (у см^3 на 100 г масла); k – постійна, що характеризує швидкість реакції; t – час;

Різні дослідники займалися питаннями поглинання кисню, для мономолекулярної реакції [43] запропоновано таке рівняння:

$$k = \frac{1}{t} \cdot \ln \frac{A}{A-x}, \quad (2)$$

де k – постійна реакції; t – час протікання реакції; A – кількість кисню на початку реакції; x – кількість кисню, витрачена за час t .

При цьому енергія активації, що входить до рівняння Ван-Гоффа, визначається як:

$$\frac{d \ln k}{d\theta} = \frac{W_A}{R \cdot \theta^2}, \quad (3)$$

де θ – температура за якої протікає окислювальна реакція; W_A – енергія активації; R – універсальна газова постійна.

Для ланцюгової реакції в [43] запропоновано такий вираз:

$$\frac{dx}{dt} = k \cdot \frac{A-x}{B+x} \quad (4)$$

Беручи до уваги граничні умови ($x = 0$, при $t = 0$), отримано:

$$k \cdot t = (A+B) \cdot \ln \frac{A}{A-x} - x, \quad (5)$$

де k – постійна реакції; t – час протікання реакції; A – кількість кисню, яка може бути поглинута 1 г масла, що окислюється; B – постійна; x – кількість кисню, поглинута за час t .

Аналізуючи наведені вирази, легко побачити, що основними факторами, які впливають на інтенсивність окисних реакцій, є вміст кисню-повітря, робоча температура і тривалість окислення. Виходячи з цього, логічно було б припустити наявність значущого впливу тривалості експлуатації на значення показників масла. Однак у процесі експлуатації контролюються не тільки показники, що характеризують ступінь окислення трансформаторних масел (вміст органічних і водорозчинних кислот, колір масла), а й показники, що характеризують діелектричні характеристики масла (тангенс кута діелектричних втрат, пробивна напруга), а також показники, що характеризують зволоження та забруднення масла (вологівміст, вміст механічних домішок, вміст шламу), та показники, що характеризують фізико-хімічні властивості масел (температура спалаху, питома вага, питома вага). Зміна значень показників, що характеризують діелектричні характеристики масел, показників, що характеризують зволоження та забруднення масла, і показників, що характеризують фізико-хімічні властивості масел, не завжди й не повною мірою пов'язана з розвитком окислювальних реакцій в маслі [12, 13]. На значення показників масла також впливають процеси іонізаційного старіння, колоїдні процеси в маслі, процеси забруднення і зволоження, а також випадкові впливи. Очевидно, що врахувати ступінь впливу всіх цих процесів у рамках однієї математичної моделі не є можливим. Більш адекватно врахувати все розмаїття фізичних процесів і весь спектр можливих експлуатаційних впливів можливо завдяки використанню результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел. При цьому слід врахувати, що достовірність ухвалення рішення про вплив тривалості експлуатації на значення показників масла буде не в останню чергу визначатися обсягом проаналізованої вибірки. Наприклад, у роботі [44] помилковий висновок про відсутність значущої кореляції між пробивною напругою масла та тривалістю експлуатації було зроблено на підставі аналізу випробувань усього лише одного трансформатора.

Як вихідні дані для аналізу впливу тривалості експлуатації на значення показників трансформаторних масел було використано результати

періодичного контролю стану трансформаторних масел щодо 49 автотрансформаторів напругою 330 кВ. Загальний обсяг аналізованої вибірки склав 3654 значень. Перелік показників трансформаторних масел і обсяг вибірових значень за кожним показником наведено в табл. 1.

Таблиця 1 – Результати дисперсійного аналізу для відхилення від лінійності

№	Показник якості масла	Обсяг вибірових значень	
		Кількість трансформаторів	Кількість значень
1	Температура спалаху	49	887
2	Кислотне число	48	850
3	Пробивна напруга	49	852
4	tgδ при 90 °С	45	543
5	Вологовміст	30	400
6	Вміст механічних домішок	20	122

Суттєвим обмеженням на використання результатів експлуатаційних випробувань для оцінки впливу тривалості експлуатації є як можлива наявність похибок [45, 46], так і неоднорідність результатів, зумовлена відмінностями в інтенсивності старіння масла в автотрансформаторах, які експлуатуються в різних умовах [40], що призводить до відмінностей у швидкості дрейфу показників масла. Докладний аналіз впливу похибок і грубих промахів у результатах випробувань на характер залежностей показників масел від тривалості експлуатації наведено в роботі [47]. Зокрема там показано, що наявність грубих промахів у результатах вимірювань може призвести до спотворення знака коефіцієнта парної кореляції показника масла на тривалість експлуатації.

Виконаний аналіз показав, що до такого самого ефекту може призвести неврахування відмінностей у швидкості дрейфу показників масла, зумовлених різними умовами експлуатації аналізованих автотрансформаторів. Як приклад на рис. 1 наведено залежності вмісту в масла органічних кислот від тривалості експлуатації для двох автотрансформаторів 330 кВ (рис. 1 а) і ці самі залежності об'єднані в загальний масив даних.

Як видно з рисунка, об'єднання в один масив даних двох нестационарних залежностей зі статистично значущою позитивною кореляцією (r) між значеннями показника масла та тривалістю експлуатації, але з різною швидкістю дрейфу (різними значеннями кутових коефіцієнтів лінійної регресійної моделі), призводить до викривлення знака коефіцієнта парної кореляції об'єданого масиву даних. При цьому об'єднана залежність набуває стаціонарного характеру, що може призвести до ухвалення помилкового рішення щодо впливу тривалості експлуатації на значення показників масла.

Для нівелювання негативного впливу похибок випробувань і відмінностей у швидкості старіння масел на результати аналізу, вихідний масив даних було піддано процедурі попередньої статистичної обробки. Цю процедуру здійснювали у 2 етапи.

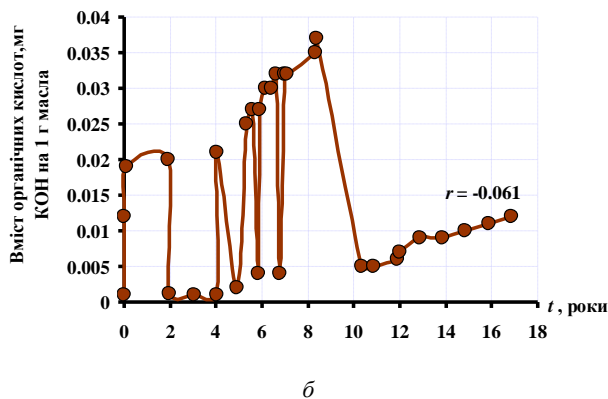
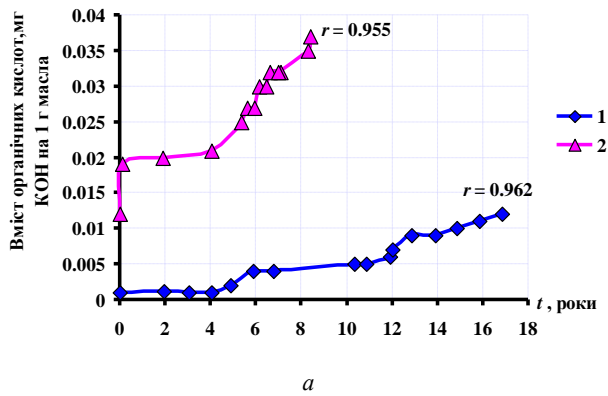


Рисунок 1 – Залежності вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот від тривалості експлуатації:
 а – вихідні залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації;
 б – об'єднана залежність вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації

На першому етапі з вихідного масиву даних було видалено стаціонарні та спотворені залежності показників масла. Для цих цілей було використано модель регресійного аналізу показників масла на тривалість експлуатації.

Результати періодичних випробувань були представлені у вигляді часових рядів показників. Після чого для кожного показника з кожного автотрансформатора було використано лінійну модель:

$$Y_i = \beta_0 + \beta_1 t + e_i, \quad (6)$$

де β_0 і β_1 – невідомі константи; t – час, який розглядають як незалежну змінну, вимірювану без помилок; e_i – множину помилок, які є незалежними випадковими величинами з нульовим математичним очікуванням і однаковою невідомою дисперсією σ_2 .

Відомо [48], що сума квадратів відхилень від середнього (Q) для лінійної моделі (6) розкладається на дві складові: суму квадратів, зумовлену регресією (Q_1), і суму квадратів відносно регресії (Q_2). Для перевірки основної гіпотези ($H_0: \beta_1 = 0$, часові ряди інваріантні в часі, тобто шумова компонента значущо перевершує систематичну) використовувалася величина:

$$R^2 = 1 - \frac{Q_2}{Q} = \frac{Q - Q_2}{Q} = \frac{Q_1}{Q} = \frac{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\hat{y}_i - \bar{y})^2}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}, \quad (7)$$

де n – обсяг вибірових значень; y_i – значення показника в i -й момент часу; \bar{y} – вибірове середнє значення показника; \hat{y}_i – значення показника в i -й момент часу, розраховане за регресійною моделлю.

На підставі величини R_2 розраховували значення критерію Фішера:

$$F = \frac{R^2}{(1 - R^2)} (n - 2). \quad (8)$$

Гіпотезу H_0 відкидали, якщо $F > F_{кр1; (n-2); (1-\alpha)}$. Модель старіння трансформаторної масла базувалася на від'ємних значеннях кутового коефіцієнта для температури спалаху і пробивної напруги трансформаторної масла (показники №1 і №3 з табл. 1) і на позитивних для всіх інших.

Відмінності в інтенсивності старіння масел зумовлені як різною конструкцією автотрансформаторів (системе охолодження, системи захисту масла), так і відмінностями в режимах роботи автотрансформаторів (значення коефіцієнтів завантаження), а також відмінностями в хімічному складі окисних реакцій (масло з переважанням парафінових або ароматичних груп) та кліматичними умовами, в яких експлуатуються автотрансформатори [49]. Оскільки аналізовані автотрансформатори експлуатуються в одній кліматичній зоні, мають негерметичне виконання та ідентичну систему охолодження, то очевидно, що відмінності у швидкості старіння масел багато в чому залежатимуть від робочої температури, яка, своєю чергою, залежить від завантаження автотрансформаторів. Ба більше, наведені в [50–52] результати свідчать про значущий вплив завантаження трансформаторів на інтенсивність дрейфу показників масла. З огляду на те, що інформація про завантаження автотрансформаторів, особливо тих, що перебувають в експлуатації понад 20 років, або відсутня, або наявна частково, для врахування впливу цього чинника на інтенсивність дрейфу показників масла в роботах [40, 53, 54] запропоновано розв'язувати обернену задачу. Тобто формувати масиви з ідентичною швидкістю дрейфу показників не за рівнями вхідних впливів (значень коефіцієнтів завантаження, які або невідомі, або відомі частково), а за рівнями реакції системи на ці впливи, тобто безпосередньо за значеннями показників масла. Для цих цілей у роботах [40, 53, 54] було використано критерій максимуму кореляційного відношення:

$$\hat{\eta}_{y/x} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \cdot (\bar{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^{n_j} (\tilde{y}_{ij} - \bar{y})^2}, \quad (9)$$

де \tilde{y}_{ij} – результати спостережень в i -й експериментальній точці;

$$\bar{y}_i = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} \tilde{y}_{ij} - \text{умовне середнє, отримане для}$$

значень x_i при $j = 1, m_j$;

$$\bar{y} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N \bar{y}_i - \text{загальне середнє за всіма}$$

експериментальними точками;

N – обсяг вибірки.

Як показано в [40, 53] забезпечення максимального значення кореляційного відношення забезпечує мінімум внутрішньогрупової дисперсії (при $\eta_{yx} \rightarrow 1$ $\sigma_{\text{внгр}}^2 \rightarrow 0$, а це означає, що аналізовані точки лежать на одній кривій) тобто максимальну близькість значень показників масла з різних автотрансформаторів у кожен момент часу.

Практичне використання цього підходу дало змогу сформуванню масиви показників масла з близькою швидкістю дрейфу. Ці масиви наведено на рис. 2. Як видно з рисунка, для багатьох показників мають місце наявність областей перетину значень, що становлять різні масиви даних. У зв'язку з цим доцільно поряд з аналізом впливу тривалості експлуатації на значення показників масел, виконати оцінку відмінностей між значеннями показників з різних масивів даних. Тобто фактично перевірити значущість впливу відмінностей в умовах експлуатації на значення показників масла. Як показано в [55–57] для перевірки впливу двох чинників доволі ефективно може бути використана модель двофакторного перехресного дисперсійного аналізу.

Під час проведення такого аналізу вважають, що кількість спостережень у кожній комірці однакова і дорівнює m . Якщо ефекти зміни рівнів чинників адитивні, тобто різниця математичних очікувань між будь-якими двома рівнями одного чинника однакова за будь-яких рівнів іншого, то модель компонент дисперсії може бути подана у вигляді лінійного рівняння [58]:

$$y_{ijr} = \mu + \rho_i + \gamma_j + \varepsilon_{ijr}, \quad (10)$$

де y_{ijr} – значення показника якості масла;

μ – загальне середнє;

ρ_i – середнє відхилення щодо μ для i -го рівня першого фактора;

γ_j – середнє відхилення щодо μ для j -го рівня другого фактора;

ε_{ijr} – залишкова випадкова величина;

i – рівень першого фактора;

j – рівень другого фактора; порядок появи одного з m_{ij} спостережень для поєднання i -го рівня першого з j -м рівнем другого фактора.

Якщо ефекти не адитивні, то необхідно ввести в модель (10) складову, що характеризує взаємодію між факторами. Тоді рівняння набуде вигляду:

$$y_{ijr} = \mu + \rho_i + \gamma_j + (\rho\gamma)_{ij} + \varepsilon_{ijr}, \quad (11)$$

де $(\rho\gamma)_{ij}$ – складова, що характеризує взаємодію між факторами.

Розглянемо вираз для повної суми квадратів відхилень від загального середнього для моделі (11):

$$Q_{\text{зар}} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y})^2, \quad (12)$$

Як показано в [58] таке розкладання має вигляд:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (\bar{y}_{ij} - \bar{y})^2 &= k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2 + \\ &+ n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2 + \\ &+ m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2, \end{aligned} \quad (13)$$

Звідки загальна сума квадратів відхилень від середнього:

$$Q_{\text{зар}} = Q_A + Q_B + Q_{AB} + Q_{\varepsilon}, \quad (14)$$

де $Q_A = k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2$ – сума квадратів

відхилень, що характеризує розсіювання середніх за рядками відносно загального середнього;

$Q_B = n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2$ – сума квадратів відхилень

від загального середнього між стовпчиками, що характеризує розсіювання середніх за стовпчиками;

$Q_{AB} = m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2$ – сума квадратів

відхилень, що характеризує ефект взаємного впливу;

$Q_{\varepsilon} = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y}_{ij})^2$ – сума квадратів

відхилень усередині серії, що характеризує розсіювання окремих спостережень у серії відносно середнього серії, зумовлене впливом тільки випадкових величин.

Результати дисперсійного аналізу для розкладання подано в табл. 2.

У таблиці n – число рядків, k – число стовпців, m – число вимірювань у комірці.

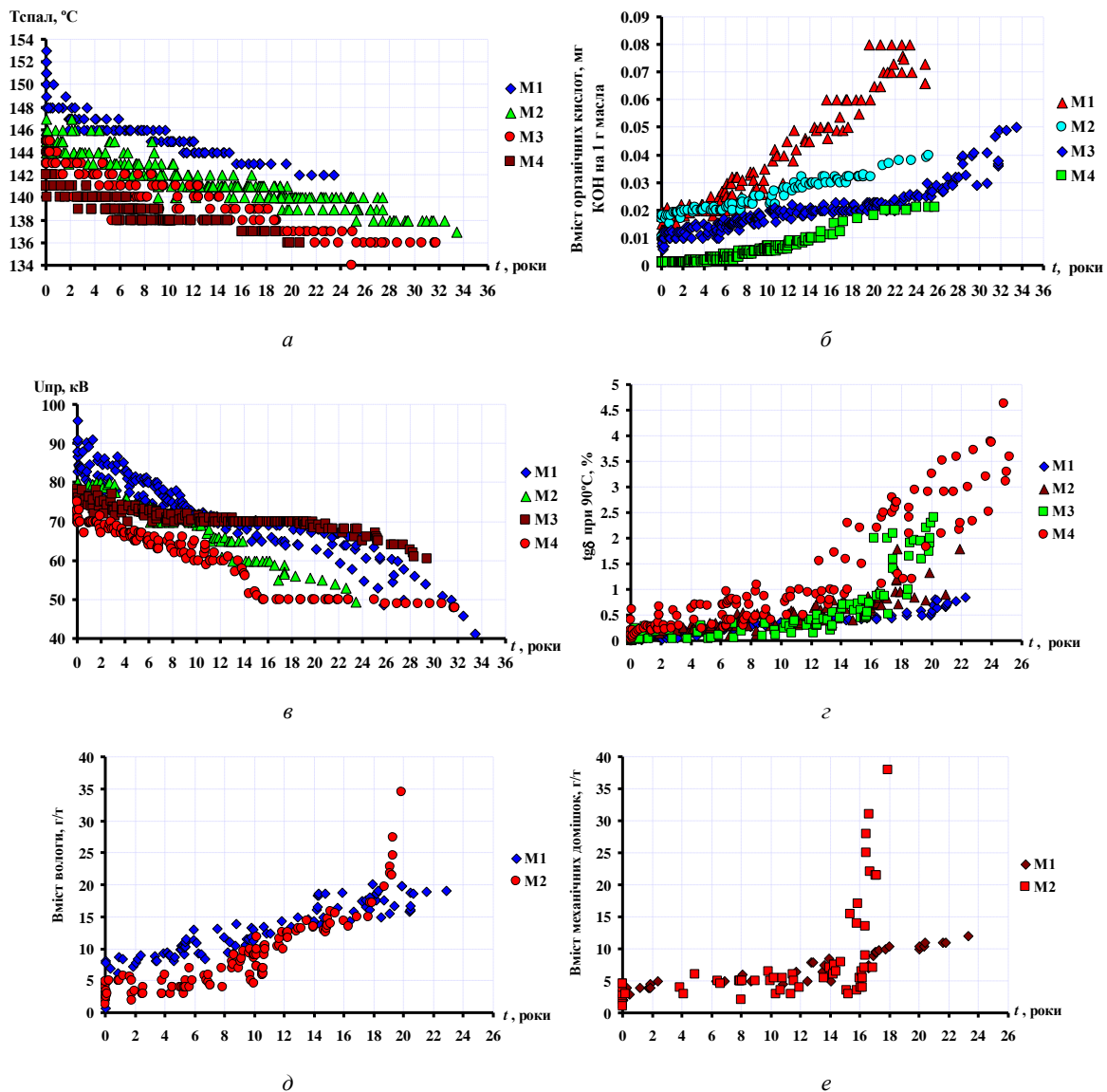


Рисунок 2 – Залежності показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ від тривалості експлуатації для масивів з близькою швидкістю дрейфу
 а – температура спалаху масла; б – вміст у маслі органічних кислот; в – пробивна напруга масла;
 г – тангенс кута діелектричних втрат, виміряний при 90 °С; д – вологовміст масла; е – вміст у маслі механічних домішок

Таблиця 2 – Результати двофакторного дисперсійного аналізу

Позначення суми квадратів	Джерело мінливості	Число ступенів свободи	Сума квадратів	Середній квадрат
Q_A	Відхилення між середніми за рядками	$n - 1$	$k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2$	$\frac{Q_A}{n - 1}$
Q_B	Відхилення між середніми за стовпчиками	$k - 1$	$n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2$	$\frac{Q_B}{k - 1}$
Q_{AB}	Сума квадратів відхилень характеризує взаємний вплив ефект	$(n - 1)(k - 1)$	$m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2$	$\frac{Q_{AB}}{(n - 1) \cdot (k - 1)}$
Q_ϵ	Залишкове розсіювання	$n \cdot k \cdot (m - 1)$	$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y}_{ij})^2$	$\frac{Q_\epsilon}{n \cdot k \cdot (m - 1)}$
$Q_{заг}$	Загальна сума квадратів	$n \cdot k \cdot m - 1$	$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y})^2$	—

Перевірка гіпотези щодо значущості впливу чинників та їхніх взаємодій здійснювалися за допомогою критерію Фішера.

Для цього спочатку було знайдено оцінки середніх квадратів:

- загальна

$$s_{\text{заг}}^2 = \frac{Q_{\text{заг}}}{n \cdot k \cdot m - 1} = \sigma_{\varepsilon}^2 + \sigma_A^2 + \sigma_B^2 + \sigma_{AB}^2, \quad (15)$$

- міжрядкова

$$s_A^2 = \frac{Q_A}{n-1} = \sigma_{\varepsilon}^2 + k \cdot m \cdot \sigma_A^2 + m \cdot \sigma_{AB}^2, \quad (16)$$

- між стовпцями

$$s_B^2 = \frac{Q_B}{k-1} = \sigma_{\varepsilon}^2 + n \cdot m \cdot \sigma_B^2 + m \cdot \sigma_{AB}^2, \quad (17)$$

- взаємодії

$$s_{AB}^2 = \frac{Q_{AB}}{(n-1) \cdot (k-1)} = \sigma_{\varepsilon}^2 + m \cdot \sigma_{AB}^2, \quad (18)$$

- залишкова

$$s_{\varepsilon}^2 = \frac{Q_{\varepsilon}}{n \cdot k \cdot (m-1)} = \sigma_{\varepsilon}^2, \quad (19)$$

Значення F -критеріїв обчислювали як відношення відповідних середніх квадратів до залишкового середнього квадрата:

$$F_A = \frac{S_A^2}{S_{\varepsilon}^2}, \quad F_B = \frac{S_B^2}{S_{\varepsilon}^2}, \quad F_{AB} = \frac{S_{AB}^2}{S_{\varepsilon}^2}.$$

Гіпотезу про відсутність впливу фактора або ефекту взаємодії не відкидали, якщо розрахункове значення F -критерію менше від табличного, за

відповідних значень кількості ступенів свободи та рівня значущості $\alpha = 0,05$.

Аналіз результатів. Розрахунок сум квадратів відхилень, значень середніх квадратів, а також спостережуваних значень F -критерію виконували з використанням програми «DDA», розробленої на кафедрі Передача електричної енергії НТУ «ХПІ» [59].

Під час виконання дисперсійного аналізу для кожного з показників масла фактор тривалості експлуатації варіювався за рядками (Q_A), фактор номер масиву (характеризує умови експлуатації) варіювався за стовпчиками (Q_B).

Оскільки для одного й того самого показника значення тривалості експлуатації в аналізованих масивах різняться, то оцінку впливу цього фактора здійснювали на проміжку, що дорівнює мінімальному значенню тривалості експлуатації з усіх масивів досліджуваного показника. Зокрема для температури спалаху, тангенса кута діелектричних втрат, виміряного за 90 °С, вологовмісту масел та вмісту в маселі механічних домішок аналіз виконували на інтервалі до 20 років, для вмісту в масла органічних кислот та пробивної напруги масел аналізований інтервал становив 25 років. Крок варіювання для всіх показників становив 5 років.

Перевірка коректності дисперсійного розкладання здійснювалася шляхом перевірки справедливості таких рівностей:

$$Q_{\text{заг}} = Q_A + Q_B + Q_{AB} + Q_{\text{зали}},$$

$$V_{\text{заг}} = v_A + v_B + v_{AB} + v_{\text{зали}}.$$

Кількість рядків (n), кількість стовпців (k), кількість вимірів у комірці (m), значення сум дисперсійного розкладання і числа ступенів свободи, а також спостережувані та розрахункові значення F -критерію наведено в табл. 3. Розподіл вибірових середніх показників масла залежно від тривалості та умов експлуатації наведено на рис. 3.

Таблиця 3 – Результати двофакторного дисперсійного аналізу

Показник якості масла	n	k	m	Вміст механічних домішок					Число ступенів свободи					Значення F-критерію (розрахункове/критичне)		
				$Q_{\text{заг}}$	Q_A	Q_B	Q_{AB}	$Q_{\text{зали}}$	$V_{\text{заг}}$	v_A	v_B	v_{AB}	$v_{\text{зали}}$	F_A	F_B	F_{AB}
Температура спалаху	4	4	13	2040,769	537,346	1321,731	18,000	163,692	207	3	3	9	192	210,090	516,766	2,345
														3,116	3,116	2,113
Кислотне число	5	4	16	0,0970	0,0293	0,0515	0,0120	0,0041	319	4	3	12	300	535,778	1254,53	73,029
														2,785	3,116	1,944
Пробивна напруга	5	4	20	34563,484	18421,084	11442,513	3001,928	1697,960	399	4	3	12	380	1030,65	853,603	55,985
														2,785	3,116	1,944
tgδ при 90 °С	4	4	11	69,967	32,395	13,901	10,062	13,609	175	3	3	9	160	126,953	54,478	13,144
														3,116	3,116	2,113
Вологовміст	4	2	16	4458,101	3096,995	230,695	213,668	916,742	127	3	1	3	120	135,130	30,197	9,322
														3,227	5,152	3,227
Вміст механічних домішок	4	2	10	3631,152	2047,089	117,128	643,869	823,066	79	3	1	3	72	59,691	10,246	18,774
														3,319	5,259	3,319

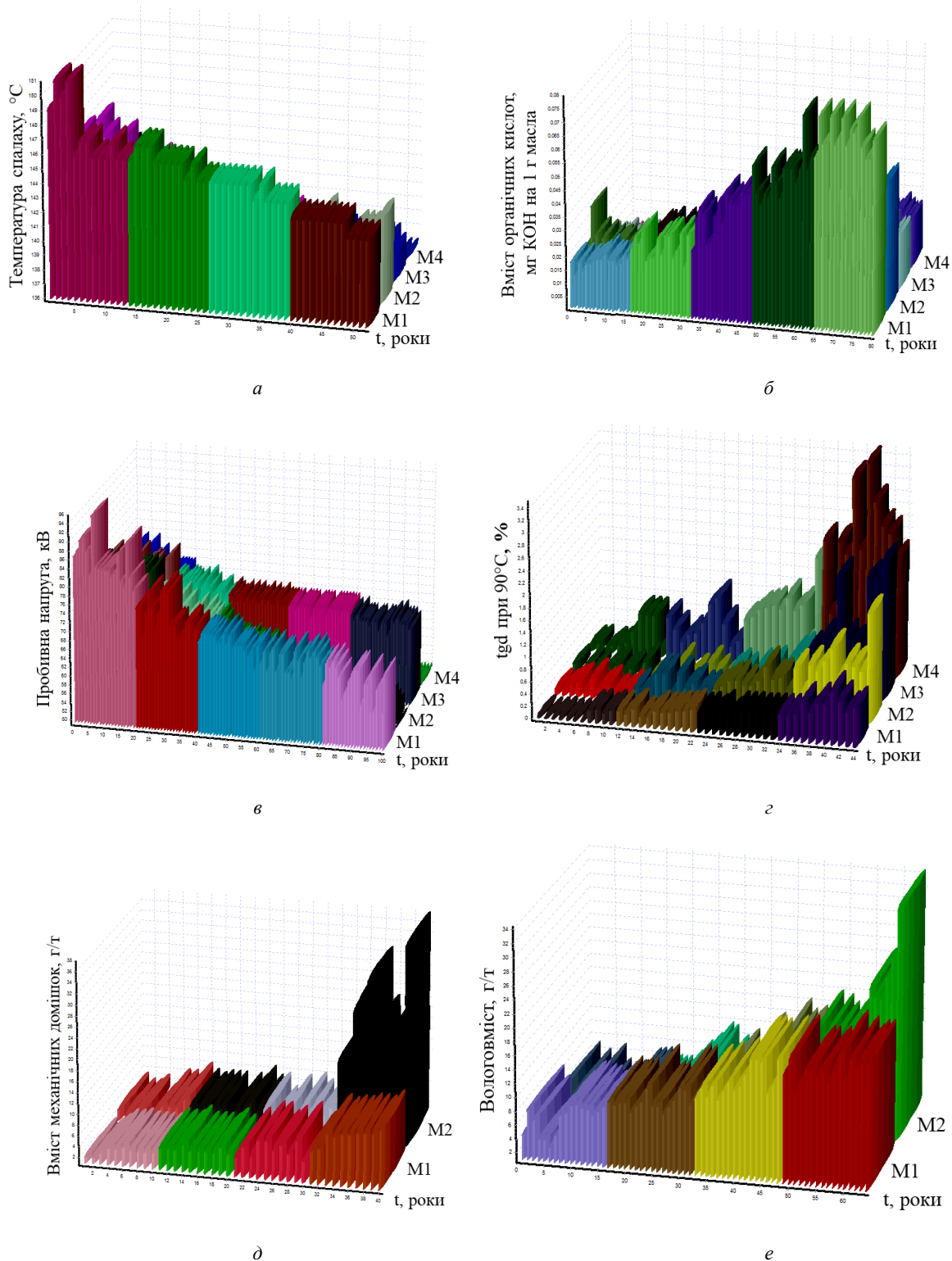


Рисунок 3 – Розподіл середніх значень показників трансформаторних масел залежно від тривалості та умов експлуатації
 а – температура спалаху масла; б – вміст в масел органічних кислот; в – пробивна напруга масла;
 г – тангенс кута діелектричних втрат, виміряний при 90 °С; д – вологовміст масла; е – вміст у маслі механічних домішок

Як видно з табл. 3, для всіх аналізованих показників якості масла, спостережувані значення F-критеріїв значущо перевищують критичні за відповідних значень кількості ступенів свободи і рівня значущості $\alpha = 0,05$. Крім того, як видно із залежностей, наведених на рисунку 3 для всіх без

винятку показників, середні значення всередині осередків мають близькі значення, але відрізняються від середніх значень сусідніх осередків. Це свідчить про наявність значущого дрейфу значень показників масла, як залежно від тривалості експлуатації, так і

залежно від умов, у яких експлуатуються аналізовані трансформатори.

Висновки. Отримані під час виконання двофакторного перехресного дисперсійного аналізу результати дають змогу зробити такі висновки:

1. Значуще перевищення спостережуваних значень критеріїв F_A критичних значень свідчить про те, що гіпотеза про відсутність впливу часу експлуатації на значення показників якості масла відкидається. Для всіх без винятку аналізованих показників має місце дрейф значень у часі, а це означає, що існує можливість використання варіативних граничних значень показників для діагностики стану трансформаторних масел на ранній стадії.

2. Значуще перевищення спостережуваних значень критеріїв F_B критичних значень свідчить про те, що гіпотеза про не вплив номера масиву на зміну середніх значень показників масла також відкидається. Це свідчить про те, що значення показників із різних масивів на одному часовому проміжку значуще відрізняються. А це означає, що швидкість дрейфу значень показників масла відрізняються залежно від умов експлуатації, що необхідно враховувати під час розроблення математичних моделей для ранньої діагностики стану трансформаторних масел. Найявніші значущі відмінності між значеннями показників у різних масивах свідчить про те, що значення показників масла компактно групуються в одній ділянці простору ознак, при цьому межі цих ділянок визначаються умовами їхньої експлуатації. Крім того, виявлені відмінності свідчать про ефективність запропонованого методу для статистичного опрацювання результатів періодичних випробувань стану ізоляції, з використанням яких було сформовано дані масиви.

3. Значуще перевищення спостережуваними значеннями критеріїв F_{AB} критичних значень свідчить про те, що ефекти зміни рівнів чинників не адитивні, тобто ефект від зміни рівня впливу одного чинника призводить до зміни ефекту від рівня впливу іншого. Це означає, що той чи інший показник може досягти свого граничного значення або за короткий проміжок часу, але за вищих значень коефіцієнтів завантаження, або за триваліший проміжок часу, але за нижчих значень коефіцієнтів завантаження. Цей висновок дає змогу не тільки прогнозувати залишковий ресурс масла, а й керувати ним.

Список літератури

1. Липштейн Р. А., Шахнович М. И. Трансформаторное масло. Москва : Энергоатомиздат, 1983. 296 с
2. IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment – supervision and maintenance guidance. Official edition. 2013. 93 p.
3. 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>.
4. COУ-Н ЕЕ 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. Вид. офіц. Київ, 2018.
5. BS EN 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment. Supervision and maintenance guidance. Effective from 2014-03-31. Official edition. 2013. 50 p.
6. 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: 26.09.2022).
7. Maheshan C. M., Prasanna Kumar H. Transformer oil diagnostic tests analysis using statistical correlation technique. *Journal of Electrical Engineering and Automation*. 2022. Vol. 4, no. 3. P. 144–158. DOI: <https://doi.org/10.36548/jeea.2022.3.002>.
8. Pawenary, Yunus D., Timotius E. Transformer oil performance testing using correlation coefficient method. *International Journal of Advanced Research in Engineering and Technology (IJARET)*. 2020. Vol. 11, no. 8. P. 393–398. DOI: <https://doi.org/10.34218/IJARET.11.8.2020.039>.
9. Maheshan C. M., Prasanna Kumar H. Transformer oil diagnostic tests analysis using statistical correlation technique. *Journal of Electrical Engineering and Automation*. 2022. Vol. 4, no. 3. P. 144–158. DOI: <https://doi.org/10.36548/jeea.2022.3.002>.
10. 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>.
11. Ashkezari A. D., Ma H., Ekanayake C., Saha T. K., Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index. *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*, San Diego, CA, 22–26 July 2012. P. 1–7. DOI: <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345231>.
12. Shutenko O., Ponomarenko S. Stochastic correlation analysis of the transformer oil indicators in 330 kv autotransformers. *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, 3–7 October 2022. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916502>.
13. Шутенко О. В. Комплексний кореляційний аналіз показателів якості трансформаторного масла. *Вісник Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»*. Збірник наукових праць. Тематичний випуск: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. 2008. № 45. С. 161–172.
14. Abdi S., Haddad A. M., Harid N., Boubakeur A. Modelling the effect of thermal aging on transformer oil electrical characteristics using a regression approach. *Energies*. 2022. Vol. 16, no. 1. 381. DOI: <https://doi.org/10.3390/en16010381>.
15. 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/im.180402>.
16. Risos A., Gouws G. In-situ aging monitoring of transformer oil via the relative permittivity and DC conductivity using novel interdigitated dielectrometry sensors (IDS). *Sensors and Actuators B: Chemical*. 2019. Vol. 287. P. 602–610. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.snb.2018.12.037>.
17. Polanský R., Hahn P., Kadlec P., Moravcová D., Prosr P. Quantifying the effect of catalysts on the lifetime of transformer oil. *Applied Sciences*. 2020. Vol. 10, no. 4. 1309. DOI: <https://doi.org/10.3390/app10041309>.
18. Gradnik T., Lukan T., Cucek B., Koncan-Gradnik M. Impact of ageing on thermal properties of power transformer insulating liquids. *2022 IEEE 21st International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Sevilla, Spain, 29 May – 2 June 2022. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/icdl49583.2022.9830948>.
19. Liu J., Fan X., Zhang C. et al. Moisture diagnosis of transformer oil-immersed insulation with intelligent technique and frequency-domain spectroscopy. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2021. Vol. 17, no. 7. P. 4624–4634. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2020.3014224>.
20. Mehmood M. A., Li J., Wang F., Huang Z., Ahmad J., Bhutta M. S. Analyzing the health condition and chemical degradation in field aged transformer insulation oil using spectroscopic techniques / et al. *2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostics)*, Pilsen, 4–7 September 2018. P. 1–4. DOI: <https://doi.org/10.1109/diagnostics.2018.8526138>.
21. Nayyar Hassan A., El-Hag A. Two-Layer ensemble-based soft voting classifier for transformer oil interfacial tension prediction. *Energies*. 2020. Vol. 13, no. 7. 1735. DOI: <https://doi.org/10.3390/en13071735>.
22. 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>.
23. Wang X., Tang C., Huang B., Hao J., Chen G. Review of Research Progress on the Electrical Properties and Modification of Mineral Insulating Oils Used in Power Transformers. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 3. 487. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11030487>.
 24. 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>.
 25. 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>.
 26. 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>.
 27. 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/tdel.2015.7076830>.
 28. Senoussaoui M. E. A., Brahim 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>.
 29. Manchanda U., Pervez A. Using unsupervised machine learning to identify risk of failure at ageing oil and gas assets. *The APPEA Journal*. 2022. Vol. 62, no. 2. P. S149–S152. DOI: <https://doi.org/10.1071/aj21173>.
 30. 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>.
 31. 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>.
 32. 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>.
 33. Shutenko O., Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. Vol. 47, no. 11. P. 14119–14132. DOI: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>.
 34. Srividhya V., Babu J. S., Sujatha K. et al. Determination of breakdown voltage for transformer oil testing using ANN. *Advances in Intelligent Systems and Computing*. Singapore, 2021. P. 443–452. DOI: https://doi.org/10.1007/978-981-33-6981-8_35.
 35. 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: <https://doi.org/10.1108/wje-11-2019-0339>.
 36. Gautam L., Kumar R., Sood Y. R. Identifying transformer oil criticality using fuzzy logic approach. *2020 IEEE Students Conference on Engineering & Systems (SCES)*, Prayagraj, India, 10–12 July 2020. P. 1–6. DOI: <https://doi.org/10.1109/sces50439.2020.9236724>.
 37. 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/ijeel.2017.9.3.12>.
 38. 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>.
 39. Шутенко О. В. Исследование особенностей старения трансформаторных масел в условиях длительной эксплуатации. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Проблеми удосконалення електричних машин і апаратів. Теорія і практика*. 2010. № 36. С. 131–141.
 40. 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>.
 41. 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.
 42. 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>.
 43. Штегер Г. Электроизоляционные материалы. Москва : Госэнергоиздат, 1961. 264 с.
 44. Meshkatoddini M. R. Aging study and lifetime estimation of transformer mineral oil. *American Journal of Engineering and Applied Sciences*. 2008. Vol. 1, no. 4. P. 384–388. DOI: <https://doi.org/10.3844/ajeassp.2008.384.388>.
 45. Бондаренко В. Е., Щапов П. Ф., Шутенко О. В. Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел : монография. Харьков : НТУ «ХПИ», 2007. 452 с.
 46. 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>.
 47. Пономаренко С. Г. Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 2 (5). С. 58–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.02.12>.
 48. 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.
 49. 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>.
 50. 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.
 51. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 8. С. 54–59.
 52. 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>.
 53. 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.
 54. Пономаренко С. Г. Формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 1 (4). С. 62–72. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.11>.
 55. Шутенко О. В. Оценка влияния условий эксплуатации на интенсивность старения трансформаторных масел. *Вісник Національного технічного університету «ХПИ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2010. № 45. С. 176–184.
 56. Shutenko O. V., Zagaynova A. A., Serdyukova G. N. Analysis of operating conditions and modes influence on technical state of main insulation of high-voltage bushings of different design. *Electrical Engineering & Electromechanics*. 2019. No. 1. P. 57–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2019.1.10>.

57. 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)*, Lviv, Ukraine, 2–6 July 2019. P. 321–326. DOI: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2019.8879896>.
58. Давыденко А. П. Организация и планирование научных исследований, патентоведение. Харьков : НТУ «ХПИ», 2004. 320 с.
59. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных. Харьков : НТУ «ХПИ». 2013. 268 с.
- ### References
1. R. A. Lipshteyn and M. I. Shakhnovich, *Transformatornoe Maslo [Transformer Oil]*. Moscow: Energoatomizdat, 1983. (in Russian)
 2. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment – Supervision and Maintenance Guidance*, IEC 60422:2013, International Electrotechnical Commission, 2013.
 3. *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>.
 4. *Pryymanya, 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)
 5. *Mineral Insulating Oils in Electrical Equipment. Supervision and Maintenance Guidance*, BS EN 60422:2013, British Standard Institute (BSI), 2013.
 6. U.S. Department of the Interior Bureau of Reclamation, “Transformer: Basics, maintenance and diagnostics,” Apr. 2005. Accessed: Sept. 26, 2022. [Online]. Available: <https://www.usbr.gov/tsc/techreferences/mands/mands-pdfs/Trnsfmr.pdf>
 7. C. M. Maheshan and H. Prasanna Kumar, “Transformer oil diagnostic tests analysis using statistical correlation technique,” *Journal of Electrical Engineering and Automation*, vol. 4, no. 3, p. 144–158, Aug. 2022, doi: <https://doi.org/10.36548/jeea.2022.3.002>.
 8. Pawenary, D. Yunus, and E. Timotius, “Transformer oil performance testing using correlation coefficient method,” *International Journal of Advanced Research in Engineering and Technology (IJARET)*, vol. 11, no. 8, p. 393–398, 2020, doi: <https://doi.org/10.34218/IJARET.11.8.2020.039>.
 9. C. M. Maheshan and H. Prasanna Kumar, “Transformer oil diagnostic tests analysis using statistical correlation technique,” *Journal of Electrical Engineering and Automation*, vol. 4, no. 3, p. 144–158, Aug. 2022, doi: <https://doi.org/10.36548/jeea.2022.3.002>.
 10. 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>.
 11. A. D. Ashkezari, H. Ma, C. Ekanayake, and T. K. Saha, “Multivariate analysis for correlations among different transformer oil parameters to determine transformer health index,” in *2012 IEEE Power & Energy Society General Meeting. New Energy Horizons - Opportunities and Challenges*, San Diego, CA, Jul. 22–26, 2012. p. 1–7. doi: <https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345231>.
 12. O. Shutenko and S. Ponomarenko, “Stochastic correlation analysis of the transformer oil indicators in 330 kv autotransformers,” in *2022 IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)*, Kharkiv, Ukraine, Oct. 3–7, 2022. p. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916502>.
 13. O. V. Shutenko, “Complex correlation analysis of quality parameters in the transformer oil,” *Bulletin of the National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”. Collection of Scientific Papers. Thematic Issue: Problems of Improvement of Electric Machines and Apparatus*, no. 45, p. 161–172, 2008. (in Russian)
 14. S. Abdi, A. M. Haddad, N. Harid, and A. Boubakeur, “Modelling the effect of thermal aging on transformer oil electrical characteristics using a regression approach,” *Energies*, vol. 16, no. 1, Dec. 2022, Art. no. 381, doi: <https://doi.org/10.3390/en16010381>.
 15. 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/i2m.180402>.
 16. A. Risos and G. Gouws, “In-situ aging monitoring of transformer oil via the relative permittivity and DC conductivity using novel interdigitated dielectrometry sensors (IDS),” *Sensors and Actuators B: Chemical*, vol. 287, p. 602–610, May 2019, doi: <https://doi.org/10.1016/j.snb.2018.12.037>.
 17. R. Polanský, P. Hahn, P. Kadlec, D. Moravcová, and P. Prosr, “Quantifying the effect of catalysts on the lifetime of transformer oil,” *Applied Sciences*, vol. 10, no. 4, Feb. 2020, Art. no. 1309, doi: <https://doi.org/10.3390/app10041309>.
 18. T. Gradnik, T. Lukan, B. Cucek, and M. Koncan-Gradnik, “Impact of ageing on thermal properties of power transformer insulating liquids,” in *2022 IEEE 21st International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, Sevilla, Spain, May 29–Jun. 2, 2022. p. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/icdl49583.2022.9830948>.
 19. J. Liu *et al.*, “Moisture diagnosis of transformer oil-immersed insulation with intelligent technique and frequency-domain spectroscopy,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 17, no. 7, p. 4624–4634, 2021, doi: <https://doi.org/10.1109/tii.2020.3014224>.
 20. M. A. Mehmood, J. Li, F. Wang, Z. Huang, J. Ahmad, and M. S. Bhutta, “Analyzing the health condition and chemical degradation in field aged transformer insulation oil using spectroscopic techniques,” in *2018 International Conference on Diagnostics in Electrical Engineering (Diagnostika)*, Pilsen, Sep. 4–7, 2018. p. 1–4, doi: <https://doi.org/10.1109/diagnostika.2018.8526138>.
 21. A. Nayyar Hassan and A. El-Hag, “Two-Layer ensemble-based soft voting classifier for transformer oil interfacial tension prediction,” *Energies*, vol. 13, no. 7, Apr. 2020, Art. no. 1735, doi: <https://doi.org/10.3390/en13071735>.
 22. 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>.
 23. X. Wang, C. Tang, B. Huang, J. Hao, and G. Chen, “Review of research progress on the electrical properties and modification of mineral insulating oils used in power transformers,” *Energies*, vol. 11, no. 3, Feb. 2018, Art. no. 487, doi: <https://doi.org/10.3390/en11030487>.
 24. 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)
 25. 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>.
 26. 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>.
 27. 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>.
 28. 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>.
 29. U. Manchanda and A. Pervez, “Using unsupervised machine learning to identify risk of failure at ageing oil and gas assets,” *The APPEA Journal*, vol. 62, no. 2, p. S149–S152, May 2022, doi: <https://doi.org/10.1071/aj21173>.
 30. 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>.
 31. 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>.

32. 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>.
33. 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>.
34. V. Srividhya et al., "Determination of breakdown voltage for transformer oil testing using ANN," in *Advances in Intelligent Systems and Computing*. Singapore: Springer Singapore, 2021, p. 443–452, doi: https://doi.org/10.1007/978-981-33-6981-8_35.
35. H. D. Singh and J. Singh, "Enhanced optimal trained hybrid classifiers for aging assessment of power transformer insulation oil," *World Journal of Engineering*, vol. 17, no. 3, p. 407–426, Apr. 2020, doi: <https://doi.org/10.1108/wje-11-2019-0339>.
36. L. Gautam, R. Kumar, and Y. R. Sood, "Identifying transformer oil criticality using fuzzy logic approach," in *2020 IEEE Students Conference on Engineering & Systems (SCES)*, Prayagraj, India, Jul. 10–12, 2020, p. 1–6, doi: <https://doi.org/10.1109/sces50439.2020.9236724>.
37. K. Diwycitta, R. A. Prasajo, 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>.
38. K. Diwycitta, R. A. Prasajo, 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>.
39. O. V. Shutenko, "Issledovanie osobennostej starenija transformatornyh masel v usloviyah dlitel'noj jekspluatatsii [Investigation of the ageing characteristics of transformer oils under long-term operating conditions]," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Problems of Electrical Machines and Apparatus Perfection. The Theory and Practice*, no. 36, pp. 131–141, 2010. (in Russian)
40. 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>.
41. 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)
42. 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>.
43. G. Shteger, *Elektroizolatsionnye Materialy [Electrical Insulating Materials]*. Moscow: Gosenergoizdat, 1961. (in Russian)
44. M. R. Meshkatoddini, "Aging study and lifetime estimation of transformer mineral oil," *American Journal of Engineering and Applied Sciences*, vol. 1, no. 4, p. 384–388, Apr. 2008, doi: <https://doi.org/10.3844/ajeassp.2008.384.388>.
45. V. E. Bondarenko, P. F. Shchapov, and O. V. Shutenko, *Povyshenie Effektivnosti Ekspluatatsionnogo Izmeritel'nogo Kontrolya Transformatornykh Masel [Improving the Efficiency of in-Service Measuring Control of Transformer Oils]*. Kharkiv: NTU "KhPI", 2007. (in Russian)
46. 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>.
47. S. Ponomarenko, "Analysis of the ageing characteristics of transformer oils in 330 kV autotransformers during long-term operation," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 2 (5), pp. 58–66, Dec. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.02.12>. (in Ukrainian)
48. 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.
49. 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>.
50. O. V. Shutenko, "Issledovanie vliyaniya zagruzki transformatora na sostoyanie masla v protsesse ekspluatatsii [Investigation of the influence of transformer loading on oil condition during operation]," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Elektroenergetika i Preobrazovatel'naya Tehnika*, no. 22, pp. 121–126, 2004. (in Russian)
51. 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)
52. 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>.
53. 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, p. 42–50, 2006. (in Russian)
54. S. Ponomarenko, "Formation of reference trajectories for transformer oil indicators for 330 kV autotransformers," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 1 (4), pp. 62–72, Jul. 2022, doi: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.11>. (in Ukrainian)
55. O. V. Shutenko, "Otsenka vliianiya uslovii ekspluatatsii na intensivnost starenia transformatornykh masel [Assessment of the influence of operating conditions on the ageing intensity of transformer oils]," *Bulletin of the National Technical University "KhPI". Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*, no. 45, p. 176–184, 2010. (in Russian)
56. O. V. Shutenko, A. A. Zagaynova, and G. N. Serdyukova, "Analysis of operating conditions and modes influence on technical state of main insulation of high-voltage bushings of different design," *Electrical Engineering & Electromechanics*, no. 1, p. 57–66, Feb. 2019, doi: <https://doi.org/10.20998/2074-272x.2019.1.10>.
57. O. Shutenko, A. Zagaynova, and G. Serdyukova, "Analysis of airtight high-voltage bushing insulation parameter dynamics under various conditions during long-term operation," in *2019 IEEE 2nd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Lviv, Ukraine, Jul. 2–6, 2019, p. 321–326, doi: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2019.8879896>.
58. A. P. Davydenko, *Organizatsiia i Planirovanie Nauchnykh Issledovaniy, Patentovedenie [Organisation and Planning of Scientific Research, Patenting]*. Kharkiv: NTU "KhPI", 2004. (in Russian)
59. 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)

Надійшла (received) 26.06.2023

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

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