

НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ХАРКІВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ»
МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова
праця на правах рукопису

Пономаренко Сергій Григорович

УДК 621.315.615.2

ДИСЕРТАЦІЯ

**УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ
ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В ОБЛАДНАННІ 110 - 330 КВ З
УРАХУВАННЯМ ВПЛИВУ РЕЖИМІВ ТА УМОВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ**

141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка

14 – Електрична інженерія

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

Дисертація містить результати власних досліджень. Використання ідей, результатів і текстів інших авторів мають посилання на відповідне джерело.

*Ідентичність
за змістом з
першим примір-
ником дисертації
завершено*

Вчений секретар:



М. І. ЗАЙЦЕВ

[Signature] С. Г. Пономаренко

Науковий керівник
Шутенко Олег Володимирович,
кандидат технічних наук, доцент

Харків – 2023

АНОТАЦІЯ

Пономаренко С. Г. Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в обладнанні 110–330 кВ з урахуванням впливу режимів та умов експлуатації. Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії зі спеціальністю 141 – Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка (14 – електрична інженерія). – Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», Харків, 2023.

Мета роботи полягає у вирішенні завдання по удосконаленню методів та критеріїв, що використовуються для оцінки стану трансформаторних масел, з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Об'єкт дослідження – процеси старіння трансформаторних масел у баках трансформаторів та автотрансформаторів 110-330 кВ з урахуванням режимів та тривалості експлуатації.

Предмет досліджень – параметри масел, що характеризують його стан, в баках трансформаторів та автотрансформаторів 110-330 кВ, що експлуатуються в різних режимах.

У вступі обґрунтовано актуальність теми дисертації, визначено мету і завдання дослідження, показано зв'язок роботи з науковими темами, наведено відомості про наукову новизну, практичне значення, апробацію результатів та публікації.

У першому розділі виконано аналіз експлуатаційної надійності високовольтних силових трансформаторів і автотрансформаторів, що експлуатуються в електричних мережах України. Розглянуто основні причини ушкодження трансформаторів та автотрансформаторів, та проаналізовано вплив трансформаторних масел на надійність цього обладнання. Проаналізовано методи та критерії, що використовуються для оцінки

технічного стану трансформаторних масел як в Україні так і за її межами. високовольтного обладнання електричних мереж. Проаналізовано основні напрямки удосконалення методів оцінки технічного стану обладнання, що застосовуються закордонними дослідниками. За результатами аналізу сформовано основні напрямки досліджень.

У другому розділі розроблено методи для коригування граничних значень показників трансформаторних масел. Виконано дослідження законів розподілу показників трансформаторних масел для силових трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110 кВ та 330 кВ. Встановлено, що як для масел придатних так й не придатних до подальшої експлуатації значення показників мають розподіл Вейбула. Подальший аналіз показав, що щільності розподілу показників для масел з різним станом перетинаються, що свідчить про те що корегування граничних значень показників масел можливо тільки з використанням методів статистичних рішень. За результатами порівняльного аналізу ймовірностей вірних та хибних рішень, а також значень ризиків, що супроводжують використання граничних значень отриманих методом інтегральних функцій (виживання), методом мінімальної кількості хибних рішень, методом мінімального ризику та методом Неймана Пірсона встановлено, що найбільш оптимальним методом корегування є метод мінімального ризику. Визначені граничні значення показників масел для одномірних розподілів з урахуванням режимів та тривалості експлуатації. Встановлено що використання цих значень дозволяє знизити можливі ризики 1,05 - 4974419,5 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі. Для урахування фізичних особливостей старіння масел запропоновано корегувати граничні значення показників масел одночасно для декількох діагностичних ознак. Для цього проаналізовано стохастичний зв'язок між показниками масел. Розроблено функцію середнього ризику для двомірних та трьохмірних розподілів, показників що мають значущий стохастичний зв'язок. Мінімізація розроблених функцій методом Нелдера- Міда дозволило

отримати граничні значення використання яких призведе до зниження ризиків в 1,7-84,4 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі.

У третьому розділі розроблено метод для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, що базується на використанні варіативних граничних значень показників. За результатами коваріаційного аналізу показників масел та тривалості експлуатації встановлено наявність значущої систематичної складової в часових залежностях показників. При цьому швидкість дрейфу одного й того ж показника в різних автотрансформаторах суттєво відрізняється, в залежності від режимів та умов експлуатації, а також якості масел. Для врахування відмінностей в інтенсивності старіння масел, розроблено процедуру для формування еталонних масивів показників масел, в умовах обмеженої апріорної інформації. Результати двофакторного дисперсійного аналізу показників масел з сформованих еталонних масивів, свідчать щодо наявності значущого впливу режимів та тривалості експлуатації на значення показників масел. За результатами дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності часових залежностей показників трансформаторних масел встановлено що зміна значень показників в часі відбувається з різною швидкістю, тобто залежності є нелінійними. Для ранньої діагностики стану трансформаторних масел з урахуванням впливу режимів та тривалості експлуатації, а також нелінійного характеру зміни показників масел в часі розроблено метод варіативних граничних значень показників.

У четвертому розділі розроблено метод для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних ознак. Запропоновано модель множинної регресії в якій тривалість експлуатації є функцією значень показників трансформаторних масел. Розроблено процедуру навчання регресійної моделі, для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних ознак. Сформовано вирішальне правило згідно з яким приймається рішення щодо стану трансформаторних масел. Для

урахування впливу режимів експлуатації, а також сорту та якості трансформаторних масел на інтенсивність процесів старіння, запропоновано використовувати групу моделей навчених по значенням показників автотрансформаторів що експлуатуються в різних умовах. Виконано навчання та доведено адекватність 4 моделей для автотрансформаторів напругою 330 кВ за результатами аналізу встановлено похибка що виникає при діагностиці стану масел знаходиться в межах 0,327-0,407 року.

За результатами наукового дослідження отримано наступні результати:

1. Вперше встановлено та науково обґрунтовано що значення параметрів трансформаторних масел, як придатних так і не придатних до подальшої експлуатації, розподілені згідно з законом Вейбулу, при цьому встановлено значущий вплив режимів та умов експлуатації обладнання на значення цих параметрів, що обумовлює необхідність їх урахування при корегуванні граничних значень показників масел;

2. Вперше науково обґрунтовано використання граничних значень показників трансформаторних масел, які визначаються мінімізацією функції середнього ризику для одномірних розподілів, з урахуванням режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів напругою 110-330 кВ, що дозволило для трансформаторів 110 кВ знизити ризики в 1,05-37,2 рази, а для автотрансформаторів 330 кВ в 1,8-4974419,5 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

3. Вперше запропоновано метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак з урахуванням особливостей процесу старіння трансформаторних масел, а також режимів та умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ, який відрізняється від існуючих тим, що граничні значення показників масел визначаються за рахунок мінімізації функції середнього ризику для багатомірних розподілів показників, що мають значущий стохастичний зв'язок, що дозволить знизити ризики в 1,7-35,7 рази для трансформаторів 110 кВ, а для

автотрансформаторів 330 кВ в 8-84,4 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

4. Отримав подальший розвиток метод визначення характеру залежностей показників трансформаторних масел, який відрізняється урахуванням тривалості експлуатації, що дозволило встановити, що в автотрансформаторах 330 кВ, значення показників у часі змінюються нелінійно, а характер залежностей окремих показників співпадає з кінетичними кривими окислювання;

5. Вперше розроблено модель множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних ознак, з урахуванням умов та режимів експлуатації обладнання, що на відміну від існуючих дозволяє виявляти обладнання з прискореним старінням масел, ще в той момент часу коли значення показників знаходяться в області що відповідають нормальному стану. Встановлено що похибка оцінки навчених моделей знаходиться в межах 0,327-0,407 року

Практичне значення отриманих результатів для електроенергетики:

1) Отримані та науково обґрунтовані варіативні граничні значення показників масел, які змінюються в залежності від тривалості та режимів експлуатації трансформаторів, використовуються в якості додаткових критеріїв при оцінці стану трансформаторних масел в рамках проведення періодичних випробувань службою ізоляції та грозозахисту АТ «Харківобленерго»;

2) Розроблена методика для формування еталонних траєкторій показників ізоляції в умовах обмеженої апріорної інформації використовується в науковій діяльності кафедри передачі електроенергії НТУ «ХПІ» при дослідженні процесів старіння ізоляції високовольного обладнання електричних мереж;

3) Розроблені методи діагностики стану трансформаторних масел, програмно реалізовані в вигляді окремих модулів інформаційно-аналітичної системи «СИРЕНА», яка на даний час розробляється на кафедрі «Передача

електричної енергії» НТУ «ХП»;

4) Отримані в роботі результати використовуються у навчальному процесі на кафедрі «Передача електричної енергії» в освітніх компонентах: «Техніка високих напруг», «Математичні основи технічної діагностики» та «Математичні задачі енергетики» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут».

Ключові слова: експлуатація, автотрансформатори, режими роботи, обладнання електричних мереж, неруйнівний контроль, трансформатори, трансформаторні масла, технічний стан, показники ізоляції, тангенс дельта, діагностика, моделювання, старіння, регресійна модель, навчання.

Список публікацій здобувача

Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:

1. Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2022. Vol. 47, no. 11. P. 14119–14132.

2. Ponomarenko S. Analysis of ageing characteristics of transformer oils under long-term operation conditions / Shutenko O., Ponomarenko S // *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*, 2022. Vol. 46, no. 2. P. 481–501.

3. Ponomarenko S. Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110-330 kV transformers / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Electrical Engineering & Electromechanics*. Kharkiv, 2021. No. 5. P. 46–56.

4. Пономаренко С. Г. Коригування гранично допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел методом мінімального ризику / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХП»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. Харків, 2022. № 1 С. 105–114.

5. Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз інтенсивності старіння масла в трансформаторах напругою 110 кВ та автотрансформаторах напругою

330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2021. № 2(3) С. 124–136.

6. Пономаренко С. Оцінка ефективності процедур статистичної обробки для підвищення достовірності результатів експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел / Шутенко О., Пономаренко С. // *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. Харків, 2022. № 11-12(165-166). С. 43–56.

7. Пономаренко С. Г. Формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2022. № 1(4). С. 56–66.

8. Пономаренко С. Г. Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2022. № 2(5). С. 58–66.

9. Пономаренко С. Г. Аналіз впливу тривалості експлуатації на значення показників масла в автотрансформаторах 330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2023. № 1 (6). С. 65–76.

ABSTRACT

Ponomarenko S. H. Improvement of diagnostic methods of transformer oil condition in 110-330 kV equipment taking into account the influence of operating modes and conditions. Qualifying scientific work on the rights of the manuscript.

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 141 “Electrical Engineering, Power Engineering and Electromechanics” (14 – Electrical engineering). – National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”, Kharkiv, 2023.

The aim of the study is to solve the problem of improving the methods and criteria used to assess the condition of transformer oils, taking into account the duration and operating modes of 110 kV transformers and 330 kV autotransformers.

The object of study is the aging processes of transformer oils in the tanks of 110-330 kV transformers and autotransformers, taking into account the operating modes and duration of operation.

The subject of research is the parameters of oils that characterise its condition in the tanks of 110-330 kV transformers and autotransformers operated in different modes.

The introduction substantiates the relevance of the dissertation topic, defines the research objectives, shows the connection of the work with scientific topics, provides information on scientific novelty, practical significance, approbation of results and publications.

The *first chapter* analyses the operational reliability of high-voltage power transformers and autotransformers operated in the Ukrainian electrical networks. The main causes of damage to transformers and autotransformers are considered, and the influence of transformer oils on the reliability of this equipment is analysed. The methods and criteria used to assess the technical condition of transformer oils in Ukraine and abroad are analysed. The main directions of improving the methods of assessing the technical condition of equipment used by foreign researchers are analysed. The main directions of research are formed.

In the *second chapter*, the methods for adjusting the limit values of transformer

oil indicators are developed. The laws of distribution of transformer oils for 110 kV and 330 kV power transformers and autotransformers were studied. It is established that both for oils suitable and not suitable for further operation, the values of the indicators have a Weibull distribution. Further analysis has shown that the densities of the distribution of indicators for oils with different conditions overlap, which indicates that the adjustment of the limit values of oil indicators is possible only using statistical decision methods. Based on a comparative analysis of the probabilities of correct and incorrect decisions, as well as the risk values associated with the use of limit values obtained by the method of integral functions (survival), the method of the minimum number of incorrect decisions, the method of minimum risk and the Neumann Pearson method, it was found that the most optimal method of correction is the method of minimum risk. The limit values of oil indicators for univariate distributions are determined, taking into account the modes and duration of operation. It is established that the use of these values allows reducing the possible risks by 1.05 - 4974419.5 times compared to the risks associated with the use of the limit values regulated in the current regulatory document in Ukraine. To account for the physical characteristics of oil aging, it is proposed to adjust the limit values of oil indicators for several diagnostic features simultaneously. For this purpose, the stochastic relationship between the oil indicators is analysed. An average risk function was developed for two- and three-dimensional distributions of indicators with a significant stochastic relationship. Minimisation of the developed functions by the Nelder-Mead method allowed obtaining limit values, the use of which will lead to a reduction in risks by 1.7-84.4 times compared to the risks associated with the use of limit values regulated in the current regulatory document in Ukraine.

The *third chapter* develops a method for early diagnostics of the state of transformer oils based on the use of variable limit values of indicators. The results of the covariance analysis of oil indicators and the duration of operation revealed the presence of a significant systematic component in the time dependencies of the indicators. At the same time, the drift rate of the same indicator in different autotransformers differs significantly, depending on the operating modes and

conditions, as well as the quality of oils. To account for differences in the intensity of oil aging, a procedure was developed to form reference arrays of oil indicators under conditions of limited a priori information. The results of the two-factor analysis of variance of oil indicators from the formed reference arrays indicate the presence of a significant influence of operating conditions and duration of operation on the values of oil indicators. The results of the analysis of variance for deviations from the linearity of the time dependencies of transformer oils' indicators show that the change in the values of indicators in time occurs at different rates, meaning that the dependencies are nonlinear. For early diagnostics of the state of transformer oils, considering the influence of operating modes and duration of operation, as well as the nonlinear nature of changes in oil indicators over time, a method of variable limit values of indicators has been developed.

The *fourth chapter* presents a method for early diagnostics of transformer oils by a set of diagnostic features. A multiple regression model is proposed in which the duration of operation is a function of the values of transformer oil indicators. A procedure for training a regression model for early diagnosis of the state of transformer oils by a set of diagnostic features has been developed. A decisive rule has been formed to determine the state of transformer oils. To account for the influence of operating modes, as well as the grade and quality of transformer oils on the intensity of aging processes, it is proposed to use a group of models trained on the values of indicators of autotransformers operated under different conditions. Training has been performed and the adequacy of 4 models for 330 kV autotransformers has been proved; according to the results of the analysis, the error arising from the diagnosis of the oil condition is within 0.327-0.407 years.

The following *scientific results* were obtained from the study:

1. The values of parameters of transformer oils, both suitable and unsuitable for further operation, are distributed according to the Weibull law for the first time, and a significant influence of modes and conditions of equipment operation on the values of these parameters is established, which necessitates their consideration when adjusting the limit values of oil indicators.

2. The use of limit values of transformer oil indicators determined by minimising the average risk function for one-dimensional distributions, considering the operating modes of transformers and autotransformers with voltage of 110-330 kV, was scientifically substantiated for the first time, which allowed to reduce the risks for 110 kV transformers by 1.05-37.2 times, and for 330 kV autotransformers by 1.8-4974419.5 times compared to the risks associated with the use of limit values regulated in the current Ukrainian regulatory document.

3. A method for adjusting the limit values of transformer oil indicators by a set of diagnostic features, considering the peculiarities of the aging process of transformer oils, as well as the modes and operating conditions of 110 kV transformers and 330 kV autotransformers, is proposed for the first time, which differs from the existing ones because the limit values of oil indicators are determined by minimizing the average risk function for multivariate distributions of indicators with a significant stochastic relationship, which will reduce the risks by 1.7-35.7 times for transformer oils.

4. The method of determining the nature of the dependencies of transformer oil indicators was further developed, which differs in consideration of the duration of operation, which made it possible to establish that in 330 kV autotransformers, the values of indicators change nonlinearly over time, and the nature of the dependencies of individual indicators coincides with the kinetic curves of oxidation.

5. A multiple regression model for early diagnostics of transformer oils, based on a set of diagnostic features, is developed for the first time, considering the conditions and modes of equipment operation, which, unlike existing ones, allows to identify equipment with accelerated oil aging, even when the values of indicators correspond to the normal state. It was found that the error of the trained models estimation is in the range of 0.327-0.407.

Practical implications of the results for the electric power industry:

1) The obtained and scientifically substantiated variable limit values of oil indicators, which vary depending on the duration and operating modes of transformers, are used as additional criteria for assessing the condition of transformer

oils as part of periodic tests by the Insulation and Lightning Protection Service of JSC Kharkivoblenergo.

2) The developed methodology for the formation of reference trajectories of insulation indicators under conditions of limited a priori information is used in the scientific activities of the Department of Electric Power Transmission of National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute” in the study of the aging processes of insulation of high-voltage equipment of electrical networks.

3) Methods for diagnosing the condition of transformer oils have been developed and implemented as separate modules of the informational and analytical system "SYRENA", which is currently being developed at the Department of Electric Power Transmission of National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”.

4) The results of the dissertation are used in the educational process at the Department of Electric Power Transmission in the educational components “High Voltage Equipment”, “Mathematical Basics of Technical Diagnostics” and "Mathematical Problems of Energy" of the National Technical University “Kharkiv Polytechnic Institute”.

Keywords: operation, autotransformers, operating modes, power grid equipment, non-destructive testing, transformers, transformer oils, technical condition, insulation performance, delta tangent, diagnostics, modeling, aging, regression model, learning.

List of publications of the applicant

Scientific works in which the main scientific results are published:

1. Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. Vol. 47, no. 11. P. 14119–14132.

2. Ponomarenko S. Analysis of ageing characteristics of transformer oils under long-term operation conditions / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Iranian Journal of*

Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering. 2022. Vol. 46, no. 2. P. 481–501.

3. Ponomarenko S. Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110-330 kV transformers / Shutenko O., Ponomarenko S // *Electrical Engineering & Electromechanics*. Kharkiv, 2021. No. 5. P. 46–56.

4. Ponomarenko S. Correction of transformer oil breakdown voltage maximum permissible values by the minimum risk method / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. Kharkiv, 2022. № 1 P. 105–114.

5. Ponomarenko S. Comparative analysis of oil ageing intensity in 110 kV transformers and 330 kV autotransformers / Ponomarenko S. // *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. Kharkiv, 2021. № 2(3) P. 124–136.

6. Ponomarenko S. Evaluating the effectiveness of statistical processing procedures to improve the reliability of the results of in-service control of the condition of transformer oils / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Energy saving. Power engineering. Energy audit*. Kharkiv, 2022. № 11-12(165-166). P. 43–56.

7. Ponomarenko S. Formation of reference trajectories for transformer oil indicators for 330 kV autotransformers / Ponomarenko S. // *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. Kharkiv, 2022. № 1(4). P. 56–66.

8. Ponomarenko S. Analysis of the ageing characteristics of transformer oils in 330 kV autotransformers during long-term operation / Ponomarenko S. // *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. Kharkiv, 2022. № 2(5). P. 58–66.

9. Ponomarenko S. Analysis of the influence of service life on the value of oil indicators in 330kV autotransformers / Ponomarenko S. // *Bulletin of the National Technical University “KhPI”. Series: Energy: Reliability and Energy Efficiency*. Kharkiv, 2023. № 1 (6). P. 65–76.

ЗМІСТ

| | |
|--|----|
| Вступ..... | 6 |
| Розділ 1 Основні проблеми експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів 110-330 кВ. | 13 |
| 1.1 Експлуатаційна надійність та основні причин пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-330 кВ. | 13 |
| 1.2 Оцінка впливу стану трансформаторних масел на забезпечення експлуатаційної надійності трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-330 кВ..... | 16 |
| 1.3 Порівняльний аналіз методів оцінки стану трансформаторних масел, що використовуються в Україні та за кордоном..... | 18 |
| 1.4 Світовий досвід удосконалення методів оцінки стану трансформаторних масел..... | 24 |
| 1.5 Формування напрямів досліджень..... | 27 |
| 1.6 Висновки до розділу 1..... | 29 |
| Розділ 2 Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в трансформаторах та автотрансформаторах 110–330 кВ шляхом корегування граничних значень показників..... | 31 |
| 2.1. Постановка завдань і вибір напрямку дослідження. | 31 |
| 2.2 Закони розподілу показників трансформаторних масел, що мають різний стан. | 32 |
| 2.3 Визначення граничних значень показників масел, методами статистичних рішень для одномірних розподілів. | 47 |
| 2.3.1 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом інтегральних функцій..... | 48 |
| 2.3.2 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом мінімального числа помилкових рішень..... | 49 |
| 2.3.3 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом мінімального ризику..... | 52 |

| | |
|--|-----|
| 2.3.4 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом Неймана-Пірсона..... | 54 |
| 2.3.5 Порівняльний аналіз отриманих результатів..... | 56 |
| 2.3.6 Визначення граничних значень показників масла, методом мінімального ризику..... | 58 |
| 2.4 Визначення граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак..... | 62 |
| 2.4.1. Стохастичний зв'язок між показниками трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ..... | 63 |
| 2.4.2 Визначення граничних значень показників масла методом мінімального ризику для двовимірних розподілів..... | 70 |
| 2.4.3 Визначення граничних значень показників масла методом мінімального ризику для тривимірних розподілів..... | 80 |
| 2.5 Висновки до розділу 2..... | 88 |
| Розділ 3 Розробка методу ранньої діагностики стану трансформаторних масел за рахунок використання..... | 92 |
| варіативних граничних значень показників..... | 92 |
| 3.1 Постановка задач і вибір напрямку дослідження..... | 92 |
| 3.2 Вплив тривалості та режимів експлуатації трансформаторів на характер часових залежностей показників трансформаторних масел..... | 93 |
| 3.3 Розробка алгоритму статистичного аналізу результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ в умовах обмеженості апріорної інформації..... | 108 |
| 3.4 Порівняльний аналіз інтенсивності процесів старіння масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ, які експлуатуються в різних режимах..... | 117 |
| 3.5 Особливості старіння трансформаторних масел у баках автотрансформаторів 330 кВ в умовах тривалої експлуатації..... | 124 |
| 3.6 Розробка методу для ранньої діагностики стану трансформаторних масел із використанням варіативних граничних значень показників..... | 127 |

| | |
|--|-----|
| 3.7 Висновки до розділу 3..... | 136 |
| Розділ 4 Розробка методу ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак..... | 139 |
| 4.1 Постановка завдань і вибір напрямку дослідження. | 139 |
| 4.2 Обґрунтування математичної моделі для оцінки ступеня старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак..... | 140 |
| 4.3 Розробка процедури навчання математичної моделі для оцінки ступені старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак..... | 141 |
| 4.4 Розробка вирішального правила для ранньої діагностики стану трансформаторних масел із використанням моделі множинної регресії. | 144 |
| 4.5 Навчання та аналіз адекватності регресійних моделей..... | 145 |
| Регресійне рівняння | 147 |
| 4.6 Висновки до розділу 4..... | 151 |
| Висновки | 153 |
| Список використаних джерел | 156 |
| Додаток А Результати аналізу законів розподілу показників для трансформаторних масел придатних та не придатних до подальшої експлуатації..... | 173 |
| Додаток Б Граничні значення показників трансформаторних масел отриманих методом мінімального ризику для одномірних розподілів..... | 181 |
| Додаток В Результати аналізу тісноти стохастичних зв'язків між показниками трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ | 191 |
| Додаток Г Результати коваріаційного аналізу залежностей показників трансформаторної масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ від тривалості експлуатації | 198 |
| Додаток Д Результати аналізу тісноти стохастичного зв'язку між показниками трансформаторних масел та тривалістю експлуатації для масивів вихідних даних показників масла (M_0) і для масивів отриманих у результаті використання розробленої процедури | |

| | |
|--|-----|
| статистичної обробки (M ₁ -M ₄)..... | 199 |
| Додаток Е Результати аналізу інтенсивності процесів старіння масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ, які експлуатуються в різних режимах | 200 |
| Додаток Ж Результати перевірки залежностей показників масел від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ на відхилення від лінійності..... | 201 |
| Додаток З Варіативні граничні значення показників масел для трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів 330 кВ | 202 |
| Додаток К Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу масивів M ₁ - M ₄ автотрансформаторів 330 кВ | 219 |
| Додаток Л Акти впровадження результатів наукових досліджень дисертаційної роботи | 223 |
| Додаток М Список публікацій здобувача за темою дисертації..... | 227 |

ВСТУП

Актуальність теми дослідження. Забезпечення надійного та безперебійного постачання промислових і побутових споживачів електричною енергією є не просто актуальними, а життєво важливими завданнями, як в умовах воєнних дій, так і в умовах повоєнного відновлення України. Як показано в [1] у першому півріччі 2022 року, тобто ще до початку системних ударів по об'єктах енергетики України, значення коефіцієнту SAIDI (середня тривалість відключення для кожного клієнта) становило 242 хвилини (унаслідок технологічних порушень у мережах електропостачальної компанії та запланованих без попередження споживачів перерв), що є найгіршим показником у Європі. При цьому основною причиною перерв в енергопостачанні споживачів є зношеність обладнання електричних мереж. Як показано в [2], з усіх автотрансформаторів напругою 330 кВ, що експлуатуються в електричних мережах України, тільки 17,8% експлуатуються в межах нормативного терміну служби, а 12,1% автотрансформаторів перебувають в експлуатації понад 40 років. Згідно з [2] питома частота відмов автотрансформаторів 330 кВ становить 0,2%, а однією з основних причин їх пошкодження (до 20%) є внутрішні короткі замикання.

Трансформаторне масло є одним із найважливіших елементів ізоляції високовольтних силових трансформаторів, яке виконує як ізоляційні, так і теплопровідні функції. У процесі тривалої експлуатації ізоляційні властивості трансформаторних масел істотно погіршуються, що призводить до зниження електричної міцності ізоляційних проміжків. Більш того, утворення в маслі продуктів глибокого окислення, таких як органічні та водорозчинні кислоти і волога, призводить до зниження механічної міцності основної ізоляції автотрансформаторів, а отже, і до скорочення залишкового ресурсу, а також до аварійного пошкодження обладнання внаслідок внутрішніх коротких замикань. Існуюча система оцінки стану трансформаторних масел, що регламентована міжнародними та національними стандартами [3-5], дає змогу розпізнати трансформаторне масло, придатне та не придатне до подальшої експлуатації.

Але при цьому виконати ранжування масла придатного до експлуатації за його реальним станом дана система не дозволяє. Остання обставина не дає змоги здійснити перехід на технічне обслуговування силових трансформаторів і автотрансформаторів за їхнім технічним станом, а не за календарним планом. Своєю чергою, саме така стратегія обслуговування є найефективнішою під час експлуатації трансформаторного обладнання за межами нормативного терміну служби. Більш того, має місце істотна відмінність у нормах і критеріях, що використовуються різними стандартами для оцінки стану трансформаторних масел. Це призводить до того, що масло, яке має одні й ті самі значення показників, може бути віднесено до різних станів залежно від використовуваних граничних значень показників. При цьому граничні значення показників, як правило, визначають методом інтегральних функцій, тобто тільки за значеннями показників, що відповідають маслу, придатному до експлуатації, без урахування тривалості та режимів експлуатації обладнання, що збільшує можливі ризики ухвалення помилкових рішень.

У зв'язку з цим удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел у трансформаторах і автотрансформаторах напругою 110-330 кВ є актуальним і практично значущим завданням, розв'язання якого дасть змогу підвищити експлуатаційну надійність обладнання електричних мереж і, як наслідок, надійність енергопостачання.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Дисертаційне дослідження проводилося на кафедрі передачі електричної енергії НТУ «ХП» відповідно до ініціативної науково-дослідної роботи «Удосконалення методів діагностики стану маслonaповненого високовольтного обладнання електричних мереж» (№ ДР 0121U109404, 2021–2022 рр.), у якій здобувач був відповідальним виконавцем. Основні наукові результати дисертаційної роботи використовуються при виконанні наукових досліджень в рамках держбюджетної науково-дослідної роботи за планом МОН України «Забезпечення стійкого, надійного та ефективного енергопостачання районів міст постраждалих внаслідок бойових дій»

(№ ДР 0123U100244, 2023–2025 рр.), де здобувач є виконавцем окремих розділів.

Мета і задачі дослідження. Метою дослідження є удосконалення методів та критеріїв, що використовуються для оцінки стану трансформаторних масел, з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Для досягнення мети поставлені наступні *задачі*:

1) Проаналізувати існуючі методи оцінки стану трансформаторних масел, що використовуються в Україні та за кордоном, та сформулювати основні напрямки досліджень;

2) Виконати аналіз законів розподілу значень показників трансформаторних масел для масел що придатні та не придатні до подальшої експлуатації;

3) Розробити метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел для одномірних розподілів, з урахуванням режимів та умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ та оцінити значення можливих ризиків;

4) Розробити метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак з урахуванням особливостей процесу старіння трансформаторних масел, а також режимів та умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ та оцінити значення можливих ризиків;

5) Виконати аналіз залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації з урахуванням умов та режимів роботи автотрансформаторів 330 кВ;

6) Розробити метод ранньої діагностики стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників ;

7) Розробити та навчити моделі множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом показників;

Об'єкт дослідження – процеси старіння трансформаторних масел у баках

трансформаторів та автотрансформаторів 110-330 кВ з урахуванням режимів та тривалості експлуатації.

Предмет досліджень – параметри масел, що характеризують його стан, в баках трансформаторів та автотрансформаторів 110-330 кВ, що експлуатуються в різних режимах.

Методи дослідження. В основу роботи покладено системний підхід при проведенні теоретичних та експериментальних досліджень, що базується на фундаментальних положеннях теорії ймовірності та математичної статистики зокрема математичних моделях дисперсійного аналізу, елементах теорії перевірки статистичних гіпотез, теорії технічної діагностики зокрема методах статистичних рішень для одномірних та багатомірних розподілів, методах розпізнавання кривих, техніки високих напруг, а також на аналітичних та чисельних методах аналізу і сучасних інформаційних технологіях. Математична обробка результатів до основні причинисліджень виконувалася з використанням сучасного прикладного програмного забезпечення (MathCAD, MATLAB, STATISTICA, Wolfram Mathematica а також програм розроблених здобувачем. Надійність розробки забезпечена коректним використанням методів дослідження та підтверджена результатами та промисловим впровадженням розроблених методів.

Наукова новизна отриманих результатів.

1. Вперше встановлено та науково обґрунтовано що значення параметрів трансформаторних масел, як придатних так і не придатних до подальшої експлуатації, розподілені згідно з законом Вейбулу, при цьому встановлено значущий вплив режимів та умов експлуатації обладнання на значення цих параметрів, що обумовлює необхідність їх урахування при корегуванні граничних значень показників масел;

2. Вперше науково обґрунтовано використання граничних значень показників трансформаторних масел, які визначаються мінімізацією функції середнього ризику для одномірних розподілів, з урахуванням режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів напругою 110-330 кВ,

що дозволило для трансформаторів 110 кВ знизити ризики в 1,05-37,2 рази, а для автотрансформаторів 330 кВ в 1,8-4974419,5 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

3. Вперше запропоновано метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак з урахуванням особливостей процесу старіння трансформаторних масел, а також режимів та умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ, який відрізняється від існуючих тим, що граничні значення показників масел визначаються за рахунок мінімізації функції середнього ризику для багатомірних розподілів показників, що мають значущий стохастичний зв'язок, що дозволить знизити ризики в 1,7-35,7 рази для трансформаторів 110 кВ, а для автотрансформаторів 330 кВ в 8-84,4 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

4. Отримав подальший розвиток метод визначення характеру залежностей показників трансформаторних масел, який відрізняється урахуванням тривалості експлуатації, що дозволило встановити, що в автотрансформаторах 330 кВ, значення показників у часі змінюються нелінійно, а характер залежностей окремих показників співпадає з кінетичними кривими окислювання;

5. Вперше розроблено модель множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних ознак, з урахуванням умов та режимів експлуатації обладнання, що на відміну від існуючих дозволяє виявляти обладнання з прискореним старінням масел, ще в той момент часу коли значення показників знаходяться в області що відповідають нормальному стану. Встановлено що похибка оцінки навчених моделей знаходиться в межах 0,327-0,407 року.

Практичне значення отриманих результатів для електроенергетичної галузі у дисертації полягає у наступному:

1) Отримані та науково обґрунтовані варіативні граничні значення показників масел, які змінюються в залежності від тривалості та режимів експлуатації трансформаторів, використовуються в якості додаткових критеріїв при оцінці стану трансформаторних масел в рамках проведення періодичних випробувань службою ізоляції та грозозахисту АТ «Харківобленерго»;

2) Розроблена методика для формування еталонних траєкторій показників ізоляції в умовах обмеженої апіорної інформації використовується в науковій діяльності кафедри передачі електроенергії НТУ «ХП» при дослідженні процесів старіння ізоляції високовольтного обладнання електричних мереж;

3) Розроблені методи діагностики стану трансформаторних масел, програмно реалізовані в вигляді окремих модулів інформаційно-аналітичної системи «СИРЕНА», яка на даний час розробляється на кафедрі «Передача електричної енергії» НТУ «ХП»;

4) Отримані в роботі результати використовуються у навчальному процесі на кафедрі «Передача електричної енергії» в освітніх компонентах: «Техніка високих напруг», «Математичні основи технічної діагностики» та «Математичні задачі енергетики» за освітньою програмою «Електроенергетика», освітньою-науковими програмами «Електроенергетика» та «Комп'ютерні інформаційні технології цифрової трансформації енергетики» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» (підтверджено актом впровадження, додаток Л).

Особистий внесок здобувача. Всі основні результати дисертаційного дослідження, що виносяться на захист, отримані здобувачем самостійно та опубліковані у роботах наведених у додатку М. Одноосібні наукові праці виконані здобувачем особисто і самостійно. У наукових працях, написаних у співавторстві, автору належать аналіз світового досвіду діагностики маслонаповненого обладнання, підготовка вибірки показників якості трансформаторного масла, розрахунки за допомогою програмного забезпечення.

Апробація результатів дисертації. Основні положення та результати дисертаційної роботи доповідалися та обговорювалися на: Міжнародній науково-практичній конференції магістрантів та аспірантів «Теоретичні та практичні дослідження молодих науковців» (м. Харків, 2019), Міжнародній конференції «Energy Smart Systems (ESS)» (м. Київ, 2020), Міжнародній конференції «KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)» (м. Харків, 2020–2022), Міжнародній конференції «Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)» (м. Кременчук, 2020), Міжнародній науково-практичній конференції «Енергозбереження та енергоефективність – 2020. Молодь: наука та інновації» (м. Дніпро, 2020), Міжнародній науково-практичній конференції «Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)» (м. Харків, 2021–2023), Міжнародній конференції «Electrical and Computer Engineering (UKRCON)» (м. Львів, 2021), Міжнародній конференції «Modern Electrical and Energy Systems (MEES)» (м. Кременчук, 2021), Міжнародній науково-технічній конференції «Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES)», (м. Харків, 2021, 2022).

Публікації. Основний зміст дисертаційної роботи відображено у 41 науковій публікації, з яких 7 статей у наукових фахових виданнях України, з них 1 стаття включена до наукометричної бази Scopus, 2 – в іноземних виданнях, що індексуються у міжнародних наукометричних базах даних Scopus та/або Web of Science, 32 – у матеріалах конференцій, з яких 8 проіндексовані у міжнародних наукометричних базах даних Scopus та/або Web of Science.

Структура і обсяг дисертації. Дисертаційна робота складається з анотації двома мовами, вступу, чотирьох розділів, висновків, списку використаних джерел та додатків. Обсяг дисертації становить 150 сторінки основного тексту, з них: 22 рисунків по тексту із них 11 рисунків на 11 окремих сторінках; 22 таблиць по тексту із них 2 таблиці на 2 окремих сторінках, списку використаних джерел із 128 найменувань на 16 сторінках, 11 додатків на 69 сторінках.

РОЗДІЛ 1

ОСНОВНІ ПРОБЛЕМИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ТРАНСФОРМАТОРІВ І АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ 110-330 КВ.

1.1 Експлуатаційна надійність та основні причин пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-330 кВ

Аналіз експлуатаційної надійності та вивчення основних причин пошкоджень цих трансформаторів стає невід'ємною частиною стратегічного управління та технічного обслуговування електроенергетичних систем. Ретельне вивчення та аналіз цих аспектів дозволяють підтримувати високий рівень надійності, довговічності та безпеки роботи трансформаторів, що є фундаментом сталого розвитку та ефективного використання ресурсів у галузі електроенергетики. У цьому контексті, надання уваги аналізу ризиків та причин пошкоджень трансформаторів є необхідною передумовою для вдосконалення їхньої експлуатаційної надійності та забезпечення безперебійності подачі електроенергії споживачам.

Аналіз вітчизняної джерел інформації показав, що основними видами пошкоджень трансформаторів і автотрансформаторів є [6-8]:

- міжфазні короткі замикання (КЗ) в обмотках і на виводах трансформаторів і автотрансформаторів;
- однофазні та двофазні КЗ на землю (для трансформаторів з ефективно заземленою нейтраллю та автотрансформаторів) в обмотках і на виводах;
- однофазні замикання на землю (для трансформаторів з ізольованою нейтраллю);
- виткові замикання;
- «пожежа» магнітопроводу.

При цьому у зарубіжних джерелах [9-11] виділяють дещо інші види пошкоджень. Так у [9] пошкодження або ж відмови трансформаторів і їх розподіл виглядають наступним чином:

- діелектричні (близько 35%) – часткові, поверхневі або дугові розряди;
- електричні (близько 15%) – обрив, КЗ, погані з'єднання або контакт;
- теплові (близько 27%) – загальне перегрівання, локальна гаряча точка;
- фізико-хімічні (близько 5%) – наявність забруднень, вологи, осаду, газів, слідів корозії;
- механічні (близько 15%) – наявні згинання, розриви, зміщення, розхитування.

У [10] пошкодження трансформаторів розділені на 2 групи – внутрішні та зовнішні. До внутрішніх відносяться втрата фіксації обмоток; перегрівання; наявність вологи у маслі; тверді забруднення в ізоляційному маслі; часткові розряди; конструктивні та виробничі дефекти; резонанс обмоток. До зовнішніх відносяться атмосферні перенапруги, операційні перемикання в системі, перевантаження, КЗ.

У [11] виділяють такі причини пошкоджень трансформаторів:

- старіння;
- втрата герметичності;
- неналежне технічне обслуговування;
- перевантаження та/або перегрівання;
- наявність вологи в маслі;
- атмосферні перенапруги.

Незважаючи на дещо різні підходи до визначення основних видів пошкодження трансформаторів та автотрансформаторів причини цих пошкоджень є однаковими. Загалом, аналіз зарубіжних джерел [9-13] показав, що велика доля пошкоджень спричинена перегріванням, перевантаженням, старінням, КЗ, механічними пошкодженнями тощо.

Однією із причин пошкоджень трансформаторів є перевантаження. Згідно [14] 6,3% трансформаторів в АТ «Харківобленерго» є перевантажені.

Якщо трансформатор перебуває під надмірним тиском, то це може призвести до перегріву і виведення з ладу ізоляції. В результаті цього, трансформатор може вибухнути або виникнути коротке замикання, що завдає шкоди як самому трансформатору, так і сусіднім об'єктам.

КЗ в мережі також є поширеною причиною пошкоджень трансформаторів. Високі струми, що виникають під час КЗ, можуть викликати значний нагрів трансформатора і пошкодити його структуру та ізоляцію.

Вплив термічного навантаження на ізоляційні матеріали та обмотки є суттєвим аспектом діяльності трансформаторів. Надмірне теплове навантаження може стати каталізатором для поступового зносу та старіння цих ключових компонентів. Часті перепади температур, особливо підвищення температури, можуть призвести до важких наслідків.

Перегрівання трансформатора може бути наслідком несправної охолоджувальної системи, яка не забезпечує ефективне відведення тепла, або порушенням робочого температурного режиму. Це, в свою чергу, може спричинити погіршення продуктивності трансформатора та може викликати пошкодження ізоляційних матеріалів. Перевищення температурних норм часто веде до виходу з ладу ізоляційних обмоток, що потенційно може призвести до коротких замикань та небезпеки для електричних систем.

Висока напруга також може стати причиною серйозних проблем для трансформатора. Перенапруження та іскри можуть завдати значних пошкоджень ізоляційним матеріалам та призвести до негайного виходу з ладу трансформатора. Це може створити небезпечну ситуацію та вимагати дорогоцінного ремонту чи заміни обладнання.

Крім того, вологість та корозія металевих деталей в трансформаторі можуть значно скоротити строк його служби. Вологість може вплинути на ізоляційні матеріали та спричинити їх пошкодження, а корозія може призвести до втрати структурної міцності металевих складових, що також стане загрозою для надійності трансформатора.

Таким чином, основною причиною ушкоджень трансформаторів та

автотрансформаторів є погіршення стану внутрішньої ізоляції, що призводить до зниження як електричної міцності ізоляційних проміжків, так і до зниження механічної міцності целюлозної ізоляції. Крім того причини к ушкодженню обладнання можуть призвести дефекти, що розвиваються а також зволоження та забруднення масел. Також на надійність роботи трансформаторів та автотрансформаторів суттєвий вплив здійснюють зовнішні чинники такі як перевантаження, комутаційні та атмосферні перенапруги, а також струми короткого замикання в електричних мережах.

1.2 Оцінка впливу стану трансформаторних масел на забезпечення експлуатаційної надійності трансформаторів і автотрансформаторів напругою 110-330 кВ

Трансформатори та автотрансформатори напругою 110-330 кВ є ключовими складовими сучасних електроенергетичних систем, забезпечуючи перетворення та передачу електроенергії на великі відстані. Однією з ключових складових що забезпечують надійність трансформаторів та автотрансформаторів є стан трансформаторних масел [15]. Масло відіграє важливу роль у забезпеченні ефективного тепловідведення, ізоляції та захисту від корозії внутрішніх деталей трансформаторів.

У процесі експлуатації під впливом атмосферного кисню, робочої температури, напруженості електричного поля а також хімічно агресивних середовищ відбувається зміна хімічної структури масел та погіршення їх ізоляційних властивостей тобто старіння масел. Наслідком цього є зниження електричної міцності та опору ізоляції устаткування, що може призвести до несправностей та перебоїв в роботі трансформатора.

Окислення трансформаторного масла є складним процесом, і ряд факторів може значно вплинути на його швидкість та ступінь. Перш за все, масло піддається окисленню під впливом кисню з повітря, що постійно контактує з поверхнею масла. Якщо волога проникає у масло, це додає активності процесу окислення. Волога може потрапити в систему через

різноманітні механічні пошкодження, що можуть створити умови для вологовмісту [16].

Присутність металів, зокрема міді та її сплавів, також є чинником, що каталізує окислення [4]. Металеві домішки, які можуть потрапити в масло внаслідок корозії або інших процесів, можуть значно прискорити окислення масла. Наведені у [17] результати досліджень вказують на те, що процес старіння ізоляційних систем у маслонаповнених трансформаторах включає в себе кілька взаємопов'язаних реакційних шляхів, серед яких найважливішими є:

а) термічне старіння ізоляційного паперу, яке відбувається під впливом високих температур і довготривалого навантаження;

б) окислення масла, яке спричинене взаємодією з киснем повітря та вищезазначеним термічним навантаженням;

в) корозія мідних обмоток, яка може призводити до утворення продуктів корозії і їхнього накопичення всередині ізолюючого паперового шару.

У зв'язку з цим виникає потреба в ранній діагностиці стану трансформаторних масел та їх подальшій регенерації [18].

Однак погіршення стану трансформаторних масел, здійснює негативний вплив не тільки на електричну міцність ізоляційних проміжків, але, що є більш небезпечним й на механічну міцність паперової ізоляції [19]. Накопичення в маслі продуктів окислення, зокрема органічних та водорозчинних кислот та волого призводять до прискорюваного зниження ступеню полімеризації целюлози та відповідно до скорочення залишкового ресурсу трансформаторів [19].

Виконаний аналіз показав, що стан трансформаторного масла є важливим чинником, який впливає на експлуатаційну надійність високовольтних трансформаторів та автотрансформаторів, при цьому погіршення стану масел внаслідок його старіння призводить не тільки до зниження електричної міцності ізоляційних проміжків, але й призводить до погіршення стану основної ізоляції трансформаторів.

1.3 Порівняльний аналіз методів оцінки стану трансформаторних масел, що використовуються в Україні та за кордоном

Як показав аналіз використаних джерел [3-5,13,15,17,18] для оцінки стану трансформаторних масел виконують різного роду тести та досліджують різні показники стану масел, серед яких:

1. Теплофізичні властивості:

- а. Теплопровідність;
- б. Колір;
- в. Густина;
- г. В'язкість;
- д. Температура спалаху;
- е. Температура застигання;
- ж. Міжфазний натяг;

2. Електричні властивості:

- а. Напруга пробою;
- б. Імпульсна напруга пробою;
- в. Тангенс кута діелектричних втрат;
- г. Газоутворення електроізоляційних рідин під дією електричної напруги та іонізації;

3. Хімічні властивості:

- а. Кислотність;
- б. Вміст газів;
- в. Вміст інгібіторів окислення;
- г. Вологовміст.

Оцінка стану трансформаторних масел здійснюється шляхом порівняння значень показників масел, отриманих в процесі експлуатаційних випробувань з граничними значеннями показників які регламентовані міжнародними або національними стандартами. Виконаний аналіз виявив суттєві відмінності як в переліку показників, що використовуються в різних стандартах для оцінки якості масел, так й в безпосередньому значенні граничних значень показників.

В якості прикладу в табл. 1.1-1.4 наведені граничні значення показників масел що регламентовані в Україні [4], міжнародним стандартом Міжнародної електротехнічної комісії [3], стандартом Інституту інженерів електротехніки та електроніки [5], а також компанією S.D. Myers (США) [21].

Аналізуючи дані з таблиць 1.1-1.4 можна зробити низку висновків:

1) Граничні значення регламентовані стандартами [3-5], дозволяють класифікувати масла на два можливі стани: масло придатне до подальшої експлуатації та масло не придатне до подальшої експлуатації;

2) Граничні значення, що використовуються компанією S.D. Myers дозволяють класифікувати масла на три стани: масло придатне до подальшої експлуатації, під питанням, та масло не придатне до подальшої експлуатації;

3) Граничні значення показників масла нормуються залежно від класу напруг трансформаторів, але не залежать, ні від тривалості, ні від режимів роботи устаткування. Остання обставина не дозволяє виявити автотрансформатори та трансформатори з прискореним старінням масел, на попередній стадії, в області допустимих значень показників;

4) Аналізуючи перелік показників, що використовуються різними стандартами для оцінки стану масел, можна констатувати, що такий показник як водорозчинні кислоти регламентований лише в чинному в Україні нормативному документі. Об'ємний опір масел нормований лише стандартом МЕК, а значення коефіцієнта поверхневого натягу – у стандартах МЕК та IEEE. А значення температури спалаху для оцінки стану масел використовується тільки в Україні та стандарті МЕК. Граничні значення кольору масел встановлені лише у нормах, що використовуються компанією S.D. Myers.

5) Порівнюючи граничні значення регламентовані різними стандартами для одного й того ж показника можна побачити наявність істотних відмінностей. Відмінності в граничних значеннях пробивної напруги трансформаторних масел спричинені відмінностями у відстанях між електродами. Однак у тих стандартах, у яких ці відстані однакові граничні значення пробивної напруги масел також відрізняються.

Таблиця 1.1 - Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла які регламентовані в Україні [4]

| Показник | Значення показників якості експлуатаційного масла |
|--|--|
| 1. Пробивна напруга для обладнання на напругу, кВ, не менше | |
| - від 60 кВ до 110 кВ | 40/35 |
| - від 220 кВ до 500 кВ | 50/45 |
| - 750 кВ | 60/55 |
| 2. Вміст механічних домішок. % маси (г/т). не більше | |
| - для трансформаторів до 220 кВ включно | 0,005 (50) |
| - для трансформаторів вище 220 кВ до 500 кВ включно | 0,005 (50) |
| 3. Вміст антиокисної присадки іонолу для негерметичних трансформаторів на напругу 110 кВ і вище, обладнання з місткістю маслосистеми 10 т і більше. % маси, не менше | 0,1 |
| 4. Кислотне число, мг КОН на 1 г масла, не більше | 0,1 0,25 |
| 5. Вміст водорозчинних кислот, мг КОН: | |
| для силових трансформаторів потужністю вище 630 кВ-А, вимірювальних трансформаторів маслonaповнених герметичних вводів | 0,014 |
| 6. Температура спалаху в закритому тиглі, °С. не нижче | 135, але зниження не більше ніж на 5 °С, але не більше ніж на 15 °С з початку експлуатації |
| 7. Тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С, %, для силових, вимірювальних трансформаторів, вводів на напругу, не більше. кВ: | |
| -110-150 | 10/15 |
| - 220 - 500 | 7/10 |
| 8. Кислотне число окисленого масла, мг КОН на 1 г масла, не більше, для масла: | 0,1 0,25 |
| 9. Вміст вологи. % маси (г/т), не більше: | |
| - для трансформаторів з азотним і плівковим захистом. герметичних трансформаторів струму та герметичних вводів | 0,002 (20) |
| 10 Вміст газу. % об'єму, не більше (для герметичного обладнання) | 2 |
| 11 Розчинений шлам (потенційний осад) для силових трансформаторів на напругу 220 кВ і вище за кислотного числа масла вище 0.15 мг КОН на 1 г масла | Відсутній |
| <i>Примітка.</i> У чисельнику наведені значення показника для трансформаторів, що введені до експлуатації після 01.01.99, а в знаменнику - до 01.01.99. | |

Таблиця 1.2 - Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла які регламентуються міжнародним стандартом Міжнародної електротехнічної комісії [3]

| Показник | Категорія ^a | Граничні значення показників якості масла |
|--|------------------------|---|
| Колір і зовнішній вигляд | А, В | Темний та/або каламутний |
| Пробивна напруга (кВ) | А | < 50 |
| | В | < 40 |
| Вміст води (мг/кг при робочій температурі трансформатора) | А | > 20 |
| | В | > 30 |
| Кислотність (мг КОН/масла) | А | > 0,15 |
| | В | > 0,20 |
| Тангенс кута діелектричних втрат при 40 Гц до 60 Гц при 90 °С | А | > 0,20 |
| | В | > 0,50 |
| Питомий опір (ГΩм) | при 20 °С | |
| | А | < 20 |
| | В | < 4 |
| | При 90 °С | |
| | А | < 3 |
| В | < 0,2 | |
| Вміст інгібіторів | Усі | < 40 % від початкова величина |
| Вміст домішок пасиваторів (мг/кг) | А, В | < 50 та знижується при > 10 мг/кг/рік |
| Осад і шлам (%) | А, В | Відсутність осаду або шламу, що випадає в осад. Результати нижче 0,02 % за масою можна не враховувати |
| Поверхнєве натягнення (мН/м) | А, В | |
| | Інгібований | < 22 |
| | Неінгібований | < 20 |
| Корозійна сірка | А, В | Корозійний |
| Температура спалаху | А, В | Максимальне зниження на 10 %. |
| <i>Примітки:</i> Категорія А: силові трансформатори з номінальною напругою системи від 170 кВ до 400 кВ. Категорія В: силові трансформатори з номінальною напругою системи від 72,5 кВ до 170 кВ | | |

Таблиця 1.3 - Гранично допустимі значення показників якості трансформаторного масла [5]

| Випробування та методика | Значення для класу напруги | |
|---|---|---------|
| | >69 – <230 кВ | ≥230 кВ |
| Напруга пробою діелектрика, кВ мінімум | 28 | 30 |
| 1 мм зазор | 47 | 50 |
| 2 мм зазор | | |
| Тангенс кута діелектричних втрат (коефіцієнт потужності) | 0.5 | 0.5 |
| 25 ° С, % максимум | 5.0 | 5.0 |
| 100 ° С, % не більше | | |
| Міжфазний натяг, мН/м мінімум | 30 | 32 |
| Число нейтралізації (кислотність), мг КОН/г максимум | 0,15 | 0,1 |
| Вміст води, мг/кг максимум | 25 | 20 |
| Вміст інгібіторів окислення Мінеральна масла типу II | 0,08% мінімум, якщо в оригінальній маслі | |

Відмінності в граничних значеннях тангенсу кута діелектричних втрат масла викликані відмінностями в температурах, при яких нормовані значення даного показника. У той же час для стандартів IEEE та норм компанії S.D. Myers, для яких значення температур, при яких вимірюються значення $\text{tg}\delta$ збігаються, граничні значення відрізняються. При оцінці стану трансформаторних масел за значеннями температури спалаху в Україні діє 5-градусне правило, а в стандарті МЕК - 10 градусне. Також істотні відмінності в граничних значеннях, що регламентуються різними стандартами, спостерігається для вмісту в маслі водорозчинних кислот. Наявність подібних розбіжностей призводить до того, що трансформаторне масло з одними і тими ж значеннями показників, може бути віднесено до різних станів, залежно від норм і критеріїв, що використовуються. Це створює елементи невизначеності в оцінці стану трансформаторних масел.

б) Граничні значення показників масел, що регламентовані в стандартах [3-5] встановлені для кожного з показників окремо, тобто. без урахування значень інших показників, та можливого взаємозв'язку між ними.

Таблиця 1.4 - Гранично-допустимі значення показників трансформаторних масел, що застосовуються в США компанією S.D. Myers.

| Показник | Прийнятне | Під питанням | Неприйнятне |
|--|---------------------------------|----------------------------|-------------------------|
| Кислотне число, КОН / г | < 0,05 | 0,06–0,10 | > 0,10 |
| Коефіцієнт поверхневого натягу, Н/ м | > 32 10 ⁻² | 28,0–31,9 10 ⁻² | > 27,9 10 ⁻² |
| Електрична міцність, кВ | > 30 | 25–29 | < 25 |
| Колір | < 3,5 | – | > 3,5 |
| Питома вага, г / см ³ | 0,841–0,91 | < 0,84 | > 0,91 |
| Прозорість | Прозоро | – | – |
| tg δ, % при 25 °С | < 0,1 | 0,1–0,3 | > 0,3 |
| tg δ, % при 100 °С | < 2,99 | 3,0–3,99 | > 4,0 |
| Вологість за Карлом Фішером при номінальній напрузі: | | | |
| < 69 кВ | < 30 | 30–34,9 | > 35 |
| 69–288 кВ | < 20 | 20–24,9 | > 25 |
| 345 кВ и вище | < 15 | 15–19,9 | > 20 |
| Вміст газів | Порівняння з попередніми даними | | |
| Металеві частинки | Порівняння з попередніми даними | | |
| Вміст фуранів (вибірково),% | < 100 | 101–249 | > 250 |

Водночас у нормах компанії S.D. Myers граничні значення вмісту вологи залежать від значень пробивної напруги масел. Тобто. враховуються фізичні особливості процесу старіння масла, зокрема наявність взаємного зв'язку між показниками, що на думку автора є серйозною перевагою порівняно з іншими стандартами.

7) Виконаний аналіз показав, що граничні значення показників масел визначаються методом інтегральних функцій, тобто по результатам аналізу значень показників масла придатного до подальшої експлуатації. Але ж як визначено в [3] отримані таким чином значення є не граничними а типовими, а їх ототожнення з граничними значеннями (що розділяють два стани) є помилковим.

Узагальнюючи отримані висновки можна констатувати, що існуючій системі оцінки стану трансформаторних масел, яка відображена в чинних міжнародних, національних та відомчих стандартах, притаманні деякі недоліки.

Зокрема відсутність можливості ранньої діагностики стану масел, для яких показники перебувають у області допустимих значень. Як наслідок неможливість ранжирування трансформаторів за станом масел і відповідно відсутність можливості переходу на технічне обслуговування трансформаторів за їх технічним станом, а не за календарним планом. Наявність відмінностей у граничних значеннях показників, що регламентовані різними стандартами, може бути джерелом невизначеності при прийнятті рішень щодо стану масел. Граничні значення показників визначені методом інтегральних функцій без урахування значень показників характерних для масел непридатних для подальшої експлуатації, а також без урахування тривалості та режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів, а також без урахування особливостей процесів старіння можуть призвести до підвищення ризиків при прийнятті помилкових рішень.

1.4 Світовий досвід удосконалення методів оцінки стану трансформаторних масел

В даний час активні дослідження з удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел проводяться і зарубіжними дослідниками. Достатньо уваги приділяється дослідженню процесів старіння масел та аналізу різних чинників на інтенсивність окислювання. Так в роботі [22] були проведені експерименти з пришвидшеним старінням на зразках трансформаторного масла при різних температурах. Додатково був використаний метод оцінки залишкового ресурсу з використанням закону Арреніуса. В [23] представлені результати експериментів з пришвидшеним старінням чотирьох видів трансформаторних масел протягом 5000 годин при чотирьох різних температурах: 80, 100, 120 і 140°C. Отримані результати свідчать про те, що термічне старіння має значний вплив на властивості трансформаторного масла через утворення кислих продуктів та води в маслі, що призводить до погіршення електричних і фізико-хімічних характеристик масла. У роботі [24] під час старіння були вивчені зміни хімічного складу та

вплив старіння трансформаторного масла на електричні властивості, такі як коефіцієнт діелектричних втрат, а також фізико-хімічні властивості, включаючи кінематичну в'язкість. В [25] було проведено аналіз впливу зміни температури, наявності частинок у маслі та вмісту води на значення пробивного напруги та тангенса кута діелектричних втрат масла. Наявність частинок у маслі може викликати різноманітні дефекти та вплинути на його діелектричні характеристики. В [26] проведено дослідження впливу вологості, целюлози та вмісту газів на старіння трансформаторних масел. Канадські вчені, згідно з дослідженням, описаним у роботі [27], розробили методику визначення показників ізоляційного масла в лабораторних умовах, де термічне старіння трансформаторного масла штучно прискорюється. Потреба в ранній діагностиці стану трансформаторних масел та їх подальшій регенерації обґрунтована в роботі [18].

Достатня кількість публікацій присвячено розробці нових методів вимірювання значень показників масел. Зокрема в роботі [28], запропоновано використовувати термічний аналіз та інфрачервону спектроскопію з перетворенням Фур'є для оцінки стабільності трансформаторних масел. В роботі [29] для ранньої діагностики стану масла була запропонована нова технологія вимірювання флуоресцентного випромінювання, яка була експериментально порівняна з іншими методами вимірювання (такими як метод титрування та інфрачервона спектроскопія) для перевірки її ефективності в оцінці ступеня окислення електроізоляційного масла. У роботі [30] був розроблений метод оцінки стану масла, заснований на абсорбційній спектроскопії з використанням характеристики спектрального поглинання через метод абсорбції ультрафіолету.

У роботі [31] наведені результати аналізу різних методик вимірювання вмісту вологи в трансформаторних маслах. [20] В роботах [32-34, 20] наведено результати досліджень впливу продуктів окислення масел на стан основної ізоляції трансформаторів.

Велика кількість досліджень також присвячена вдосконаленню процедур

для прийняття рішень при оцінці стану трансформаторних масел.

У роботі [34] використовуються як регресійні, так і класифікаційні моделі, засновані на машинному навчанні, для перевірки кореляції між значеннями міжфазної напруги трансформаторного масла та іншими результатами аналізу масла, такими як пробивна напруга, кислотність, кольоровий показник, коефіцієнт розсіювання і вміст води. В [35] запропоновано використовувати поліноміальну модель для оцінки стану трансформаторних масел, а в [36] для оцінки впливу вмісту води на діелектричні властивості трансформаторних масел було запропоновано використовувати експоненційні регресійні моделі.

В той же час в [37] запропоновано регресійні моделі які базуються на аналізі статистичних зв'язків між вмістом води у маслі та його діелектричними властивостями.

В роботах [38,39] для прогнозування стану трансформаторних масел запропоновано використовувати мережі Маркова., а в [40] для прогнозування ступеня старіння трансформаторних масел використовувалися вейвлет-перетворення та метод штучної нейронної мережі з зворотнім поширенням.

В [41] було розроблено штучну нейронну мережу для прогнозування показників масла трансформатора, а в [42] була розроблена нечітка логічна модель для оцінки стану трансформаторів на основі вмісту вологи. В [43] розглядається модель на основі нечіткої логіки. Ця модель включає в себе аналіз частотних характеристик, аналіз розчинених у маслі газів, вміст води, кислотність, спектрофотометрію, часткові розряди, напругу пробою, вміст фурфуралу, які є підмоделями цієї системи.

У роботах [44,45] для оцінки стану трансформаторних масел було запропоновано використовувати алгоритми машинного навчання., а в [46,47] для оцінки вологості трансформаторних масел було запропоновано використовувати машину опорних векторів генетичного алгоритму.

Слід також зазначити що всі сучасні стратегії діагностики, та технічного обслуговування трансформаторів та автотрансформаторів враховують стан

трансформаторних масел. Наприклад в [48] розроблена стратегія технічного обслуговування силових трансформаторів, яка базується на аналізі результатів випробувань масла та паперової ізоляції, і спрямована на мінімізацію ризиків під час експлуатації. В [49-51] для оцінки стану трансформаторів використовується концепція індексу працездатності трансформатора, а в [52] була запропонована нова методологія класифікації та заміни силових трансформаторів на підстанціях на основі використання індикатора операційної вразливості. У роботі [53] запропоновано підход, який базується на управлінні ризиком, пов'язаним із прийняттям різних попереджувальних заходів за допомогою недостовірної інформації про стан трансформатора та очікуваних витрат на ці заходи.

Таким чином, не зважаючи на те що система оцінки стану трансформаторних масел існує вже багато років, робота по її удосконаленню тривають і по цей час. При цьому основними напрямками робіт є дослідження процесів старіння масел та аналіз впливу різних чинників на інтенсивність окислювання, розробка нових методів вимірювання значень показників масел та вдосконалення процедур для прийняття рішень при оцінці стану трансформаторних масел. Однак, незважаючи на велику кількість цих досліджень, основні недоліки існуючої системи оцінки стану трансформаторних масел повністю не усунуто.

1.5 Формування напрямів досліджень

Виконаний аналіз показав, що основною причиною ушкоджень силових трансформаторів та автотрансформаторів напругою 110-330 кВ є погіршення стану внутрішньої ізоляції, що призводить до зниження як електричної міцності ізоляційних проміжків, так і до зниження механічної міцності целюлозної ізоляції. В свою чергу як електрична міцність ізоляційних проміжків так й механічна міцність основної ізоляції трансформаторів та автотрансформаторів не в останню чергу визначаються станом трансформаторних масел.

Аналіз існуючої системи оцінки стану трансформаторних масел, яка

відображена в чинних міжнародних, національних та відомчих стандартах, дозволив виявити наступні недоліки

1) Відсутність можливості ранньої діагностики стану масел, для яких показники перебувають у області допустимих значень, що не дозволяє ранжувати трансформатори за станом масел і відповідно перейти на технічне обслуговування трансформаторів за їх технічним станом, а не за календарним планом.

2) Наявність відмінностей у граничних значеннях показників, що регламентовані різними стандартами, може бути джерелом невизначеності при прийнятті рішень щодо стану масел.

3) Відсутність методу для визначення граничних значень показників масел з урахуванням значень показників характерних як для масел придатних так й непридатних для подальшої експлуатації, а також з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів а також особливостей процесів старіння.

За результатами виконаного аналізу мету і задачі дисертаційної роботи можна формулювати таким чином.

Метою дослідження є удосконалення методів та критеріїв, що використовуються для оцінки стану трансформаторних масел, з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Для досягнення цієї мети необхідно:

1. Проаналізувати існуючі методи оцінки стану трансформаторних масел, що використовуються в Україні та за кордоном, та сформулювати основні напрямки досліджень;

2. Виконати аналіз законів розподілу значень показників трансформаторних масел для масел що придатні та не придатні до подальшої експлуатації;

3. Розробити метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел для одномірних розподілів, з урахуванням режимів та

умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ та оцінити значення можливих ризиків;

4. Розробити метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак з урахуванням особливостей процесу старіння трансформаторних масел, а також режимів та умов експлуатації трансформаторів 110 кВ, та автотрансформаторів 330 кВ та оцінити значення можливих ризиків;

5. Виконати аналіз залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації з урахуванням умов та режимів роботи автотрансформаторів 330 кВ;

6. Розробити метод ранньої діагностики стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників ;

7. Розробити та навчити моделі множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом показників;

1.6 Висновки до розділу 1

1. Основною причиною ушкоджень трансформаторів та автотрансформаторів напругою 110-330 кВ є погіршення стану внутрішньої ізоляції, що призводить до зниження як електричної міцності ізоляційних проміжків, так і до зниження механічної міцності целюлозної ізоляції. Крім того к ушкодженню обладнання можуть призвести дефекти, що розвиваються а також зволоження та забруднення масел. Також на надійність роботи трансформаторів та автотрансформаторів суттєвий вплив здійснюють зовнішні чинники такі як перевантаження, комутаційні та атмосферні перенапруги, а також струми короткого замикання в електричних мережах.

2. Виконаний аналіз показав, що стан трансформаторного масла є важливим чинником, який впливає на експлуатаційну надійність високовольтних трансформаторів та автотрансформаторів, при цьому погіршення стану масел внаслідок його старіння призводить не тільки до зниження електричної міцності ізоляційних проміжків, але й призводить до

погіршення стану основної ізоляції трансформаторів.

3. Основними недоліками існуючої системи оцінки стану трансформаторних масел є відсутність можливості ранньої діагностики стану масел, для яких показники перебувають у області допустимих значень, наявність відмінностей у граничних значеннях показників, що регламентовані різними стандартами, та відсутність методу для визначення граничних значень показників масел з урахуванням значень показників характерних як для масел придатних так й непридатних для подальшої експлуатації, а також з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів, а також з урахуванням особливостей процесів старіння.

4. На основі аналізу результатів закордонних досліджень встановлено, що не зважаючи на те що система оцінки стану трансформаторних масел існує вже багато років, робота по її удосконаленню тривають і по цей час. При цьому основними напрямками робіт є дослідження процесів старіння масел та аналіз впливу різних чинників на інтенсивність окислювання, розробка нових методів вимірювання значень показників масел та вдосконалення процедур для прийняття рішень при оцінці стану трансформаторних масел. Однак, незважаючи на велику кількість цих досліджень, основні недоліки існуючої системи оцінки стану трансформаторних масел повністю не усунуто.

РОЗДІЛ 2
УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ
ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В ТРАНСФОРМАТОРАХ ТА
АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ 110–330 КВ ШЛЯХОМ КОРЕГУВАННЯ
ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ ПОКАЗНИКІВ.

2.1. Постановка завдань і вибір напрямку дослідження

У процесі експлуатаційних випробувань стан трансформаторних масел оцінюють шляхом порівняння вимірних значень показників із граничними значеннями, що регламентовані в міжнародних або національних стандартах. Очевидно, що в цьому разі достовірність ухвалення рішення, а отже й експлуатаційна надійність та залишковий ресурс маслонаповненого обладнання залежатимуть від того, наскільки коректно визначено граничні значення показників. Виконаний у попередньому розділі роботи аналіз засвідчив наявність істотних відмінностей не тільки в номенклатурі показників масла, що регламентовані різними стандартами для оцінювання стану масел, а й безпосередньо в рівні граничних значень одного й того самого показника. Крім того, метод інтегральних функцій, який використовується для визначення граничних значень показників ізоляції, згідно з [3] дає змогу визначити не граничні, а типові значення показників ізоляції. Типові значення - це значення показників, характерні для 90-95% нормально працюючого справного обладнання, і, як стверджується в [3], їх ототожнення з граничними значеннями (що розділяють два стани) є помилковим.

У зв'язку з цим метою цього розділу роботи є розробка методу для визначення (або коригування) граничних значень показників масла з урахуванням режимів і умов експлуатації. Для досягнення цієї мети вирішуємо такі завдання:

- 1) Проаналізувати закони розподілу показників для трансформаторних масел придатних і непридатних до експлуатації;
- 2) Виконати порівняльний аналіз граничних значень отриманих з використанням різних методів статистичних рішень;

3) Визначити граничні значення показників трансформаторних масел і виконати порівняння отриманих значень із граничними значеннями, регламентованими у відомих стандартах;

4) Виконати аналіз тісноти стохастичного зв'язку між показниками трансформаторних масел;

5) Запропонувати функцію середнього ризику для діагностики стану трансформаторних масел за кількома показниками, які статистично пов'язані між собою;

6) Визначити граничні значення показників трансформаторних масел, для багатовимірних розподілів і виконати порівняння отриманих значень з граничними значеннями, регламентованими у відомих стандартах.

2.2 Закони розподілу показників трансформаторних масел, що мають різний стан

В якості вихідних даних використані результати періодичного контролю пробивної напруги трансформаторних масел по 231 трансформатору напругою 110 кВ і 49 автотрансформаторів напругою 330 кВ. Загальний обсяг аналізованої вибірки склав 21062 значення, з яких 17408 отримані для трансформаторів напругою 110 кВ, а 3654 – для автотрансформаторів напругою 330 кВ. перелік показників трансформаторних масел і обсяг вибірових значень по кожному показнику наведено в табл. 2.1.

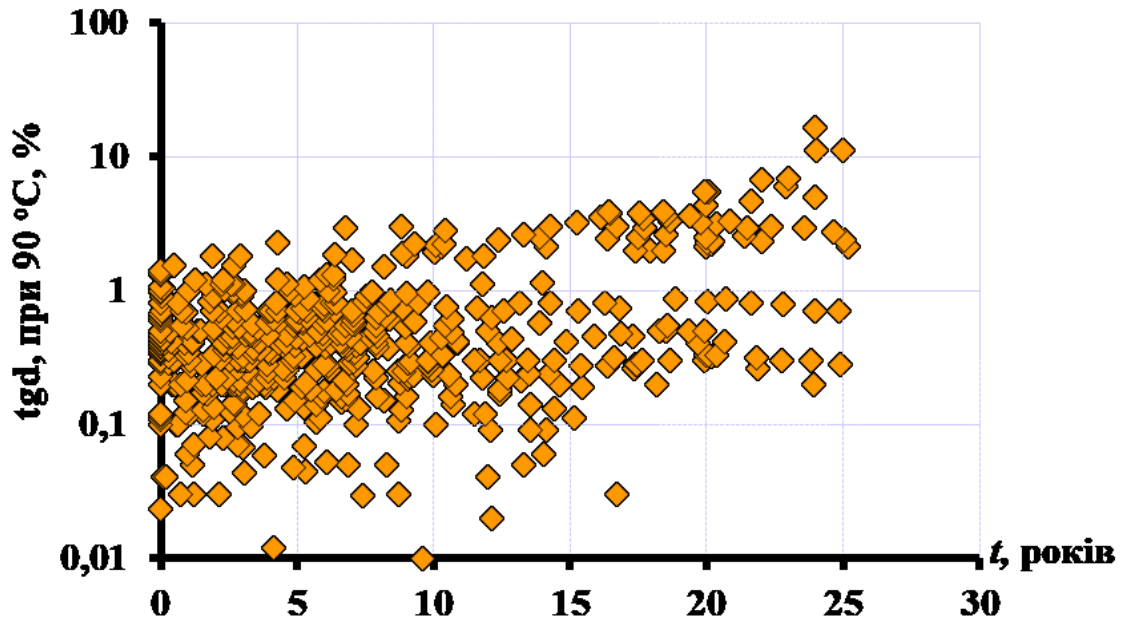
Аналізовані трансформатори і автотрансформатори введені в експлуатацію в різний час, мають відмінності в конструкції, експлуатуються з різним завантаженням і залиті маслами різного гатунку. Такі відмінності призводять до того, що інтенсивність процесів старіння масла в різних трансформаторах істотно відрізняється. Тобто аналізована вибірка є неоднорідною. Як показано в роботі [54], наявність такої неоднорідності не дає змоги виконати оцінювання законів розподілу показників трансформаторних масел, без процедури попереднього статистичного опрацювання.

Як приклад на рис. 2.1 *a* приведена залежність тангенса кута

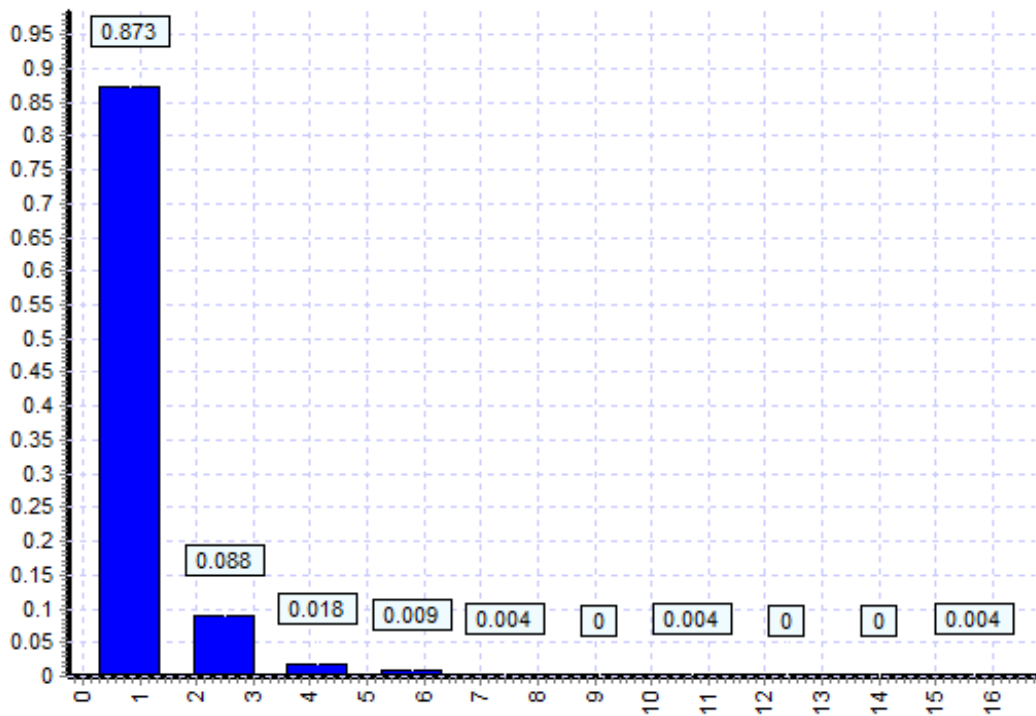
діелектричних втрат трансформаторних масел, виміряного при температурі 90 °С для автотрансформаторів напругою 330 кВ від тривалості експлуатації. Як видно з рисунку [54] неоднорідність вихідних даних обумовлено як відмінностями в якості масла, що заливається відносно високі значення $\text{tg}\delta$ виміряного при 90 °С на початковому етапі експлуатації, так і відмінностями в умовах експлуатації (низькі значення даного показника отримані при досить великому терміні служби). Неоднорідність [54] вихідних даних призводить до спотворення гістограми емпіричного розподілу (рис. 2.1 б), що не дозволяє виконати оцінку законів розподілу показників трансформаторних масел.

Таблиця 2.1 – Перелік показників трансформаторних масел та обсяг вибірових значень за кожним показником

| № | Показник якості масла | Обсяг вибірових значень | |
|------------------------------------|----------------------------|---------------------------|-------------------|
| | | Кількість трансформаторів | Кількість значень |
| Трансформатори напругою 110 кВ | | | |
| 1 | Температура спалаху | 230 | 3746 |
| 2 | Кислотне число | 231 | 3741 |
| 3 | Пробивна напруга | 231 | 3723 |
| 4 | $\text{tg}\delta$ при 20 С | 31 | 268 |
| 5 | $\text{tg}\delta$ при 70 С | 50 | 426 |
| 6 | $\text{tg}\delta$ при 90 С | 60 | 570 |
| 7 | Колір масла | 121 | 2108 |
| 8 | Вміст водорозчинних кислот | 46 | 1191 |
| 9 | Вологовміст | 73 | 1635 |
| Автотрансформатори напругою 330 кВ | | | |
| 1 | Температура спалаху | 49 | 887 |
| 2 | Кислотне число | 48 | 850 |
| 3 | Пробивна напруга | 49 | 852 |
| 4 | $\text{Tg}\alpha$ при 90°С | 45 | 543 |
| 5 | Вологовміст | 30 | 400 |
| 6 | Вміст механічних домішок | 20 | 122 |



a



б

Рисунок 2.1 – Залежність тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел, виміряна при температурі $90\text{ }^\circ\text{C}$ в автотрансформаторах напругою 330 кВ від тривалості експлуатації (*a*) для вихідного масиву даних і відповідна їй гістограма емпіричного розподілу (*б*)

Процедура статистичного опрацювання виконувалася у два етапи. На першому етапі із загального масиву результатів випробування було виділено значення показників масел, які не відповідали граничним значенням показників, регламентованих у [4], з урахуванням терміну експлуатації обладнання. З таких результатів було сформовано масив показників D_2 , тобто масло непридатне до експлуатації. Решта результатів випробувань склали масив D_1 , тобто масло придатне до експлуатації.

Для зниження неоднорідності результатів випробувань стану трансформаторних масел було використано підхід, заснований на перевірці статистичних гіпотез [55]. Як показав аналіз 8джерел [56-60], використання такого підходу дає змогу істотно знижувати неоднорідність результатів випробувань показників ізоляції різної фізичної природи.

Для зниження неоднорідності результатів випробувань стану масел, придатної до експлуатації, було використано одночасно три статистичні критерії:

1) ранговий непараметричний критерій Вілкоксона (W) – для перевірки статистичної гіпотези про схожість законів розподілу двох незалежних вибірок [61]:

$$W = \sum_{i=1}^n s(r_i), \quad (2.1)$$

де r_i – ранги діагностичних ознак в загальному варіаційному ряду;

$s(r_i)$ – одна з можливих $N!$ перестановок рангу r_i .

2) Z -критерій (Z) – для перевірки статистичної гіпотези про рівність математичних очікувань двох незалежних вибірок [61]:

$$Z_{\text{спост}} = \frac{\bar{x}_1 - \bar{x}_2}{\sqrt{\frac{\delta_1^2}{n} + \frac{\delta_2^2}{m}}}, \quad (2.2)$$

де \bar{x}_1 та \bar{x}_2 – вибіркове середнє діагностичної ознаки, розраховане за результатами випробувань першого та другого трансформатора відповідно;

δ_1^2 та δ_2^2 – вибіркова дисперсія діагностичної ознаки, розрахована за результатами випробувань першого та другого трансформатора відповідно;

n – число спостережень діагностичної ознаки для першого трансформатора;

m – число спостережень діагностичної ознаки для другого трансформатора.

3) критерій Фішера-Снедекора (F) для перевірки статистичної гіпотези про рівність дисперсій двох незалежних вибірок [61]:

$$F_{\text{спост.}} = \frac{\delta_{\text{max}}^2}{\delta_{\text{min}}^2}, \quad (2.3)$$

де δ_{max}^2 та δ_{min}^2 – значення максимальної та мінімальної вибіркової дисперсії.

Дві незалежні вибірки вважалися однорідними, якщо за результатами тестування при заданому рівні значущості $\alpha = 0,05$ не відкидалися наступні статистичні гіпотези [54]:

1) про схожість законів розподілу двох незалежних вибірок ($W_1 > W_{n1, n2, 0,025}$, $W_2 < W_{n1, n2, 0,975}$);

2) про рівність математичних очікувань двох незалежних вибірок ($Z_{\text{спост.}} < Z_{\text{крит.}}, 0,95$);

3) про рівність дисперсій двох незалежних вибірок ($F_{\text{obs.}} < F_{(n1-1), (n2-1), 0,95}$).

За результатами статистичного опрацювання для кожного з аналізованих показників масел було сформовано кілька масивів з однорідними значеннями показників. Обсяг вибірових значень (N), значення вибірових середніх (M_x), вибірових дисперсій (D_x), коефіцієнтів асиметрії (j_s) і коефіцієнта ексцесу (j_k) для вихідних масивів даних (D_{10}) і масивів, отриманих в результаті статистичної обробки ($D_{11}-D_{1n}$) показників масла придатного до експлуатації для трансформаторів напругою 110 кВ, наведені в табл. А.1, а для

автотрансформаторів напругою 330 кВ в табл. А.2 додатка А.

Порівнюючи статистичні характеристики вихідних масивів показників масел із аналогічними характеристиками показників, отриманих після статистичної обробки [54] відзначимо істотне зниження значень дисперсії, а також значень коефіцієнтів асиметрії та ексцесу практично для всіх показників. При аналізі статистичних характеристик масивів показників, отриманих після статистичної обробки, можна відзначити [54], що значення математичних очікувань показників масла придатного до експлуатації значно відрізняються. Це свідчить як про різний рівень якості трансформаторного масла, так і про різну інтенсивність старіння масел в трансформаторах. З таблиць А.1 і А.2 видно, що негативні значення коефіцієнтів асиметрії [54] («довга частина» кривої розподілу розташована зліва від математичного очікування) отримані в основному для показників, значення яких знижуються в процесі старіння (температура спалаху і пробивна напруга масел). Для показників масел, значення яких збільшуються в процесі старіння масла, такі як вміст органічних і водорозчинних кислот, тангенс кута діелектричних втрат, колір масел, вологовміст та вміст механічних домішок, в більшості випадків спостерігаються позитивні значення коефіцієнта асиметрії («довга частина» кривої розподілу розташована зліва від математичного очікування).

Наявність від'ємної асиметрії для деяких масивів даних показників свідчить про погіршений стан трансформаторного масла, має місце більша кількість «високих значень» показників в порівнянні з низькими. Як видно з таблиць, для всіх масивів показників має місце додатні значення коефіцієнта ексцесу, що говорить про те, що крива розподілу має більш високу і «гостру» вершину, ніж крива нормального закону [54]. Отримані емпіричні значення коефіцієнтів асиметрії і ексцесу побічно свідчать про те, що розподіли показників масла, придатного до експлуатації, можуть відрізнятися від нормального закону.

Аналіз, який був проведений [54], дав важливі висновки про отримані однорідні масиви даних, сформовані на основі результатів випробувань

трансформаторів, які мають близькі терміни експлуатації і подібні значення коефіцієнтів завантаження. Цей аналіз підтвердив, що існує чіткий зв'язок між умовами експлуатації трансформаторів і значеннями параметрів законів розподілу показників масла. Отже, результати вказують на те, що трансформатори, які мають схожі умови експлуатації, демонструють схожі закони розподілу для своїх показників масла.

Обробка результатів випробувань стану масла з масиву D_2 [54] проводилося в такій послідовності. На першому етапі було сформовано масиви даних за кожним із показників масла. При цьому для забезпечення "рівноправності" між окремими трансформаторами для кожного з показників відбирали суворо фіксовану кількість значень з кожного трансформатора. Далі виконувалося сортування значень показників за спаданням. Після чого за аналогією з [55-60], був використаний підхід, заснований на виділенні грубих похибок серед однотипних вимірювань. Для цього був використаний критерій Ірвіна, який може бути застосований у випадку, коли розподіл випадкової величини невідомий або відрізняється від нормального розподілу. «Підозрілі» значення показників масла по краях варіаційного ряду оцінювалися з використанням критерію Ірвіна:

$$\eta_{\text{роз.}} = \frac{(x_k - x_{k \text{ попер}})}{S}, \quad (2.4)$$

де x_k – підозріле значення;

$x_{k \text{ попер}}$ – попереднє значення в варіаційному ряду.

Отримане розрахункове значення критерію Ірвіна порівнювалося з табличним $\eta_{\text{табл}}$. Якщо $\eta_{\text{роз.}} > \eta_{\text{табл}}$, тоді розглядається значення відкидається і перевірялося наступне. Перевірка тривала, поки не було отримано $\eta_{\text{роз.}} < \eta_{\text{табл}}$.

Статистичні характеристики отриманих масивів значень показників масла для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 наведено в табл. А.3 додатка А. Оскільки в чинному в Україні стандарті граничні значення вмісту в маслі органічних кислот нормуються залежно від

року введення трансформаторів в експлуатацію, то масив D_{21} сформований за результатами випробувань трансформаторів, введених в експлуатацію після 01.01.1999 року, а масив D_{22} сформований за результатами випробувань трансформаторів, введених в експлуатацію до 01.01.1999 року.

Для перевірки гіпотези про відповідність теоретичного закону розподілу емпіричним даним була використана програма «ZR» розроблена на кафедрі Передача електричної енергії НТУ «ХП» [62]. Дана програма дозволяє розбити діапазон зміни випадкової величини на інтервалі, для чого за замовчуванням використовується формула Стерджеса:

$$L = 1 + 3,322 \lg N, \quad (2.5)$$

де N – об'єм вибірових значень.

У випадку потреби користувач може вручну вказати бажану кількість інтервалів для поділу даних. Наступним кроком є побудова гістограми емпіричного розподілу, яка дозволяє візуалізувати розподіл значень показників. Після цього виконується оцінка параметрів для 11 різних законів розподілу, зокрема нормального розподілу, бета-розподілу, експоненціального розподілу, екстремального розподілу, гамма-розподілу, розподілу Лапласа, логістичного розподілу, логарифмічного нормального розподілу, розподілу Релея, розподілу Вейбулла та розподілу Парето.

Для кожного з цих 11 законів розподілу виконується аналіз, який полягає в перевірці відповідності теоретичного закону розподілу емпіричним даним.

Для цього використовувалися два статистичних критерії [61]:

1) Критерій Пірсона:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n'_i)^2}{n'_i}, \quad (2.6)$$

де n_i – значення емпіричних частот;

n'_i – значення теоретичних частот;

k – кількість інтервалів.

Для перевірки основної гіпотези обчислюється вибіркоче значення критерію χ^2 і по таблиці критичних точок розподілу критерію, по заданому рівню значущості α і числу ступенів свободи f визначається критична точка $\chi^2_{\text{crit}}(\alpha; f)$. Число ступенів свободи f визначається як $f = k - 1 - r$, де k – число груп (часткових інтервалів) вибірки; r – число параметрів передбачуваного розподілу, які оцінені за даними вибірки. Якщо розрахункове значення критерію χ^2 менше критичного, то основна гіпотеза (генеральна сукупність розподілена за цим законом) не відкидається. Якщо розрахункове значення критерію χ^2 більше критичного, то основна гіпотеза відкидається.

2) Критерій Колмогорова Смирнова:

$$D_n = \sup_x |F_n(x) - F(x)|, \quad (2.7)$$

де $F_n(x)$ – емпірична функція розподілу; $F(x)$ – теоретична функція розподілу.

Основна гіпотеза (генеральна сукупність розподілена за цим законом) відкидається, якщо $\sqrt{n} \cdot D_n$ перевищує квантиль розподілу K_α заданого рівня значущості α , і не відкидається в іншому випадку [61].

Виконаний за допомогою програми аналіз показав, що значення показників масла як придатного, так і непридатного до експлуатації можуть бути описані розподілом Вейбулла. Щільність розподілу Вейбулла має вигляд:

$$p(x; \alpha, \beta) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} \cdot x^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta}, \quad (2.8)$$

де α і β – параметри закону розподілу, інтерпретовані відповідно як параметр масштабу і параметр форми.

Значення параметра α і β визначалося як:

$$\alpha = \frac{M(x)}{1 - 0.427 \cdot (\beta - 1) \cdot \beta^{-1.9}}, \quad (2.9)$$

$$\beta = \frac{N-1}{N} \cdot \left(\begin{array}{l} 0.465 \cdot \frac{\left[\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - M(x))^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{M(x)} + \\ + 1.282 \cdot \frac{\left[\frac{1}{N} \cdot \sum_{i=1}^N (x_i - M(x))^2 \right]^{\frac{1}{2}}}{M(x)} - 0.7 \end{array} \right), \quad (2.10)$$

де N – обсяг вибірових значень; M_x – вибірове середнє; x_i – значення показника.

У процесі аналізу виявилось, що для деяких масивів даних основна гіпотеза не відкидалася для декількох різних законів розподілу [54]. Наприклад, для розподілів з позитивною асиметрією, основна гіпотеза відповідала кільком законам розподілу, включаючи розподіл Вейбулла, логарифмічно нормальний закон, гамма-розподіл і розподіл Релея. На рисунку 2.2 наведено приклад гістограм емпіричного розподілу та теоретичних функцій густини розподілів для вологовмісту масла з масиву D_{11} автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Як видно, гістограма емпіричного розподілу та теоретичні функції густини розподілів можуть мати схожі форми, що показує, як декілька різних розподілів може бути відповідними для одних і тих самих даних. Для відносно симетричних розподілів, крім розподілу Вейбулла, для деяких масивів виявлено відповідність емпіричних даних нормальному і логістичному законам. Однак для багатьох масивів з негативною асиметрією єдиним законом розподілу, відповідним емпіричним даним був закон розподілу Вейбулла [54].

Значення параметрів закону розподілу Вейбулла, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова Смирнова для показників масла придатного до експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ наведені в табл. А.4, а для автотрансформаторів напругою 330 кВ наведені в табл. А.5, а для показників масла непридатного до експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ в табл. А.6 додатку А

[54]. Для наведених нижче таблиць значення критерію Колмогорова-Смирнова $\lambda_{\text{крит.}} = 1,36$. Отримані значення параметрів законів розподілу дозволили виконати аналіз взаємного розташування теоретичних щільностей розподілу показників трансформаторних масел придатних і непридатних до експлуатації в трансформаторах напругою 110 і 330 кВ. Як приклад на рис. 2.3-2.5 наведено щільності теоретичних розподілів для таких показників як вміст у маслі органічних кислот (рис. 2.3), вологовміст масел (рис. 2.4) і пробивна напруга масла (рис. 2.5).

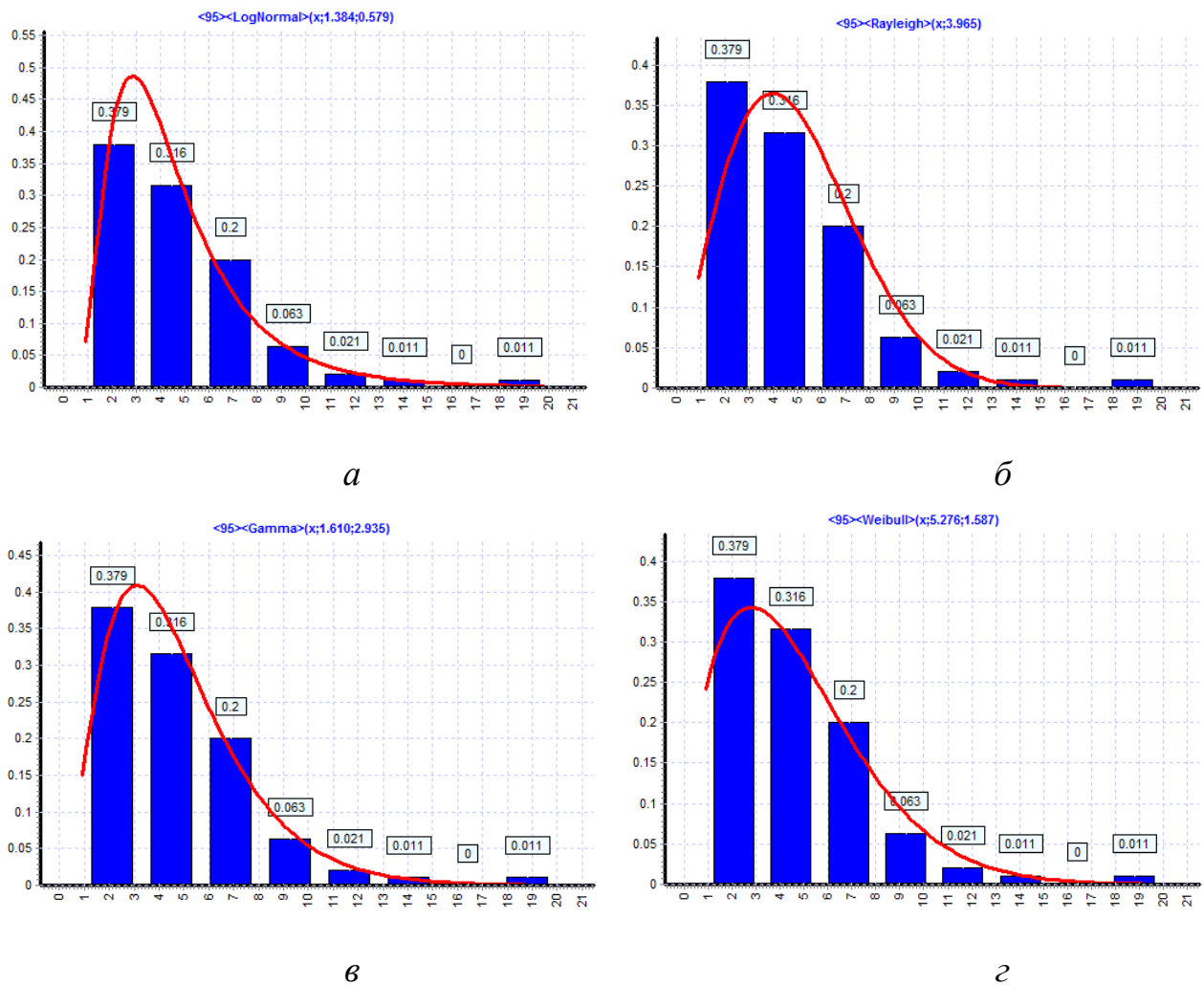


Рисунок 2.2. – Гістограми емпіричного розподілу та теоретичні функції густин деяких розподілів для вологовмісту масла з масиву D_{11} автотрансформаторів 330 кВ: *а* – логарифмічно нормальний закон; *б* – розподіл Релея; *в* – гамма розподіл; *г* – розподіл Вейбулла

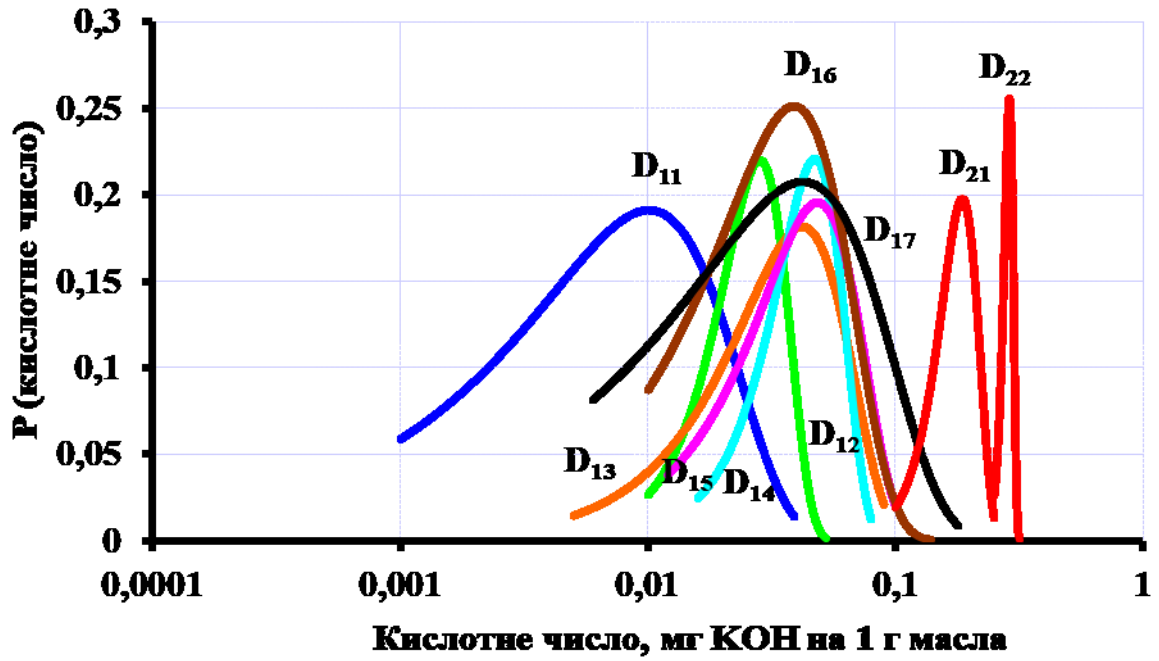
Проводячи аналіз взаємного розташування теоретичних щільностей розподілу показників трансформаторних масел, зробимо кілька важливих висновків:

1) Аналізуючи взаємне розташування теоретичних щільності розподілу показників для масла придатного до експлуатації як для трансформаторів 110 кВ, так і для автотрансформаторів 330 кВ, відзначається зміщення математичних очікувань щільностей їх розподілів для різних масивів одного й того ж показника. Це свідчить про те, що ступінь старіння масел різниться і обумовлена різними факторами, такими як термін експлуатації масла, робоча температура трансформаторів та вплив конструкційних матеріалів.

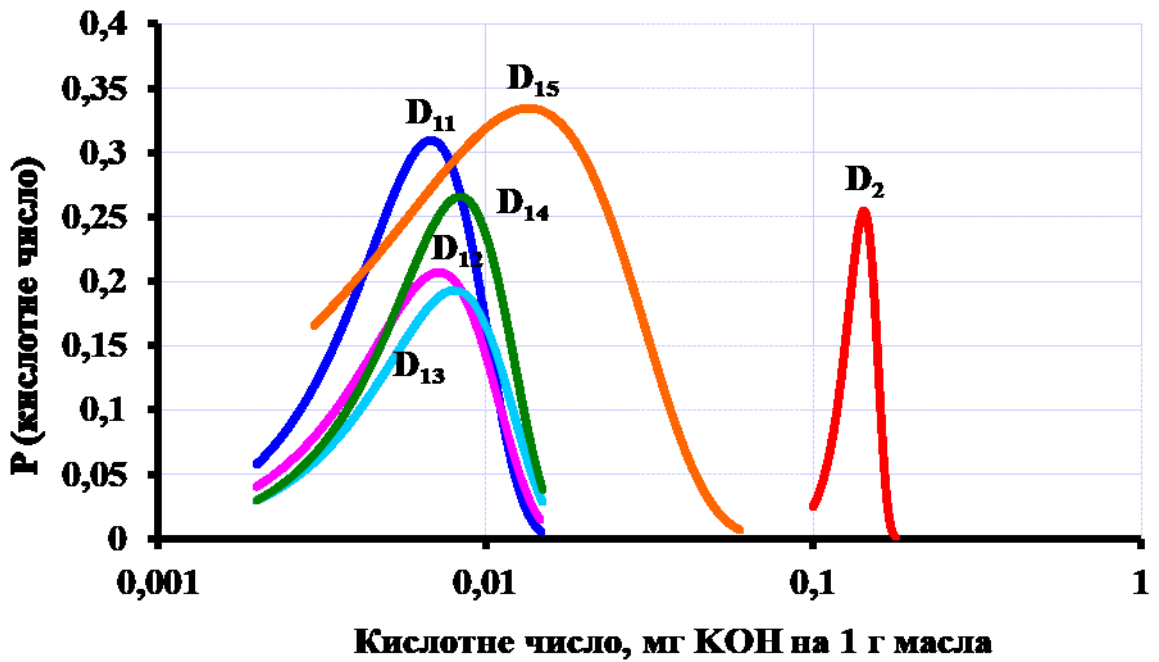
2) Аналізуючи взаємне розташування щільностей розподілу показників трансформаторного масла, яке придатне до експлуатації, для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ, відзначається, що дані розподілу мають подібні зміщення один щодо одного. Це особливо помітно на прикладі щільностей розподілу вмісту в маслі органічних кислот (рисунок 2.3) і вологовмісту масел (рисунок 2.4). Дивлячись на ці графіки, можна припустити, що інтенсивність окислення трансформаторного масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ є нижчою, ніж в трансформаторах напругою 110 кВ, навіть при наявності негерметичного виконання.

3) Виконаний аналіз показав наявність істотного зміщення між математичними очікуваннями розподілів масла придатного і непридатного до експлуатації (рис. 2.3, 2.4 і 2.5), це означає, що залишковий ресурс масел в трансформаторах, що аналізуються суттєво різниться.

4) Щільності розподілу показників трансформаторних масел для справного та дефектного стану перетинаються, а отже, не може бути вибрані граничні значення показників трансформаторних масел, використання яких не призводило до прийняття помилкових рішень.

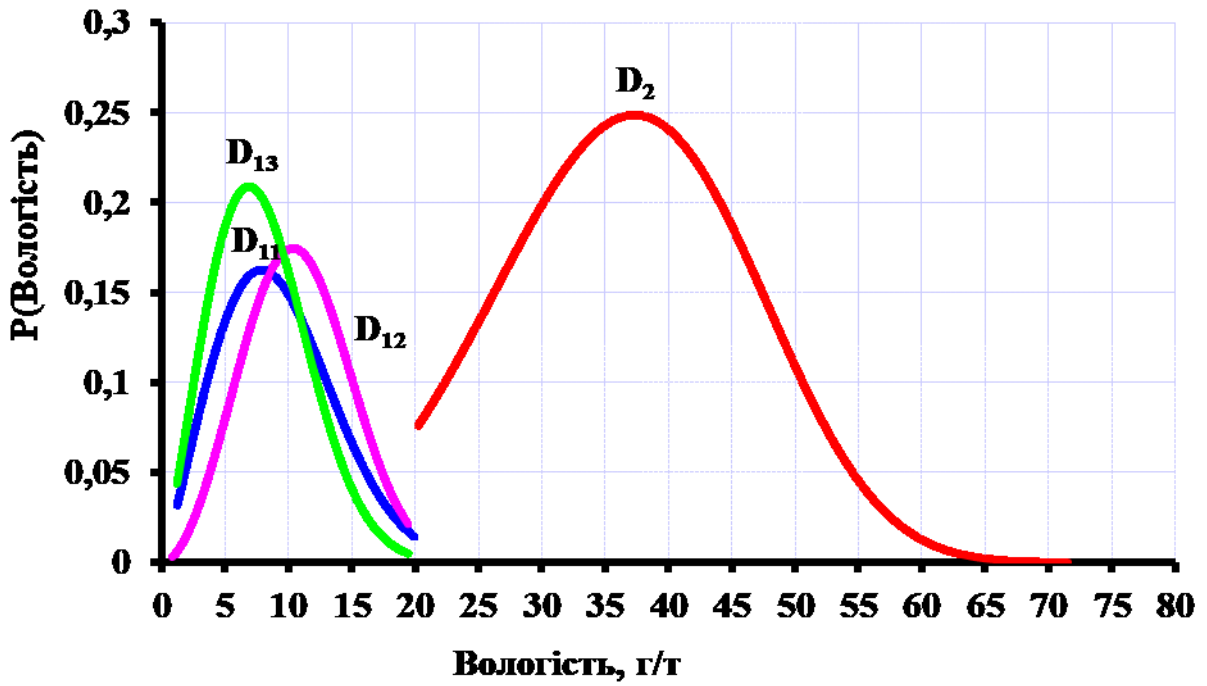


a

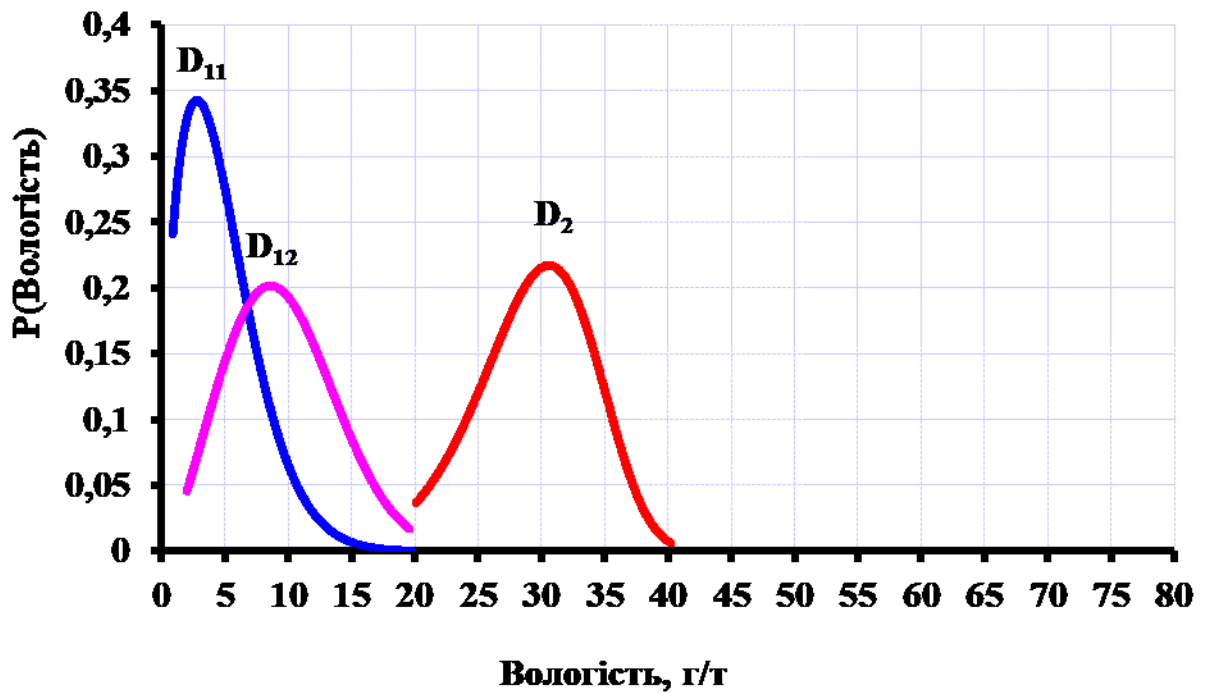


б

Рисунок 2.3 – Функції щільності теоретичного розподілу вмісту в маслі органічних кислот для трансформаторів напругою 110 кВ (*a*) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (*б*)

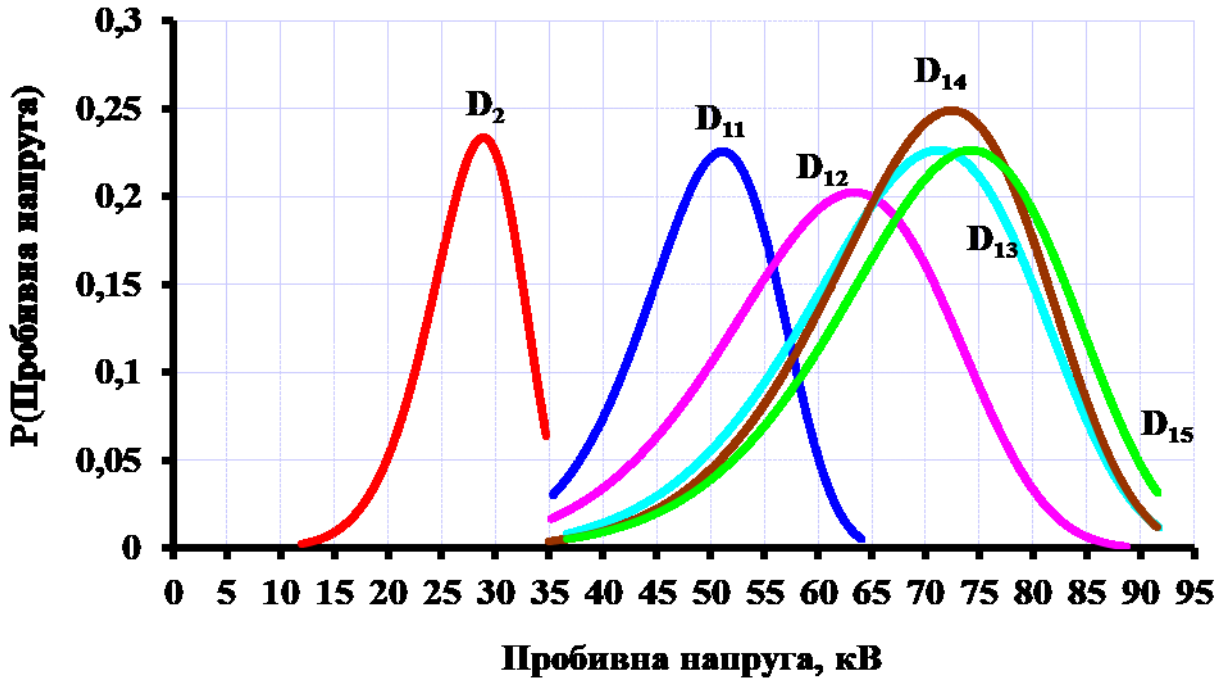


a

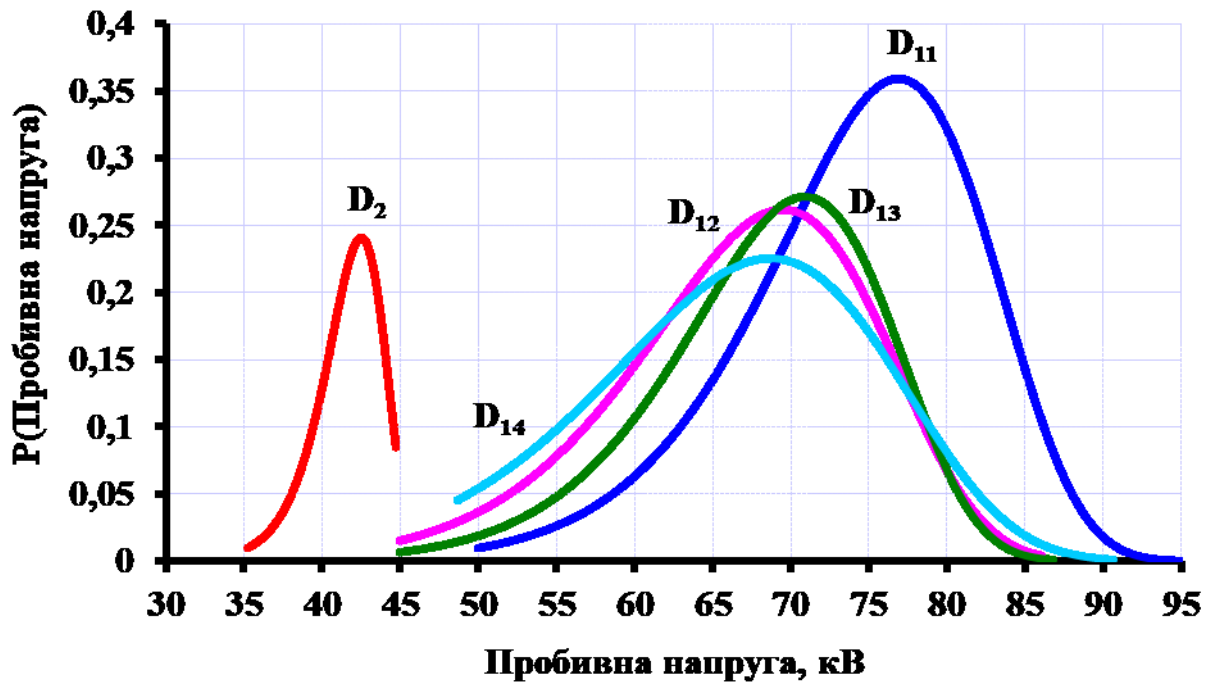


б

Рисунок 2.4 – Функції щільності теоретичного розподілу вологовмісту масел для трансформаторів напругою 110 кВ (*a*) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (*б*)



a



б

Рисунок 2.5 – Функції щільності теоретичного розподілу пробивної напруги масел для трансформаторів напругою 110 кВ (*a*) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (*б*)

2.3 Визначення граничних значень показників масел, методами статистичних рішень для одномірних розподілів

Наявність перетинів функцій густини розподілу Вейбулла для показників масла придатного і непридатного до експлуатації, свідчить про те, що для коригування (або визначення) граничних значень показників, можливо використовувати тільки методи статистичних рішень, оскільки детерміністські методи розпізнавання використовуються в разі, коли області діагнозів не перетинаються. При використанні статистичного підходу в теорії технічної діагностики [63] для визначення граничних значень діагностичних ознак використовується цілий ряд критеріїв, таких як мінімальна кількість помилкових рішень, мінімаксий підхід, мінімізація значень ймовірностей однієї з помилок при заданому рівні інший і т.д. Вибір того чи іншого критерію проводиться з урахуванням конкретного завдання і обставин.

У зв'язку з цим виникає необхідність аналізу значень ризиків, а також значень ймовірностей помилкових і правильних рішень, що супроводжують використання граничних значень отриманих різними методами. Аналіз граничних значень, отриманих з використанням відомих методів статистичних рішень, виконували на прикладі такого показника, як пробивна напруга трансформаторних масел, зі значеннями параметрів розподілу Вейбулла, що наведені в таблиці 2.2.

Таблиця 2.2 – Параметри законів розподілу пробивної напруги для трансформаторних масел, з різним станом.

| Масло придатне до експлуатації | | Масло непридатне до експлуатації | |
|--------------------------------|---------|----------------------------------|---------|
| α | β | α | β |
| 75,622 | 7,517 | 29,459 | 7,311 |

Нижче наведені приклади визначення граничних значень пробивної напруги масла, з використанням методів статистичних рішень.

2.3.1 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом інтегральних функцій

Метод інтегральних функцій рекомендований деякими стандартами [3, 64] з інтерпретації результатів аналізу розчинених у маслі газів для визначення граничних значень концентрацій газів. Однак згідно з [3] методом інтегральних функцій визначають не граничні, а типові значення концентрацій газів, тобто значення, характерні для 90-95% справного обладнання, що нормально працює. Там же вказується, що ототожнення граничних і типових концентрацій є помилковим.

Згідно з методом інтегральних функцій, граничні значення показників визначаються в такій послідовності:

1. Значення кожного показника розбиваються на L інтервалів для визначення кількості інтервалів використовувалася формула Стерджесса (2.5).

2. Для кожного інтервалу визначали ймовірність потрапляння вибірових значень у цей інтервал:

$$P_{Li} = \frac{n_{Li}}{N}, \quad (2.11)$$

де n_{Li} – число значень у даному інтервалі.

3. Інтегральна функція розподілу визначається як:

$$F_x = \sum_{i=1}^{i=k} P_{Li}, \quad (2.12)$$

де $k < L$.

4. Граничні (типові) значення показників визначаються графічно при $F_x = 0.9$.

На відміну від значень концентрацій газів, під час використання яких рішення про дефектний стан устаткування ухвалюють за умови, що концентрації газів вищі від граничних значень, під час оцінювання стану масел за значенням пробивної напруги масло визнають непридатним до експлуатації,

якщо виміряні значення пробивної напруги менші за граничне значення. У зв'язку з цим вирішальне правило має вигляд [65,66]:

$$\begin{aligned} U_{np} \in D_1, \text{ якщо } U_{np} > U_{np0}; \\ U_{np} \in D_2, \text{ якщо } U_{np} < U_{np0}, \end{aligned} \quad (2.13)$$

де: D_1 – масло придатне до експлуатації; D_2 – масло непридатне до експлуатації; U_{np0} – граничне значення пробивної напруги масла

Очевидно, що визначення граничних значень пробивної напруги за виразом (2.12) стосовно правила (2.13) дасть некоректно завищені значення показника (див. рис. 2.6 а).

У зв'язку з цим для визначення граничних значень запропоновано використовувати функцію виживання [65], яка визначається як:

$$S_x = 1 - F_x \quad (2.14)$$

Визначення граничних значень пробивної напруги трансформаторних масел із використанням функції виживання ілюструє рис. 2.6 б. Граничне значення пробивної напруги масла, розраховане з використанням функції виживання, наведено в табл. 2.3.

2.3.2 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом мінімального числа помилкових рішень

Під час використання цього методу граничні значення показників визначають таким чином, щоб їхнє використання призводило до мінімуму помилкових рішень. Ймовірність помилкового рішення для вирішального правила (2.13) має вигляд [63]:

$$P_{\text{хиб}} = P_1 \int_{-\infty}^{x_0} f(x/D_1) dx + P_2 \int_{x_0}^{\infty} f(x/D_2) dx, \quad (2.15)$$

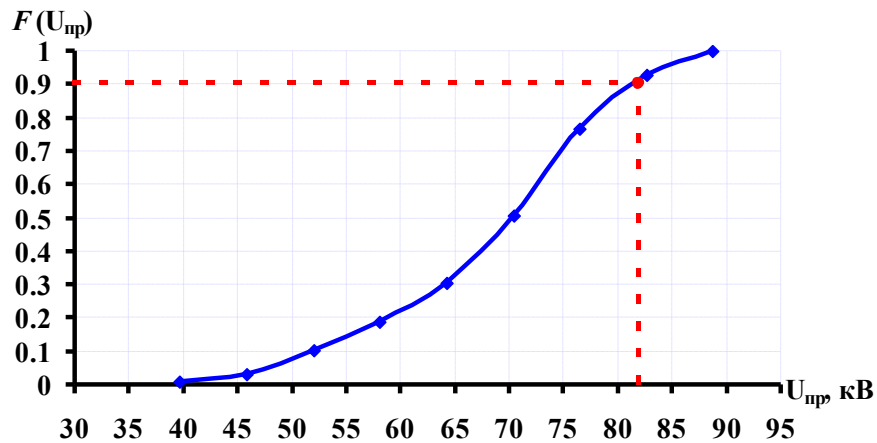
де: P_1, P_2 – ймовірності справного і несправного стану обладнання; $f(x/D_1)$ – функція щільності розподілу показника x для справного стану обладнання; $f(x/D_2)$ – функція щільності розподілу діагностичної ознаки x для несправного стану обладнання; x_0 – граничне значення показника, що забезпечує мінімальне

число помилкових рішень; $\int_{-\infty}^{x_0} f(x / D_1) dx$ – ймовірність того, що в справному

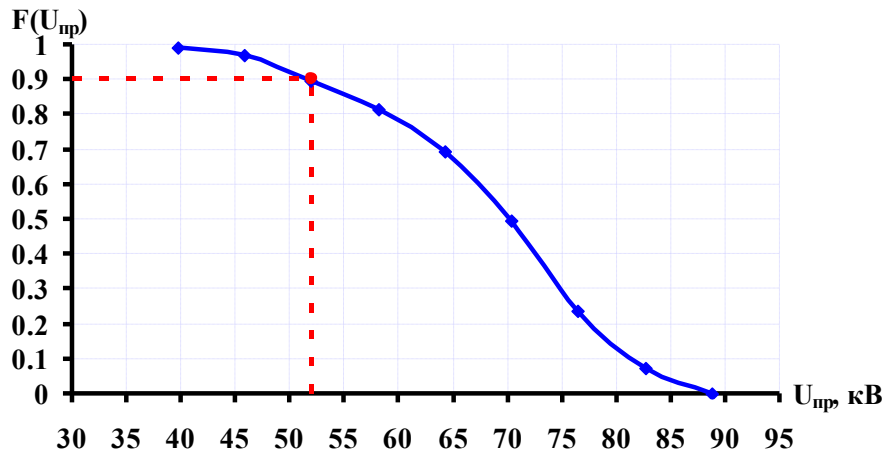
обладнанні значення показника буде менше граничного значення x_0 ;

$\int_{x_0}^{\infty} f(x / D_2) dx$ – ймовірність того, що в несправному обладнанні значення

показника буде більшим за граничне значення x_0



a



б

Рисунок 2.6 – Визначення граничних значень пробивної напруги трансформаторного масла методом інтегральних функцій (*a*) і з використанням функції виживання (*б*)

З урахуванням розподілу Вейбулла вираз (2.15) записано як:

$$P_{\text{ош}} = P_1 \int_0^{U_{\text{пр.0}}} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} dU_{\text{пр}} +$$

$$+ P_2 \int_{U_{\text{пр.0}}}^{\infty} \frac{\beta_2}{\alpha_2^{\beta_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_2-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_2}\right)^{\beta_2}} dU_{\text{пр}} \quad (2.16)$$

Граничне значення $U_{\text{пр}}$ яке забезпечує мінімальне число помилкових рішень, визначається з умов:

$$\frac{P_{\text{ош}}}{dU_{\text{пр0}}} = 0 \text{ і } \frac{d^2 P_{\text{ош}}}{dU_{\text{пр0}}^2} > 0 \quad (2.17)$$

Оскільки точного аналітичного розв'язку для функції (2.16) з умовами (2.17) не існує, то за аналогією з [67,68], для визначення граничних значень, було використано метод Ньютонa. Згідно з [63], для одномодальних розподілів (зокрема й для розподілу Вейбулла) граничне значення, яке забезпечує мінімальну кількість помилкових рішень, міститься між математичними очікуваннями щільностей розподілів двох станів, що значно спрощує процес розрахунку. Значення математичних очікувань для розподілу Вейбулла визначалися як:

$$m_i = \alpha_i \cdot \Gamma\left(1 + \frac{1}{\beta_i}\right),$$

де α_i, β_i – значення параметрів масштабу і форми розподілу Вейбулла, для пробивної напруги масел з різним станом; $\Gamma(\alpha) = \int_0^{\infty} t^{\alpha-1} \cdot e^{-t} dt$ – гамма-функція Ейлера.

Граничне значення пробивної напруги масла, розраховане з використанням методу мінімального числа помилкових рішень, при значеннях

$P_1=0,95$, $P_2=0,05$ наведено в табл. 2.3. Процедуру розрахунку наочно ілюструє рисунок 2.7, на якому наведено залежність ймовірності помилкових рішень від пробивної напруги масел, Вертикальними пунктирними лініями на рисунку позначено значення математичного очікування пробивної напруги масел для масел придатних і непридатних до експлуатації.

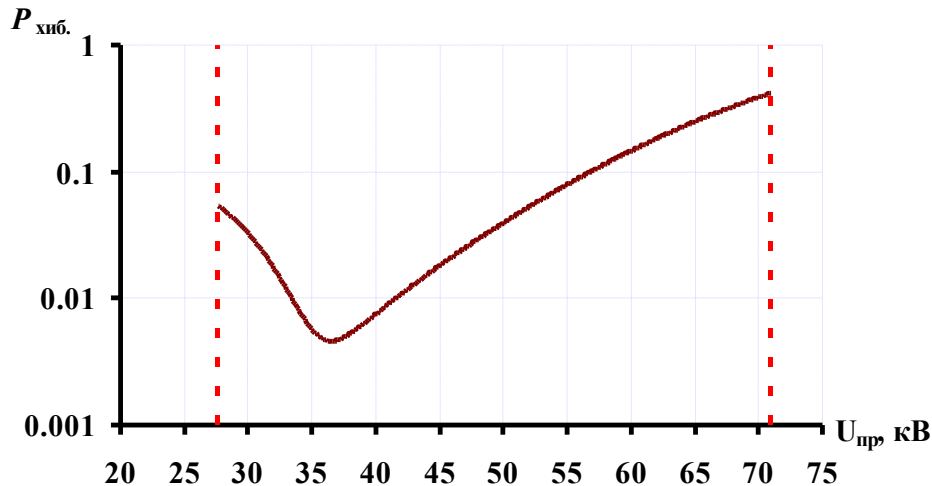


Рисунок 2.7 – Визначення граничних значень пробивної напруги трансформаторної масла методом мінімального числа помилкових рішень

Як видно з рисунку, залежність мінімального числа помилкових рішень має чітко виражений мінімум, що знаходиться між значеннями математичних очікувань пробивної напруги масел з різними станами.

2.3.3 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом мінімального ризику

Під час використання цього методу граничні значення показників визначають таким чином, щоб їхнє використання приводило до мінімуму можливих економічних збитків у разі ухвалення помилкового рішення, тобто до мінімуму ризику. Вираз для середнього ризику [63] отримано, якщо у виразі (2.16) прописати кожній із помилок їхні умовні вартості:

$$\begin{aligned}
 R = C_{21} \cdot P_1 \int_0^{U_{\text{пр.0}}} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} dU_{\text{пр}} + \\
 + C_{12} \cdot P_2 \int_{U_{\text{пр.0}}}^{\infty} \frac{\beta_2}{\alpha_2^{\beta_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_2-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_2}\right)^{\beta_2}} dU_{\text{пр}}
 \end{aligned}
 \quad , \quad (2.18)$$

де C_{21} – умовна вартість «помилкової тривоги» (ймовірності помилки I-го роду); C_{12} – умовна вартість "пропуску цілі" (ймовірності помилки II-го роду);

Як показано [63] мінімальне значення функції середнього ризику забезпечують значення пробивної напруги, для яких виконуються дві умови:

$$\frac{dR}{dU_{\text{пр0}}} = 0 \quad \text{і} \quad \frac{d^2R}{dU_{\text{пр0}}^2} > 0.$$

Однак на практиці [67,68] для визначення граничних значень, що забезпечують мінімум ризику зручніше використовувати метод Ньютона. При цьому припущення про те, що значення пробивної напруги, яке забезпечує мінімум ризику, знаходиться між значеннями математичних очікувань ознаки з двома різними станами, є справедливим і для методу мінімального ризику. Граничне значення пробивної напруги масел, розраховане з використанням методу мінімального ризику, за значень $P_1=0,95$, $P_2=0,05$, $C_{21}=1$ і $C_{12}=100$ наведено в табл. 2.3. Процедура розрахунку наочно ілюструє рисунок 2.8, на якому наведено залежності значення середнього ризику від значення пробивної напруги масла. Як видно з рисунка, залежність мінімального ризику також має чітко виражений мінімум, що знаходиться між значеннями математичних очікувань пробивної напруги масел з різними станами.

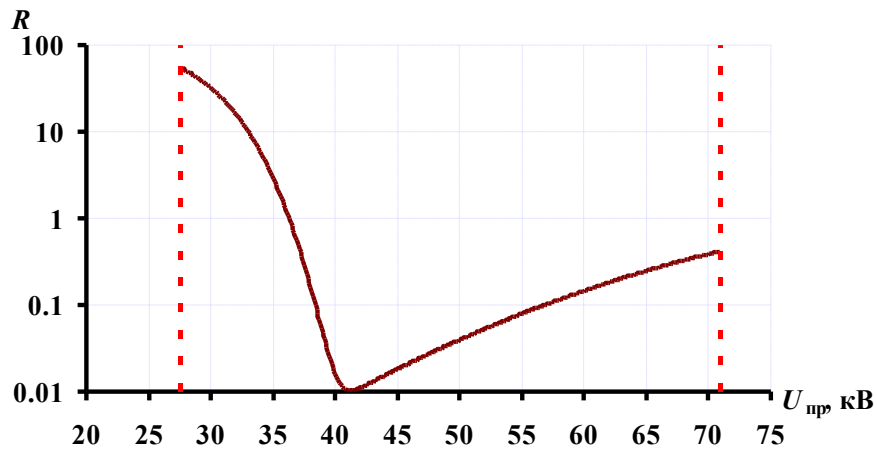


Рисунок 2.8 – Визначення граничних значень пробивної напруги трансформаторної масел методом мінімального ризику

2.3.4 Пробивної напруги трансформаторних масел, методом Неймана-Пірсона

За методом Неймана - Пірсона мінімізується ймовірність пропуску цілі за заданого допустимого рівня ймовірності хибної тривоги [63]. Таким чином, ймовірність хибної тривоги:

$$P_1 \int_{-\infty}^{x_0} f(x / D_1) dx \leq A, \quad (2.19)$$

де A – заданий допустимий рівень ймовірності помилкової тривоги;
 P_1 – ймовірність справного стану.

Як показано в [63] мінімальне значення ймовірності помилки II-го роду матиме місце при виконанні умови:

$$P_1 \int_{-\infty}^{x_0} f(x / D_1) dx = A,$$

або з урахуванням розподілу Вейбулла і вирішального правила (2.13):

$$P_1 \int_{U_{пр.0}}^{\infty} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot U_{пр}^{\beta_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{пр.}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} dU_{пр} = A. \quad (2.20)$$

Тобто завдання зводиться до визначення значення A - допустимого рівня помилкової тривоги (ризик постачальника). У теорії технічної діагностики можна приймати:

$$A = k P_2,$$

де k – коефіцієнт надмірності, що залежить від роздільної здатності діагностичних засобів, небезпеки дефекту, економічних витрат та інших обставин.

Згідно [63] за дефектів з обмеженими наслідками можна приймати $k = 1 \div 3$, у разі небезпечних дефектів $k = 3 \div 10$. Задавшись значенням $P_2=0,05$ і значенням коефіцієнта надмірності на рівні 0,1 (з урахуванням вирішального правила для пробивної напруги масел), отримаємо значення $A=0,005$. Для визначення граничного значення пробивної напруги методом Неймана-Пірсона було використано метод Ньютона, що зв'язує вихідні $x_{0(n-1)}$ і наступні $x_{0(n)}$ наближення:

$$x_{0(n)} = x_{0(n-1)} - \frac{\varphi(x_{0(n-1)})}{\frac{d\varphi}{dx_0}(x_{0(n-1)})}.$$

При цьому

$$\varphi(x_0) = P_1 \int_{x_0}^{\infty} f(x_0 / D_1) dx - A,$$

а

$$\varphi'(x_0) = -P_1 f(x_0 / D_1).$$

Граничне значення пробивної напруги масла, розраховане з використанням методу Неймана-Пірсона, наведено в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Граничні значення пробивної напруги трансформаторних масел, отримані з використанням різних статистичних методів

| Метод | Граничне значення пробивної напруги, кВ |
|--|---|
| Функція виживання | 52,00 |
| Метод мінімального числа помилкових рішень | 35,71 |
| Метод мінімального ризику | 39,58 |
| Метод Неймана-Пірсона | 38,1 |

2.3.5 Порівняльний аналіз отриманих результатів

Як видно з таблиці 2.3 граничні значення пробивної напруги трансформаторних масел, для одних і тих самих даних, але отримані з використанням різних методів, істотно відрізняються. У зв'язку з цим представляє практичний інтерес оцінити значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також величину можливого ризику, які супроводжують використання тих чи інших гранично допустимих значень. Значення ймовірності правильного рішення під час діагностики масла придатного до експлуатації визначалося як

$$P_{11} = P_1 \int_{U_{пр..0}}^{\infty} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot U_{пр}^{\beta_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{пр.}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} dU_{пр}. \quad (2.21)$$

Значення ймовірності правильного рішення під час діагностики масла, непридатного до експлуатації, визначалося як

$$P_{22} = P_2 \int_0^{U_{пр..0}} \frac{\beta_2}{\alpha_2^{\beta_2}} \cdot U_{пр}^{\beta_2-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{пр}}{\alpha_2}\right)^{\beta_2}} dU_{пр}. \quad (2.22)$$

Значення ймовірностей правильних рішень (P_{11} і P_{22}), ймовірностей помилки I-го роду (P_{21}), ймовірності помилки II-го роду (P_{12}), ймовірності помилкових рішень ($P_{ош}$), а також значення можливих ризиків (R), які супроводжують використання отриманих граничних значень наведено в табл. 2.4.

Таблиця 2.4 – Значення ймовірностей правильних рішень (P_{11} і P_{22}), ймовірностей помилки I-го роду (P_{21}), ймовірності помилки II-го роду (P_{12}), ймовірності помилкових рішень ($P_{\text{пом}}$), а також значення можливих ризиків (R), які супроводжують використання отриманих ГДЗ пробивної напруги масел

| $U_{\text{пр0}}$ | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | $P_{\text{пом}}$ | R |
|---|--|----------|----------|----------|----------------------|---------|
| | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | | |
| ГЗ пробивної напруги масла, отримані з використанням функції виживання | | | | | | |
| 52 | 0,942 | 0,0581 | 1 | 0 | 0,055 | 0,055 |
| ГЗ пробивної напруги масла, отримані методом мінімального числа помилкових рішень | | | | | | |
| 35,71 | 0,9965 | 0,0035 | 0,983 | 0,017 | $4,21 \cdot 10^{-3}$ | 0,0871 |
| ГЗ пробивної напруги масла, отримані методом мінімального ризику | | | | | | |
| 39.58 | 0.9923 | 0.0077 | 0.99982 | 0.00018 | $7,3 \cdot 10^{-3}$ | 0,00815 |
| ГЗ пробивної напруги масла, отримані методом Неймана-Пірсона | | | | | | |
| 38,1 | 0,9942 | 0,0058 | 0,9986 | 0,0014 | $5,55 \cdot 10^{-3}$ | 0,0126 |

Аналізуючи дані з таблиці 2.4, відзначимо, що граничні значення, які забезпечують мінімальне значення ймовірності ухвалення помилкових рішень (отримані методом мінімального числа помилкових рішень), забезпечують максимальне значення середнього ризику серед усіх аналізованих методів. Водночас метод, граничні значення, отримані методом мінімального ризику, забезпечують не тільки мінімум можливих економічних збитків у разі ухвалення помилкових рішень, а й порівнянні з методом мінімального числа помилкових рішень значення ймовірності помилкових рішень. Крім того, з таблиці видно, що граничні значення, які забезпечують мінімальне значення помилки II-го роду (отримані за допомогою функції виживання), забезпечують вищі значення ризику, порівняно з ризиками, які забезпечують граничні значення, за яких значення P_{12} відмінні від нуля.

Отримані результати наочно ілюструють, що найоптимальнішим методом для коригування гранично-допустимих значень показників трансформаторних

масел є метод мінімального ризику. Використання цього методу дає змогу врахувати не тільки умови експлуатації трансформаторів і ймовірності появи дефекту, а й наслідки ухвалення помилкових рішень, що дає змогу мінімізувати можливі ризики. Використання методу Неймана Пірсона і функцій виживання можливе за умови індивідуального підходу до визначення заданого рівня ймовірності помилки (I-го роду) або заданого рівня функції виживання. S_x . При цьому визначення значень цих параметрів бажано виконувати виходячи зі значень параметрів розподілу показників масел придатного до експлуатації, що є предметом подальших досліджень. На підставі виконаного аналізу, здобувач не рекомендує використовувати метод мінімального числа помилкових рішень для коригування гранично допустимих значень показників трансформаторних масел. Цей метод припустимо використовувати тільки в тих випадках, коли умовні вартості помилок I-го і II-го роду мають близькі значення.

2.3.6 Визначення граничних значень показників масла, методом мінімального ризику

Наведений у розділі 2.3.3 вираз для визначення середнього ризику справедливий тільки для тих показників, значення яких знижуються в міру погіршення властивостей трансформаторних масел (пробивна напруга, температура спалаху), і не може бути використаний для показників, значення яких зростають у міру старіння масел. Розглянемо вираз для середнього ризику стосовно такого показника як вміст в маслі органічних кислот. Згідно з [4] вирішальне правило формулюється так: масло вважається придатним до експлуатації, якщо отримане в результаті випробувань значення вмісту в масел органічних кислот не перевищує граничного значення. І навпаки, якщо отримане в результаті випробувань значення вмісту в маслі органічних кислот перевищує граничне значення, то масло вважається не придатною до експлуатації:

$$\begin{aligned} \text{КОН} \in D_1 \text{ якщо } \text{КОН} < \text{КОН}_0 \\ \text{КОН} \in D_2 \text{ якщо } \text{КОН} > \text{КОН}_0 \end{aligned} \quad (2.23)$$

де: D_1 – масло придатне до експлуатації; D_2 – масло непридатне до експлуатації; КОН_0 – граничне значення вмісту в маслі органічних кислот.

З урахуванням цього правила і результатів аналізу законів розподілу показників, функція середнього ризику має вигляд [69]:

$$\begin{aligned} R = C_{21}P_1 \int_{\text{КОН}_0}^{\infty} \frac{\beta_1}{\alpha_1^{\beta_1}} \cdot \text{КОН}^{\beta_1-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{КОН}}{\alpha_1}\right)^{\beta_1}} d\text{КОН} + \\ + C_{12}P_2 \int_{-\infty}^{\text{КОН}_0} \frac{\beta_2}{\alpha_2^{\beta_2}} \cdot \text{КОН}^{\beta_2-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{КОН}}{\alpha_2}\right)^{\beta_2}} d\text{КОН}, \end{aligned} \quad (2.24)$$

де α_1, β_1 – значення параметрів масштабу і форми для вмісту в маслі органічних кислот масла придатного до експлуатації; α_2, β_2 – значення параметрів масштабу та форми для вмісту в маслі органічних кислот масла непридатного до експлуатації; P_1, P_2 – апіорні значення ймовірностей нормального й окисленого станів масел; C_{21}, C_{12} – умовні вартості помилкових рішень.

Як і в розділі 2.3.3 для визначення граничних значень, що забезпечують мінімум ризику, було використано метод Ньютона. Граничні значення показників масла, розраховані при значеннях $P_1=0,95, P_2=0,05, C_{21}=1$ і $C_{12}=100$ наведені в табл. Б.1 і Б.2 додатка Б. У таблицях Б.3-Б.10 додатка Б наведено значення ймовірностей правильних рішень (P_{11} і P_{22}), ймовірностей помилки I-го роду (P_{21}), ймовірності помилки II-го роду (P_{12}), ймовірності помилкових рішень ($P_{\text{ош}}$), а також значення можливих ризиків (R), які супроводжують використання граничних значень, отриманих методом мінімального ризику, а також граничних значень показників регламентованих у стандартах [4,5,70].

Аналізуючи результати, наведені в таблицях, Б.2-Б.10 відзначимо, що зі зниженням значень параметра масштабу для пробивної напруги та збільшенням параметра масштабу для решти показників масла, придатного до експлуатації (тобто в міру погіршення стану трансформаторних масел), значення ризиків зростають.

Порівнюючи значення ризиків, які супроводжують використання граничних значень показників масел, отриманих здобувачем, з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих у стандартах [4,5,70], можна констатувати, що:

1) для трансформаторів 110 кВ, розраховані граничні значення показників масел дають змогу знизити значення ризиків для вмісту в маслі органічних кислот у 1,05-37,2 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих стандартом [4] і в 13,7-1403 рази порівняно з ризиками, які супроводжують використання граничних значень регламентованих стандартами [4,5,70]. Граничні значення, отримані для вмісту в маслі водорозчинних кислот, дають змогу знизити значення ризиків, у 1,2-6,4 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом. [4]. Як уже зазначалося вище в стандартах [5,70] значення цього показника не нормуються. Використання граничних значень, отриманих методом мінімального ризику, для вологовмісту масел дають змогу знизити значення ризиків у 3,2-5,2 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартами [4, 5], та у 6,1-10,1 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [70]. Граничні значення, розраховані для пробивної напруги масла, дають змогу знизити ризики у 2,5-18,6 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [4], у 1,01-1,4 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [70], та у 3,1-4,8 рази

порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [5].

2). для автотрансформаторів 330 кВ, отримані граничні значення вмісту в маслі органічних кислот дають змогу знизити значення ризиків у 36,6-4974419,5 рази, порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [4], у 1109,6-150637544,3 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [70], та у 36,5-4958677,7 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [5]. Граничні значення, розраховані для вологовмісту масла, дають змогу знизити ризики в 1,8-1,93 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартами [4,5,70]. Використання граничних значень пробивної напруги трансформаторних масел, отриманих методом мінімального ризику, дають змогу знизити значення ризиків у 4,3-41,6 рази, порівнюючи з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартом [4], у 1,6-1,95 рази, порівнюючи з ризиками, що супроводжують використання граничних значень, регламентованих стандартами [5,70].

Слід зазначити, що подібне зниження ризиків має місце тільки для аналізованих значень параметрів законів розподілу показників. Очевидно, що зміна режимів і умов експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів, і, як наслідок, зміна властивостей масел, призведе до зміни значень параметрів законів розподілів, а отже, до зміни граничних значень показників, що забезпечують мінімум ризику. Тобто граничні значення показників масла не є постійними, і їх необхідно визначати залежно від режимів і умов експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів, терміну експлуатації та сорту трансформаторних масел. Більше того, граничні значення показників, що забезпечують мінімум ризику для певних параметрів законів розподілу, не є постійними і змінюються залежно від значення ймовірностей P_1 і P_2 і від

значень умовних вартостей помилкових рішень. Як ілюстрацію на рис. 2.9 наведено залежності граничних значень вмісту в маслі органічних кислот (отримані для масиву D_{11} трансформаторів напругою 110 кВ) для різного значення P_1 (при цьому значення $P_2=1-P_1$) і різних значеннях C_{12} (значення $C_{21}=1$).

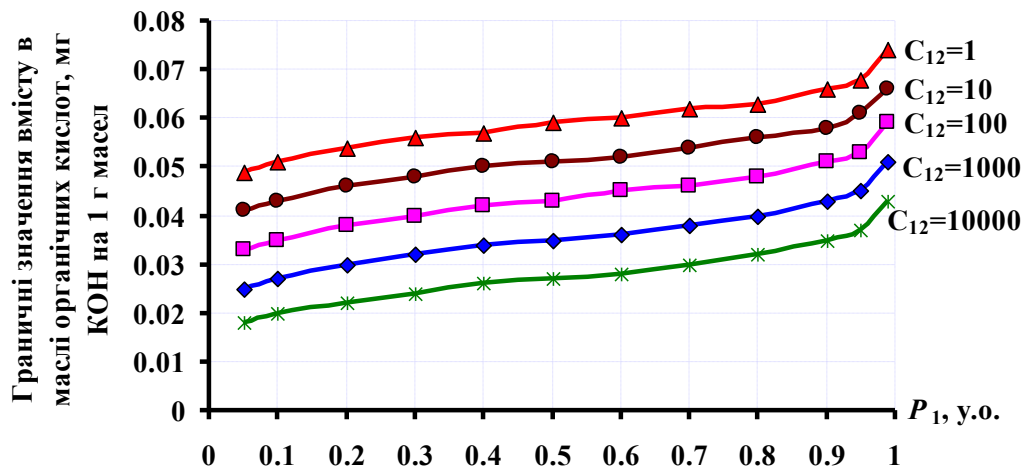


Рисунок 2.9 – Залежність граничних значень вмісту в маслі органічних кислот від ймовірності справного стану масел за різних значень вартості помилки II-го роду.

Як видно з рисунку, граничні значення, що забезпечують мінімум ризику, збільшуються зі зростанням ймовірності неокисленого стану масел і знижуються в міру зростання значень умовної вартості пропуску дефекту. Це свідчить про те, що для мінімізації експлуатаційних ризиків граничні значення показників не повинні бути постійними, а повинні коригуватися з урахуванням коефіцієнтів завантаження трансформаторів, тривалості експлуатації та можливими наслідками від прийняття помилкових рішень.

2.4 Визначення граничних значень показників трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак

У попередньому розділі роботи для визначення граничних значень показників трансформаторних масел використовувалися методи статистичних рішень, зокрема метод мінімального ризику, для одновимірних розподілів.

Тобто граничні значення визначали окремо для кожного з показників масла, без урахування їх взаємного впливу. Однак у процесі старіння масел один і той самий процес характеризують кілька показників. Наприклад, ступінь окиснення трансформаторних масел характеризується за значеннями вмісту в маслі органічних кислот, вмісту в маслі водорозчинних кислот, кольору масел тощо. У зв'язку з цим має сенс визначати граничні значення одночасно для групи показників масел, що характеризують той чи інший фізичний процес. Слід зазначити, що такий підхід уже використовується за кордоном, зокрема, у нормативах, що розроблені та використовуються американською компанією D.Maers [71], значення пробивної напруги нормується залежно від вологовмісту трансформаторних масел. Для визначення показників, які взаємопов'язані між собою, доцільно проаналізувати тісноту кореляційних або стохастичних зв'язків між показниками масла.

2.4.1 Стохастичний зв'язок між показниками трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ

Результати аналізу тісноти стохастичного зв'язку між показниками трансформаторних масел у трансформаторах напругою 110 кВ, що наведені в роботі, свідчать про наявність значущого зв'язку між показниками, що характеризують процес окиснення масла, та тангенсом кута діелектричних втрат, а також між пробивною напругою та вмістом вологи. Для того, щоб перевірити, наскільки результати, отримані для напруги 110 кВ, збігаються з результатами для напруги 330 кВ, було виконано аналіз щільності стохастичного зв'язку між показниками трансформаторних масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ. При виконанні аналізу було використано підхід, запропонований у роботі [72], що дає змогу оцінити не тільки кореляційний (лінійний зв'язок), а й нелінійний зв'язок між показниками масла. Для аналізу тісноти лінійного зв'язку між показниками масла визначали вибіркове значення коефіцієнта парної кореляції:

$$r_{\text{виб}} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x}) \cdot (y_i - \bar{y})}{\sqrt{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2 \cdot \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}}, \quad (2.25)$$

де: $r_{\text{виб}}$ – вибіркове значення коефіцієнта парної кореляції; x_i, y_i – поточні значення показників; \bar{x}, \bar{y} – значення вибіркових середніх показників; n – обсяг вибіркових значень.

Оскільки вибіркове значення коефіцієнта парної кореляції є випадковою величиною, то для кожного з показників масла визначали значення верхньої ($r_{\text{вер.}}$) і нижньої ($r_{\text{ниж.}}$) меж довірчого інтервалу коефіцієнта парної кореляції. Розрахунок виконувався в такій послідовності. Спочатку [70] виконувалося z -перетворення оцінки вибіркового значення коефіцієнта парної кореляції:

$$z = \frac{1}{2} \cdot \ln \left(\frac{1 + r_{\text{в}}}{1 - r_{\text{в}}} \right). \quad (2.26)$$

Задавшись рівнем довірчої ймовірності $P=0,95$ і визначивши значення параметра $U=1.96$, для заданого значення P визначалися значення двох додаткових величин:

$$\psi_{\text{н}} = z - \frac{U}{\sqrt{n-3}}; \quad \psi_{\text{в}} = z + \frac{U}{\sqrt{n-3}}.$$

Після чого розраховували значення верхньої та нижньої меж довірчого інтервалу коефіцієнта парної кореляції:

$$r_{\text{ниж.}} = \frac{e^{2 \cdot \psi_{\text{н}}} - 1}{e^{2 \cdot \psi_{\text{н}}} + 1} \quad \text{и} \quad r_{\text{вер.}} = \frac{e^{2 \cdot \psi_{\text{в}}} - 1}{e^{2 \cdot \psi_{\text{в}}} + 1}.$$

Перевірка значущості кореляційного зв'язку, в рамках основної гіпотези $H_0: r_{\text{г}}=0$ – про рівність нулю значення коефіцієнта парної кореляції, розрахованого для генеральної сукупності даних, виконувалася з використанням випадкової величини [61]:

$$T_{\text{спост.}} = \frac{r_{\text{виб.}} \cdot \sqrt{n-2}}{\sqrt{1-r_{\text{виб.}}^2}}.$$

Розраховане значення $T_{\text{спост.}}$ порівнювалося зі значенням критерію Стьюдента за рівня значущості $\alpha=0,05$ і числі ступенів свободи $n-2$. Лінійний зв'язок між двома показниками трансформаторного масла вважали значущим (основну гіпотезу відкидали), якщо розрахункове значення $T_{\text{спост.}}$ перевищувало значення критерію Стьюдента. Результати перевірки значущості лінійного зв'язку між показниками масла в автотрансформаторах 330 кВ [73], наведені в табл. В.1 додатку В.

Значимість нелінійного зв'язку між показниками трансформаторних масел оцінювали за значеннями прямого ($\eta_{y/x}$) і зворотного ($\eta_{x/y}$) кореляційного відношення [61]:

$$\eta_{y/x} = \frac{\sum_{i=1}^N n_i \cdot (\bar{y}_i - \bar{y})^2}{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{n_j} (\tilde{y}_{ij} - \bar{y})^2}, \quad (2.27)$$

де n – обсяг вибірки; $\bar{y}_i = \frac{1}{n_i} \sum_{j=1}^{n_i} \tilde{y}_{ij}$ – умовне середнє, отримане для

значень x_i при $j = \overline{1, m_j}$; m – кількість груп; $\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^N \bar{y}_i$ – загальне середнє за

всіма експериментальними точками; \tilde{y}_{ij} – результати спостережень в i -й експериментальній точці.

Значення зворотного кореляційного відношення визначалося за цим самим виразом, тільки значення показників мінялися місцями. Для оцінки значущості нелінійних зв'язків використовували значення критерію Фішера-Снедекора, яке визначали як [61]:

$$F_{\text{спост.}} = \frac{\eta^2(n-m)}{(1-\eta^2)(m-1)}, \quad (2.28)$$

де n – обсяг вибірки; m – кількість груп.

Згідно [61] основна гіпотеза H_0 (значення кореляційного відношення не відрізняється від нуля, тобто зв'язок не є значущим) відкидається, якщо розрахункове значення F -критерію перевищує критичне значення критерію Фішера зі ступенями свободи $f_1 = m-2$ та $f_2 = N - m$ і заданим рівнем значущості α .

Результати перевірки значущості нелінійного зв'язку між показниками масла в автотрансформаторах 330 кВ [73], наведено в табл. В.2 додатку В.

Порівнюючи результати таблиць В.1 і В.2, неважко помітити, що майже для всіх проаналізованих пар показників масел значення прямого та зворотного кореляційних відношень перевищують значення коефіцієнта парної кореляції, до того ж значення прямого та зворотного кореляційних відношень не дорівнюють одне одному. Це свідчить про нелінійний характер зв'язку між окремими показниками масла. Як видно з таблиць В.1 і В.2 спостерігається значний зв'язок між пробивною напругою і вологовмістом масел, що добре узгоджується з результатами попередніх досліджень, наприклад, [72]. Як видно з рис. В.1 а, залежність має явно нелінійний характер. Також виявлено значущий зв'язок між пробивною напругою та вмістом механічних домішок (рис. В.1 б). Менші значення коефіцієнта парної кореляції, а також прямого, та зворотного кореляційних відношень порівняно з парою "пробивна напруга - вологовміст" можна пояснити тим, що на пробивну напругу впливає не тільки загальний вміст механічних домішок, а й їх розмір [74]. В результаті аналізу не було виявлено зв'язку між пробивною напругою та тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C (рис. В.1 в), що узгоджується з результатами аналогічних досліджень для трансформаторів 110 кВ, наведеними в [72, 75]. Крім того, не було виявлено суттєвого зв'язку між пробивною напругою та газовмістом (рис. В.1 г). Відомо [76], що утворення газових

бульбашок призводить до різкого зниження пробивної напруги, але в нормально функціонуючих автотрансформаторах вміст газів та робоча температура недостатні для утворення бульбашок.

Аналізуючи результати з таблиць В.1 і В.2 відзначимо зв'язок між тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C, і вмістом органічних кислот, кольором і вмістом механічних домішок. У той же час, практично відсутній зв'язок між тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C, та вмістом механічних домішок і газовмістом. Ці висновки наочно ілюструють залежності, наведені на рис В.2. Відсутність значущого зв'язку між значеннями тангенса кута діелектричних втрат масла і вмістом механічних домішок слід інтерпретувати з тих позицій, що збільшення тангенса кута діелектричних втрат масла може бути зумовлене не тільки збільшенням провідності масла, а й іонізаційними процесами або забрудненням масла.

Найсильніший зв'язок, як лінійний, так і нелінійний, виявлено між вмістом органічних кислот і кольором трансформаторних масел (рис. В.3 а). Цей висновок повністю узгоджується з результатами аналогічних досліджень, наприклад, [72, 75]. Також виявлено значущий зв'язок між вмістом органічних кислот та тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90 °С, та вологістю (рис. В.3 б і в). При цьому, як видно з рис. В.3 в, найбільша дисперсія значень показників спостерігається в області, обмеженій значеннями 0,001-0,01 мг КОН/г масла по осі вмісту органічної кислоти та 0-20 г/т по осі вмісту води. Відомо [77], що основними продуктами окиснення масла є (в послідовності утворення) пероксидні сполуки, вільні кислоти, спирти, феноли, сполуки карбонільної групи (альдегіди, кетони), вода, леткі кислоти та діоксид вуглецю. Тому логічно припустити, що поява води в області низького вмісту органічних кислот на початку експлуатації не пов'язана з окислювальними реакціями в маслі, а може бути зумовлена іншими факторами [75]. У роботі [78] було виявлено кореляцію між об'ємним опором і загальним вмістом кислот в маслі. Однак, як видно з таблиць В.1 і В.2 а також рис. В.3 д, не було виявлено

значущого як лінійного, так і нелінійного зв'язку між вмістом органічних кислот і пробивною напругою.

Температура спалаху трансформаторних масла характеризує вміст низькокиплячих домішок і летких сполук, збільшення концентрації яких призводить до зниження значення цього показника. Згідно з [4], зниження температури спалаху масла більш ніж на 5°C , порівняно з попередніми результатами випробувань, свідчить про глибоку деградацію масла. Однак, як видно з таблиць В.1 і В.2 не виявлено суттєвого зв'язку між температурою спалаху масла і показниками, що характеризують окислювальні процеси в масла (вміст органічних кислот і колір масла). Про це також свідчать залежності вмісту органічних кислот і кольору масла від температури спалаху, які наведені на рис. В.4 *a* і *б*. Досить слабкий зв'язок виявлено між температурою спалаху масла і тангенсом кута діелектричних втрат масла (рис. В.4 *в*). Це може свідчити про те, що зміна значень тангенса кута діелектричних втрат, як показника, що характеризує втрати на провідність, поляризацію та іонізацію, в аналізованих автотрансформаторах практично не пов'язана з процесами іонізації та деструкції масел. Цей висновок підтверджується також відсутністю суттєвої кореляції між температурою спалаху масла та їх газовмістом (рис. В.4 *г*). Звідси випливає принципово важливий висновок: наявність або відсутність зв'язків між показниками масла визначається не тільки фізичними особливостями процесів старіння (як у випадку з показниками, що характеризують окислювальні процеси в маслі), але і станом аналізованого обладнання (наявність або відсутність процесів іонізаційного старіння або термічної деградації). Одні й ті ж показники можуть залежати або не залежати від стану обладнання.

Аналізуючи стохастичний зв'язок між вмістом вологи та іншими показниками масла, важливо враховувати [75] не тільки можливе джерело вологи (атмосферна волога або та, що виділяється з твердої ізоляції та масла в процесі старіння), але й стан вологи (абсорбована, розчинена, емульсійна, вільна вода). Як видно з таблиць В.1 і В.2 хоча існує певна кореляція між

вмістом органічних кислот в маслі та вмістом вологи, а також значний зв'язок між вмістом органічних кислот і кольором, зв'язок між вмістом вологи і кольором практично відсутній (рис. В.5 а). У той же час з табл. В.1 і В.2 відзначається наявність слабкого зв'язку між вологістю масла та механічними домішками, але ці два показники практично не залежать один від одного з точки зору фізики процесу. Залежність вмісту механічних домішок в масла від вологості показана на рис. В.5 б. Як видно з рис. В.5 б, максимальні значення механічних домішок спостерігаються навіть при практичній відсутності вологи в маслі, а при максимальному значенні вологості спостерігаються відносно низькі значення цього показника, що все ж таки більшою мірою свідчить про випадковий характер цієї залежності. Враховуючи відносно невеликий обсяг вибірки (117 результатів вимірювань), питання про наявність кореляції між цими показниками підлягає подальшому дослідженню.

Аналізуючи результати, наведені в таблицях табл. В.1 і В.2, відзначається, що за винятком пробивної напруги масла і, можливо, вмісту вологи, вміст механічних домішок в маслі не має значущого зв'язку з іншими показниками масла. Зокрема, не було виявлено кореляції між вмістом органічних кислот, кольором та механічними домішками в маслі. Цей висновок проілюстровано на рис. В.6 а і б.

Результати аналізу тісноти стохастичного зв'язку для 8 показників трансформаторних масел із 49 автотрансформаторів 330 кВ встановили, що для всіх аналізованих пар показників масла, статистично значуще пов'язаних між собою, зв'язок має яскраво виражений нелінійний характер. Значущий стохастичний зв'язок виявлено тільки між показниками, що характеризують один і той самий процес старіння масла (окислювальні процеси, зволоження і забруднення масел). Зокрема, статистично значущий зв'язок виявлено між вмістом органічних кислот і кольором масла, вмістом органічних кислот і тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C, а також вмістом органічних кислот і вологовмістом. Крім того, було виявлено значущий зв'язок між тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C і кольором масла,

а також між тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C і вологовмістом. Слабкий зв'язок виявлено між тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C і температурою спалаху. Також виявлено статистично значущий зв'язок між пробивною напругою і вмістом вологи, а також між пробивною напругою і вмістом механічних домішок.

Встановлено, що наявність або відсутність взаємозв'язків між показниками масел визначається не тільки фізичними особливостями процесів старіння (як у випадку показників, що характеризують окислювальні процеси в маслі) і станом обладнання, що аналізується (наявністю або відсутністю іонізаційних процесів старіння або термічної деструкції). При цьому одні й ті самі показники залежно від стану обладнання можуть бути залежними або ні.

2.4.2 Визначення граничних значень показників масла методом мінімального ризику для двовимірних розподілів

Як приклад визначення граничних значень показників масел, методом мінімального ризику для двох діагностичних ознак, розглянемо два показники, пробивну напругу і вологовміст масел. Для цих показників виявлено значущий кореляційний зв'язок, при цьому в процесі старіння значення цих показників змінюються в різних напрямках, тобто пробивна напруга знижується, а вологовміст зростає. Виходячи з цього вирішальне правило під час оцінювання стану масел за цими двома показниками може бути сформульовано як [79]:

$$\begin{aligned} x \in D_1 \text{ при } U_{\text{пр}} > U_{\text{пр}0} \text{ та } W_m < W_{m0} \\ x \in D_2 \text{ при } U_{\text{пр}} < U_{\text{пр}0} \text{ та } W_m > W_{m0} \text{ або при } U_{\text{пр}} < U_{\text{пр}0} \text{ та } W_m < W_{m0}, \quad (2.29) \\ \text{або при } U_{\text{пр}} > U_{\text{пр}0} \text{ та } W_m > W_{m0} \end{aligned}$$

де x – масло, що діагностується; D_1 – діагноз, що відповідає стану придатного до експлуатації масла; D_2 – діагноз, що відповідає стану непридатного до експлуатації масла; $U_{\text{пр}0}$ – ГДЗ пробивної напруги масла; W_{m0} – ГДЗ вологовмісту масел; $U_{\text{пр}}$ – значення пробивної напруги для масла, що діагностується; W_m – значення вологовмісту для масла, що діагностується.

З урахуванням цього вирішального правила, а також беручи до уваги результати аналізу законів розподілу показників масел, запишемо вирази для визначення значень ймовірностей помилкових і правильних рішень.

Ймовірність ухвалення правильного рішення під час оцінювання стану трансформаторної масел, придатної до експлуатації [79], визначатиметься ймовірністю того, що для масла, придатного до експлуатації, значення показників (пробивна напруга та вологовміст) будуть знаходитися у сфері припустимих значень (тобто значення пробивної напруги масла, отриманого внаслідок випробувань, перевищуватиме граничне значення, а значення вологовмісту масла, отриманого внаслідок випробувань, буде нижчим за граничне значення). У цьому разі ймовірність правильного рішення являє собою добуток трьох ймовірностей, а саме:

$$P_{11} = P_1 \cdot \int_{U_{\text{пр.0}}}^{\infty} \frac{\beta_{U_1}}{\alpha_{U_1}^{\beta_{U_1}}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_1}}\right)^{\beta_{U_1}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_0^{W_{\text{м0}}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_{\text{м}}^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_{\text{м}}}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_{\text{м}}, (2.30)$$

де α_{U_1} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для пробивної напруги придатного до експлуатації масла; β_{U_1} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для пробивної напруги придатного до експлуатації масла; α_{W_1} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту вологи придатного до експлуатації масла; β_{W_1} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту вологи придатного до експлуатації масла.

Ймовірність помилкової тривоги (помилка I-го роду) буде також визначатися добутком кількох ймовірностей [79]. По-перше, ймовірністю того, що трансформаторне масло яке діагностується є придатним до експлуатації. По-друге, ймовірністю того, що для масла придатного до експлуатації:

- або значення пробивної напруги масла отриманого в результаті випробувань буде нижчим за граничне значення;
- або значення вологовмісту масла, отриманого в результаті випробувань, буде перевищувати граничне значення;

– або значення пробивної напруги масла, отриманого в результаті випробувань, буде нижчим за граничне значення, і значення вологовмісту масла, отриманого в результаті випробувань, буде перевищувати граничне значення:

$$\begin{aligned}
 P_{21} = P_1 \cdot & \left[\int_0^{U_{\text{пр.0}}} \frac{\beta_{U_1}}{\alpha_{U_1}^{\beta_{U_1}}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_1}}\right)^{\beta_{U_1}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_{W_{\text{м0}}}^{\infty} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_{\text{м}}^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_{\text{м}}}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_{\text{м}} \right] + \\
 & + \left[\int_{U_{\text{пр.0}}}^{\infty} \frac{\beta_{U_1}}{\alpha_{U_1}^{\beta_{U_1}}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_1}}\right)^{\beta_{U_1}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_{W_{\text{м0}}}^{\infty} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_{\text{м}}^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_{\text{м}}}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_{\text{м}} \right] + \\
 & + \left[\int_0^{U_{\text{пр.0}}} \frac{\beta_{U_1}}{\alpha_{U_1}^{\beta_{U_1}}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_1}}\right)^{\beta_{U_1}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_0^{W_{\text{м0}}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_{\text{м}}^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_{\text{м}}}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_{\text{м}} \right] \quad (2.31)
 \end{aligned}$$

Ймовірність ухвалення правильного рішення під час діагностики стану масел, непридатних до експлуатації, буде також визначатися добутком кількох ймовірностей [79]. Зокрема ймовірністю того, що трансформаторне масло яке діагностується буде непридатним до експлуатації, і при цьому ймовірностями того, що для масла непридатного до експлуатації:

- або значення пробивної напруги масла отриманого в результаті випробувань буде нижчим за граничне значення;
- або значення вологовмісту масла, отриманого в результаті випробувань, буде перевищувати граничне значення;
- або значення пробивної напруги масла, отриманого в результаті випробувань, буде нижчим за граничне значення, і значення вологовмісту масла, отриманого в результаті випробувань, буде перевищувати граничне значення:

$$\begin{aligned}
P_{22} = P_2 \cdot & \left[\int_0^{U_{\text{пр.}0}} \frac{\beta_{U_2}}{\alpha_{U_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_2}}\right)^{\beta_{U_2}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_{W_{M0}}^{\infty} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right] + \\
& + \left[\int_0^{U_{\text{пр.}0}} \frac{\beta_{U_2}}{\alpha_{U_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_2}}\right)^{\beta_{U_2}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right] + \\
& + \left[\int_{U_{\text{пр.}0}}^{\infty} \frac{\beta_{U_2}}{\alpha_{U_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_2}}\right)^{\beta_{U_2}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_{W_{M0}}^{\infty} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right], (2.32)
\end{aligned}$$

де α_{U_2} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для пробивної напруги для не придатного до експлуатації масла; β_{U_2} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для пробивної напруги непридатного до експлуатації масла; α_{W_2} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вологовмісту непридатного до експлуатації масла; β_{W_2} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту вологи непридатного до експлуатації масла.

Ймовірність пропуску мети (помилки II-го роду) визначатиметься ймовірністю того, що масло яке діагностується буде непридатним до експлуатації, і водночас і значення пробивної напруги масла, отриманого в результаті випробувань, і значення вологовмісту масла, отриманого в результаті випробувань, будуть відповідати маслу, придатному до експлуатації, тобто перебуватиме в царині припустимих значень:

$$P_{12} = P_2 \cdot \left(\int_{U_{\text{пр.}0}}^{\infty} \frac{\beta_{U_2}}{\alpha_{U_2}} \cdot U_{\text{пр}}^{\beta_{U_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{U_{\text{пр.}}}{\alpha_{U_2}}\right)^{\beta_{U_2}}} dU_{\text{пр}} \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right) (2.33)$$

Підсумовуючи значення ймовірностей помилкових і правильних рішень, попередньо приписавши їм умовні вартості, отримуємо вираз для середнього ризику. За аналогією з [80-83] визначення граничних значень, що забезпечують мінімум функції середнього ризику для багатовимірних розподілів виконували з використанням методу Нелдера - Міда. Цей метод, також відомий як метод деформованого багатогранника [63], - метод безумовної оптимізації дійсної функції від кількох змінних, що розв'язує задачу пошуку мінімізатора x^* деякої заданої функції f :

$$\begin{aligned} X &\xrightarrow{f} S, X \in S^n, \\ x^* &= \min_{x \in X} f(x). \end{aligned} \quad (2.34)$$

У просторі пошуку S^n будується рівносторонній багатогранник (регулярний симплекс) із кількістю вершин, що дорівнює $(n+1)$. Далі з'ясовується, яка з вершин симплексу є найгіршою в сенсі значення функції $f(x)$. Для цього необхідно обчислити $f(x)$ у всіх вершинах (якщо функція $f(x)$ задана аналітично або алгоритмічно). Знайдену найгіршу вершину замінюють на нову вершину, яка є відображенням найгіршої вершини відносно центру ваги вершин, що залишилися. Виходить новий симплекс, де вся процедура повторюється. У результаті симплекс пересувається простором пошуку в бік шуканого мінімізатора функції $f(x)$.

Суть методу полягає в послідовному переміщенні та деформації симплексів навколо точки екстремуму. Передбачається, що серйозних обмежень на область визначення функції немає, тобто функція визначена у всіх точках.

Параметрами методу є:

- коефіцієнт відображення $\alpha > 0$, зазвичай обирається рівним 1.
- коефіцієнт стиснення $\beta > 0$, зазвичай обирається рівним 0,5.
- коефіцієнт розтягування $\gamma > 0$, зазвичай обирається рівним 2.

Припустимо, що $x_i^{(k)} = [x_{i1}^{(k)}, \dots, x_{ij}^{(k)}, \dots, x_{in}^{(k)}]^T, i = 1, \dots, n+1$, являється i -ю

вершиною (точкою) у просторі S^n на k -м етапі пошуку, $k = 0, 1, \dots$, і при цьому значення цільової функції в $x^{(k)}_i$ дорівнює $f(x^{(k)}_i)$. Визначимо ті вектори x багатогранника, які забезпечують максимальне і мінімальне значення $f(x)$:

$$f(x^{(k)}_h) = \max \{f(x^{(k)}_1), \dots, f(x^{(k)}_{n+1})\}, \quad (2.35)$$

де $x^{(k)}_h = x^{(k)}_i$, і

$$f(x^{(k)}_l) = \min \{f(x^{(k)}_1), \dots, f(x^{(k)}_{n+1})\}, \quad (2.36)$$

де $x^{(k)}_l = x^{(k)}_i$.

Многогранник у S^n складається з $(n+1)$ вершин x_1, \dots, x_{n+1} , нехай x_{n+2} буде центром ваги всіх вершин, крім x_h . Тоді координати цього центру визначатимуться за виразом:

$$x^{(k)}_{n+2,j} = \frac{1}{n} \left[\left(\sum_{i=1}^{n+1} x_{ij}^{(k)} \right) - x_{hj}^{(k)} \right], \quad j = 1, \dots, n, \quad (2.37)$$

де індекс j позначає координатний напрямок.

Початковий багатогранник (див. рис. 2.10) зазвичай обирають у вигляді регулярного симплексу (але це не обов'язково) з точкою 1 як початком координат. Початок координат можна також помістити в центр ваги.

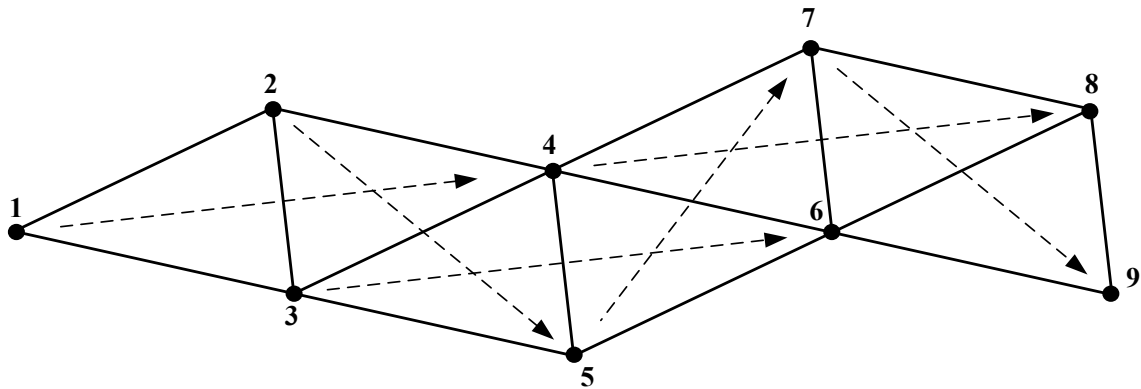


Рисунок 2.10 – Симплексний метод

Процедура пошуку вершини в S^n , в якій $f(x)$ має найкраще значення, складається з таких операцій:

1. *Відображення.* Проектування найгіршої вершини $x^{(k)}_h$ через центр ваги

вершин, що залишилися:

$$x_{n+3}^{(k)} = x_{n+2}^{(k)} + \alpha \left(x_{n+2}^{(k)} - x_h^{(k)} \right) \quad (2.38)$$

де $\alpha > 0$ – коефіцієнт відбиття; $x_{n+2}^{(k)}$ – центр ваги; $x_h^{(k)}$ – вершина, в якій функція $f(x)$ приймає найбільше з $n+1$ значень на k -м етапі.

2. *Розтягнення.* Ця операція полягає в такому, якщо $f(x_{n+3}^{(k)}) \leq f(x_l^{(k)})$, то вектор $(x_{n+3}^{(k)} - x_{n+2}^{(k)})$ розтягується відповідно до співвідношення:

$$x_{n+4}^{(k)} = x_{n+2}^{(k)} + \gamma \left(x_{n+3}^{(k)} - x_{n+2}^{(k)} \right) \quad (2.39)$$

де $\gamma > 1$ - коефіцієнт розтягування.

Якщо $f(x_{n+4}^{(k)}) < f(x_l^{(k)})$, то $x_h^{(k)}$ замінюється на $x_{n+4}^{(k)}$ і процедура триває знову з операції 1 при $k = k+1$. У разі якщо $f(x_{n+4}^{(k)}) > f(x_l^{(k)})$, то $x_h^{(k)}$ замінюється на $x_{n+3}^{(k)}$ і також здійснюється перехід до операції 1 при $k=k+1$.

3. *Стиснення.* Якщо $f(x_{n+3}^{(k)}) > f(x_i^{(k)})$ для всіх $i \neq h$, то вектор $(x_h^{(k)} - x_{n+2}^{(k)})$ стискається відповідно до виразу:

$$x_{n+5}^{(k)} = x_{n+2}^{(k)} + \beta \left(x_h^{(k)} - x_{n+2}^{(k)} \right) \quad (2.40)$$

де $0 < \beta < 1$ – коефіцієнт стиснення.

Далі $x_h^{(k)}$ замінюється на $x_{n+5}^{(k)}$ і здійснюється перехід до операції 1 для продовження пошуку на $(k+1)$ - м кроці.

4. *Редуція.* Якщо $f(x_{n+3}^{(k)}) > f(x_h^{(k)})$, всі вектори $(x_i^{(k)} - x_l^{(k)})$, $i = 1, \dots, n+1$ зменшуються у 2 рази зі звітом від $x_l^{(k)}$ відповідно до виразу:

$$x_i^{(k)} = x_l^{(k)} + 0,5 \left(x_i^{(k)} - x_l^{(k)} \right), \quad i = 1, \dots, n+1. \quad (2.41)$$

Після чого відбувається перехід до операції 1 для продовження пошуку на $(k+1)$ - м кроці.

Критерій закінчення пошуку, використовуваний Нелдером і Мідом, полягає в перевірці умови:

$$\left\{ \frac{1}{n+1} \sum_{i=1}^{n+1} [f(x_i^{(k)}) - f(x_{n+2}^{(k)})]^2 \right\}^{\frac{1}{2}} \leq \varepsilon, \quad (2.42)$$

де ε – досить мале додатне число, що є достатньо малим, а $f(x_{n+2}^{(k)})$ – значення цільової функції в центрі ваги $x_{n+2}^{(k)}$.

Використовуючи метод Нелдера Міда, для параметрів законів розподілу пробивної напруги і вологовмісту трансформаторних масел для масла придатного до експлуатації, наведених у табл. А.4-А.5. та параметрів законів розподілу для цих показників масла непридатного до експлуатації, наведених у табл. А.6, було визначено граничні значення пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел, які забезпечують мінімум середнього ризику. Отримані граничні значення наведено в табл. 2.5, а на рис. 2.11 наведено залежності середнього ризику від значень пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел.

Таблиця 2.5 – Граничні значення пробивної напруги та вологовмісту масел, що отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів для трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

| № | Параметри законів розподілу для масла придатного до експлуатації | | | | Гранично допустимі значення | |
|---------------------------|--|-------|-------------|-------|-----------------------------|-------------|
| | U _{пр} | | Вологовміст | | U _{пр} | Вологовміст |
| | α | β | α | β | | |
| Трансформатори 110 кВ | | | | | | |
| 1 | 75,623 | 7,517 | 8,9923 | 2,239 | 40 | 14,8 |
| 2 | 72,625 | 7,209 | 10,478 | 2,176 | 39,2 | 19,1 |
| 3 | 51,833 | 8,704 | 12,05 | 2,849 | 38,4 | 14,8 |
| Автотрансформатори 330 кВ | | | | | | |
| 1 | 77,523 | 11,48 | 9,2755 | 1,587 | 47,2 | 18,8 |
| 2 | 69,855 | 8,038 | 10,762 | 2,407 | 46,8 | 19,8 |

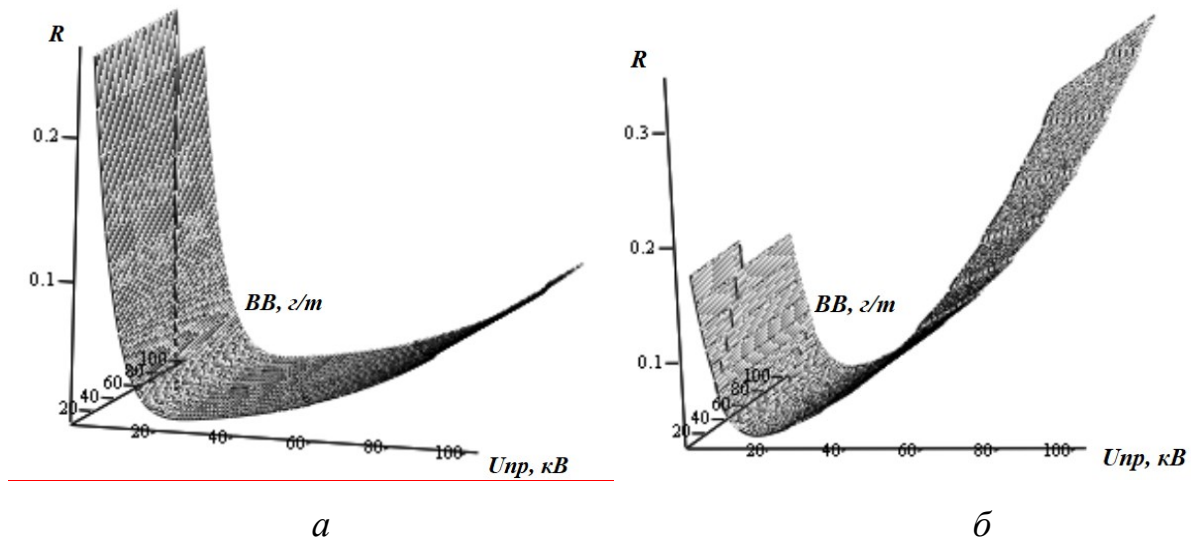


Рисунок 2.11 – Залежності величини середнього ризику від значень пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел для трансформаторів 110 кВ (а) і автотрансформаторів 330 кВ (б)

Результати порівняльного аналізу значень правильних і помилкових рішень, а також значень середнього ризику, що супроводжують використання граничних значень цих показників, регламентованих у різних стандартах, наведено в таблицях 2.6.-2.7.

Аналізуючи результати, наведені в таблицях 2.6-2.7, відзначимо, що так само, як і для випадку одновимірних розподілів, значення ризиків зростають у міру погіршення стану трансформаторних масел, тобто в міру зниження значень коефіцієнта масштабу для пробивної напруги і збільшення коефіцієнта масштабу для вологовмісту. Принципово важливим є той факт, що забезпечення мінімального значення ймовірності помилки II-го роду, не завжди дає змогу забезпечити мінімальне значення ризику.

Порівнюючи значення середніх ризиків, які супроводжують використання тих чи інших граничних значень пробивної напруги та вологовмісту масла для трансформаторів напругою 110 кВ, відзначимо, що граничні значення, отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, дають змогу знизити значення ризиків у 4,4-35,7 разів, порівнюючи з ризиками, що супроводжують використання граничних значень пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел, регламентованих в [4].

Порівняно з граничними значеннями пробивної напруги і вологовмісту трансформаторних масел, що регламентовані в [5], граничні значення, отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, дають змогу знизити значення ризику в 2,8-4,3 рази. А порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень пробивної напруги і вологовмісту масел, які регламентовані в [70], граничні значення, отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, дають змогу знизити значення ризику в 1,16-1,24 рази.

Таблиця 2.6 – Результати порівняльного аналізу значень ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значень ризиків отриманих при використанні різних гранично допустимих значень пробивної напруги та вологовмісту масел, для трансформаторів 110 кВ

| N_{ei} | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---|--|-------------------------|----------------------|-----------------------|-----------------------|
| | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.3] | | | | | |
| 1 | 0,997 | $3,05 \cdot 10^{-3}$ | 0,971 | $2,944 \cdot 10^{-2}$ | 0,297 |
| 2 | 0,983 | $16,775 \cdot 10^{-3}$ | 0,971 | $2,944 \cdot 10^{-2}$ | 0,309 |
| 3 | 0,968 | $32,25 \cdot 10^{-3}$ | 0,971 | $2,944 \cdot 10^{-2}$ | 0,323 |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.19] | | | | | |
| 1 | 0,992 | $8,299 \cdot 10^{-3}$ | 0,999914 | $8,623 \cdot 10^{-5}$ | $9,7 \cdot 10^{-3}$ |
| 2 | 0,960 | $39,995 \cdot 10^{-3}$ | 0,999914 | $8,623 \cdot 10^{-5}$ | 0,043 |
| 3 | 0,900 | $99,503 \cdot 10^{-3}$ | 0,999914 | $8,623 \cdot 10^{-5}$ | 0,0904 |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.20] | | | | | |
| 1 | 0,972 | $27,622 \cdot 10^{-3}$ | $6,1 \cdot 10^{-14}$ | 0,999999648 | 0,025 |
| 2 | 0,888 | $111,529 \cdot 10^{-3}$ | $6,1 \cdot 10^{-14}$ | 0,999999648 | 0,1 |
| 3 | 0,653 | $347,266 \cdot 10^{-3}$ | $6,1 \cdot 10^{-14}$ | 0,999999648 | 0,312 |
| ГДЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, отримані методом мінімального ризику для багатомірних розподілів | | | | | |
| 1 | 0,992 | $8,299 \cdot 10^{-3}$ | 0,999912 | $8,623 \cdot 10^{-5}$ | $8,323 \cdot 10^{-3}$ |
| 2 | 0,965 | $35,094 \cdot 10^{-3}$ | 0,9997 | $3,117 \cdot 10^{-4}$ | 0,035 |
| 3 | 0,929 | $70,832 \cdot 10^{-3}$ | 0,999033 | $9,646 \cdot 10^{-4}$ | 0,073 |

Таблиця 2.7 – Результати порівняльного аналізу значень ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значень ризиків отриманих при використанні різних гранично допустимих значень пробивної напруги та вологовмісту масел, для автотрансформаторів 330 кВ

| № _{сг} | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|--|--|------------------------|--------------|-----------------------|-----------------------|
| | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.3] | | | | | |
| 1 | 0,998 | $1,94 \cdot 10^{-3}$ | 0,973 | $2,669 \cdot 10^{-2}$ | 0,269 |
| 2 | 0,971 | $28,744 \cdot 10^{-3}$ | 0,973 | $2,669 \cdot 10^{-2}$ | 0,293 |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.19] | | | | | |
| 1 | 0,994 | $6,488 \cdot 10^{-3}$ | 1 | 0 | $5,839 \cdot 10^{-3}$ |
| 2 | 0,934 | $65,762 \cdot 10^{-3}$ | 1 | 0 | 0,059 |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані [2.20] | | | | | |
| 1 | 0,994 | $6,488 \cdot 10^{-3}$ | 1 | 0 | $5,839 \cdot 10^{-3}$ |
| 2 | 0,934 | $65,762 \cdot 10^{-3}$ | 1 | 0 | 0,059 |
| ГЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, отримані методом мінімального ризику для багатомірних розподілів | | | | | |
| 1 | 0,997 | $3,353 \cdot 10^{-3}$ | 0,99998 | $1,684 \cdot 10^{-5}$ | $3,186 \cdot 10^{-3}$ |
| 2 | 0,961 | $39,185 \cdot 10^{-3}$ | 0,9998788494 | $1,212 \cdot 10^{-4}$ | 0,0365 |

Для автотрансформаторів 330 кВ використання граничних значень пробивної напруги і вологовмісту масел, отриманих методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, дадуть змогу знизити значення ризиків у 8-84,4 рази порівняно з граничними значеннями, регламентованими в [4], та в 1,6-1,81 рази порівняно з граничними значеннями, регламентованими в стандартах [5,70].

2.4.3 Визначення граничних значень показників масла методом мінімального ризику для тривимірних розподілів

Наявність значущої кореляції між показниками масла, що характеризують ступінь окислення масла, дає змогу визначати граничні значення показників із

застосуванням методу мінімального ризику і для більшої кількості показників. Як приклад визначення граничних значень показників масел, методом мінімального ризику для трьох діагностичних ознак, розглянемо три показники: вміст в маслі органічних кислот, вміст в маслі водорозчинних кислот і вологовміст масел. Вирішальне правило під час діагностики стану трансформаторних масел у разі використання цих показників матиме вигляд:

$$\begin{aligned}
 &x \in D_1 \text{ при } \text{КОН} < \text{КОН}_0 \text{ та } \text{РВВ} < \text{РВВ}_0 \text{ та } W_m < W_{m0} \\
 &x \in D_2 \text{ при } \text{КОН} > \text{КОН}_0 \text{ АБО } \text{РВВ} > \text{РВВ}_0 \text{ АБО } W_m > W_{m0} \\
 &\text{АБО } \text{КОН} > \text{КОН}_0 \text{ та } \text{РВВ} > \text{РВВ}_0 \text{ та } W_m < W_{m0} \\
 &\text{АБО } \text{КОН} > \text{КОН}_0 \text{ та } \text{РВВ} < \text{РВВ}_0 \text{ та } W_m > W_{m0} \\
 &\text{АБО } \text{КОН} < \text{КОН}_0 \text{ та } \text{РВВ} > \text{РВВ}_0 \text{ та } W_m > W_{m0} \\
 &\text{АБО } \text{КОН} > \text{КОН}_0 \text{ та } \text{РВВ} > \text{РВВ}_0 \text{ та } W_m > W_{m0}
 \end{aligned}
 \tag{2.43}$$

де x – масло, що діагностується; D_1 – діагноз, що відповідає стану придатного до експлуатації масла; D_2 – діагноз, що відповідає стану непридатного до експлуатації масла; КОН_0 – ГДЗ вмісту в маслі органічних кислот; РВВ_0 – ГДЗ вмісту в маслі водорозчинних кислот; W_{m0} – ГДЗ вологовмісту масел; КОН – значення вмісту в маслі органічних кислот для масла, що діагностується; РВВ – значення вмісту в маслі водорозчинних кислот для масла, що діагностується; W_m – значення вологовмісту для масла, що діагностується.

На підставі вирішального правила і з урахуванням того, що показники як для масла придатного, так і для масла непридатного до експлуатації розподілені за законом Вейбулла, запишемо вирази для визначення ймовірностей правильних і помилкових рішень.

Ймовірність ухвалення правильного рішення під час оцінювання стану трансформаторного масла, придатного до експлуатації, визначатиметься добутком кількох ймовірностей. Зокрема ймовірністю того, що масло з трансформатора яке діагностується буде придатним до експлуатації, але при цьому значення вмісту в маслі органічних і водорозчинних кислот, а також вологовміст будуть меншими за відповідні граничні значення:

$$\begin{aligned}
 P_{11} = P_1 \cdot & \int_0^{KOH_0} \frac{\beta_{KOH_1}}{\alpha_{KOH_1}^{\beta_{KOH_1}}} \cdot KOH^{\beta_{KOH_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{KOH}{\alpha_{KOH_1}}\right)^{\beta_{KOH_1}}} dKOH \cdot \\
 & \cdot \int_0^{PBB_0} \frac{\beta_{PBB_1}}{\alpha_{PBB_1}^{\beta_{PBB_1}}} \cdot PBB^{\beta_{PBB_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{PBB}{\alpha_{PBB_1}}\right)^{\beta_{PBB_1}}} dPBB \cdot \\
 & \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_M^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_M
 \end{aligned} \quad (2.44)$$

де α_{KOH_1} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту в маслі органічних кислот придатного до експлуатації масла; β_{KOH_1} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту в маслі органічних кислот придатного до експлуатації масла; α_{PBB_1} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту в маслі водорозчинних кислот придатного до експлуатації масла; β_{PBB_1} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту в маслі водорозчинних кислот придатного до експлуатації масла; α_{W_1} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту води придатного до експлуатації масла; β_{W_1} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту води придатного до експлуатації масла.

Ймовірність помилки I-го роду (ймовірність помилкової тривоги) визначатиметься як ймовірність того, що для масла придатного до експлуатації значення одного, або двох, або всіх трьох показників масла перевищують свої граничні значення:

$$\begin{aligned}
 P_{21} = P_1 \cdot & \left[\int_{KOH_0}^{\infty} \frac{\beta_{KOH_1}}{\alpha_{KOH_1}^{\beta_{KOH_1}}} \cdot KOH^{\beta_{KOH_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{KOH}{\alpha_{KOH_1}}\right)^{\beta_{KOH_1}}} dKOH \cdot \right. \\
 & \left. \int_0^{PBB_0} \frac{\beta_{PBB_1}}{\alpha_{PBB_1}^{\beta_{PBB_1}}} \cdot PBB^{\beta_{PBB_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{PBB}{\alpha_{PBB_1}}\right)^{\beta_{PBB_1}}} dPBB \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}^{\beta_{W_1}}} \cdot W_M^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_M \right] +
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& + \left[\int_0^{\text{KOH}_0} \frac{\beta_{\text{KOH}_1}}{\alpha_{\text{KOH}_1}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_1}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_1}}} d\text{KOH} \cdot \right. \\
& \cdot \left. \int_{\text{PBB}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{PBB}_1}}{\alpha_{\text{PBB}_1}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_1}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_1}}} d\text{PBB} \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}} \cdot W_M^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_M \right] + \\
& + \left[\int_{\text{KOH}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{KOH}_1}}{\alpha_{\text{KOH}_1}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_1}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_1}}} d\text{KOH} \cdot \right. \\
& \cdot \left. \int_{\text{PBB}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{PBB}_1}}{\alpha_{\text{PBB}_1}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_1}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_1}}} d\text{PBB} \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_1}}{\alpha_{W_1}} \cdot W_M^{\beta_{W_1}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_1}}\right)^{\beta_{W_1}}} dW_M \right].
\end{aligned}$$

Ймовірність правильного рішення під час діагностики стану масла, непридатного до експлуатації, за значеннями вмісту в маслі органічних і водорозчинних кислот, а також вологовмісту визначатиметься ймовірностями того, що для масла, непридатного до експлуатації, значення одного, або двох, або всіх трьох показників перевищують свої граничні значення:

$$\begin{aligned}
P_{22} = P_2 \cdot & \left[\left[\int_{\text{KOH}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right. \right. \\
& \left. \int_0^{\text{PBB}_0} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right] + \\
& \left. \left[\int_0^{\text{KOH}_0} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right. \right. \\
& \left. \left. \int_{\text{PBB}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \cdot \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right] \right] \quad (2.46)
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \left. \int_{\text{PBB}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right) + \\
& \quad + \left(\int_0^{\text{KOH}_0} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right. \\
& \left. \int_0^{\text{PBB}_0} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \int_{W_{M0}}^{\infty} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right) + \\
& \quad + \left(\int_{\text{KOH}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right. \\
& \left. \int_{\text{PBB}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right) + \\
& \quad + \left(\int_{\text{KOH}_0}^{\infty} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right. \tag{2.46} \\
& \left. \int_0^{\text{PBB}_0} \frac{\beta_{\text{PBB}_2}}{\alpha_{\text{PBB}_2}} \cdot \text{PBB}^{\beta_{\text{PBB}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{PBB}}{\alpha_{\text{PBB}_2}}\right)^{\beta_{\text{PBB}_2}}} d\text{PBB} \int_{W_{M0}}^{\infty} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right) + \\
& \quad + \left(\int_0^{\text{KOH}_0} \frac{\beta_{\text{KOH}_2}}{\alpha_{\text{KOH}_2}} \cdot \text{KOH}^{\beta_{\text{KOH}_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{\text{KOH}}{\alpha_{\text{KOH}_2}}\right)^{\beta_{\text{KOH}_2}}} d\text{KOH} \cdot \right.
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& \cdot \int_{PBB_0}^{\infty} \frac{\beta_{PBB_2}}{\alpha_{PBB_2}^{\beta_{PBB_2}}} \cdot PBB^{\beta_{PBB_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{PBB}{\alpha_{PBB_2}}\right)^{\beta_{PBB_2}}} dPBB \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}^{\beta_{W_2}}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \Bigg) + \\
& + \left(\int_{KOH_0}^{\infty} \frac{\beta_{KOH_2}}{\alpha_{KOH_2}^{\beta_{KOH_2}}} \cdot KOH^{\beta_{KOH_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{KOH}{\alpha_{KOH_2}}\right)^{\beta_{KOH_2}}} dKOH \cdot \right. \\
& \left. \cdot \int_{PBB_0}^{\infty} \frac{\beta_{PBB_2}}{\alpha_{PBB_2}^{\beta_{PBB_2}}} \cdot PBB^{\beta_{PBB_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{PBB}{\alpha_{PBB_2}}\right)^{\beta_{PBB_2}}} dPBB \int_0^{W_{M0}} \frac{\beta_{W_2}}{\alpha_{W_2}^{\beta_{W_2}}} \cdot W_M^{\beta_{W_2}-1} \cdot e^{-\left(\frac{W_M}{\alpha_{W_2}}\right)^{\beta_{W_2}}} dW_M \right).
\end{aligned}$$

де α_{KOH_2} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту в маслі органічних кислот непридатного до експлуатації масла; β_{KOH_2} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту в маслі органічних кислот непридатного до експлуатації масла; α_{PBB_2} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту в маслі водорозчинних кислот не придатного до експлуатації масла; β_{PBB_2} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту в маслі водорозчинних кислот непридатного до експлуатації масла; α_{W_2} – значення параметра масштабу розподілу Вейбулла для вмісту вологи непридатного до експлуатації масла; β_{W_2} – значення параметра форми розподілу Вейбулла для вмісту вологи непридатного до експлуатації масла.

Помноживши значення ймовірностей помилкових і правильних рішень на їхні умовні вартості та підсумовуючи отримані добутки, отримаємо вираз для середнього ризику. Також, як і в попередньому випадку, для визначення граничних значень показників масла, шляхом мінімізації функції середнього ризику, було використано метод Нелдера-Міда. З використанням цього методу було розраховано граничні значення для трьох аналізованих показників масел у трансформаторах 110 кВ з параметрами законів розподілу, наведеними в табл. 2.8. Як і в попередніх випадках, як параметри законів розподілу для цих показників масла, непридатного до експлуатації, використані параметри, із

табл.. А.6. Отримані граничні значення вмісту в маслі органічних і водорозчинних кислот, а також вологовмісту наведено в таблиці 2.9.

Таблиця 2.8 – Значення параметрів законів розподілу вмісту в маслі органічних і водорозчинних кислот, а також вологовмісту для масла, придатного до експлуатації, з трансформаторів напругою 110 кВ, які використовувалися для визначення граничних значень.

| № | Параметри законів розподілу для масла придатного до експлуатації | | | | | |
|---|--|---------|----------------------------|---------|-------------|---------|
| | Вміст органічних кислот | | Вміст водорозчинних кислот | | Вологовміст | |
| | α | β | α | β | α | β |
| 1 | 0,0518 | 2,454 | 0,0049 | 1,986 | 8,9923 | 2,239 |
| 2 | 0,0581 | 2,611 | 0,0062 | 2,365 | 10,478 | 2,176 |
| 3 | 0,0725 | 1,679 | 0,0086 | 3,112 | 12,05 | 2,849 |

Як видно з таблиці 2.9, граничні значення вмісту в маслі органічних і водорозчинних кислот, а також вологовмісту масел, розраховані шляхом мінімізації функції середнього ризику для багатовимірних розподілів, не перевищують граничних значень цих показників, регламентованих у [2.3]. Тобто мінімум функції середнього ризику забезпечується за більш "жорстких" значень показників масла порівняно з граничними значеннями, регламентованими чинним в Україні нормативним документом.

Результати порівняльного аналізу значень правильних і помилкових рішень, а також значень середнього ризику, що супроводжують використання граничних значень цих показників, регламентованих у [4] та отриманих методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, наведено в таблицях 2.10.

Аналізуючи результати, наведені в таблиці 2.10, відзначимо, що граничні значення, отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів, дають змогу знизити значення ризиків у 1,7-3,5 рази, порівнюючи з ризиками, що супроводжують використання граничних значень із пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел, що регламентовані в чинному в Україні нормативному документі [4].

Таблиця 2.9 – Граничні значення вмісту в маслі органічних та водорозчинних кислот а також вологовмісту, що отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів для трансформаторів напругою 110 кВ.

| № | Гранично допустимі значення | | |
|---|-----------------------------|----------------------------|-------------|
| | Вміст органічних кислот | Вміст водорозчинних кислот | Вологовміст |
| 1 | 0,091 | 0,0105 | 17,5 |
| 2 | 0,092 | 0,0112 | 18,9 |
| 3 | 0,097 | 0,0128 | 17,7 |

Таблиця 2.10 – Результати порівняльного аналізу значень ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значень ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень вмісту в маслі органічних, водорозчинних кислот та вологовмісту масел, для трансформаторів 110 кВ, що регламентовані в діючому в Україні нормативному документі та отримані методом мінімального ризику для багатовимірних розподілів.

| № | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---|--|----------|----------|----------|--------|
| | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| ГДЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, що регламентовані стандартом СОУ | | | | | |
| 1 | 0,9906 | 0,0094 | 0,99996 | 0,00004 | 0,233 |
| 2 | 0,9663 | 0,0337 | 0,99996 | 0,00004 | 0,269 |
| 3 | 0,7998 | 0,2002 | 0,99996 | 0,00004 | 0,391 |
| ГДЗ пробивної напруги та вологовмісту масел, отримані методом мінімального ризику для багатомірних розподілів | | | | | |
| 1 | 0,960 | 0,040 | 0,999994 | 0,000006 | 0,0658 |
| 2 | 0,921 | 0,079 | 0,99999 | 0,00001 | 0,123 |
| 3 | 0,739 | 0,261 | 0,999984 | 0,000016 | 0,225 |

2.5 Висновки до розділу 2

1. За результатами аналізу законів розподілу показників трансформаторних масел для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ, встановлено що як для масла придатного, так й не придатного до подальшої експлуатації розподіл показників відповідає розподілу Вейбулла.

2. Встановлені значення параметрів масштабу та форми розподілу Вейбулла для показників масла з різним станом, дозволили проаналізувати взаємне розташування теоретичних щільностей розподілу та встановити що щільності розподілів показників з різним станом перетинаються, а відповідно неможливо визначити граничні значення показників, які б не приводили до хибних рішень. При цьому в залежності від режимів та умов експлуатації трансформаторів математичні очікування показників масла придатного до експлуатації зміщені по відношенню одне до одного, тобто площа перетину щільностей розподілу показників масла з різним станом варіюється. Відповідно граничні значення показників масел необхідно коригувати з урахуванням режимів та строку експлуатації;

3. За результатами порівняльного аналізу значень ймовірностей помилкових та правильних рішень та значень ризиків, які супроводжували використання граничних значень показників, отриманих за допомогою функції виживання, методу мінімальної кількості хибних рішень, методом мінімального ризику, а також методом Неймана Пірсона встановлено, що граничні значення отримані методом мінімального ризику, забезпечують не тільки мінімальний рівень можливих економічних втрат, вразі прийняття хибних рішень, но і відносно не велике значення ймовірностей прийняття помилкових рішень в порівнянні з іншими методами. В зв'язку з цим запропоновано визначати граничні значення показників трансформаторних масел методом мінімального ризику;

4. За результатами аналізу значень середнього ризику що супроводжується використанням граничних значень отриманих методом мінімального ризику та граничних значень що регламентовані в діючих стандартах встановлено, що використання граничних значень показників масел для трансформаторів 110 кВ, дозволяють знизити ризики в 1,05-37,2 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009, в 1,01-1403 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень

регламентованих в ІЕС 60422, та в 3,1-1403 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в ІЕЕЕ Std C57.106-2015. Граничні значення показників масел, що отримані методом мінімального ризику для автотрансформаторів 330 кВ, дозволяють знизити ризику в 1,8-4974419,5 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009, в 1,6-150637544,3 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в ІЕС 60422, та в 1,6-4958677,6 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в ІЕЕЕ Std C57.106-2015;

5. За результатами аналізу тісноти статистичного зв'язку між показниками трансформаторних масел для автотрансформаторів напругою 330 кВ встановлено, що значущий стохастичний зв'язок виявлено тільки між показниками, що характеризують один і той самий процес старіння масла (окислювальні процеси, зволоження і забруднення масел). Зокрема, статистично значущий зв'язок виявлено між вмістом органічних кислот і кольором масла, вмістом органічних кислот і тангенсом кута діелектричних втрат, вимірним при 90°C, а також вмістом органічних кислот і вологовмістом. Крім того, було виявлено значущий зв'язок між тангенсом кута діелектричних втрат, вимірним при 90°C і кольором масла, а також між тангенсом кута діелектричних втрат, вимірним при 90°C і вологовмістом. Також виявлено статистично значущий зв'язок між пробивною напругою і вмістом вологи, а також між пробивною напругою і вмістом механічних домішок.

6. Запропоновано метод визначення граничних значень показників трансформаторних масел одночасно для комплексу показників, з урахуванням наявності між ними значущих стохастичних зв'язків, методом мінімального ризику. Запропонований метод відрізняється тим, що граничні значення показників визначаються шляхом мінімізації функції середнього ризику для комплексу показників масел, стохастично пов'язаних між собою, методом Нелдера-Міда, з урахуванням тривалості, режимів та умов експлуатації

трансформаторів;

7. Отримані для двомірних розподілів граничні значення пробивної напруги та вологовмісту масел, дають змогу, для трансформаторів 110 кВ знизити значення ризиків у 4,4-35,7 разів, порівнюючи з ризиками, що супроводжують використання граничних значень пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел, регламентованих в СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009, в 2,8-4,3 рази порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень цих показників що регламентовані в ІЕС 60422, та в 1,16-1,24 порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень пробивної напруги та вологовмісту регламентованих в ІЕЕЕ Std C57.106-2015. Граничні значення пробивної напруги та вологовмісту масел, що отримані для автотрансформаторів 330 кВ, дозволяють знизити ризики в 8-84,4 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень пробивної напруги та вологовмісту регламентованих в СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009, та в 1,6-1,81 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень цих показників, що регламентовані в ІЕС 60422, ІЕЕЕ Std C57.106-2015;

8. Отримані для трьохмірних розподілів граничні значення вмісту в маслі органічних та водорозчинних кислот та вологовмісту масел, для трансформаторів напругою 110 кВ дозволяють знизити значення ризиків у 1,7-3,5 рази, в порівнянні з ризиками, що супроводжують використання граничних значень із пробивної напруги та вологовмісту трансформаторних масел, що регламентовані в СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009.

Основні результати цього розділу опубліковано в роботах: 5, 54, 65, 69, 73, 74, 79.

РОЗДІЛ 3

РОЗРОБКА МЕТОДУ РАННЬОЇ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ ЗА РАХУНОК ВИКОРИСТАННЯ ВАРІАТИВНИХ ГРАНИЧНИХ ЗНАЧЕНЬ ПОКАЗНИКІВ

3.1 Постановка задач і вибір напрямку дослідження

У процесі діагностики стану високовольтних силових трансформаторів і автотрансформаторів дуже важливим є своєчасне виявлення обладнання, для якого масло є непридатним до експлуатації, тобто масла для якого значення одного або декількох показників вийшли за області допустимих граничних значень. У той же час, на думку здобувача, не менш важливим і актуальним завданням є ефективне інгібування процесів старіння масел з метою недопущення погіршення його хімічної структури та утворення продуктів старіння. Причому це пов'язано не тільки з можливим зниженням електричної міцності масел, хоча дана обставина також є, безумовно, важливою, особливо для трансформаторів і автотрансформаторів високої напруги, скільки з впливом продуктів старіння масла, особливо високомолекулярних кислот і вологи на ступінь полімеризації целюлози, що призводить до зниження залишкового ресурсу автотрансформаторів. Зрозуміло, що ефективність уповільнення процесів старіння масел (за допомогою додавання антиоксидантних присадок, заміни силікагелю, сушки, регенерації масла тощо) буде тим вищою, чим раніше цей процес розпочнеться.

В даному випадку використання граничних значень показників трансформаторних масел, які регламентуються міжнародними або національними стандартами, або отримані методами статистичних рішень, не завжди дозволяє виявити автотрансформатори з прискореним старінням масел на ранніх стадіях, коли показники масла знаходяться в межах допустимих значень. Наразі найбільш природним підходом до вирішення цієї задачі є використання змінних граничних значень показників трансформаторних масел. Іншими словами, це означає, що значення граничних показників можуть

змінюватися в залежності від тривалості експлуатації та режимів роботи обладнання.

Для розробки цього методу необхідно вирішити низку задач:

1. Проаналізувати вплив тривалості експлуатації на значення показників трансформаторних масел;
2. Розробити процедуру статистичного опрацювання результатів періодичних випробувань і сформувані еталонні множини показників із близькою швидкістю дрейфу показників;
3. Виконати порівняльний аналіз інтенсивності процесів старіння масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ, які експлуатуються в різних режимах;
4. Проаналізувати характер залежностей показників трансформаторних масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ від тривалості експлуатації;
5. Розробка методу для ранньої діагностики стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників.

3.2 Вплив тривалості та режимів експлуатації трансформаторів на характер часових залежностей показників трансформаторних масел

Однією з очевидних умов, без виконання якої неможливе використання варіативних, тобто таких, що змінюються в часі, граничних значень показників масла, є наявність значущої залежності між значеннями показників і тривалістю експлуатації. При цьому такі залежності мають бути нестационарними та монотонними.

Виконаний аналіз показав, що далеко не всі залежності показників ізоляції від тривалості експлуатації є нестационарними і монотонними. Як приклад, можна навести залежності концентрацій газів, розчинених у маслі трансформаторів негерметичного виконання. Як показано в [84] для справних трансформаторів, що експлуатуються в нормальних умовах, залежності концентрацій розчинених в маслі газів від тривалості експлуатації є

стохастичними та не монотонними через процеси дифузії газів в атмосферу й хімічних реакцій між продуктами деструкції ізоляції та киснем.

Проте, розвиток дефектів [85] призводить до появи в залежностях концентрацій газів від тривалості експлуатації значущої систематичної компоненти. Іншими словами, такі залежності стають нестационарними та монотонними. Схожі зміни у характері залежностей в залежності від стану обладнання виявлені і для показників основної ізоляції високовольтних маслонаповнених вводів [86].

Результати досліджень впливу тривалості експлуатації на показники масла в трансформаторах з напругою 110 кВ, які представлені в роботах [87-89], свідчать про те, що при відсутності помилок та грубих помилок у процесі вимірювань, більшість показників трансформаторних масел є нестационарними та монотонними. Проте автоматично робити висновки, отримані для обладнання одного класу напруги, для обладнання вищого класу напруги не є повністю коректним. Тому цей розділ роботи присвячений аналізу впливу тривалості експлуатації трансформаторів на характер часових залежностей показників трансформаторних масел.

Для вибору найбільш оптимальної математичної моделі, за допомогою якої буде проводитися аналіз впливу тривалості експлуатації трансформаторів на характер часових залежностей показників трансформаторних масел, необхідно детально проаналізувати особливості процесів старіння трансформаторних масел.

Результати досліджень процесів старіння трансформаторних масел, які представлені в джерелі [77], свідчать про те, що основним процесом старіння масел є окислювальні реакції між вуглеводнем і іншими сполуками, які входять до складу масла, та киснем. Ці реакції відбуваються за участю вуглеводневих або пероксидних радикалів у ланцюговому механізмі. Зазвичай для математичного опису окислювальних реакцій використовують рівняння, які описують поглинання кисню в процесі окиснення.

Найбільш повний аналіз таких рівнянь наведений у роботі [90]. Зокрема,

для автокаталітичного процесу, який характеризує поглинання кисню в процесі окислення, згідно з [90], використовується наступне рівняння:

$$\frac{1}{V^2} = k \cdot t + n, \quad (3.1)$$

де V – кількість поглинутого кисню за нормальних умов (в см³ на 100 г масла); k – постійна, що характеризує швидкість реакції; t – час;

Для мономолекулярної реакції, тобто реакції, у процесі якої змінюється склад або будова тільки однієї молекули, радикала або йона, згідно з [90] отримано такий вираз:

$$k = \frac{1}{t} \cdot \ln \frac{A}{A-x}, \quad (3.2)$$

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

На відміну від реакцій теплового старіння ізоляції, для яких робоча температура є основним чинником, для окислювальних процесів масла значення температури визначає швидкість реакції, про що можна судити, виходячи з рівняння, отриманого для визначення значення енергії активації [90]:

$$\frac{d \ln k}{d\theta} = \frac{W_A}{R \cdot \theta^2}, \quad (3.3)$$

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

Результати досліджень, наведені в роботі [77], свідчать, що реакції окислення вуглеводнів здебільшого протікають за ланцюговим механізмом. Для таких реакцій у роботі [90] запропоновано таке рівняння:

$$\frac{dx}{dt} = k \cdot \frac{A-x}{B+x} \quad (3.4)$$

Розв'язання рівняння (3.4) з урахуванням цілком очевидних граничних

умов ($x=0$, при $t=0$), згідно з [90] дає такий розв'язок:

$$k \cdot t = (A + B) \cdot \ln \frac{A}{A - x} - x \quad (3.5)$$

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

Наведені вирази показують, що тривалість експлуатації суттєво впливає на процес окислення. Проте інтенсивність окислювальних реакцій буде визначатися вмістом кисню у повітрі (зокрема, конструкцією автотрансформаторів, яка включає в себе захист масла: вільне дихання, плівковий або азотний захист), робочою температурою (навантаження автотрансформаторів, системою охолодження, температурою оточуючого середовища) і кількістю вільних радикалів (сортом і станом масла, яке заливається в бак автотрансформатора).

Зазначені висновки накладають певні обмеження на математичні методи, які використовуються для аналізу впливу тривалості експлуатації на зміну показників масел. Зокрема, використання моделей однофакторного і двофакторного дисперсійного аналізу [91] вимагає суворої фіксації всіх чинників, крім того, що підлягає варіюванню на одному рівні, що не є можливим під час опрацювання експлуатаційних даних.

Використання моделі регресійного аналізу [92] дасть змогу перевірити тільки гіпотезу про наявність або відсутність впливу тривалості експлуатації на значення показників якості масла для всієї сукупності даних. Але при цьому ця модель не дає змоги отримати інформацію щодо залежностей показників, сформованих за результатами випробувань окремих автотрансформаторів. Можливість порівняння окремих кутових коефіцієнтів і вільних членів для кожної залежності показника за кожним з автотрансформаторів, у рамках перевірки загальної лінійної гіпотези, забезпечує використання моделі коваріаційного аналізу [93].

Аналіз відкритих джерел інформації показав, що ці моделі вже успішно

використовувались в [94,95] для дослідження залежностей показників ізоляції від тривалості експлуатації. Це вказує на те, що дані моделі дійсно придатні для використання в проведених дослідженнях.

Коваріаційний аналіз виконувався в кілька етапів. На першому етапі результати експлуатаційних випробувань представлені у вигляді двовимірних масивів: тривалість експлуатації та значення показників масла. Оскільки в масляних картах із результатами випробувань стану масел фіксують значення показників і дати проведення випробувань, то попередньо для 49 аналізованих автотрансформаторів дати проведення випробувань перерахували в термін експлуатації. Для цього дати введення автотрансформатора в експлуатацію присвоювалося значення нуль. Далі визначали кількість днів між датами випробувань, які ділили на кількість днів у році та підсумовували. Отримані результати групувалися в одному масиві даних для кожного показника. У результаті було сформовано 9 масивів даних, що дало змогу представити результати періодичних випробувань значень показників масел, згідно з [93], у такому вигляді:

$$y_{ijr} = \bar{y} + \xi_j + e_{jir}. \quad (3.6)$$

де \bar{y} – вибіркове середнє значення показника трансформаторного масла; ξ_j – розкид значень показника масла, зумовлений відмінностями в конструкції автотрансформаторів, якістю масла, що заливається, і відмінностями в значеннях робочих температур, за яких експлуатується масло в різних автотрансформаторах; e_{jir} – випадковий залишок, зумовлений похибками в результатах вимірювань, помилками і порушеннями в процесі відбору, транспортування проб масел і протоколювання результатів, порушеннями в процесі проведення випробувань і низкою інших чинників.

Поставивши в першому наближенні лінійну модель залежностей показників масла від тривалості експлуатації та вважаючи, що і якість масла, і швидкість окиснення масел в аналізованих автотрансформаторах відрізняються, модель (3.6) матиме вигляд:

$$Y_{ji} = \alpha_j + \beta_j \cdot t_{ji} + Z_{ji}, \quad (3.7)$$

де i – номер вимірювання ($i = \overline{1, n_j}$) для j -го показника; t_{ji} – час i -го измерения значень j -го показника масла; α_j, β_j – часткові коефіцієнти регресії для значень j -ї групи результатів вимірювання; Z_{ji} – випадковий неконтрольований залишок, для якого $M[Z_{ji}] = 0$ и $M[Z_{ji}^2] = \sigma_Z^2$, а самі залишки є незалежними.

Під час проведення коваріаційного аналізу [93] як основну гіпотезу, перевіряють лінійну $2(k-1)$, гіпотеза $H_0: (a_1 = a_2 = \dots = a_k = a; b_1 = b_2 = \dots = b_k = b)$. Тобто чи можна для опису всіх аналізованих регресій (3.7) використовувати лінійне рівняння:

$$y = a + b \cdot x$$

Інакше кажучи, основна гіпотеза припускає як однакову інтенсивність окислювальних реакцій масла у всіх 49 аналізованих автотрансформаторах, так і однакову якість масла на момент заливання.

Як показано в [93], для перевірки цієї гіпотези її зручно розбити на чотири окремі гіпотези, кожна з яких можна перевіряти окремо:

$H_0^{(1)}$: лінії регресії паралельні, тобто $(b_1 = b_2 = \dots = b_k)$;

$H_0^{(2)}$: групові середні лежать на прямій;

$H_0^{(3)}$: кутовий коефіцієнт цієї прямої дорівнює b_c , тобто збігається з (b_1, b_2, \dots, b_k) ;

$H_0^{(4)}$: групові вільні члени збігаються, тобто $(a_1 = a_2 = \dots = a_k)$.

Дисперсійний розклад повної суми квадратів відхилень величини Y_{ij} від загальної середньої, у рамках моделі (3.6) має вигляд [93]:

$$\begin{aligned} \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} (y_{ji} - \bar{y})^2 &= w_0 \cdot B_0^2 + \frac{w_c \cdot w_m}{w_0} (B_c - B_m)^2 + \\ &+ \sum_{j=1}^k n_j [\bar{y}_j - \bar{y} - B_m \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})]^2 + \sum_{j=1}^k w_j \cdot (B_j - B_c)^2 + \end{aligned} \quad (3.8)$$

$$+ \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} [y_{ji} - \bar{y}_j - B_j \cdot (x_{ji} - \bar{x}_j)]^2,$$

де: k – кількість аналізованих часових рядів (кількість автотрансформаторів); n_j – кількість вимірювань аналізованого показника масла, що аналізується, у j -тому автотрансформаторі; y_{ij} – поточне (i -те) значення аналізованого показника масла для j -того автотрансформатора; \bar{y} – вибіркоче середнє значення показника масла, розраховане для всіх аналізованих автотрансформаторів; \bar{y}_j – вибіркоче середнє значення показника масла, розраховане для аналізованого (j -того) автотрансформатора; x_{ij} – поточне (i -те) значення тривалості експлуатації для j -того автотрансформатора; \bar{x} – вибіркоче середнє значення тривалості експлуатації, розраховане для всіх аналізованих автотрансформаторів; \bar{x}_j – вибіркоче середнє значення тривалості експлуатації, розраховане для аналізованого (j -того) автотрансформатора; B_j – кутовий коефіцієнт лінійної регресії, розрахований для аналізованого показника з j -того

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

$B_c = \frac{1}{\sum_{j=1}^k w_j} \cdot \sum_{j=1}^k B_j \cdot w_j$. – середньозважений кутовий коефіцієнт, що являє

собою результат усереднення під час нерівноточних вимірювань; $w_c = \sum_{j=1}^k w_j$ –

вага середньозваженого кутового коефіцієнта B_c ; $B_m = \frac{\sum_{j=1}^k n_j \cdot (\bar{x}_j - \bar{x}) \cdot (\bar{y}_j - \bar{y})}{\sum_{j=1}^k n_j \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})^2}$ –

зважений кутовий коефіцієнт; $w_m = \sum_{j=1}^k n_j \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})$ – вага зваженого кутового

коефіцієнта B_m ; $B_0 = \frac{w_c \cdot B_c + w_m \cdot B_m}{w_c + w_m}$ – загальний груповий кутовий

коефіцієнт регресії, який був би отриманий, якщо на підставі всіх пар спостережень $\{y_{ij}, x_{ij}\}$ без урахування розбиття на групи побудувати одну лінійну регресію; $w_0 = w_m + w_c$ – вага загального групового коефіцієнта кутового B_0 .

Загальні та групові середні у виразі (3.8), що є результатом дисперсійного розкладання моделі (3.6), згідно з [93] визначалися як:

$$\begin{aligned} \bar{y} &= \bar{y} + \bar{e} \\ \bar{y}_j &= \bar{y} + \xi_j + \bar{e}_j \end{aligned} \quad (3.9)$$

Результати дисперсійного аналізу для розкладання (3.8) подано в табл. 3.1. У цій таблиці для визначення математичне очікування середнього квадрата для зміщення відносно лінійної регресії групових середніх параметри a_m і b_m розраховувалися як:

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

Для отримання повнішої інформації в [94-96] було використано три додаткові суми:

$$S_{\Sigma 0} = S_{WG} + S_G + S_W, \quad S_{\alpha} = S_G + S_{WG}, \quad S_{R\alpha} = S_W + S_R. \quad (3.10)$$

Дані суми згідно з результатами, наведеними в таблиці 3.1, мають такі значення ступенів свободи:

$$v_{\Sigma 0} = v_{WG} + v_G + v_W, \quad v_{\alpha} = v_{WG} + v_G, \quad v_{R\alpha} = v_W + v_R. \quad (3.11)$$

Таблиця 3.1 - Результати дисперсійного аналізу лінійних моделей (коваріаційного аналізу) [93].

| Джерело мінливості результату вимірювань показника якості | Число ступені в свободи | Сума квадратів відхилень | Математичне очікування середнього квадрата |
|---|-------------------------|--|---|
| Загальний кутовий коефіцієнт регресії | $\nu_0 = 1$ | $S_0 = \omega_0 B_0^2$ | $\sigma^2 + \omega_0 B_0^2$ |
| Кутовий коефіцієнт групових середніх порівняно із середньозваженим коефіцієнтом | $\nu_{WG} = 1$ | $S_{WG} = \frac{\omega_c \cdot \omega_m}{\omega_0} \cdot (B_c - B_m)^2$ | $\sigma^2 + \frac{\omega_c \cdot \omega_m}{\omega_0} \cdot (b_c - b_m)^2$ |
| Щодо лінійної регресії групових середніх | $\nu_G = k - 2$ | $S_G = \sum_{i=1}^k n_j \cdot [\bar{y}_j - \bar{y} - B_m \cdot (\bar{x}_j - \bar{x})]^2$ | $\sigma^2 + \frac{1}{k-2} \sum_{i=1}^k n_j \cdot [a_j - a_m - b_m \cdot \bar{x}_j]^2$ |
| Між кутовими коефіцієнтами всередині груп | $\nu_W = k - 1$ | $S_W = \sum_{j=1}^k \omega_j (B_j - B_c)^2$ | $\sigma^2 + \frac{1}{k-1} \sum_{j=1}^k \omega_j (b_j - b_c)^2$ |
| Залишок | $\nu_R = N - 2k$ | $S_R = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} [y_{ji} - \bar{y}_j - B_j (x_{ji} - \bar{x}_j)]^2$ | σ^2 |
| Загальний | $\nu = N - 1$ | $S = \sum_{j=1}^k \sum_{i=1}^{n_j} (y_{ji} - \bar{y})^2$ | - |

Перевірка висунутих гіпотез здійснювалася в такій послідовності:

1). Використовуючи вирази з таблиці 3.1 і (3.10) визначали значення основних і додаткових сум дисперсійного розкладання. Перевірка правильності дисперсійного розкладання виконувалася за виразом:

$$S = S_0 + S_{WG} + S_G + S_W + S_R$$

2). Використовуючи вирази з таблиці 3.1 і (3.11) визначали значення числа ступенів свободи, що відповідають основним і додатковим суммам дисперсійного розкладання. Перевірка правильності розкладання за ступенями

свободи виконувалася за виразом:

$$v_0 + v_{WG} + v_G + v_W + v_R = N-1.$$

3) Використовуючи значення отриманих сум дисперсійного розкладання і числа ступенів свободи, розраховували значення середніх квадратів:

$$\bar{S}_0 = \frac{S_0}{v_0}, \quad \bar{S}_{WG} = \frac{S_{WG}}{v_{WG}}, \quad \bar{S}_G = \frac{S_G}{v_G}, \quad \bar{S}_W = \frac{S_W}{v_W}, \quad \bar{S}_\alpha = \frac{S_\alpha}{v_\alpha}$$

$$\bar{S}_{R\alpha} = \frac{S_{R\alpha}}{v_{R\alpha}}, \quad \bar{S}_R = \frac{S_R}{v_R}.$$

4) Використовуючи значення середніх квадратів і числа ступенів свободи, розраховували спостережувані значення F -критеріїв:

$$F_0 = \frac{\bar{S}_0}{\bar{S}_R}, \quad F_{WG} = \frac{\bar{S}_{WG}}{\bar{S}_R}, \quad F_G = \frac{\bar{S}_G}{\bar{S}_R}, \quad F_W = \frac{\bar{S}_W}{\bar{S}_R}, \quad F_\alpha = \frac{\bar{S}_\alpha}{\bar{S}_{R\alpha}}.$$

5) Далі безпосередньо виконували перевірку висунутих гіпотез, для цього спостережувані значення F -критеріїв порівнювали з критичними значеннями критерію Фішера за відповідних значень кількості ступенів свободи і рівня значущості $\alpha=0.05$, у такій послідовності:

$$H_0^{(1)} F_W \sim F(k-1, N-2k, \alpha);$$

$$H_0^{(2)} F_G \sim F(k-2, N-2k, \alpha)$$

$$H_0^{(3)} F_{WG} \sim F(1, N-2k, \alpha)$$

$$H_0^{(4)} F_0 \sim F(k-1, N-k-1, \alpha).$$

Оцінка значущості сумарних змін у параметрах a_i і b_i моделі дисперсійного аналізу здійснювали з використанням критерію $F_{\Sigma 0}$, значення якого визначалися за виразом:

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

Для оцінки значущості систематичних змін вибірових середніх показників трансформаторних масел у процесі тривалої експлуатації використовувалося значення критерію: $F_0 = S_0$.

Для обчислення сум дисперсійного розкладання і перевірки їх правильності, обчислення середніх квадратів і значень критеріїв Фішера

використовувалася розроблена на кафедрі «Передача електричної енергії» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут» програма «KOVAN».

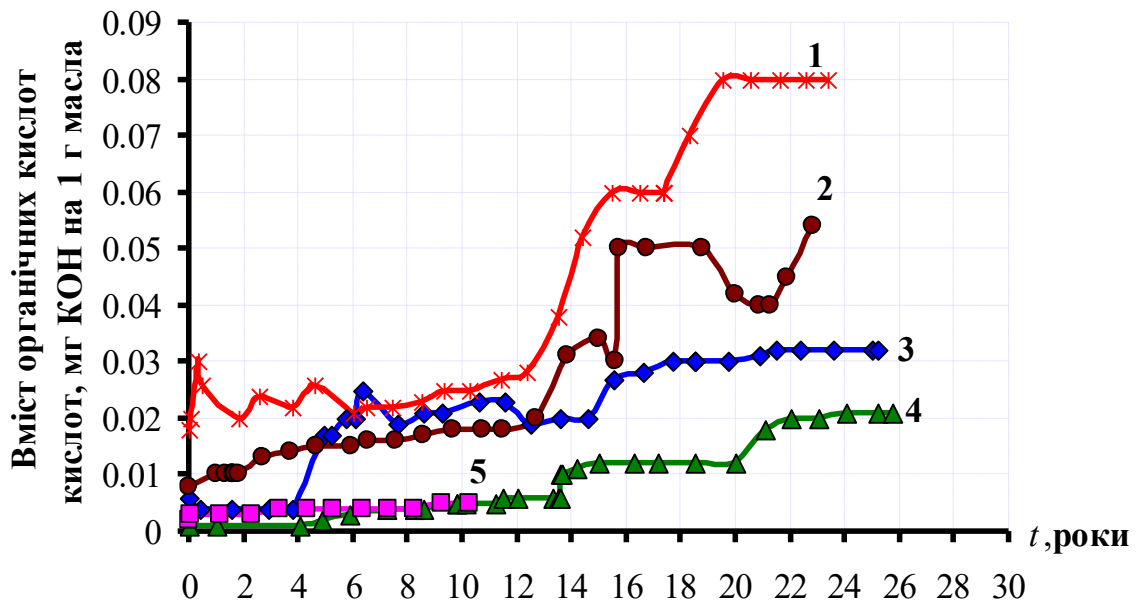
Опис цієї програми наведено в [62]. У таблиці Г.1 додатку Г наведено результати коваріаційного аналізу для 8 показників масел [96] з баків автотрансформаторів напругою 330 кВ, що наведені в табл. 3.1 цієї роботи.

Як видно з таблиці Г.1 гіпотеза $H_0^{(1)}$ про те, що лінії регресії паралельні, тобто $(b_1 = b_2 = \dots b_k)$ за результатами виконаного аналізу була відкинута для всіх показників масла, крім газовмісту. Це свідчить про те, що інтенсивність старіння масла, а отже і дрейф значень показників в аналізованих автотрансформаторах відбувається з різною швидкістю.

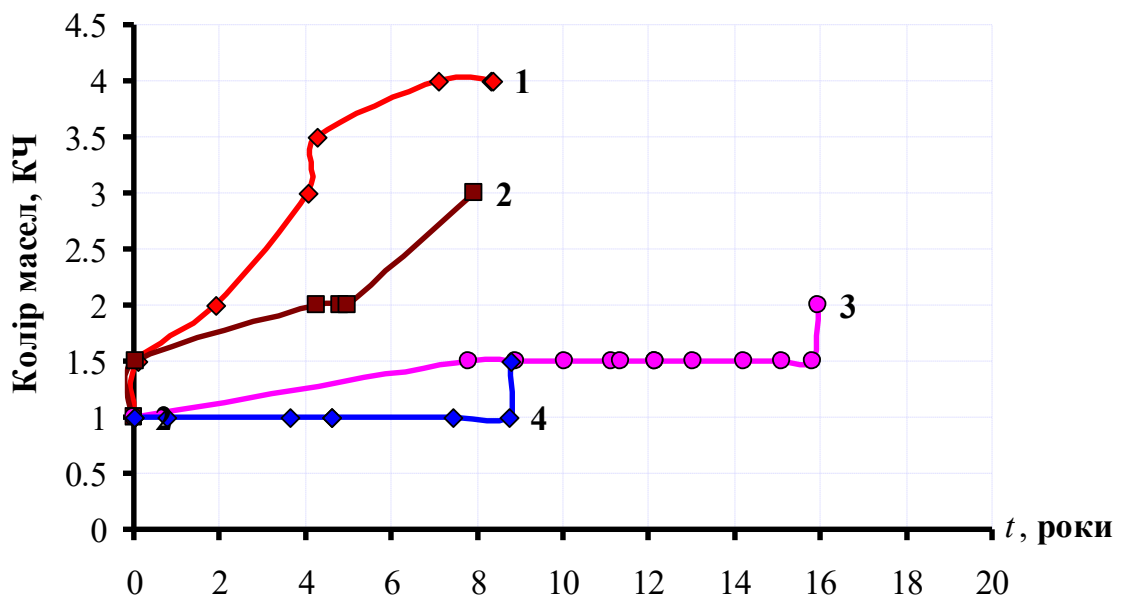
Як приклад наявності мультиплікативного зсуву між окремими часовими рядами показників, на рисунку 3.1 наведено залежності вмісту в маслі органічних кислот і кольору трансформаторних масел від тривалості експлуатації [96]. Як видно з рисунка 3.1, в один і той самий момент часу значення одного й того самого показника в різних автотрансформаторах істотно різняться. З чого випливає, що для ранньої діагностики стану трансформаторних масел варіативні граничні значення показників повинні визначатися з урахуванням швидкості дрейфу значень показників. При цьому для одного показника масел необхідно визначити кілька наборів таких значень.

Аналізуючи результати коваріаційного аналізу, наведені в таблиці Г.1 відзначимо, що гіпотеза $H_0^{(2)}$: про те що групові середні лежать на прямій, відкидається для практично всіх показників масел. Тобто має місце розкид значень показників масла в один і той самий момент часу. Єдиним показником [3.14] для якого гіпотеза $H_0^{(2)}$ не була відкинута є газовміст масел. Залежності цього показника від тривалості експлуатації наведено на рис. 3.2.

Як видно з рисунка 3.2, для автотрансформаторів №1 і №2 значення газовмісту масел у різні моменти часу повністю збігаються. Однак цей випадок не є типовим для цього показника, оскільки ці 2 автотрансформатори встановлено на одній підстанції.



а



б

Рисунок 3.1 – Залежності вмісту в маслі органічних кислот (а), і кольору трансформаторного масла (б) від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ які експлуатуються з різним завантаженням

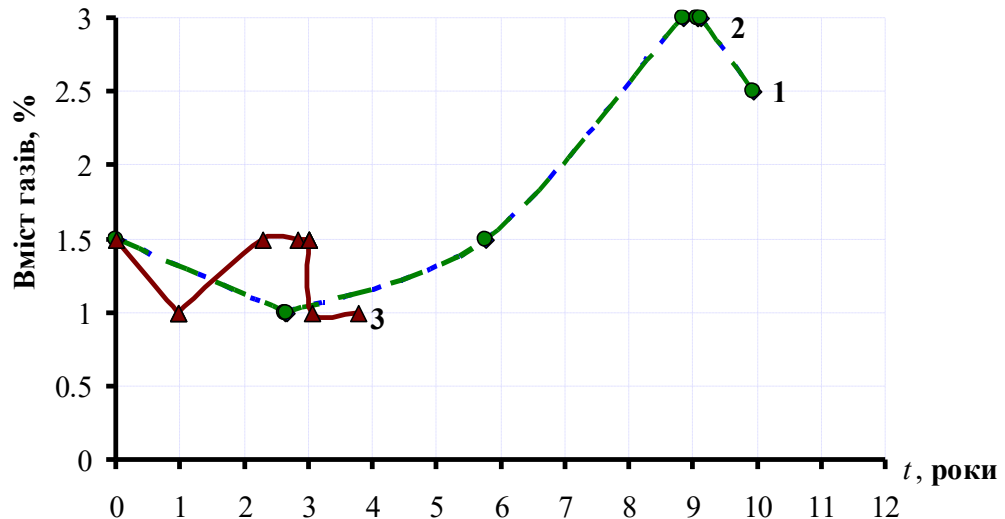


Рисунок 3.2 – Залежності газовмісту масел від тривалості експлуатації автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Як показано в [97] газовміст масел у справних трансформаторах, встановлених на одній підстанції, може повністю збігатися. Цей приклад наведено виключно для того, щоб проілюструвати ефективність використовуваного методу.

Гіпотеза $H_0^{(3)}$ про рівність кутового коефіцієнта лінійної регресії, побудованої за всією сукупністю вихідних даних, окремим кутовим коефіцієнтам, побудованим за результатами випробувань окремих автотрансформаторів, було відкинуто для всіх показників (окрім пробивної напруги і газовмісту). Це свідчить про те, що неможливо апроксимувати аналізовану сукупність даних тільки однією залежністю.

Як видно з таблиці Г.1 гіпотеза $H_0^{(4)}$ про рівність групових вільних членів відкидається для всіх показників трансформаторних масел за винятком газовмісту. Це свідчить про суттєві відмінності в якості трансформаторних масел, на момент заливки масла в бак автотрансформаторів. Для ілюстрації подібних відмінностей на рисунку 3.3 наведені залежності температури спалаху трансформаторного масла від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ [96].

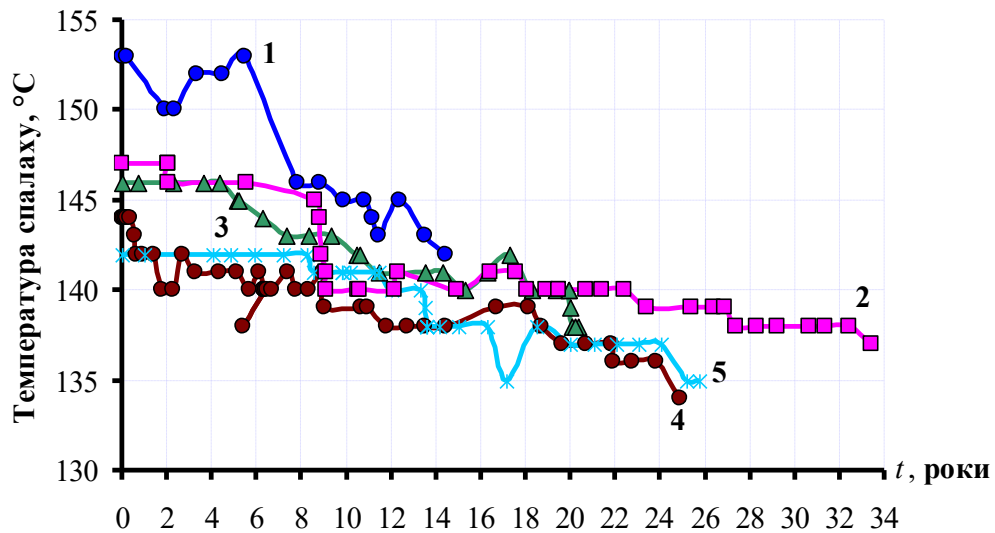


Рисунок 3.3 – Залежності температури спалаху масла від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Як видно з рисунку, на момент заливання масла значення температури спалаху в різних автотрансформаторах відрізняються більш ніж на 10°C (враховуючи що для цього показника діє 5-ти градусне правило, згідно з яким зниження температури спалаху більш ніж на 5°C порівняно з результатами попереднього випробування свідчить про деструкцію масла). цю обставину також необхідно враховувати при визначенні варіативних граничних значень показників. Принципово важливим висновком, який можна зробити, аналізуючи результати з таблиці Г.1, є наявність значущого взаємного впливу сумарних змін у параметрах a_i і b_i . Це свідчить про те, що на інтенсивність процесів старіння масла і, як наслідок, на швидкість дрейфу значень показників у часі значущий вплив чинять не тільки стан масла, що заливається, і режимів експлуатації автотрансформаторів, а й взаємний вплив цих чинників. Наявність подібного взаємного впливу можна відзначити, проаналізувавши залежності тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел виміряних за температури 90°C від тривалості експлуатації [96], які наведено на рис. 3.4.

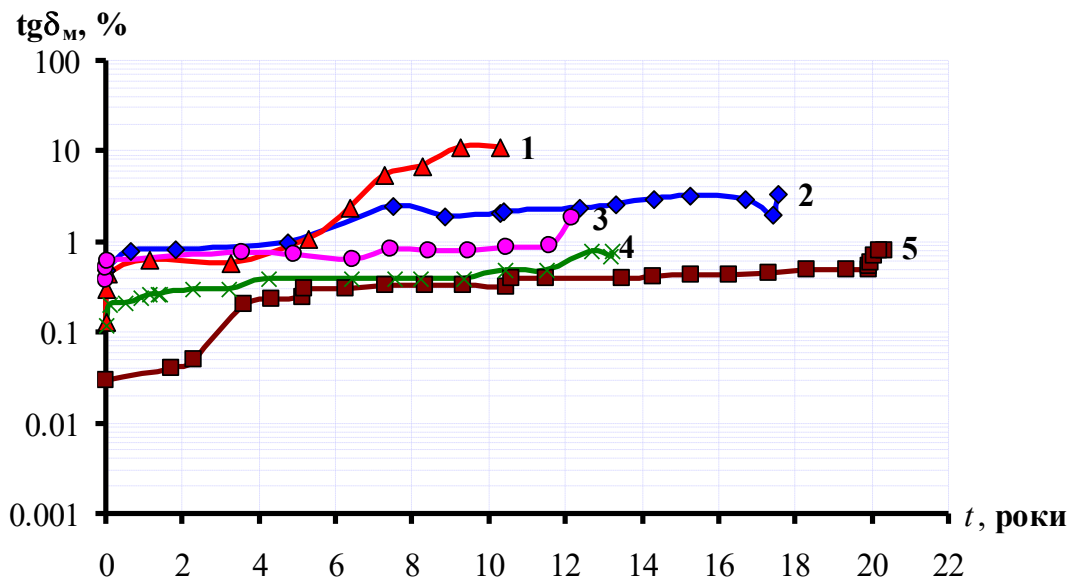


Рисунок 3.4 – Залежність значень тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел виміряних при температурі 90°C від тривалості експлуатації для автотрансформаторів напругою 330 кВ.

З рисунку 3.4 відзначається, що інтенсивність дрейфу значень $\text{tg}\delta$ масла може відрізнятися для масел, що мають близькі значення показника на момент заливки (криві №1-3), так і практично збігатися для трансформаторів, що мають різні значення цього показника на момент заливки (криві №4-5).

Аналізуючи значення критерію F_0 з таблиці Г.1 можна зробити висновок про наявність значущих систематичних змін значень математичного очікування показників масла в баках автотрансформаторів 330 кВ зі зростанням тривалості експлуатації. А це означає, що значення показників масла змінюються в часі, а отже, можливе використання варіативних значень цих показників для ранньої діагностики стану трансформаторних масел.

Отримані результати коваріаційного аналізу свідчать, що в аналізованих автотрансформаторах напругою 330 кВ має місце статистично значуща зміна значень показників зі зростанням тривалості експлуатації. Отже, існує можливість використання варіативних у часі граничних значень показників для ранньої діагностики стану масел. Встановлено, що інтенсивність старіння масла, а отже й дрейф значень показників в аналізованих автотрансформаторах

відбувається з різною швидкістю. При цьому має місце статистично значущий розкид значень показників масел в один і той самий момент часу, спричинений як відмінностями у швидкості старіння масел (нерівність часткових кутових коефіцієнтів), так і різним станом масла, що заливається в бак автотрансформаторів (нерівність вільних членів). Наявність цього розкиду не дає змоги неможливо апроксимувати аналізовану сукупність даних тільки однією залежністю. З чого випливає, що для ранньої діагностики стану трансформаторних масел варіативні граничні значення показників слід визначати з урахуванням швидкості дрейфу значень показників і якості масла, що заливається в бак автотрансформатора. При цьому для одного показника масел необхідно визначити кілька наборів варіативних граничних значень.

Отримані результати не суперечать відомим фізичним закономірностям процесів окиснення трансформаторних масел і результатам досліджень, отриманих для трансформаторних масел із трансформаторів напругою 110 кВ.

3.3 Розробка алгоритму статистичного аналізу результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ в умовах обмеженості апіорної інформації

Наявність адитивного і мультиплікативного зсуву між залежностями показників масла від тривалості експлуатації в окремих автотрансформаторах, а також встановлена неможливість апроксимувати результати випробувань за кожним із показників для всіх автотрансформаторів лише однією залежністю, свідчать про необхідність виокремлення з об'єднаних двовимірних масивів окремих масивів із близькою швидкістю дрейфу показників масла. За результатами кореляційного аналізу, наявність значущої систематичної складової в залежностях показників масла від тривалості експлуатації виявлено тільки для об'єднаних масивів показників. У той же час для залежностей показників з окремих автотрансформаторів, така інформація відсутня. Оскільки йдеться про результати експлуатаційних випробувань, то логічно було б

припустити наявність викривлень в окремих залежностях показників масла від тривалості експлуатації. Причому причиною появи цих спотворень є не тільки і навіть не стільки наявність похибок і грубих промахів у результатах випробувань, скільки "втручання" оперативного персоналу підстанцій у процесі старіння масла з метою їхнього пригнічення (додавання антиокисних присадок, заміна силікагелю, сушіння, регенерація та заміна масел). Наведені в роботі [98] результати досліджень свідчать про те, що подібне втручання, а також наявність похибок і грубих похибок у результатах вимірювань призводить до зміни характеру залежностей показників масел від тривалості експлуатації, унаслідок чого спотворені залежності набувають немонотонного та нестаціонарного характеру. Навіть більше, як показано в [99], наявність спотворень може призвести до того, що з нестаціонарної залежності з позитивним знаком кутового коефіцієнта лінійної регресії, залежність перетворюється на нестаціонарну, але з від'ємним знаком кутового коефіцієнта лінійної регресії, тобто відбувається зміна напрямку дрейфу значення показника. Крім того, в [99] виконано класифікацію залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації. На рисунку 3.5 наведено характерні залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації. Як видно з рисунку, з 4-х наведених залежностей для визначення варіативних граничних значень показників може бути використана тільки залежність, представлена на рис. 3.5 (г). На залежностях, представлених на рис. 3.5 (а-б) значення вмісту в маслі органічних кислот практично не змінюється зі зміною тривалості експлуатації, а на залежності на рис. 3.5 (в) вміст в маслі органічних кислот зменшується з плином часу.

У зв'язку з цим виникає завдання виділення стаціонарних і спотворених залежностей показників із загальної сукупності результатів випробувань. З огляду на те, що основною причиною спотворень залежностей показників масла від тривалості експлуатації є втручання оперативного персоналу, а інформацію про таке втручання не завжди заносять у масляні карти, то бажано, щоб розроблена процедура обробки даних не залежала від наявності або

відсутності апріорної інформації. Для цих цілей запропоновано використовувати підхід, заснований на перевірці статистичних гіпотез.

Виконаний у роботі [100] аналіз 3-х статистичних критеріїв (на рівність вибірових середніх, на рівність дисперсій, на значущість лінійної регресії), а також їхніх комбінацій, показав, що найефективнішим є тест на значущість лінійної регресії. Цей тест еквівалентний однофакторному дисперсійному аналізу лінійної регресії [92], згідно з яким для опису залежності показника масла від тривалості експлуатації використовується лінійна модель виду:

$$Y_i = b_0 + b_1 \cdot x_i + \varepsilon_i, \quad (3.12)$$

де x – фактор (тривалість експлуатації); Y – змінна (значення показника масла); b_0 и b_1 – коефіцієнти регресійного рівняння, що підлягають визначенню методом найменших квадратів; ε_i – значення залишків.

Згідно з [92] залишки розподілені за нормальним законом: $\varepsilon_i \sim N(0, \sigma^2)$ с $M[\varepsilon_i] = 0$; $D[\varepsilon_i] = \sigma^2$; $\text{cov}[\varepsilon_i] = 0$.

У рамках проведення регресійного аналізу виконується перевірка гіпотези про відсутність впливу фактора x (у даному випадку тривалості експлуатації) на значення змінної Y (у цьому випадку значення показника масла), тобто вважається, що $b_1 = 0$. Для того щоб показати, що справедливості цієї гіпотези відповідає наявності спотворень у залежностях показників масел від тривалості експлуатації, розглянемо результати дисперсійного розкладання моделі (3.12).

Згідно з [92] загальна мінливість (дисперсія) змінної Y визначається як сума двох компонент: дисперсією, зумовленою лінійною регресією (систематична складова), і дисперсією відносно регресії (шумова компонента) або:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 &= \sum_{i=1}^n \left[y_i - \bar{y} + \hat{y}_i - \hat{y}_i \right]^2 = \sum_{i=1}^n \left[\left(\hat{y}_i - \bar{y} \right) + \left(y_i - \hat{y}_i \right) \right]^2 = \\ &= \sum_{i=1}^n \left(\hat{y}_i - \bar{y} \right)^2 + 2 \cdot \sum_{i=1}^n \left(\hat{y}_i - \bar{y} \right) \cdot \left(y_i - \hat{y}_i \right) + \sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2. \end{aligned} \quad (3.13)$$

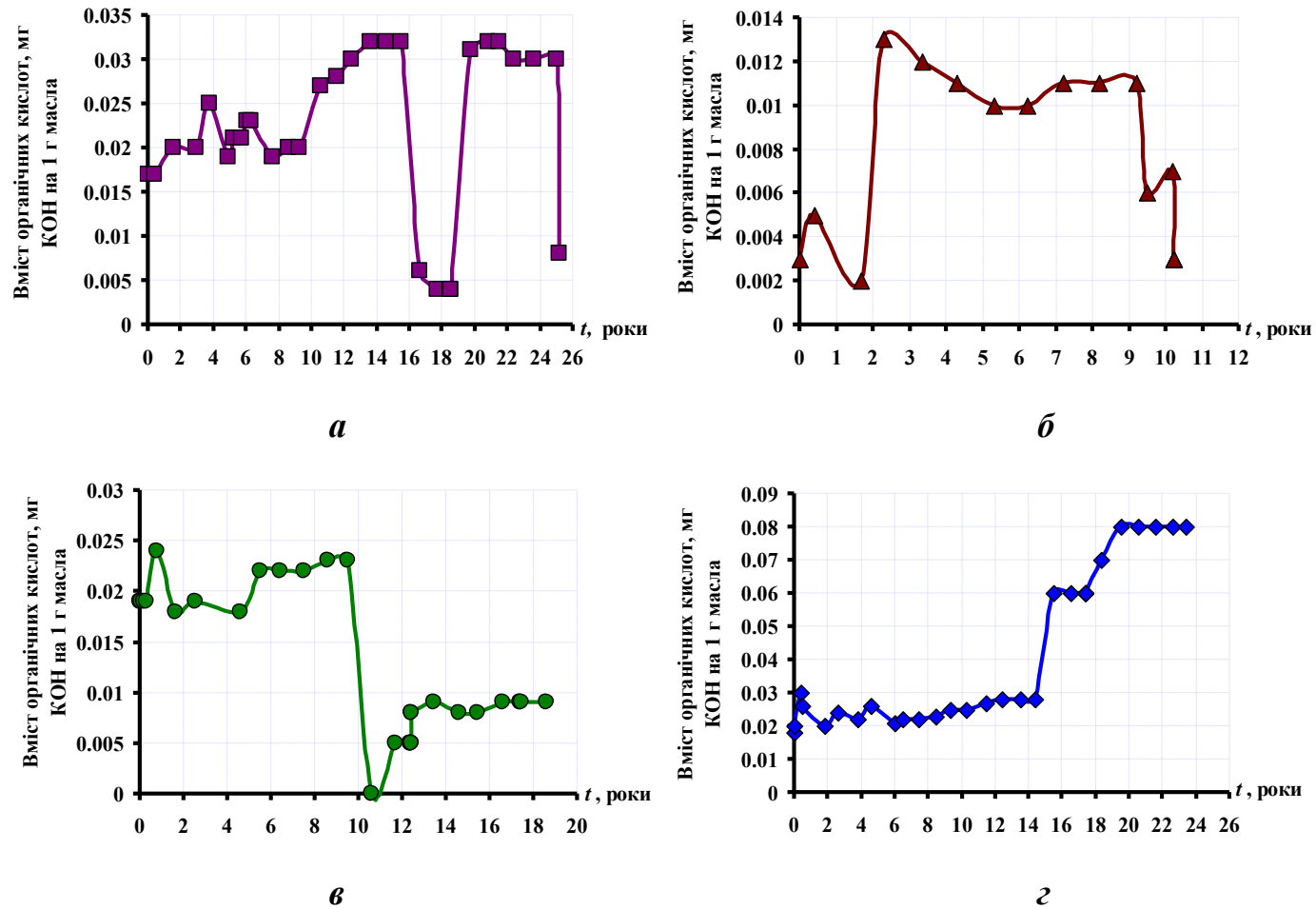


Рисунок 3.5 - Залежності вмісту в маслі автотрансформаторів 330 кВ органічних кислот від тривалості експлуатації: *а* - стаціонарна залежність із позитивним значенням кутового коефіцієнта; *б* - стаціонарна залежність з негативним значенням кутового коефіцієнта; *в* - нестаціонарна залежність з негативним значенням кутового коефіцієнта; *г* - нестаціонарна залежність із позитивним значенням кутового коефіцієнта.

Оскільки $\hat{Y}_i = b_0 + b_1 \cdot \tilde{\delta}_i + \varepsilon_i$ – передбачуване значення Y розраховане для даного значення X , другий доданок, у виразі в (3.13) має вигляд:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \left(\hat{y}_i - \bar{y} \right) \cdot \left(y_i - \hat{y}_i \right) &= \sum_{i=1}^n \left(b_0 + b_1 \cdot x_i - b_0 - b_1 \cdot \bar{x} \right) \cdot \left(y_i - \hat{y}_i \right) = \\ &= b_1 \cdot \sum_{i=1}^n \left(x_i - \bar{x} \right) \cdot \varepsilon_i = 0. \end{aligned}$$

Тоді, згідно з [92] дисперсійне розкладання для лінійної регресії має вигляд:

$$\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 = \sum_{i=1}^n \left(\hat{y}_i - \bar{y} \right)^2 + \sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2. \quad (3.14)$$

де: \bar{y} – вибіркове середнє значення показника; \hat{y}_i – передбачене значення y_i для даного x_i ;

Аналізуючи вираз (3.14), цілком очевидно припустити, що наявність спотворень, похибок і грубих промахів у результатах випробувань призведуть

до збільшення шумової компоненти, тобто до збільшення $\sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2$. Для

перевірки гіпотези про рівність нулю кутового коефіцієнта лінійної регресії в [92] використовується величина R^2 :

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} = \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 - \sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\hat{y}_i - \bar{y} \right)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2}. \quad (3.15)$$

Якщо розділити чисельник і знаменник (3.20) на $(n - 1)$, то можна отримати вираз, що зв'язує величину R^2 і значення кутового коефіцієнта лінійної регресії:

$$R^2 = \frac{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (\hat{Y}_i - \bar{Y})^2}{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (Y_i - \bar{Y})^2} = \frac{b_1^2 \cdot D_x}{D_y}.$$

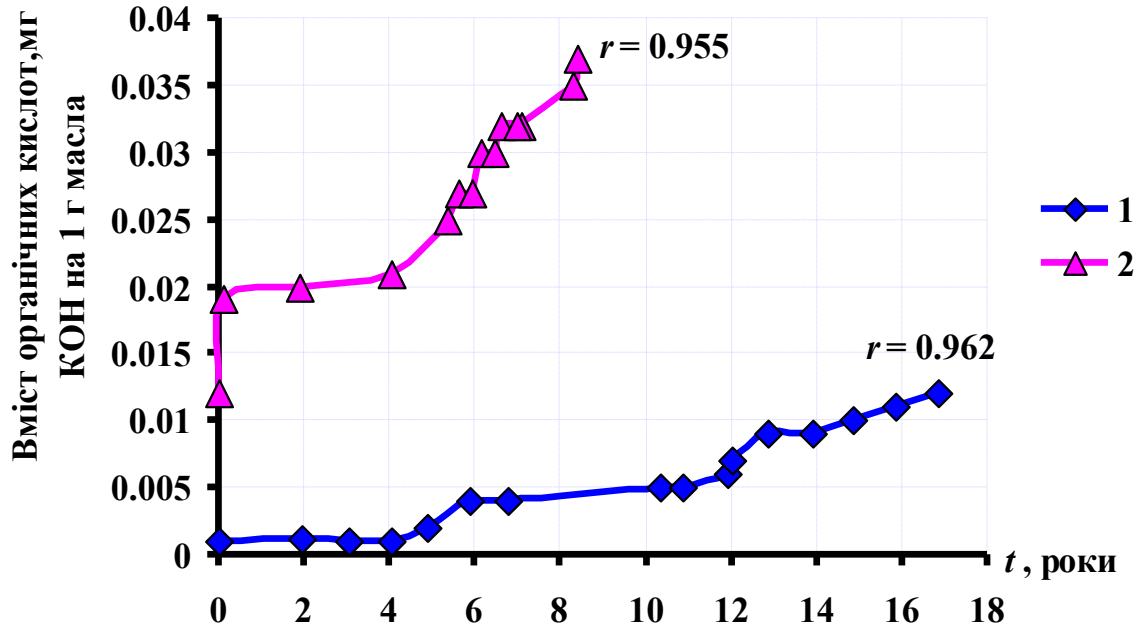
де: D_x , D_y – значення дисперсії для фактора x і змінної y .

Як критеріальну статистику для перевірки основної гіпотези використовують значення критерію Фішера, яке розраховують як [92]:

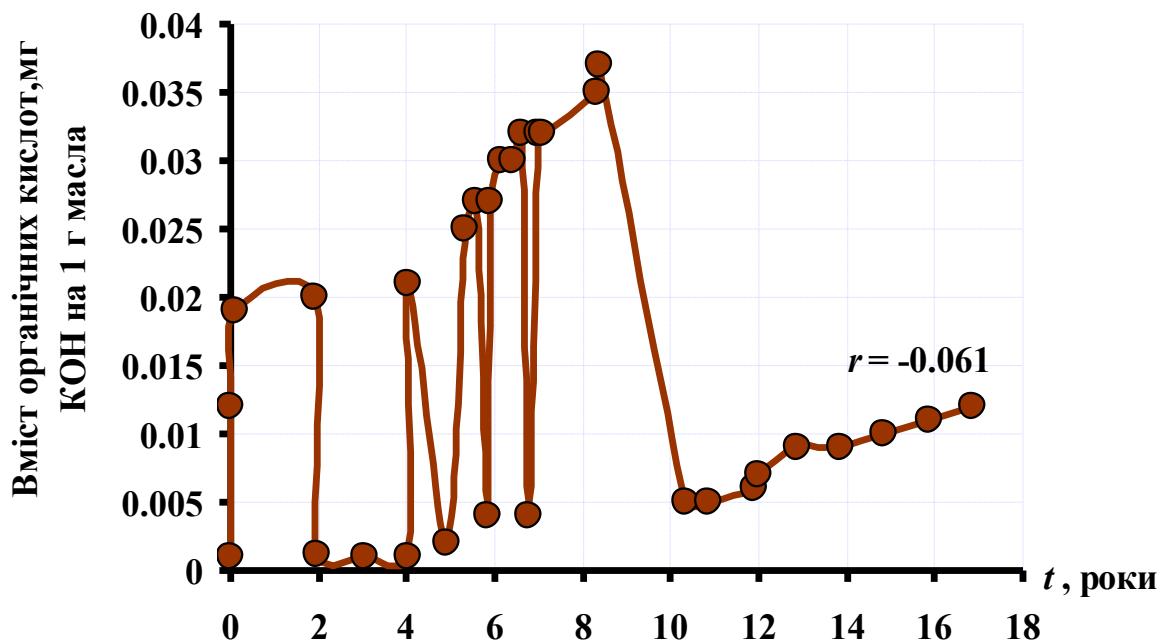
$$F_{1, n-2} = \frac{R^2}{(1-R^2)} \cdot (n-2)$$

Основна гіпотеза про рівність нулю кутового коефіцієнта лінійної регресії, що, як показано вище, еквівалентно наявності викривлень у залежностях показників, відкидається, якщо $F > F_{кр}$, где $F_{кр} = F_{1, (n-2), (1-\alpha)}$.

Після видалення спотворених залежностей показників з об'єднаних масивів даних виникла завдача виділення автотрансформаторів із близькою швидкістю дрейфу показників масла. Як показано в, об'єднання нестационарних залежностей з різною швидкістю дрейфу показників в один масив даних може призвести до зміни характеру об'єднаної залежності (з нестационарної на стаціонарну) і навіть до зміни знака кутового коефіцієнта. Для ілюстрації таких змін на рис. 3.5 наведено залежності вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації для двох автотрансформаторів 330 кВ, з різною швидкістю дрейфу цього показника, а також ці ж залежності, об'єднані в загальний масив даних [100,101]. Як міру згоди на рис. 3.5 наведено значення коефіцієнтів парної кореляції вмісту в маслі органічних кислот від тривалості експлуатації (відомо, що [61] квадрат величини R^2 дорівнює значенню коефіцієнта парної кореляції r). Як видно з рисунка, неврахування швидкості дрейфу показників під час об'єднання їх у загальний масив даних може призвести до спотворення характеру залежностей показників.



а



б

Рисунок 3.6 – 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.

Інтенсивність окислювальних реакцій трансформаторних масел визначається значеннями робочої температури, системою захисту масла в автотрансформаторах (вільне дихання, азотний або плівковий захист), а також сортом і хімічним складом масел (масло з переважанням парафінових або ароматичних груп). Своєю чергою робоча температура визначатиметься кліматичною зоною, в якій експлуатуються автотрансформатори, системою охолодження і значеннями струмів навантаження [102]. Очевидно, що для автотрансформаторів, які експлуатуються в близьких кліматичних умовах, мають однакову систему охолодження, основним фактором, що визначає значення робочої температури, є значення струмів навантаження (або значення коефіцієнтів завантаження автотрансформаторів). Виконані в роботах [103-105] дослідження засвідчили наявність значущої кореляції між значеннями коефіцієнтів завантаження трансформаторів і значеннями показників трансформаторних масел. Однак інформація про завантаження автотрансформаторів не завжди є доступною для дослідника, особливо це стосується обладнання, яке тривалий час перебуває в експлуатації.

Як правило, сорт трансформаторного масла на момент заливки масла є відомим, але в процесі експлуатації масла зазнає доливання, водночас інформація про сорт масла, що доливатиметься, також не завжди відома.

Таким чином, у розпорядженні дослідника є значення відгуку (значення показників) і часткові значення чинників, що впливають (повністю відомі тільки значення тривалості експлуатації). Очевидно, що в таких умовах виділення із загальної сукупності даних автотрансформаторів зі схожою швидкістю дрейфу показників на основі аналізу апріорної інформації не є можливим. У зв'язку з цим для розв'язання цього завдання також було застосовано підхід, заснований на використанні статистичних критеріїв. Завдання виокремлення залежностей показників з ідентичною швидкістю дрейфу можна сформулювати так: необхідно із загальної сукупності даних відібрати такі залежності показників, які б при їхньому об'єднанні в одну, забезпечували мінімальний розкид значень у кожен момент часу. Тобто якщо

використовувати результати дисперсійного розкладання для лінійної регресії (3.14) то:

$$\sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2 \rightarrow \min \quad (3.16)$$

Аналізуючи вираз (3.15) відзначимо, що виконання умови (3.16) призводить до збільшення значення R^2 , що еквівалентно збільшенню значення коефіцієнта парної кореляції r . В ідеальному випадку коли всі точки для всіх залежностей лежать на одній прямій:

$$\sum_{i=1}^n \left(y_i - \hat{y}_i \right)^2 = 0, R^2 = 1 \text{ та } r = 1.$$

Відомо [61], що коефіцієнт парної кореляції характеризує тісноту лінійного зв'язку між двома випадковими величинами (у цьому випадку між тривалістю експлуатації та значеннями показників масла). Водночас, незважаючи на те, що на даному етапі досліджень використовуються лінійні моделі, тип досліджуваних залежностей є невідомим і може суттєво відрізнятися від лінійної. Своєю чергою наявність нелінійності в залежностях показників масла від тривалості експлуатації під час використання моделі (3.12) призводить до збільшення шумової компоненти, що може призвести до ухвалення помилкових рішень. Для врахування можливих відхилень від лінійності в залежностях показників масла від тривалості експлуатації в [106] запропоновано використовувати критерій максимуму кореляційного відношення (тобто показника, який характеризує щільність нелінійного зв'язку, що визначається за виразом (2.27)). Таким чином, завдання формування масиву даних з близькими значеннями показників зводиться до послідовного об'єднання залежностей показників з різних автотрансформаторів у загальну залежність, з подальшою оцінкою значень прямого і зворотного кореляційних відношин значення показника на тривалість експлуатації. Очевидною умовою приналежності аналізованої залежності до тієї чи об'єднаної залежності є як збільшення, так і, щонайменше, не зниження значень прямого і зворотного кореляційних відношень після їхнього об'єднання в загальний масив. [107].

Застосування розробленої процедури до результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел у баках автотрансформаторів 330 кВ, дало змогу сформувати кілька масивів даних із близькою швидкістю старіння для кожного з показників. Для демонстрації ефективності запропонованої процедури в таблиці Д.1 наведено значення коефіцієнтів парної кореляції, значення прямого і зворотного кореляційного відношення, розраховані для масивів вихідних даних показників масла (M_0) і для масивів отриманих у результаті використання розробленої процедури (M_1 - M_4). Залежності показників масел від тривалості експлуатації для сформованих у результаті використання розробленої процедури масивів наведено на рисунку 3.7. Аналізуючи результати, наведені в таблиці Д.1, відзначимо, що значення коефіцієнтів парної кореляції, значення прямого і зворотного кореляційного відношення, розраховані для масивів, сформованих у результаті статистичного опрацювання, набагато перевищують аналогічні значення, отримані для масивів вихідних даних, що свідчить про високу ефективність розробленої процедури.

3.4 Порівняльний аналіз інтенсивності процесів старіння масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ, які експлуатуються в різних режимах

Сформовані масиви даних із близькою швидкістю дрейфу значень показників масла, можуть бути використані для визначення варіативних граничних значень показників за умови не тільки наявності їхньої значущої зміни в часі, а й наявності значущих відмінностей у значеннях показників із різних масивів даних.

Якщо наявність значущої зміни значень показників у часі підтверджується високими значеннями коефіцієнтів парної кореляції, а також прямого і зворотного кореляційного відношення, то наявність відмінностей у значеннях показників із різних масивів підлягає додатковій перевірці.

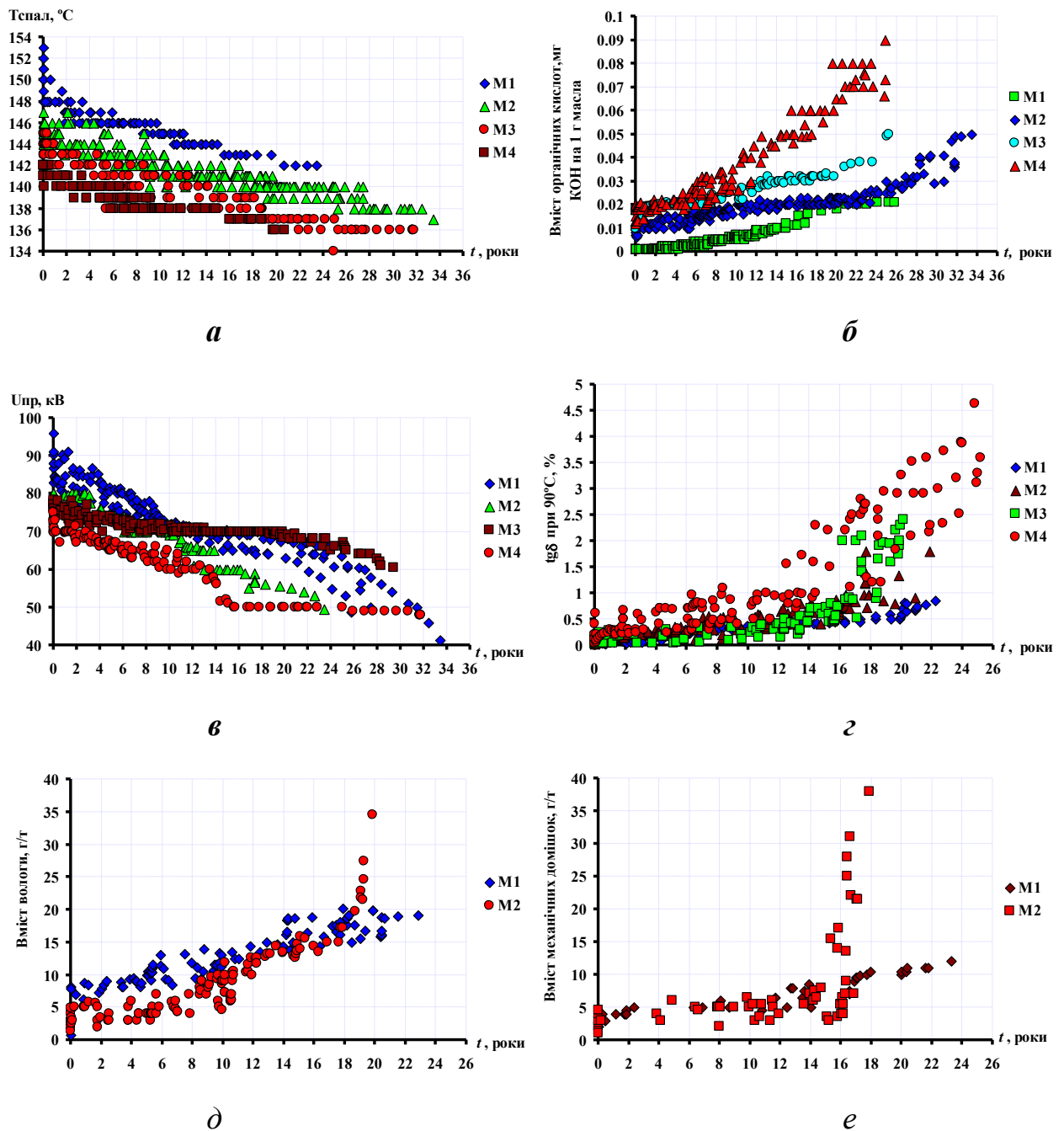


Рисунок 3.7 – Залежності показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ від тривалості експлуатації для масивів з близькою швидкістю дрейфу: *a* – температура спалаху масла; *б* – вміст в маслі органічних кислот; *в* – пробивна напруга масла; *г* – тангенс кута діелектричних втрат масла виміряний при 90°C; *д* – вологовміст масла; *е* – вміст у маслі механічних домішок.

Оскільки, як було показано вище, інтенсивність старіння масел за всіх інших рівних умов визначається режимами роботи автотрансформаторів, необхідно оцінити вплив режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність окислювальних реакцій трансформаторних масел.

За аналогією з роботами [108,109] для розв'язання цієї задачі було використано модель двофакторного перехресного дисперсійного аналізу. Як показано в [108,109], використання цієї моделі дає змогу не тільки оцінити вплив двох чинників на досліджуваний процес, а й взаємний вплив цих чинників. Як показано в [110] у разі не адитивності ефектів зміни рівнів чинників, компонента дисперсії може бути подана у вигляді:

$$y_{ijr} = \mu + \rho_i + \gamma_j + (\rho\gamma)_{ij} + \varepsilon_{ijr}, \quad (3.17)$$

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} спостереження для поєднання i -го рівня першого з j -м рівнем другого фактора. $(\rho\gamma)_{ij}$ – складова, що характеризує взаємодію між факторами.

Для перевірки значущості впливу аналізованих чинників та їхньої взаємодії використовуються результати дисперсійного розкладання моделі (3.17), що згідно з а саме [110] має вигляд:

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (\bar{y}_{ij} - \bar{y})^2 &= k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2 + \\ &+ n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2 + \\ &+ m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2 \end{aligned} \quad (3.18)$$

$$+ \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y}_{ij})^2,$$

де: n – кількість рівнів варіювання 1-го фактора тривалість експлуатації (кількість рядків); k – кількість рівнів варіювання 2-го фактора умови експлуатації автотрансформатора, тобто номер порівнюваного масиву, - (кількість стовпців); m – число вимірювань у комірці; y_{ijr} – значення показника якості масла; \bar{y} – вибіркоче середнє по всьому масиву даних; \bar{y}_i – вибіркоче середнє для i - того рядка; \bar{y}_j – вибіркоче середнє для j – того стовпця; \bar{y}_{ij} – вибіркоче середнє для комірочки, утвореної i -тим рядком і j -тим стовпчиком;

Як видно з (3.18) повна сума квадратів відхилень від загального середнього $(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y})^2)$ являє собою суму трьох складових. А саме:

суми квадратів відхилень, що характеризує розсіювання середніх за рядками відносно загального середнього $(k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2)$; суми квадратів відхилень

від загального середнього між стовпчиками, що характеризує розсіювання середніх за стовпчиками $(n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2)$; суми квадратів відхилень, що

характеризує ефект взаємного впливу $(m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2)$ і сума

квадратів відхилень усередині серії, що характеризує розсіювання окремих спостережень у серії відносно середнього серії, зумовлене впливом тільки

випадкових величин $(\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y}_{ij})^2)$.

Так само як і в разі використання моделі коваріаційного аналізу, після визначення сум дисперсійного розкладання розраховуються значення середніх квадратів [110]:

Загальний:

$$K_{\text{общ}}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y})^2}{n \cdot k \cdot m - 1};$$

Між рядками:

$$K_A^2 = \frac{k \cdot m \cdot \sum_{i=1}^n (\bar{y}_i - \bar{y})^2}{n - 1};$$

Між стовпцями:

$$K_B^2 = \frac{n \cdot m \cdot \sum_{j=1}^k (\bar{y}_j - \bar{y})^2}{k - 1};$$

Взаємодії

$$K_{AB}^2 = \frac{m \cdot \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k (\bar{y}_{ij} - \bar{y}_i - \bar{y}_j + \bar{y})^2}{(n - 1) \cdot (k - 1)};$$

Залишковий

$$K_{\varepsilon}^2 = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^k \sum_{r=1}^m (y_{ijr} - \bar{y}_{ij})^2}{n \cdot k \cdot (m - 1)}.$$

Після чого визначали вибіркові (спостережувані) значення критерію Фішера-Снедекора [110]:

$$F_A = \frac{K_A^2}{K_{\varepsilon}^2}, F_B = \frac{K_B^2}{K_{\varepsilon}^2}, F_{AB} = \frac{K_{AB}^2}{K_{\varepsilon}^2}$$

Гіпотезу про відсутність впливу фактора або ефекту взаємодії не відкидали, якщо спостережуване значення критерію Фішера-Снедекора менше

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

Застосувавши описану модель двофакторного перехресного дисперсійного аналізу до масивів даних показників трансформаторних масел, отриманих у результаті статистичного опрацювання даних (M_1-M_4) було проаналізовано вплив тривалості та режимів експлуатації автотрансформаторів, а також їх взаємного впливу на інтенсивність старіння масел. Отримані результати двофакторного дисперсійного перехресного дисперсійного аналізу [101], наведено в таблиці Е.1.

Аналізуючи результати, наведені в таблиці Е.1, можна зробити низку важливих висновків:

1 Для всіх без винятку аналізованих показників трансформаторних масел спостережувані значення критерію F_A перевищують відповідні критичні значення критерію Фішера - Снедекора. Це свідчить про наявність значущого впливу тривалості експлуатації на значення показників масла, що ще раз підтверджує ефективність запропонованої процедури статистичної обробки результатів періодичних випробувань. Наочно цей висновок ілюструє рис. 3.8 на якому наведено розподіли вибіркового середнього показників масла залежно від тривалості та умов експлуатації;

2 Для всіх без винятку аналізованих показників трансформаторних масел спостережувані значення критерію F_B перевищують відповідні критичні значення критерію Фішера - Снедекора. Це свідчить про значущий вплив режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність старіння масел, а отже й на швидкість дрейфу показників. Навіть більше, отримані результати свідчать про те, що значення показників із різних масивів даних в один і той самий момент часу відрізняються, що принципово важливо для показників, залежності яких для різних масивів (рис. 3.7) перетинаються або мають спільні області значень. Отже сформовані масиви показників масел можуть бути використані для визначення варіативних граничних значень;

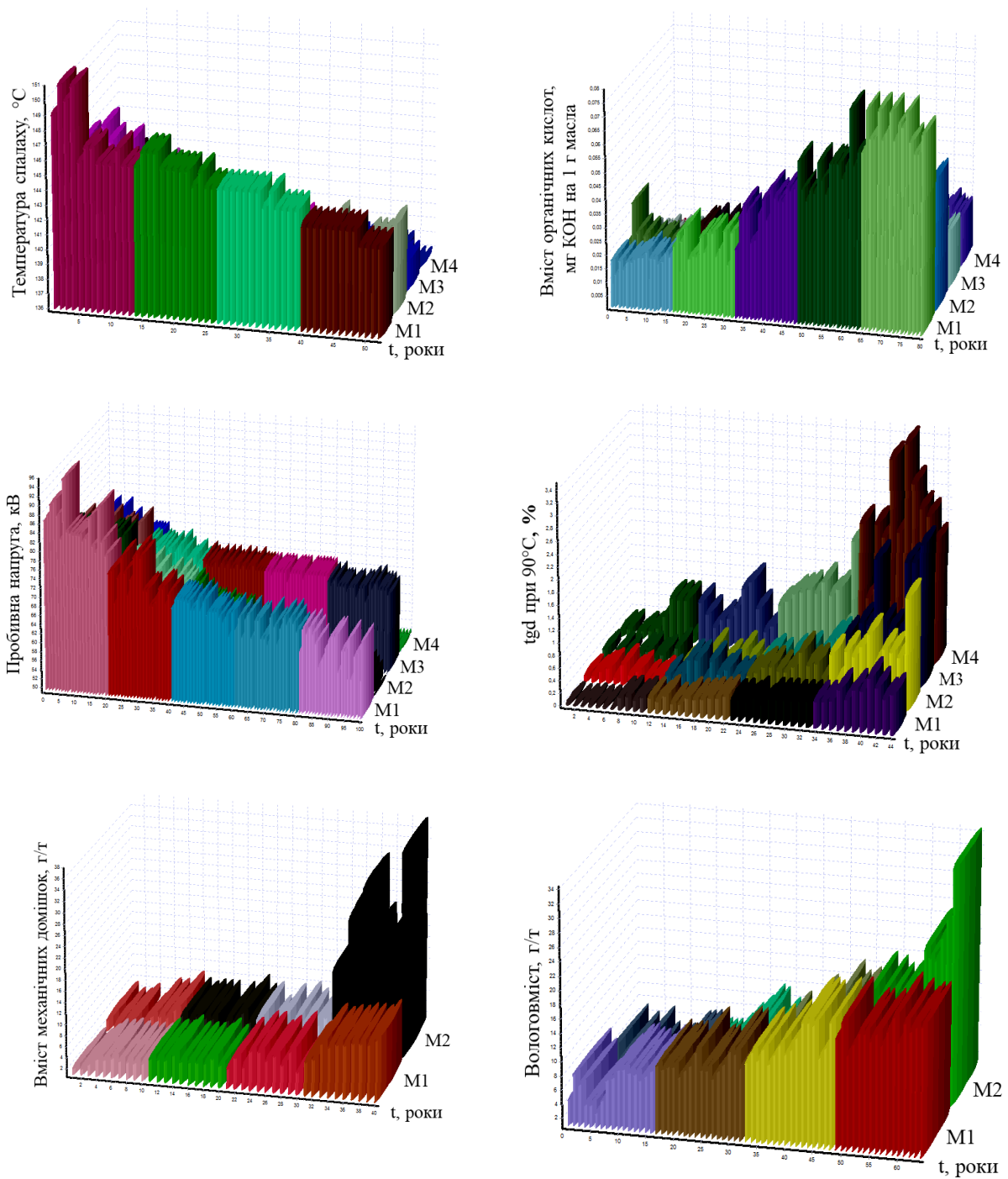


Рисунок 3.8 – Розподіл середніх значень показників трансформаторних масел залежно від тривалості та умов експлуатації: *а* – температура спалаху масла; *б* – вміст в маслі органічних кислот; *в* – пробивна напруга масла; *г* – тангенс кута діелектричних втрат масла виміряний при 90°C; *д* – вологовміст масла; *е* – вміст у маслі механічних домішок.

3. Для всіх без винятку аналізованих показників трансформаторних масел спостережувані значення критерію F_{AB} перевищують відповідні критичні значення критерію Фішера - Снедекора. Це свідчить про наявність значущого взаємного впливу тривалості та режимів експлуатації на швидкість зміни значень показників масла. Іншими словами, граничні значення показника можуть досягти за тривалішої експлуатації, але за низьких значень коефіцієнтів завантаження, або за коротший проміжок часу, але за вищих значень коефіцієнтів завантаження.

3.5 Особливості старіння трансформаторних масел у баках автотрансформаторів 330 кВ в умовах тривалої експлуатації

Достовірність прийнятих рішень під час діагностування стану обладнання з використанням того чи іншого діагностичного методу, не в останню чергу визначатиметься тим, наскільки адекватно метод, що використовується, враховує фізичні особливості процесів, що діагностуються. Стосовно задачі визначення варіативних граничних значень показників, принципово важливо, щоб характер зміни варіативних меж повністю відповідав характеру зміни значень показників в умовах реальної експлуатації. Використання в рамках розробленої процедури статистичного опрацювання результатів експлуатаційних випробувань лінійної моделі, передбачає, що на всьому інтервалі експлуатації старіння масла протікає з постійною швидкістю. Однак таке припущення суперечить відомим уявленням про кінетику окислювальних реакції трансформаторних масел.

Зокрема, як показано [77], швидкість окиснення масла не є постійною і змінюється в часі. У цій же роботі виділено 4 характерні періоди окиснення масел: індукційний період (протягом якого не спостерігається видимих змін масла), період самоприскорення (в перебігу якого відбувається розпад гідроперекисів, що утворилися, на радикали), період сталої швидкості (швидкості реакцій утворення і загибелі вільних радикалів рівні) та період самогальмування (утворення в достатній кількості продуктів окиснення

фенольного типу, здатних гальмувати процес). У зв'язку з цим виникає необхідність оцінювання відповідності характеру зміни показників масел у часі для сформованих масивів показників описаному механізму окислення. У роботах [111,112] для аналізу закономірностей процесів старіння масла в баках трансформаторів 110 кВ було використано модель дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності.

Оскільки аналізовані масиви показників масла сформовані за результатами випробувань декількох автотрансформаторів, то є як мінімум одне значення тривалості експлуатації x (момент введення автотрансформатора в експлуатацію, $x=0$), якому відповідає кілька значень показника Y . Тоді, згідно з [92] математична модель має вигляд:

$$Y_{ti} = \alpha + \beta \cdot x_t + \delta_t + Z_{ti}. \quad (t=1, \dots, k; i=1, \dots, n_t). \quad (3.19)$$

де: δ_t – відхилення від лінійності.

Для перевірки основної гіпотези $H_0 : \delta_1 = \delta_2 = \dots = \delta_k = 0$ (регресія $Y(x)$ лінійна) у [92] наведено результати повного дисперсійного розкладання для моделі (3.19):

$$\begin{aligned} \sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{ti} - \bar{Y})^2 &= B^2 \sum_{t=1}^k n_t (x_t - \bar{x})^2 + \sum_{t=1}^k n_t [\bar{Y}_t - \bar{Y} - B \cdot (x_t - \bar{x})]^2 + \\ &+ \sum_{t=1}^k \sum_{i=1}^{n_t} (Y_{ti} - \bar{Y}_t)^2 \end{aligned} \quad (3.20)$$

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

Результати дисперсійного аналізу для оцінки відхилення від лінійності [92] наведено в таблиці 3.5.

Основна гіпотеза H_0 не відкидається, якщо спостережуване значення критерію Фішера-Снедекора не перевищує критичного значення даного

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

Таблиця 3.5 - Результати дисперсійного розкладання для перевірки на відхилення від лінійності [92]

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

Спостережуване значення критерію Фішера - Снедекора розраховували за виразом:

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

Перевірка залежностей показників масел від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ на відхилення від лінійності виконувалася з використанням гіпотези програми "OTKLINE", розробленої на кафедрі "Передача електричної енергії" НТУ "ХПІ" [62].

Результати дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності для 6 показників трансформаторних масел наведені в таблиці Ж.1. Порівнюючи спостережувані значення критеріїв Фішера-Снедекора з відповідними критичними значеннями цього критерію відзначимо, що для всіх без винятку масивів показників основна гіпотеза відкидається [112-115]. Тобто значення показників масел протягом експлуатації змінюються нелінійно, а швидкість дрейфу показників не є постійною.

Використання півлогарифмічного масштабу на залежностях показників від тривалості експлуатації (див. рис. 3.9) дало змогу виявити характерні ділянки на аналізованих залежностях. Зокрема, на всіх залежностях показників, навіть тих, що не характеризують процес окислення масел (наприклад, температура спалаху масла або пробивна напруга) спостерігається ділянка, на якій значення показників не змінюються, це своєрідний аналог індукційного періоду. Далі спостерігається ділянка інтенсивної зміни значень показників. Принципово важливим є те, що і тривалість індукційного періоду, і швидкість зміни значень для одного й того самого показника суттєво відрізняються, що ще раз свідчить про вплив режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність старіння масел.

Отримані результати повністю збігаються, як з відомими механізмами старіння масел [77], так і з результатами аналогічних досліджень для трансформаторних масел у трансформаторах напругою 110 кВ [111,112], що дає змогу використовувати отримані масиви значень показників для визначення варіативних границь.

3.6 Розробка методу для ранньої діагностики стану трансформаторних масел із використанням варіативних граничних значень показників

На відміну від граничних значень показників масел, що регламентуються міжнародними або національними стандартами або розраховані з використанням методів статистичних рішень, які розділяють два стани масел (придатні й непридатні до експлуатації), варіативні граничні значення

призначено для раннього виявлення трансформаторів і автотрансформаторів із прискореним старінням масла.

Завдання діагностики стану трансформаторних масел на ранній стадії, коли показники масел перебувають в області допустимих значень, можна сформулювати так: наскільки сильно значення показників масел із трансформатора, що діагностується, в i -ий момент часу, відрізняються від значень показників трансформаторних масел в i -ий момент часу з аналогічних автотрансформаторів, що експлуатуються в близьких режимах. Отримані в результаті статистичного опрацювання масиви даних із близькою швидкістю дрейфу показників можна розглядати як еталонні залежності показників масел від тривалості експлуатації, які адекватно враховують як фізичні особливості процесів старіння масел, так і відмінності в режимах роботи автотрансформаторів. У цьому разі завдання ранньої діагностики стану трансформаторних масел зводиться до визначення ступеня приналежності результатів експлуатаційних випробувань тому чи іншому еталонному масиву показників. Для вирішення цієї задачі доцільно використовувати метричні методи розпізнавання, зокрема метод діагностики за відстанню до еталона [63]. Згідно з цим методом об'єкт що діагностується належить до діагнозу D_i якщо:

$$L_i = \min, \text{ то } x \in D_i \quad (3.21)$$

або

$$x \in D_i, \text{ якщо } L_i < L_k \quad (k = 1, 2, \dots \quad : i). \quad (3.22)$$

де: L_i – значення діагностичної відстані між об'єктом, що діагностується, та i - тим еталонним об'єктом;

Діагностична відстань порядку v між точками x і y в одновимірному просторі ознак визначається як [114]:

$$L_{(v)}(x, y) = \left(|x - y|^v \right)^{\frac{1}{v}} \quad (3.23)$$

де: v – міра відстані.

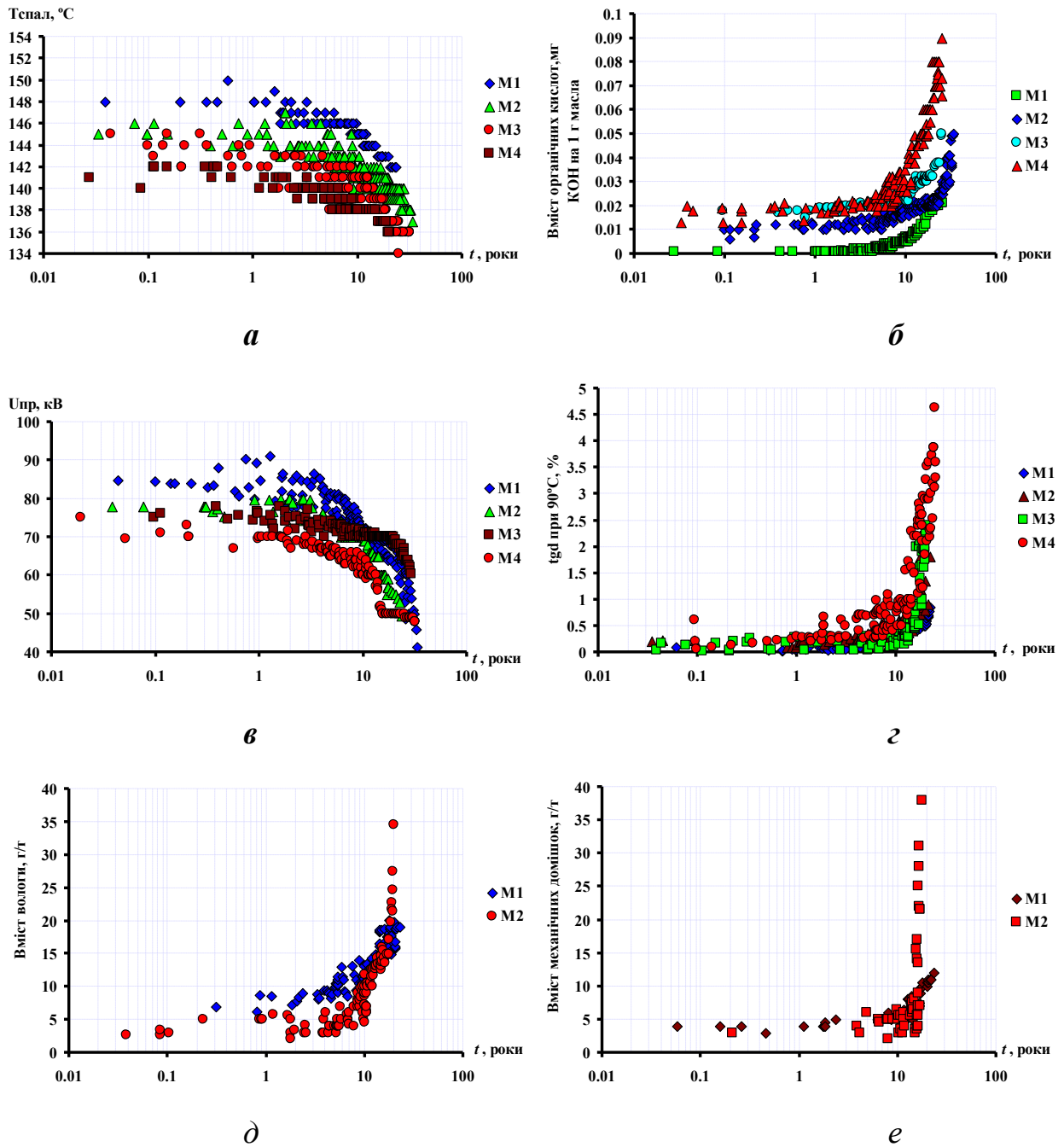


Рисунок 3.9 – Залежності показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ від тривалості експлуатації для масивів із близькою швидкістю дрейфу: *а* – температура спалаху масла; *б* – вміст в маслі органічних кислот; *в* – пробивна напруга масла; *г* – тангенс кута діелектричних втрат масла виміряний при 90°C; *д* – вологовміст масла; *е* – вміст у маслі механічних домішок.

Однак у методі еталонів еталонний об'єкт задають у вигляді середніх значень діагностичних ознак у сфері діагнозів, а як було встановлено раніше, середні значення показників масел змінюються з плином тривалості експлуатації. Тобто потрібен метод, який би аналізував динаміку зміни діагностичних ознак у часі, а не тільки результати останніх вимірювань значень показників. Остання обставина є принципово важливою у випадку, коли інформація про режими експлуатації автотрансформатора, що діагностується відсутня, і рішення про стан масла ухвалюють на основі незмінності приналежності діагностованої залежності одній до тієї самої еталонної залежності.

Одним із методів, що дають змогу аналізувати динаміку зміни діагностичних ознак у часі, є метод траєкторій [116]. У цьому методі для розв'язання задач прогнозу використовують еталонні траєкторії, які являють собою [116] функції часу показників, що описують переміщення цього показника з плином часу, які отримано або в результаті математичного моделювання, або шляхом тривалого спостереження. В одновимірному просторі кожна траєкторія займає певну область простору ознак, яку можна охарактеризувати величиною діаметра D . Згідно з [116] діаметром n -го множини можна, зокрема, вважати найбільшу відстань між двома її точками, тобто величину, пропорційну мірі множини в i -му часовому перерізі:

$$D_{n(i)} = \lambda \cdot Dr_{n(i)}^2 \quad (3.24)$$

де λ – коефіцієнт, який залежить від закону розподілу точок множини в просторі ознак і точності, з якою бажано визначити межу множини; $Dr_{n(i)}^2$ – міра n -ї множини в i -й момент часу.

Своєю чергою міра n -ї множини визначається як дисперсія значень показників в i -й момент часу:

$$Dr_{n(i)}^2 = \sum_{k=1}^N [x_k - Z_{n(i)}]^2 \quad (3.25)$$

де: $Z_{n(i)}$ – центр n -ої траєкторії в i -тий момент часу; x_k – значення показника масла в i -ий момент часу; N – кількість спостережень показника x для n -ої траєкторії в i -й момент часу.

$$Z_{n(i)} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N x_k. \quad (3.26)$$

Крім того, згідно з [116] еталонні траєкторії мають розділятися інтервалом, ширина якого для одновимірного простору визначається як:

$$S_{1-2}^2 = \sum_{i=1}^n [x_{1i} - x_{2i}]^2, \quad (3.27)$$

де: S_{1-2}^2 – інтервал між траєкторіями 1 і 2; x_1 – значення показника масла з траєкторії 1; x_2 – значення показника масла траєкторії 2; в i -тий момент часу; n – кількість спостережень показника x для траєкторій 1 і 2;

Згідно з [116] достовірність розпізнавання під час використання методу траєкторій оцінюють за допомогою критерію розрізнення траєкторій:

$$\Lambda_{1-2} = S_{1-2}^2 / 0,5(D_1 + D_2). \quad (3.28)$$

Як видно з виразу (3.28), чим менший інтервал S_{1-2}^2 між центрами двох траєкторій і чим більші їхні діаметри (D_1 і D_2), тим більше ці траєкторії перекривають одна одну, і тим більшу кількість точок можна з рівною підставою віднести як до однієї траєкторії, так і до іншої, що, безумовно, призводить до зниження достовірності розпізнавання. Зіставляючи дані висновок із залежностями показників масла, наведеними на рис. 3.7 і 3.9 легко побачити, що через нелінійність залежностей показників, найбільші значення критерію розрізнення матимуть місце на ділянках інтенсивної зміни значень показників, у той же час на початковому етапі експлуатації, що представляє найбільший інтерес з метою пригнічення процесів старіння, значення критерію розрізнення матимуть мінімальні значення. Ця обставина, на думку здобувача, є суттєвим недоліком, що не дає змоги безпосередньо використовувати метод

траєкторій для ранньої діагностики масла.

З огляду на те, що за результатами двофакторного дисперсійного аналізу встановлено відмінності у вибіркових середніх між значеннями показників із різних масивів, запропоновано варіативні граничні значення показників представити у вигляді центрів еталонних масивів, які визначаються за формулою (3.26). В якості прикладу на рис. 3.10 наведено варіативні граничні значення вмісту в маслі органічних кислот для автотрансформаторів 330 кВ і трансформаторів 110 кВ (пунктиром зазначені граничні значення що рекомендовані в [4]). Як видно з рисунку, отримані варіативні граничні значення показників дають змогу не тільки виконати поділ області, характерної для масла, придатного до експлуатації, а й у деяких випадках (значення E-3-E6 для трансформаторів 110 кВ) дають змогу прогнозувати значення терміну експлуатації, коли значення показників досягнуть граничних значень, які регламентуються в [4]. Принципово важливим є той факт, що наведені варіативні граничні значення за своїм виглядом повністю збігаються з кінетичними кривими окиснення масел, наведеними, наприклад, у [77]. Це свідчить про те, що отримані таким шляхом варіативні граничні значення максимально адекватно враховують фізичні особливості процесів окиснення масел.

В якості критерію для розпізнавання використовують не критерій розрізнення траєкторій, а значення діагностичної відстані (3.23) між значеннями показника масла з автотрансформатора, що діагностується, в i -ий момент і варіативними граничними значеннями показника в той самий момент часу. Рішення про приналежність показника масла до того чи іншого еталонного масиву приймається на основі правила (3.22).

У разі якщо використання правила (3.22) не дає змоги прийняти рішення, що умовно значення показника перебувають посередині між двома сусідніми межами, пропонується використовувати значення середньої діагностичної відстані від значення показника з автотрансформатора, що діагностується до всіх значень показників із масивів, за значеннями яких отримано ці дві границі,

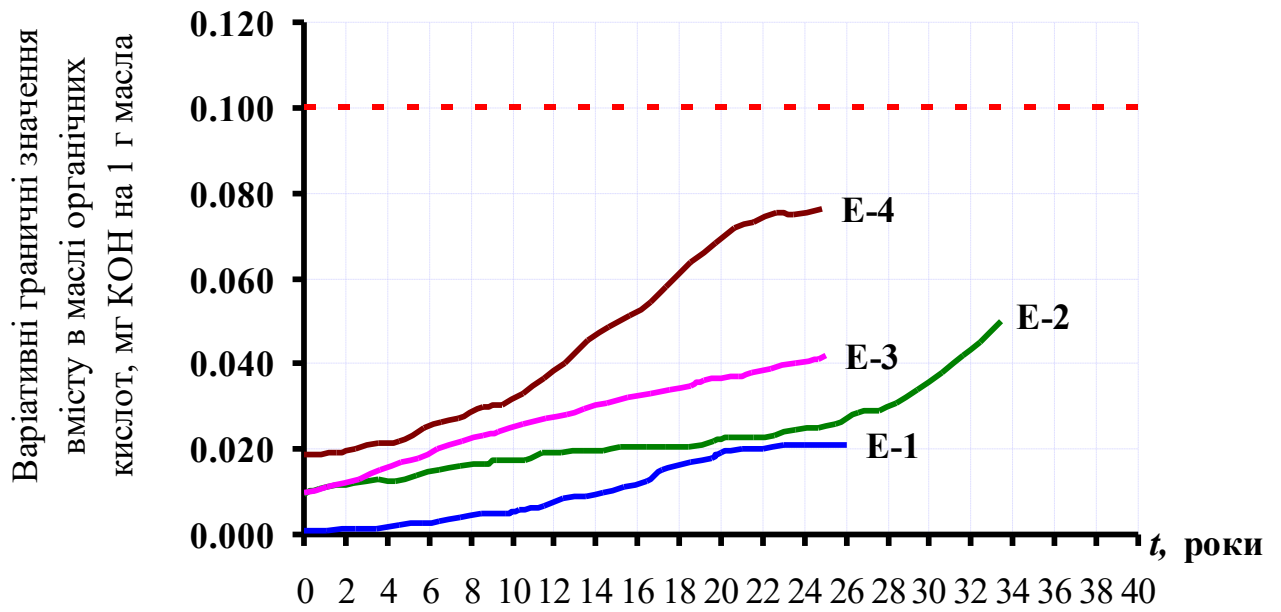
у момент часу, що відповідає даті випробування:

$$L_n = \frac{1}{n_n} \sum_{j=1}^{n_n} \left(|x - y_j|^v \right)^{\frac{1}{v}},$$

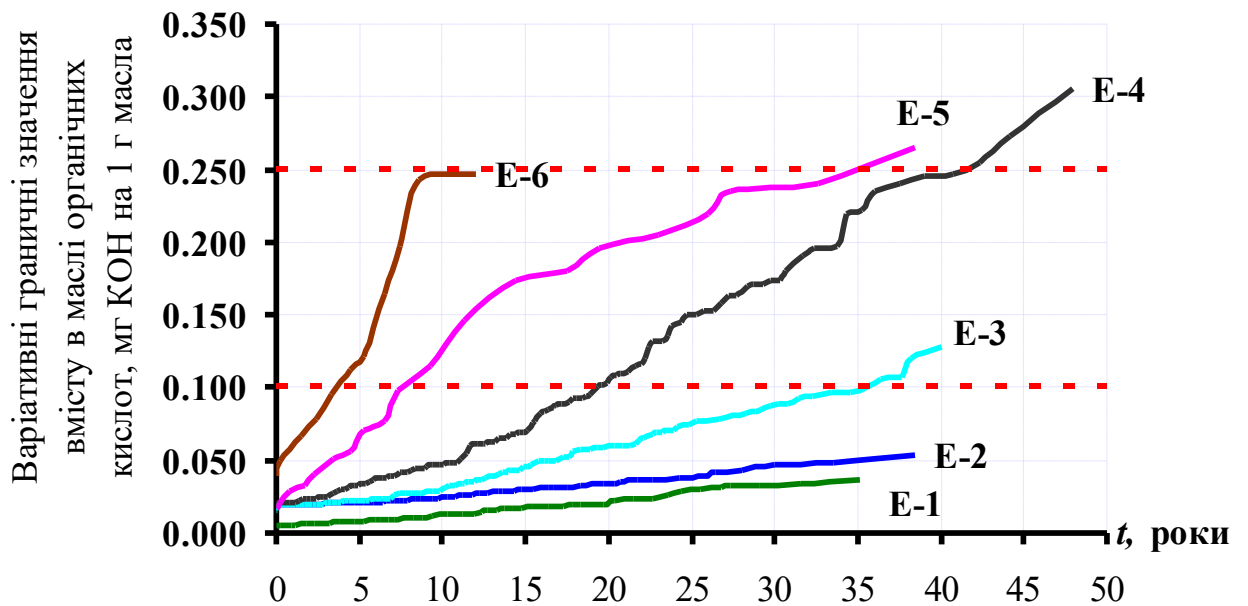
де: L_n – значення діагностичного відстань між значенням показника з з автотрансформатору, що діагностується (x) і значеннями показників (y) із n -го масиву в i -ий момент часу; n_n – кількість спостережень показника x у n -ному масиві в i -ий момент часу.

Тобто фактично використовуються не центри еталонних масивів, а значення показників із цих масивів у певний момент часу. Вирішальне правило при цьому залишається незмінним. Визначення приналежності залежності показника з автотрансформатору, що діагностується до того чи іншого кордону дає змогу ухвалити рішення про стан масла. У разі якщо інформація про режими експлуатації з автотрансформатору, що діагностується відома, то доцільно використовувати таке правило [117-119]:

Діагностована залежність показника масла від тривалості експлуатації перевіряється на приналежність одночасно трьом еталонним масивам. При цьому перший масив сформовано за результатами випробувань автотрансформаторів із середнім значенням коефіцієнта завантаження, що дорівнює середньому значенню коефіцієнта завантаження з автотрансформатору, що діагностується. Другий еталонний масив сформовано за результатами випробувань автотрансформаторів із середнім значенням коефіцієнта завантаження, що дорівнює найближчому більшому середньому значенню коефіцієнта завантаження автотрансформатора який діагностується. Третій еталонний масив сформовано за результатами випробувань автотрансформаторів із середнім значенням коефіцієнта завантаження, що дорівнює найближчому меншому значенню коефіцієнта завантаження автотрансформатора що діагностується.



а



б

Рисунок 3.10 – Варіативні граничні значення вмісту в маслі органічних кислот для автотрансформаторів 330 кВ (а) та для трансформаторів 110 кВ (б).

Рішення про стан масла ухвалюють у такий спосіб [117-119]:

1) Якщо залежність, що діагностується, належить до першого еталонного масиву, тобто має місце мінімальне значення діагностичної відстані від значення показника з автотрансформатора, що діагностується, до варіативної границі, що представляє центр цього масиву, то старіння масла вважається нормальним;

2) Якщо залежність, що діагностується, належить до другого еталонного масиву (з більш "важкими" режимами навантаження), то в разі, якщо за цей період не відбулося збільшення навантаження, не виявлено дефектів системи охолодження або захисту масла, незалежно від того перевищило значення показника граничне значення чи ні, старіння вважають аномальним і рекомендується застосувати заходи для пригнічення процесів старіння (заміна силікагелю, сушіння, додавання антиокисних присадок, регенерація масла і т. ін.).

3) Якщо залежність, що діагностується, належить до третього еталонного масиву (з "м'якшими" режимами навантаження), то з'ясовують причини, через які відбулося зниження швидкості дрейфу показника. Тобто чи є зниження швидкості дрейфу показника наслідком зменшення завантаження або оперативного втручання персоналу, чи сталася помилка під час відбору проб масла і проведення випробувань.

У разі якщо інформація про режими роботи автотрансформатора відсутня, то визначається ступінь приналежності залежності що діагностується всім наявним еталонним масивам аналізованого показника. При цьому критерієм відхилення від норми є зміни еталонного масиву, якому належить залежність показника, що діагностується. Якщо протягом усього періоду експлуатації залежність, що діагностується, належала еталонному масиву n , а за результатами останнього випробування стала належати масиву $n+1$, то якщо за цей період не відбулося збільшення навантаження, не виявлено дефектів системи охолодження або захисту масла, незалежно від того, перевищило значення показника граничне значення чи ні, старіння вважається аномальним,

і рекомендується застосувати заходи щодо інгібування процесів старіння. Якщо ж за результатами останнього випробування залежність стала належати еталонному масиву $n-1$, і при цьому не відбулося зниження навантаження автотрансформаторів, не було заміни силікагелю або додавання іонолу, або доливання масла, то, скоріш за все, мали місце помилки під час відбирання проб масла або проведення випробувань. Рекомендується взяти повторну пробу масла.

Приклади практичного використання пропонованого методу, що наведені [117-119], показали високу ефективність запропонованого методу.

Розраховані варіативні граничні значення показників для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ наведені в додатку 3 цієї роботи. Розроблений метод програмно реалізовано у вигляді окремого модуля ІАС "СИРЕНА" [120-123], яка розробляється на кафедрі "Передача електричної енергії" НТУ "ХПІ".

3.7 Висновки до розділу 3

1. За результатами коваріаційного аналізу залежностей показників масла від тривалості експлуатації в автотрансформаторах напругою 330 кВ, встановлено, що для жодного з аналізованих показників масел, загальна сукупність результатів випробувань не може бути представлена однією лінійною моделлю. Це зумовлено виявленими відмінностями в інтенсивності старіння масел, а отже, і в швидкості дрейфу значень показника, які зумовлені різними режимами експлуатації автотрансформаторів, а також виявленими відмінностями в якості масел, що заливаються в бак автотрансформаторів, а також виявленим взаємним впливом режимів експлуатації та якістю залитого масла. Виявлені відмінності свідчать про те, що варіативні граничні значення показників масел необхідно визначати з урахуванням як якості масла, що заливається в бак автотрансформаторів, так і з урахуванням режимів їх навантаження;

2. Розроблено процедуру для формування еталонних масивів показників,

тобто показників із близькою швидкістю дрейфу в часі, в умовах обмеженості інформації про значення коефіцієнтів завантаження автотрансформаторів. Дана процедура складається з двох етапів, спочатку із загальної сукупності результатів випробувань видаляються залежності показників, для яких за результатами регресійного аналізу не відкидалася гіпотеза про відповідність нулю кутового коефіцієнта лінійної регресії, а також залежності показників, для яких знак кутового коефіцієнта суперечить фізичній моделі старіння. На другому етапі залежності показників з окремих автотрансформаторів об'єднуються в загальний масив, водночас умовою, за якої аналізовану залежність додають у масив до об'єднаних залежностей показника, є збільшення або щонайменше не зниження значень прямого і зворотного кореляційних відношень після їх об'єднання в загальний масив. Застосування розробленої процедури до результатів періодичних випробувань стану масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ дозволило сформувати кілька еталонних масивів з досить високими значеннями характеристик стохастичного зв'язку між показниками масел і тривалістю експлуатації, що підтверджує високу ефективність розробленої процедури..

3. Виконаний двофакторний перехресний дисперсійний аналіз сформованих еталонних масивів показників дав змогу встановити не тільки наявність значущого впливу тривалості експлуатації на значення показників масел, що ще раз підтвердило ефективність розробленої процедури статистичного аналізу, а й наявність значущого впливу режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність старіння масла. Виявлені значущі відмінності між середніми значеннями показників з різних масивів в один і той самий інтервал часу, свідчать про можливість поділу цих масивів, навіть за наявності областей перетину. Також встановлено наявність значущого взаємного впливу тривалості та режимів експлуатації на швидкість зміни значень показників масла, що дає змогу не тільки прогнозувати, а й певною мірою керувати ресурсом рідкої ізоляції автотрансформаторів.

4. За результатами дисперсійного аналізу на відхилення від лінійності

встановлено, що в автотрансформаторах напругою 330 кВ значення показників масел протягом експлуатації змінюються нелінійно, а швидкість дрейфу показників не є постійною. Виконаний аналіз показав, що на всіх залежностях показників, навіть тих, що не характеризують процес окислення масел (наприклад, температура спалаху масла або пробивна напруга) спостерігається ділянка, на якій значення показників не змінюються, це своєрідний аналог індукційного періоду. Далі спостерігається ділянка інтенсивної зміни значень показників. Принципово важливим є те, що і тривалість індукційного періоду, і швидкість зміни значень для одного й того самого показника суттєво відрізняються, що ще раз свідчить про вплив режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність старіння масел.

5. Запропоновано метод для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, у якому граничні значення показників не є сталими, а змінюються як залежно від тривалості експлуатації, так і режимів завантаження автотрансформаторів. При цьому варіативні граничні значення є центрами сформованих еталонних множин і адекватно відображають характер зміни показників у часі. Рішення про стан трансформаторних масел приймається на основі аналізу належності залежності показника від тривалості експлуатації до тієї чи іншої варіативної границі. На відміну від існуючих методів, метод варіативних меж дає змогу виявляти автотрансформатори з прискореним старінням масел на ранній стадії, а також виявляти помилки та порушення в процесі відбирання і транспортування проб масел, а також під час проведення випробувань.

Основні результати цього розділу опубліковано в роботах: 96, 98-101, 105, 107, 112-115, 117-119.

РОЗДІЛ 4

РОЗРОБКА МЕТОДУ РАННЬОЇ ДІАГНОСТИКИ СТАНУ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ ЗА КОМПЛЕКСОМ ДІАГНОСТИЧНИХ ОЗНАК

4.1 Постановка завдань і вибір напрямку дослідження

Розроблений метод варіативних граничних значень показників масел дає змогу виявляти автотрансформатори з прискореним старінням масел на ранній стадії, але для кожного показника окремо. У той же час у процесі експлуатації оцінка стану масел виконується за комплексом показників. Існуючі методи оцінки стану трансформаторних масел, які відображені в чинних міжнародних і національних стандартах, не дають змоги ранжувати трансформаторне устаткування за станом масла, якщо всі значення показників перебувають у сфері, що відповідає стану придатному до подальшої експлуатації. Ця обставина істотно ускладнює перехід з технічного обслуговування за календарним планом на обслуговування за технічним станом трансформаторного обладнання. У зв'язку з цим метою цього розділу дисертаційної роботи є розробка методу для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак. Для розробки такого методу необхідно вирішити низку завдань:

1. Запропонувати та обґрунтувати математичну модель для оцінювання ступеня старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак;
2. Розробити процедуру навчання математичної моделі для оцінювання ступені старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак і обґрунтувати вибір критеріїв для оцінювання її адекватності;
3. Сформулювати вирішальне правило, згідно з яким ухвалюватиметься рішення про стан трансформаторних масел;
4. Виконати навчання моделі та довести її адекватність.

4.2 Обґрунтування математичної моделі для оцінки ступеня старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак

Завдання ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак, за аналогією з методом варіативних меж показників, зводиться до нормування значень комплексу показників, у різні моменти тривалості експлуатації. У загальному вигляді математична модель може бути записана як:

$$D(t) = f(x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)), \quad (4.1)$$

де $D(t)$ – значення деякого параметра, що характеризує стан трансформаторного масла в i -тий момент часу; $x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)$ – значення показників масла в i -тий момент часу; $f()$ – деяка функція, що характеризує зміну значення параметра D в залежності від значень показників масла.

Задача ускладнюється тим, що залежності показників масла від тривалості експлуатації мають складний, нелінійний характер, що істотно ускладнює їхню апроксимацію. Крім того, необхідно враховувати наявність відмінностей у швидкості дрейфу значень показників, обумовлених відмінностями в режимах експлуатації автотрансформаторів і якістю масла, що заливається. Задачу можна істотно спростити, якщо покласти як параметр D значення тривалості експлуатації, яке буде функцією показників масла:

$$t^* = f(x_1, x_2, \dots, x_n). \quad (4.2)$$

Фізичними передумовами для використання подібного підходу є наявність значущого, практично функціонального зв'язку між значеннями показників масел і тривалості експлуатації (див. табл. 3.3), а також наявністю значущого стохастичного зв'язку між окремими показниками масел (див. табл. В.1). У цьому разі оцінка стану трансформаторних масел виконується на основі порівняння реального значення тривалості експлуатації масел зі значеннями t^* , отриманими шляхом підстановки значень показників масел у (4.2). Використання пропонованого підходу дає змогу відповісти на запитання "скільки рокам експлуатації відповідають отримані в результаті випробувань значення показників трансформаторних масел, за умови, що масло перебуває в

експлуатації стільки то років". Тобто за аналогією з медичною діагностикою, розраховане за (4.2) значення тривалості експлуатації можна розглядати як "біологічний" вік людини. Порівнюючи його з реальним паспортним віком можна оцінити ступінь зносу організму, або в розглянутому випадку ступінь старіння масла.

В якості математичної моделі, що описує зв'язок між показниками масла і тривалістю експлуатації, зручно використовувати поліном виду:

$$t^* = b_0 + \sum_{i=1}^p b_{1i}x_i + \sum_{i=1}^p b_{2i}x_i^2 + \dots + \sum_{i=1}^p b_{mi}x_i^m, \quad (4.3)$$

де: t^* – прогнозована тривалість експлуатації трансформаторних масел за регресійною моделлю (4.3), яка є функцією значень показників; p – кількість показників якості масла (регресорів); x_i – i -тий регресор (показник), i – номер показника; b_0, b_1, \dots, b_{1m} – коефіцієнти регресійної моделі, що підлягають визначенню.

Слід зазначити, що порядок полінома заздалегідь не встановлюють, а визначають у процесі навчання моделі, хоча, наприклад, у [87, 89, 100] заздалегідь декларували лінійну модель, а в [124] використовували поліном другого степені.

4.3 Розробка процедури навчання математичної моделі для оцінки ступені старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак

Навчання регресійної моделі (4.3), тобто визначення чисельних значень коефіцієнтів регресії, виконується з використанням навчальної вибірки. В якості такої вибірки використані еталонні масиви показників, сформовані з використанням процедури статистичного аналізу, розробленої в розділі 3.3 цієї дисертаційної роботи.

Навчання регресійної моделі (4.3) можливе лише тоді, коли всі масиви показників матимуть однаковий обсяг вибіркового значень (N). При цьому для

кожного показника значення часу експлуатації збігатиметься по всій довжині масиву. Однак через виконане статистичне опрацювання вихідних даних ця умова не виконується (див. табл. 3.3) і для кожного масиву даних показники мають різний обсяг вибірових значень і різні значення часу експлуатації, що не дає змоги їх використовувати для навчання регресійної моделі. Для усунення цього недоліку було використано процедуру квантування даних, еквівалентну кусково-лінійній фільтрації на заданих інтервалах спостереження. Така процедура дає змогу:

- 1) об'єднати різнорідні за групами обладнання вибірові послідовності показників профілактичного контролю;
- 2) представити безліч використовуваних показників як складові вектора (комплексного показника контролю);
- 3) ідентифікувати за допомогою методу найменших квадратів коефіцієнти регресійної моделі для кількісної оцінки ступені старіння масла.

При цьому вихідна величина квантується за абсолютними значеннями ступенями квантування, вираженими в одиницях цієї фізичної величини. Перед підстановкою в регресійне рівняння (4.3) навчальну вибірку було піддано квантуванню з кроком 1 рік.

Сама процедура навчання полягала в послідовній підстановці регресорів у регресійне рівняння (4.3) та оцінці коефіцієнтів регресійного рівняння.

Після чого виконувалося прогнозування часу t за тією самою контрольною вибіркою з обчисленням кількісного значення обраної заздалегідь міри згоди. Оптимальним вважали набір показників (регресорів), що забезпечує глобальний екстремум міри згоди. Цей самий набір регресорів і визначає ступінь моделі (4.3).

У розділі 3.3. для однофакторної регресійної моделі як міру згоди було використано величину R^2 , значення якої визначали за виразом (3.15). Однак, як показано в [87, 89, 100], максимізація R^2 рівносильна мінімізації залишкової суми квадратів (залишкової дисперсії), показник цей зростатиме зі збільшенням кількості регресорів, що не дає змоги використовувати R^2 під час порівняння

регресій із різним числом регресорів. Для подолання цих труднощів у [87, 89, 100] було запропоновано модифікацію коефіцієнта детермінації R^2 , що враховує, з одного боку, кількість заданих для прогнозу контрольних значень часу t , а з іншого - кількість p регресорів, які використовуються в моделі (4.3):

$$\bar{R}_p^2 = 1 - \left(1 - R^2\right) \left(\frac{n}{n-p}\right). \quad (4.4)$$

Для підвищення точності міри згоди (4.4) іноді рекомендують її модифікацію, яку називають статистикою Мелюса [87]:

$$C_p = \left(\frac{1 - \bar{R}_p^2}{1 - R_k^2}\right) (n-p) - n + 2p. \quad (4.5)$$

Але ця міра згоди залежить від скоригованого коефіцієнта детермінації R_k^2 , який обирається суб'єктивно і визначається за моделлю (4.3) з максимальним числом регресорів і який теоретично має бути максимальним. Крім того, він залежить від обсягу контрольної вибірки і ϵ , по суті, випадковою величиною. У зв'язку з цим як міру згоди було використано величину \bar{R}_p^2 , тобто модифікація коефіцієнта детермінації, що обчислюється за рівнянням (4.4) для p регресорів.

Після знаходження глобального максимуму \bar{R}_p^2 виконувалася оцінка точності регресійної моделі (4.3) за статистичними характеристиками залишків $\{\epsilon_i\}$: значення математичного очікування залишків M_Δ , значення значення коефіцієнтів асиметрії γ_a та ексцесу γ_3 (мають бути близькими до нуля), а щільність розподілу ймовірності - до нормального закону: $f(\epsilon_i) \approx N(0, \sigma_{\text{зал}}^2)$. Точність оцінки ступеня окислення трансформаторних масел можна оцінити за значенням помилок прогнозу, які визначаються як:

$$\sigma_{\text{прог}} = \sqrt{\delta_{\text{зал}}}, \quad (4.6)$$

де $\delta_{\text{зал}}$ - значення залишкової дисперсії регресійної моделі:

$$\delta_{\text{ост}} = \frac{1}{(n-p)} \cdot \sum_{i=1}^n \left(t_i - \hat{t}_i\right)^2. \quad (4.7)$$

Адекватність регресії для кожного з варіантів розрахунку перевіряли за допомогою параметричного тесту на значущість регресії, за такою схемою:

1. Нульова гіпотеза H_0 : кутові коефіцієнти регресії дорівнюють нулю ($\beta_1 = \beta_2 = \dots = \beta_p = 0$).

2. Критеріальна статистика:

$$F = \frac{R^2 / (p-1)}{(1-R^2) / (n-p)} \approx F_{(p-1), (n-p)}. \quad (4.8)$$

3. Статистика порівняння:

$$F_{кр} = F_{(p-1), (n-p), 0.95}. \quad (4.9)$$

4. Рішення: регресія значуща, якщо $F > F_{кр}$ (гіпотеза H_0 відкидається).

4.4 Розробка вирішального правила для ранньої діагностики стану трансформаторних масел із використанням моделі множинної регресії

Навчена регресійна модель дає змогу відповісти на запитання, якому терміну служби за відповідних режимів експлуатації автотрансформаторів відповідає заданий набір значень показників. Очевидно, що в цій ситуації оцінювання стану трансформаторних масел може бути виконано на основі аналізу різниці між паспортним терміном експлуатації та терміном експлуатації, розрахованим за моделлю (4.3). Якщо модель (4.3) адекватно відображає характер зміни значень показників у часі, то, як зазначалося вище, залишки (різниця між значенням тривалості експлуатації з навчальної вибірки та значеннями тривалості експлуатації, розрахованими за регресійною моделлю) не є залежними, а щільність розподілу їхньої ймовірності підпорядковується нормальному закону. У цьому випадку, для кількісної оцінки ступеня старіння масел, в [125-127] було запропоновано використовувати правило 3-х σ . Згідно з [61] якщо випадкова величина розподілена нормально, то абсолютна величина її відхилення від математичного очікування не перевищує потрібного середнього квадратичного відхилення. Тоді вирішальне правило можна сформулювати таким чином:

Якщо $t_i > \hat{t}_i + 3 \cdot \sigma_{\text{прог}}$, то старіння масла визнається прискореним - необхідне втручання персоналу;

Якщо $\hat{t}_i - 3 \cdot \sigma_{\text{прог}} < t_i < \hat{t}_i + 3 \cdot \sigma_{\text{прог}}$, то визнається, що старіння масла відбувається з нормальною швидкістю;

Якщо $\hat{t}_i - 3 \cdot \sigma_{\text{прог}} > t_i$, то визнається, що старіння сповільнене - необхідно з'ясувати можливі причини: відбір проб з іншого обладнання, помилки під час вимірювання, помилки під час протоколювання, чи відбувалося доливання масла, заміна силікагелю, додавання іонолу тощо.

4.5 Навчання та аналіз адекватності регресійних моделей

Як уже зазначалося вище, процедура навчання регресійної моделі зводиться до послідовної підстановки регресорів у вираз (4.3) і визначення коефіцієнтів регресійного рівняння. Модель вважалася навченою після того, як величина \bar{R}_p^2 досягла глобального максимуму.

Для забезпечення глобального максимуму міри згоди підстановка показників у регресійну модель має здійснюватися в міру убування їхньої діагностичної цінності. Цей принцип закладено в алгоритмі Сіднеєва [128], і його активно використовують під час побудови мінімальних діагностичних тестів. У роботах в [87,89] регресори підставлялися в рівняння в міру убування значень верхньої r_b межі довірчого інтервалу значень коефіцієнта парної кореляції показника на час. Однак з огляду на нелінійний характер залежностей показників масла від тривалості експлуатації пропонується підставляти регресори в міру зменшення значення зворотного кореляційного відношення - тривалості експлуатації на значення показника..

Процедуру навчання регресійної моделі продемонструємо на прикладі результатів періодичних випробувань стану трансформаторних масел з баків трансформаторів 110 кВ, за результатами яких сформовано масив даних М4. Ці трансформатори введено в експлуатацію в середині 80-х років минулого століття, залито маслом марки ТКП (трансформаторне масло з малосернистої

нафтового масла кислотно-лужного очищення) і сумішами масла марки ТКП з іншими сортами масел. Середнє завантаження даних трансформаторів становило 55-65% від номінальної потужності.

Порядок підстановки показників у регресійне рівняння, відповідно до значень зворотного кореляційного відношення, наведено в табл. 4.1.

Таблиця 4.1 – Порядок підстановки показників масла з навчальної вибірки в регресійне рівняння

| Регресор | Показник масла | $\eta_{y/t}$ |
|----------|---------------------------------|--------------|
| p_1 | Вміст в маслі органічних кислот | 0,944 |
| p_2 | Колір масла | 0,943 |
| p_3 | $\text{tg}\delta$ при 90°C | 0,925 |
| p_4 | Температура спалаху | 0,924 |
| p_5 | Пробивна напруга | 0,873 |
| p_6 | Вміст водорозчинних кислот | 0,828 |
| p_7 | Вологовміст | 0,689 |

Далі було виконано процедуру навчання регресійної моделі. Інтервал навчання становив 32 роки. Значення коефіцієнтів регресії та результати регресійного аналізу наведено в таблиці 4.2.

Як видно з таблиці 4.2, значення міри згоди \bar{R}_p^2 має чітко виражений максимум 0.998, який припадає на п'ятий член регресійної моделі, що відповідає максимальному значенню суми квадратів відхилень Q_1 (регресійна сума квадратів відхилень, зумовлена регресією) і мінімальному значенню суми Q_2 (залишкова сума квадратів, характеризує розсіювання щодо регресії). Після цього зі збільшенням числа регресорів значення \bar{R}_p^2 знижується. У зв'язку з цим подальше збільшення ступеня поліному (4.3) було визнано недоцільним.

Таблиця 4.2 – Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу

| Регресор | Регресійне рівняння | | | | | | |
|---------------------------------|-----------------------|---------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|-----------------------|----------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| b_0 | 1,915 | -8,344 | -6,770 | 330,925 | 210,378 | 212,994 | 174,456 |
| 1 | $+157,133 \cdot p_1$ | $-46,538 \cdot p_1$ | $-82,828 \cdot p_1$ | $-30,713 \cdot p_1$ | $-21,028 \cdot p_1$ | $-23,826 \cdot p_1$ | $-27,722 \cdot p_1$ |
| 2 | | $8,725 \cdot p_2$ | $+8,132 \cdot p_2$ | $+2,739 \cdot p_2$ | $+1,798 \cdot p_2$ | $+1,748 \cdot p_2$ | $+1,707 \cdot p_2$ |
| 3 | | | $+1,864 \cdot p_3$ | $+0,528 \cdot p_3$ | $+1,668 \cdot p_3$ | $+1,724 \cdot p_3$ | $+2,136 \cdot p_3$ |
| 4 | | | | $-2,249 \cdot p_4$ | $-1,311 \cdot p_4$ | $-1,325 \cdot p_4$ | $-1,033 \cdot p_4$ |
| 5 | | | | | $-0,294 \cdot p_5$ | $-0,302 \cdot p_5$ | $-0,3795 \cdot p_5$ |
| 6 | | | | | | $+9,727 \cdot p_6$ | $+7,1522 \cdot p_6$ |
| 7 | | | | | | | $+0,0365 \cdot p_7$ |
| Результати регресійного аналізу | | | | | | | |
| Q_1 | 2831,71 | 2964,81 | 2969,56 | 2982,26 | 2986,84 | 2982,87 | 2981,44 |
| Q_2 | 160,29 | 27,19 | 22,44 | 9,74 | 5,16 | 9,13 | 10,56 |
| Q | 2992 | 2992 | 2992 | 2992 | 2992 | 2992 | 2992 |
| R^2 | 0,946 | 0,990 | 0,992 | 0,997 | 0,998 | 0,997 | 0,996 |
| $\overline{R_p^2}$ | 0,943 | 0,990 | 0,9915 | 0,996 | 0,998 | 0,996 | 0,995 |
| $F_{роз.}$ | 441,654 | 3379,89 | 4366,14 | 8570,35 | 16207,66 | 8821,19 | 7905,33 |
| $F_{крит.}$ | 5,553 | 4,182 | 3,607 | 3,286 | 3,082 | 2,945 | 2,848 |
| $\sigma_{зал}^2$ | 5,171 | 0,906 | 0,773 | 0,347 | 0,191 | 0,351 | 0,422 |
| $\sigma_{прог.}$ | 2,274 | 0,952 | 0,879 | 0,589 | 0,437 | 0,593 | 0,650 |
| M_{Δ} | $-1,1 \cdot 10^{-16}$ | $-3 \cdot 10^{-14}$ | $7,4 \cdot 10^{-15}$ | $-2,7 \cdot 10^{-14}$ | $8,3 \cdot 10^{-14}$ | $-1,2 \cdot 10^{-13}$ | $5,2 \cdot 10^{-14}$ |
| j_a | -0,516 | -0,061 | 0,040 | 0,151 | 0,115 | 0,166 | 0,275 |
| j_e | -1,058 | -0,151 | -1,240 | -1,019 | -1,375 | -1,052 | -1,012 |

Аналізуючи дані табл. 4.2, максимальне значення F -критерію припадає на 5 член регресійного рівняння і становить 16207,66. Це значення набагато перевищує критичне значення F -критерію при заданому рівні довірчої ймовірності $p=0.95$ і відповідному значенні ступенів свободи. Таким чином, гіпотеза про адекватність моделі не відкидається.

Для перевірки адекватності отриманої моделі також виконано аналіз залишків. З цією метою перевірено їхню незалежність та оцінено числові характеристики. Числові характеристики залишків наведено в табл. 4.2. Залежність залишків від часу прогнозу наведено на рис. 4.1.

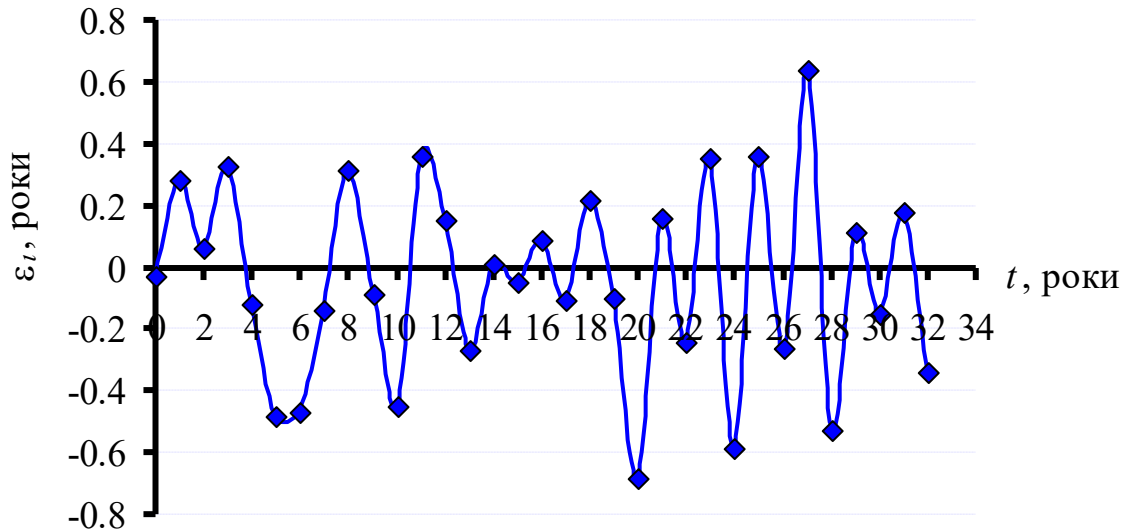


Рисунок 4.1 – Залежність залишків від тривалості експлуатації

Аналізуючи залежність на рис. 4.1 легко дійти висновку про відсутність систематичної складової для залишків регресійної моделі, що свідчить про їхню незалежність. Як видно з табл. 4.2 судячи зі значень M_{ε} , γ_a і γ_{ε} щільність розподілу $f(\varepsilon_i)$ симетрична з нульовим середнім значенням. З огляду на незалежність залишків, ця обставина свідчить про адекватність регресійної моделі в рамках проведеного статистичного аналізу.

Таким чином, регресійна модель для оцінки стану трансформаторних масел для використовуваної навчальної вибірки має вигляд:

$$\hat{t} = 210,378 - 21,028 \cdot p_1 + 1,798 \cdot p_2 + 1,668 \cdot p_3 - 1,311 \cdot p_4 - 0,294 \cdot p_5$$

де p_1 – вміст в маслі органічних кислот;

p_2 – колір масла;

p_3 – $\text{tg}\delta$ при 90°C ;

p_4 – температура спалаху;

p_5 – пробивна напруга.

Слід зазначити, що практичне застосування отриманої моделі буде забезпечувати адекватні результати тільки при оцінці стану масел з трансформаторів, що експлуатуються в ідентичних режимах, і залиті тим же

сортом масел. Очевидно, що для врахування відмінностей у режимах експлуатації трансформаторів і автотрансформаторів, а також у сорті та якості масла, необхідно використовувати групи таких моделей, навчених на вибірках, отриманих для трансформаторів і автотрансформаторів, що експлуатуються в різних режимах. Як приклад такої групи було навчено 4 моделі для автотрансформаторів напругою 330 кВ. Інтервал навчання становив 27 років для моделей №1-3, і 26 років для моделі № 4. Порядок підстановки показників у регресійні рівняння, сформований з урахуванням значень зворотного кореляційного співвідношення з табл. Д.1, наведено в таблиці 4.3.

Результати регресійного аналізу наведено в таблицях К.1-К.4 додатка К. Як видно з таблиць К.1-К.4 значення міри згоди \bar{R}_p^2 , для всіх 4-х моделей має чітко виражений максимум, який також припадає на п'ятий член регресії. Порівняльний аналіз розрахункових і критичних значень критерію Фішера Снедекора свідчить про адекватність навчених моделей. При цьому похибка навчених регресійних моделей перебуває в межах 0,327-0,407 року.

Таблиця 4.3 – Порядок підстановки показників масла з навчальних вибірок у регресійне рівняння для 4 моделей

| № | М1 | М2 | М3 | М4 |
|---|---------------------------------|----------------------------------|---------------------------------|---------------------------------|
| 1 | Вміст в маслі органічних кислот | Пробивна напруга | tgδ при 90°C | Вміст в маслі органічних кислот |
| 2 | tgδ при 90°C | tgδ при 90°C | Пробивна напруга | tgδ при 90°C |
| 3 | Пробивна напруга | Вміст в маслі органічних кислот | Температура спалаху | Пробивна напруга |
| 4 | Вміст механічних домішок | Содержание механических примесей | Вміст в маслі органічних кислот | Вміст механічних домішок |
| 5 | Вологовміст | Температура спалаху | Вміст механічних домішок | Температура вспышки |
| 6 | Температура спалаху | Вологовміст | Вологовміст | Вологовміст |

Отримана група регресійних моделей для оцінки стану трансформаторних масел у баках автотрансформаторів 330 кВ має вигляд:

$$\begin{aligned}\hat{t} &= 18,224 - 6,956 \cdot p_1 + 1,316 \cdot p_2 - 0,215 \cdot p_3 + 0,160 \cdot p_4 + 0,592 \cdot p_5 \\ \hat{t} &= 104,362 - 0,365 \cdot p_1 + 2,960 \cdot p_2 + 191,939 \cdot p_3 + 0,463 \cdot p_4 - 0,538 \cdot p_5 \\ \hat{t} &= 110,416 + 0,149 \cdot p_1 - 0,6 \cdot p_2 + 135,628 \cdot p_3 - 0,441 \cdot p_4 - 0,017 \cdot p_5 \\ \hat{t} &= 194,53 + 149,836 \cdot p_1 - 1,135 \cdot p_2 - 0,679 \cdot p_3 - 0,277 \cdot p_4 - 1,029 \cdot p_5\end{aligned}$$

Як показано в роботах [125,126], практичне використання моделей множинної регресії дає змогу розв'язати кілька задач:

Кількісна оцінка якості масла, що заливається в трансформатор (вибір найякіснішого масла). У процесі експлуатації масло, що заливається в бак автотрансформатора, від самого початку має різну якість, що зумовлено складом нафти, з якої отримано масло, методом очищення та обробки масла. Більш того, у низці випадків у бак трансформатора заливається масло, що було в експлуатації і має значні відмінності параметрів від свіжого. Для оцінки якості масла, що заливається, визначається ступінь його старіння в точці « $t=0$ », відповідної початку експлуатації. Для цих цілей використовується регресійна модель, навчена на значеннях показників, найближчих до значень показників масла що діагностується. Слід зазначити, що наявна система оцінки стану масла не дає змоги виконати кількісну оцінку якості масла.

Кількісна оцінка ступеня старіння масла безпосередньо в процесі експлуатації дає змогу оцінити "скільки рокам експлуатації" відповідають показники масла з трансформатора що діагностується, порівняно з його реальним терміном служби. Для цих цілей використовують регресійну модель, навчену на значеннях показників масла з автотрансформаторів, які експлуатуються з близькими режимами і сортом масел, що і автотрансформатор який діагностується.

Кількісна оцінка ефективності заходів щодо поліпшення властивостей масла в процесі експлуатації (регенерація, сушіння, доливання, заміна силікагелю тощо). Наразі на енергетичному ринку пропонується досить широкий спектр установок і технологій з поліпшення властивостей масла.

Однак, при цьому об'єктивна оцінка ефективності тієї чи іншої установки або технологічного процесу вельми ускладнена, оскільки в результаті обробки відбувається зміна значень декількох показників якості масла. Розроблені моделі дають змогу визначити, на скільки років зменшився розрахунковий час старіння після проведення того чи іншого заходу, що дає змогу виконати кількісну оцінку пропонованих заходів. Метою виконуваної оцінки є визначення значення проміжку часу Δt , що являє собою різницю оцінки, розрахункового часу старіння масла на момент проведення того чи іншого заходу щодо поліпшення якості масла і після його проведення.

4.6 Висновки до розділу 4

1. Для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак запропоновано й обґрунтовано модель множинної регресії, відмінною рисою якої є те, що в ній значення тривалості експлуатації є функцією значень показників масла;

2. Розроблено процедуру навчання моделі множинної регресії для оцінювання ступеня старіння трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак. Як критерій згоди запропоновано використовувати модифікацію коефіцієнта детермінації, що враховує як обсяг навчальної вибірки, так і кількість використаних у моделі регресорів;

3. Розроблено вирішальне правило, згідно з яким рішення про стан масел ухвалюють на основі порівняння реального терміну експлуатації з тривалістю експлуатації, розрахованою за регресійною моделлю, з урахуванням значення похибки навчання використовуваної регресійної моделі. Це дає змогу розпізнавати трансформатори й автотрансформатори з прискореним старінням масла за комплексом показників, на всьому інтервалі експлуатації, навіть у тих випадках, коли показники масла перебувають у сфері гранично-допустимих значень.;

4. Розроблено та навчено група моделей множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних

ознак, з урахуванням умов та режимів експлуатації обладнання, що на відміну від існуючих методів дозволяє виявляти обладнання з прискореним старінням масел, ще в той момент часу коли значення показників знаходяться в області що відповідають нормальному стану. Встановлено що похибка оцінки навчених моделей знаходиться в межах 0,327-0,407 року.

Основні результати цього розділу опубліковано в роботах: 5, 54, 65, 66, 69, 73, 79.

ВИСНОВКИ

Дисертаційна робота присвячена вирішенню актуальної науковоприкладної задачі, а саме удосконаленню методів та критеріїв, що використовуються для оцінки стану трансформаторних масел, з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів напругою 110 кВ та автотрансформаторів напругою 330 кВ.

Основні наукові та практичні результати дисертаційної роботи:

1. На основі аналізу відкритих джерел інформації встановлено, що існуюча як в Україні так й за її межами система оцінки стану трансформаторних масел не дозволяє ранжувати трансформатори за станом масел, якщо показники перебувають у області допустимих значень. Виявлено наявність суттєвих відмінностей в граничних значеннях показників масел, що регламентовані діючими міжнародними, національними та відомчими стандартами. Більш того, відсутні методи для коригування граничних значень показників масел з урахуванням значень показників характерних як для масел придатних так й непридатних для подальшої експлуатації, а також з урахуванням тривалості та режимів експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів, а також з урахуванням особливостей процесів старіння.

2. Встановлено що як для масла придатного, так й не придатного до подальшої експлуатації розподіл показників відповідає розподілу Вейбулла, при цьому щільності розподілів показників з різним станом перетинаються, а відповідно неможливо визначити граничні значення показників, які б не приводили до хибних рішень. При цьому в залежності від режимів та умов експлуатації трансформаторів та автотрансформаторів математичні очікування показників масла придатного до експлуатації зміщені по відношенню одне до одного, тобто площа перетину щільностей розподілу показників масла з різним станом варіюється. Відповідно граничні значення показників масел необхідно коригувати з урахуванням режимів та строку експлуатації;

3. Запропоновано метод для корегування граничних значень показників

трансформаторних масел в баках трансформаторів та автотрансформаторів напругою 110-330 кВ для одномірних розподілів, який відрізняється від існуючих тим, що граничні значення показників визначаються шляхом мінімізації функції середнього ризику з урахуванням розподілів показників для масла що має різний стан, а також з урахуванням режимів та тривалості експлуатації. Встановлено що використання граничних значень отриманих цим методом дозволить для трансформаторів 110 кВ знизити ризики в 1,05-37,2 рази, а для автотрансформаторів 330 кВ в 1,8-4974419,5 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

4. Запропоновано метод для корегування граничних значень показників трансформаторних масел одночасно для комплексу показників, з урахуванням особливостей процесів старіння масел, методом мінімального ризику. Запропонований метод відрізняється тим, що граничні значення показників визначаються шляхом мінімізації функції середнього ризику для комплексу показників масел, стохастично пов'язаних між собою, методом Нелдера-Міда, з урахуванням тривалості, режимів та умов експлуатації трансформаторів. Встановлено що використання граничних значень отриманих цим методом дозволить знизити ризики в 1,7-35,7 рази для трансформаторів 110 кВ, а для автотрансформаторів 330 кВ в 8-84,4 разів порівняно з ризиками, що супроводжують використання граничних значень регламентованих в діючому в Україні нормативному документі;

5. Встановлено, що в автотрансформаторах напругою 330 кВ значення показників масел протягом експлуатації змінюються нелінійно, а швидкість дрейфу показників не є постійною. На всіх залежностях показників, навіть тих, що не характеризують процес окислення масел (наприклад, температура спалаху масла або пробивна напруга) спостерігається ділянка, на якій значення показників не змінюються, це своєрідний аналог індукційного періоду. Далі спостерігається ділянка інтенсивної зміни значень показників. Принципово важливим є те, що і тривалість індукційного періоду, і швидкість зміни значень

для одного й того самого показника суттєво відрізняються, що ще раз свідчить про вплив режимів експлуатації автотрансформаторів на інтенсивність старіння масел;

6. Для ранньої діагностики стану трансформаторних масел запропоновано використовувати варіативні граничні значення показників, які змінюються як залежно від тривалості експлуатації, так і режимів завантаження трансформаторів та автотрансформаторів, вони визначаються як центри еталонних множин і адекватно відображають характер зміни показників у часі. На відміну від існуючих методів, використання варіативних граничних значень дає змогу виявляти обладнання прискореним старінням масел на ранній стадії, а також виявляти помилки та порушення в процесі відбирання і транспортування проб масел, а також під час проведення випробувань;

7. Для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак запропоновано та обґрунтовано модель множинної регресії, відмінною особливістю якої, є те, що в ній значення тривалості експлуатації є функцією значень показників масла. Розроблено та навчено група моделей множинної регресії для ранньої діагностики стану трансформаторних масел, за комплексом діагностичних ознак, з урахуванням умов та режимів експлуатації обладнання, що на відміну від існуючих методів дозволяє виявляти обладнання з прискореним старінням масел, ще в той момент часу коли значення показників знаходяться в області що відповідають нормальному стану. Встановлено що похибка оцінки навчених моделей знаходиться в межах 0,327-0,407 року.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Національна комісія, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг. Показники якості надання послуг у сферах електропостачання і централізованого водопостачання та водовідведення у 1-му півріччі 2022 року. 2022. 32 с. URL: https://www.nerc.gov.ua/storage/app/sites/1/Docs/Sfery_ElektroEnergiia/Monitoring_elektrto/Zvit_pokaznyku_yakosti-poslug_1kv_2022.pdf.
2. Філімоненко Н. М., Філімоненко К. В. Аналіз надійності енергосистем із огляду на наявність в їхньому складі силових трансформаторів. *Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля*. 2021. № 5 (269). С. 29–33. DOI: <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2021-269-5-29-33>.
3. IEC 60599:2022. Mineral oil-filled electrical equipment in service – Guidance on the interpretation of dissolved and free gases analysis. Чинний від 2022-05-25. Вид. офіц. 2022. 80 с.
4. СОУ-Н ЕЕ 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. норми оцінювання якості. Зміни. Чинний від 2023-04-17. Вид. офіц.
5. IEEE Std C57.106-2015. IEEE guide for acceptance and maintenance of insulating mineral oil in electrical equipment. На заміну IEEE Std C57.106-2006 ; чинний від 2016-03-16. Вид. офіц. 38 с. DOI: <https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2016.7442048>.
6. Кіндиба В. П. Релейний захист електроенергетичних систем : підручник. Львів : Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2013. 533 с.
7. Хавтирко В. В. Дослідження дефектів в силових трансформаторах. *Матеріали XLVII науково-технічної конференції підрозділів ВНТУ*, м. Вінниця, Україна, 14–23 берез. 2018 р.
8. Rubanenko A., Labzun M., Hryshchuk M. Definition defects of

transformer equipment using frequency diagnostic parameters. *Bulletin of the National Technical University «KhPI» Series: New solutions in modern technologies*. 2017. No. 23(1245). P. 41–46. DOI: <https://doi.org/10.20998/2413-4295.2017.23.07>.

9. Tenbohlen S., Jagers J., Vahidi F. Standardized survey of transformer reliability: on behalf of CIGRE WG A2.37. *2017 International Symposium on Electrical Insulating Materials (ISEIM)*, Toyohashi, Japan, 11–15 September 2017. DOI: <https://doi.org/10.23919/iseim.2017.8166559>.

10. Causes of transformer failures and diagnostic methods – A review / C. AJ et al. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2018. Vol. 82. P. 1442–1456. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.05.165>.

11. Robertson G. Seven of the most common causes of Transformer Failure, and how to reduce the likelihood of failure. *Bowers Electrical*. URL: <https://www.bowerselec.co.uk/insights/7-causes-of-transformer-failure/>.

12. Wang M., Vandermaar A. J., Srivastava K. D. Review of condition assessment of power transformers in service. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2002. Vol. 18, no. 6. P. 12–25. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2002.1161455>.

13. Oil-Immersed power transformer condition monitoring methodologies: a review / L. Jin et al. *Energies*. 2022. Vol. 15, no. 9. 3379. DOI: <https://doi.org/10.3390/en15093379>.

14. Про схвалення Плану розвитку системи розподілу АТ «ХАРКІВОБЛЕНЕРГО» на 2021-2025 роки : Постанова Національної комісії, що здійснює державне регулювання у сферах енергетики та комунальних послуг від 25.11.2020 р. № 2157. URL: https://www.oblenergo.kharkov.ua/sites/default/files/pdf/prsr_at_harkivoblenergo_na_21-25_zatv._postanovoju_nkrekr_vid_25.11.2020_no_2157_.pdf.

15. Розробка пропозицій щодо відновлення показників якості трансформаторного масла у трансформаторних підстанціях військових аеродромів / Г. І. Лагутін та ін. *Збірник наукових праць Харківського національного університету Повітряних Сил*. 2022. № 4 (74). С. 72–77. DOI: <https://doi.org/10.30748/zhups.2022.74.10>.

16. Електротехнічні матеріали : навчально-методичний посібник / уклад. В. Коваленко. Запоріжжя, 2013. 147 с.
17. Sevastyanova O., Pasalskiy B., Zhmud B. Copper release kinetics and ageing of insulation paper in oil-immersed transformers. *Engineering*. 2015. Vol. 07, no. 08. P. 514–529. DOI: <https://doi.org/10.4236/eng.2015.78048>.
18. Tyuryumina A., Batrak A., Sekackiy V. Determination of transformer oil quality by the acoustic method. *MATEC Web of Conferences*. 2017. Vol. 113. 01008. DOI: <https://doi.org/10.1051/mateconf/201711301008>.
19. Богомолова О. С., Рій І. В. Встановлення залишкового терміну експлуатації силового трансформатора. *Progressive research in the modern world: Proceedings of X International Scientific and Practical Conference*, м. Boston, USA, 22–24 черв. 2023 р. Boston, USA, 2023.
20. Condition monitoring of in-service oil-filled transformers: case studies and experience / U. M. Rao et al. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2019. Vol. 35, no. 6. P. 33–42. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2019.8878258>.
21. 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>.
22. Meshkatodd 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>.
23. Influence of artificial thermal aging on transformer oil properties / S. Abdi et al. *Electric Power Components and Systems*. 2011. Vol. 39, no. 15. P. 1701–1711. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2011.608772>.
24. Research on aging characteristics and chemical composition of hydrogenated transformer oil / X. D. Ouyang et al. *Advanced Materials Research*. 2012. Vol. 614-615. P. 1131–1137. DOI: <https://doi.org/10.4028/www.scientific.net/amr.614-615.1131>.
25. 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.

26. Characteristics of dielectric fluids in power transformer applications – a review. *International Journal of Recent Trends in Engineering and Research*. 2017. Vol. 3, no. 2. P. 239–245. DOI: <https://doi.org/10.23883/ijrter.2017.3032.ihoat>.

27. 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.

28. Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques / S. Degeratu et al. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*. 2014. Vol. 119, no. 3. P. 1679–1692. DOI: <https://doi.org/10.1007/s10973-014-4276-3>.

29. Application of fluorescence emission ratio technique for transformer oil monitoring / B. Wicaksono et al. *Measurement*. 2013. Vol. 46, no. 10. P. 4161–4165. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2013.07.033>.

30. Hussain K., Karmakar S. Condition assessment of transformer oil using UV-Visible spectroscopy. *2014 Eighteenth National Power Systems Conference (NPSC)*, Guwahati, India, 18–20 December 2014. DOI: <https://doi.org/10.1109/npsc.2014.7103841>.

31. Uzair M., Banakara B. Failure Analysis of Power Transformers by DGA, Oil Tests and Markov Approach. *International Journal of Engineering Applied Sciences and Technology (IJEAST)*. 2016, vol. 1, no. 8, pp. 250–255.

32. Impact of low molecular weight acids on oil impregnated paper insulation degradation / K. Kouassi et al. *Energies*. 2018. Vol. 11, no. 6. 1465. DOI: <https://doi.org/10.3390/en11061465>.

33. The effect of acid accumulation in power-transformer oil on the aging rate of paper insulation / N. Lelekakis et al. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 2014. Vol. 30, no. 3. P. 19–26. DOI: <https://doi.org/10.1109/mei.2014.6804738>.

34. 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>.

35. 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>.

36. The correlation of transformer oil electrical properties with water content using a regression approach / S. Abdi et al. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 8. 2089. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14082089>.

37. A new non-linear model for transformer oil residual operating time / M. A. A. Wahab et al. *2008 12th International Middle East Power System Conference - MEPCON*, Aswan, Egypt, 12–15 March 2008. P. 66–70. DOI: <https://doi.org/10.1109/mepcon.2008.4562315>.

38. Surya Subaga I. G., Manuaba I. B. G., Sukerayasa I. W. Analisis prediktif pemeliharaan minyak transformator menggunakan metode markov. *Jurnal SPEKTRUM*. 2019. Vol. 6, no. 4. P. 96. DOI: <https://doi.org/10.24843/spektrum.2019.v06.i04.p14>.

39. Liang Z., Parlikad A. A Markovian model for power transformer maintenance. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2018. Vol. 99. P. 175–182. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.024>.

40. Distribution transformer oil age prediction using neuro wavelet / N. E. Setiawati et al. 2018 *10th International Conference on Information Technology and Electrical Engineering (ICITEE)*, Kuta, 24–26 July 2018. P. 202–207. DOI: <https://doi.org/10.1109/iciteed.2018.8534830>.

41. Wahab M. A. A., Hamada M. M., Mohamed A. Artificial neural network and non-linear models for prediction of transformer oil residual operating time. *Electric Power Systems Research*. 2011. Vol. 81, no. 1. P. 219–227. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2010.08.010>.

42. Rexhepi V., Nakov P. Condition assessment of power transformers status based on moisture level using fuzzy logic techniques. *Journal of Mechatronics*,

Electrical Power, and Vehicular Technology. 2018. Vol. 9, no. 1. P. 17. DOI: <https://doi.org/10.14203/j.mev.2018.v9.17-24>.

43. 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. DOI: <https://doi.org/10.1109/sces50439.2020.9236724>.

44. Senoussaoui M. E. A., Brahami M., Fofana I. Transformer oil quality assessment using random forest with feature engineering. *Energies*. 2021. Vol. 14, no. 7. 1809. DOI: <https://doi.org/10.3390/en14071809>.

45. Alqudsi A., El-Hag A. Application of machine learning in transformer health index prediction. *Energies*. 2019. Vol. 12, no. 14. 2694. DOI: <https://doi.org/10.3390/en12142694>.

46. Condition evaluation of transformer oil-immersed insulation by applying genetic algorithm support vector machine / J. Li et al. *2020 IEEE International Conference on High Voltage Engineering and Application (ICHVE)*, Beijing, 6–10 September 2020. DOI: <https://doi.org/10.1109/ichve49031.2020.9279796>.

47. Moisture diagnosis of transformer oil-immersed insulation with intelligent technique and frequency-domain spectroscopy / J. Liu et al. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*. 2021. P. 4624–4634. DOI: <https://doi.org/10.1109/tii.2020.3014224>.

48. Suwanasri T., Phadungthin R., Suwanasri C. Risk-based maintenance for asset management of power transformer: practical experience in Thailand. *International Transactions on Electrical Energy Systems*. 2013. Vol. 24, no. 8. P. 1103–1119. DOI: <https://doi.org/10.1002/etep.1764>.

49. Milosavljevic S., Janjic A. Integrated transformer health estimation methodology based on markov chains and evidential reasoning. *Mathematical Problems in Engineering*. 2020. Vol. 2020. P. 1–12. DOI: <https://doi.org/10.1155/2020/7291749>.

50. Tamma W. R., Prasajo R. A., Suwarno. High voltage power transformer condition assessment considering the health index value and its decreasing rate. *High*

Voltage. 2021. Vol. 6, no. 2. P. 314–327. DOI: <https://doi.org/10.1049/hve2.12074>.

51. Islam M. M., Lee G., Hettiwatte S. N. Application of a general regression neural network for health index calculation of power transformers. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2017. Vol. 93. P. 308–315. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.06.008>.

52. Operational vulnerability indicator for prioritization and replacement of power transformers in substation / W. I. Schmitz et al. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*. 2018. Vol. 102. P. 60–70. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2018.04.012>.

53. Sarajcev P., Jakus D., Vasilj J. Optimal scheduling of power transformers preventive maintenance with Bayesian statistical learning and influence diagrams. *Journal of Cleaner Production*. 2020. Vol. 258. 120850. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120850>.

54. 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>.

55. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Особенности статистической обработки результатов эксплуатационных испытаний при исследовании законов распределения результатов хроматографического анализа растворенных в масле газов. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Техніка та електрофізика високих напруг. 2013. № 60 (1033). С. 136–150.

56. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Аналіз законів розподілу концентрацій газів, розчинених в маслі високовольтних трансформаторів негерметичного виконання. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2014. № 24 (1067). С. 102–117.

57. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Анализ законов распределения отношений пар газов, рекомендуемых СОУ - Н ЕЕ 46.501 для распознавания

типа дефекта в высоковольтных трансформаторах. *Енергетика та електрифікація*. 2013. № 8. С. 36–47.

58. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Анализ законов распределения отношений пар газов, рекомендуемых зарубежными методиками для распознавания типа дефекта в высоковольтных трансформаторах. *Світлотехніка та електроенергетика*. 2013. № 3-4. С. 67–81.

59. Шутенко О. В. Анализ законов распределения скоростей нарастания газов в высоковольтных трансформаторах негерметичного исполнения. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Техніка та електрофізика високих напруг*. 2017. № 15 (1237). С. 103–110.

60. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Analysis of distribution laws of insulation indicators of high-voltage oil-filled bushings of hermetic and non-hermetic execution. *Technology audit and production reserves*. 2018. Vol. 4, no. 1(42). P. 30–39. DOI: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.140873>.

61. Теорія ймовірностей та математична статистика: навч. посіб./ О. І. Кушлик-Дивульська, Н. В. Поліщук, Б. П. Орел, П. І. Штабальок. – К: НТУУ «КПІ», 2014. – 212 с. – Бібліогр.: с.205. – 300пр

62. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных. Харків : НТУ «ХПІ», 2013. 268 с.

63. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Математические основы технической диагностики объектов электрических сетей : учеб. пособ. в двух частях, часть 1. Харків : НТУ «ХПІ», 2017. 266 с

64. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслонаповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки. Київ: Міністерство палива та енергетики України, 2007. 91 с.

65. 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>.

66. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Коригування гранично допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел методом мінімального ризику. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2020. № 1 (1). С. 105–114. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.16>.

67. Shutenko O., Zagaynova A., Serdyukova G. Determining the maximally permissible values for the indicators of insulation of sealed entrance bushings with a voltage of 110 kV using the method of minimal risk. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2018. Vol. 5, no. 8 (95). P. 6–15. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2018.142185>.

68. Oleg S., Aleksandra Z. Maximum permissible value correction for dielectric loss tangent of 110 kv air-tight bushing basic insulation subject to operational factors impact. *2018 IEEE 3rd International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)*, Kharkiv, 10–14 September 2018. P. 45–50. DOI: <https://doi.org/10.1109/ieps.2018.8559523>.

69. 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>.

70. IEC 60422:2013. Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance. Чинний від 2013-01-10. Вид. офіц. 2013. 93 с.

71. Determination of oil parameters inside a transformer. *Prospectus of SD Myers Inc.* Akron, Ohio, USA. 1998.

72. Шутенко О. В. Комплексный корреляционный анализ показателей качества трансформаторного масла. *Вісник Національного технічного*

університету «ХПІ». Серія: Проблеми удосконалювання електричних машин і апаратів. 2008. № 45. С. 161–172.

73. 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. DOI: <https://doi.org/10.1109/khpiweek57572.2022.9916502>.

74. Breakdown voltage of transformer oil contaminated with iron particles at pulsating DC voltage / J. Zhang et al. *Electric Power Components and Systems*. 2018. Vol. 46, no. 11-12. P. 1321–1329. DOI: <https://doi.org/10.1080/15325008.2018.1488894>.

75. 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>.

76. Bubbles in transformer oil: dynamic behavior, internal discharge, and triggered liquid breakdown / R. Zhang et al. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2022. Vol. 29, no. 1. P. 86–94. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2022.3148484>.

77. Діагностика стану електротехнічного обладнання / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: О. Р. Проценко Я. Київ: *КПІ ім. Ігоря Сікорського*, 2022. – 162 с.

78. Aging effect on electrical characteristics of insulating oil in field transformer / M. Kohtoh et al. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*. 2009. Vol. 16, no. 6. P. 1698–1706. DOI: <https://doi.org/10.1109/tdei.2009.5361592>.

79. Шутенко О.В., Пономаренко С.Г. Визначення функції середнього ризику для діагностики стану трансформаторних масел по комплексу діагностичних ознак. *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)* : збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції. м. Харків, 20–23 грудня 2022 р. С.

96-101.

80. Shutenko O. Determine the boundary value of the concentration of gases dissolved in oil of method minimum risk. *2017 IEEE First Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)*, Kiev, 29 May – 2 June 2017. P. 468–472. DOI: <https://doi.org/10.1109/ukrcon.2017.8100533>.

81. Shutenko O., Proskurnia O., Abramov V. Comparative analysis of risks which are accompanied by the use of typical and boundary gases concentrations for the diagnostics of high voltage transformers. *Energetika*. 2018. Vol. 64, no. 3. P. 137–145. DOI: <https://doi.org/10.6001/energetika.v64i3.3806>.

82. Шутенко О. В. Визначення граничних значень концентрацій газів з урахуванням типу захисту масла високовольтних трансформаторів. *Електротехніка та електроенергетика*. 2019. № 4. С. 30–42. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2018-4-3>.

83. Казак В. М. Основи контролю та технічної діагностики: підруч. / В. М. Казак. -К.: НАУ, 2013. -300 с

84. Шутенко О. В. Аналіз динаміки зміни критеріїв, що використовуються для інтерпретації результатів арг, у справних високовольтних трансформаторах негерметичного виконання. *Електротехніка та електроенергетика*. 2018. № 2. С. 74–83. DOI: <https://doi.org/10.15588/1607-6761-2017-2-8>.

85. Shutenko O. Method for detection of developing defects in high-voltage power transformers by results of the analysis of dissolved oil gases. *Acta Electrotechnica et Informatica*. 2018. Vol. 18, no. 1. P. 11–18. DOI: <https://doi.org/10.15546/aeei-2018-0002>.

86. Шутенко О. В., Загайнова А. А. Диагностика состояния высоковольтных маслонаполненных вводов на основе анализа динамики изменения показателей изоляции во времени. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Техніка та електрофізика високих напруг. 2019. № 18 (1343). С. 62–76.

87. Бондаренко В. Е., Шутенко О. В. Оптимизация системы

информационных показателей качества трансформаторного масла для технического эксплуатационного контроля маслонеполненного энергетического оборудования. *Інформаційно-керуючі системи на залізничному транспорті*. 2003. № 2. С. 46–50.

88. Шутенко О. В. Оценка информативности показателей качества трансформаторного масла при эксплуатационном контроле технического состояния изоляции высоковольтных трансформаторов. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Електроенергетика і перетворююча техніка. 2004. № 7. С. 88–98.

89. Бондаренко В. Е., Щапов П. Ф., Шутенко О. В. *Повышение эффективности эксплуатационного измерительного контроля трансформаторных масел : монография*. Харків: НТУ «ХПІ», 2007. 452 с.

90. Електротехнічні матеріали / КПІ ім. Ігоря Сікорського; уклад.: В.М. Кириленко, К.В. Кириленко. В.М. Головка. – Київ: *КПІ ім Ігоря Сікорського*, 2021. – 224 с.

91. Математична статистика. Навч. посіб. – К.: Центр учбової літератури, 2012. – 304 с.

92. Seber G. A. *Linear regression analysis*. John Wile and Sons : New York, 1977. 456 p.

93. 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.

94. Шутенко О. В. Ковариационный анализ моделей старения трансформаторного масла. *Вісник Національного університету “Львівська політехніка”*. Серія: Електроенергетичні та електромеханічні системи. 2003. № 485. С. 163–169.

95. 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>.

96. Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз інтенсивності старіння масла в трансформаторах напругою 110 кВ та автотрансформаторах напругою 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2021. № 2(3). С. 124–136. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2021.02.06>.

97. Шутенко О. В., Абрамов В. Б., Баклай Д. Н. Анализ факторов, влияющих на однородность массивов концентраций растворенных в масле газов. *Енергетика та електрифікація*. 2013. № 6. С. 39–50.

98. 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>.

99. Пономаренко С. Г. Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 2 (5). С. 58–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.02.12>.

100. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Оцінка ефективності процедур статистичної обробки для підвищення достовірності результатів експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел. *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. 2022. № 11-12(165-166). С. 43–56. DOI: <https://doi.org/10.20998/2218-1849.2021.11.05>.

101. Пономаренко С. Г. Аналіз впливу тривалості експлуатації на значення показників масла в автотрансформаторах 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2023. № 1 (6). С. 65–76. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2023.01.17>.

102. Експлуатація та режими роботи електростанцій / КПІ ім. Ігоря Сікорського ; уклад.: Є. І. Бардик, П. Л. Денисюк, О. Л. Бондаренко. – Київ :

КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2022. - 145 с.

103. Шутенко О. В. Исследование влияния загрузки трансформатора на состояние масла в процессе эксплуатации. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Електроенергетика і перетворююча техніка. 2004. № 22. С. 121–126.

104. Шутенко О. В. Исследование влияния режимов работы трансформаторов на интенсивность старения масла. *Енергетика та електрифікація*. 2008. № 8. С. 54–59

105. 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>.

106. 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.

107. Пономаренко С. Г. Формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2022. № 1(4). С. 62–72. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.01.11>.

108. Шутенко О. В. Оценка влияния условий эксплуатации на интенсивность старения трансформаторных масел. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. 2010. №1. С. 171–179.

109. 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>.

110. Давыденко А. П. Организация и планирование научных исследований, патентоведение. Харків: НТУ «ХПІ», 2004. 320 с.
111. Шутенко О. В. Особенности дрейфа показателей качества трансформаторного масла в течении длительной эксплуатации. *Інтегровані технології та енергозбереження*. 2007. № 4. С. 26–30.
112. 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>.
113. Пономаренко С. Г. Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність*. 2022. № 2 (5). С. 58–66. DOI: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2022.02.12>.
114. Пономаренко С. Г. Аналіз залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації в автотрансформаторах 330 кВ. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD) : тези доповідей XXX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2022, м. Харків, 19–21 жовтня 2022 р.* С. 83.
115. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г., Холодний О. Г. Аналіз характеру зміни показників масел в процесі тривалої експлуатації трансформаторів. *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2021) : збірник наукових праць V Міжнародної науково-технічної конференції, м. Харків, 9–12 листопада 2021 р.* С. 113-116.
116. Луг М.Т., Мірошник О.В., Трунова І.М.. Основи технічної експлуатації енергетичного обладнання АПК.: Підручник для студентів ВНЗ. - Харків: Факт. 2008. - 438 с.
117. 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. DOI: <https://doi.org/10.1109/mees52427.2021.9598490>.

118. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Оцінка ступеня старіння трансформаторних масел на основі аналізу траєкторії показників. *Проблеми енергоресурсозбереження в промисловому регіоні. Наука і практика* : збірник тез доповідей V Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених, спеціалістів, аспірантів, м. Маріуполь, 19–20 листопада 2019 р. С. 19–21.

119. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Оцінка ступеня старіння трансформаторних масел на основі методу траєкторій. *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2020, м. Харків, 28–30 жовтня 2020 р. С. 147.

120. Шутенко О. В., Баклай Д. В. Информационноаналитическая система для диагностики состояния высоковольтного электроэнергетического оборудования. *Енергетика та електрифікація*. 2011. № 8. С. 32–41.

121. Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. Informational and analytical system for diagnostics of the electric power equipment condition. *2020 IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)*, Kyiv, Ukraine, 12–14 May 2020. P. 105–110. DOI: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160251>.

122. Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г., Швець С. І. Принципи побудови функціональних модулів в інформаційно-аналітичній системі «СИРЕНА». *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2021, м. Харків, Україна, 18–20 трав. 2021 р. Харків, 2021. С. 100.

123. Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г. Формування баз даних в інформаційно-аналітичній системі «СИРЕНА». *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)* : збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції, м. Харків, Україна, 20–23 груд. 2022 р. Харків, 2022. С. 94–95.

124. Шутенко О. В., Баклай Д. Н. Оценка степени окисления трансформаторных масел с помощью модели множественной нелинейной регрессии. *Вісник Національного технічного університету «ХПІ». Серія: Техніка та електрофізика високих напруг.* 2011. № 16. С. 192–200.

125. 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>.

126. 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.* DOI: <https://doi.org/10.1109/паер49887.2020.9240875>.

127. Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. Діагностика стану трансформаторних масел з використанням моделі множинної регресії. *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2019) : збірник наукових праць III Міжнародної науково-технічної конференції, м. Харків, 12–15 листопада 2019 р. С. 137–138.*

128. Нагорний, В.М. Введення в технічну діагностику машин. навч. посіб. / В.М. Нагорний. - Суми : СумДУ, 2011. - 483 с.

ДОДАТОК А

РЕЗУЛЬТАТИ АНАЛІЗУ ЗАКОНІВ РОЗПОДІЛУ ПОКАЗНИКІВ ДЛЯ
ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ ПРИДАТНИХ ТА НЕ ПРИДАТНИХ ДО
ПОДАЛЬШОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Таблиця А.1 – Статистичні характеристики однорідних масивів показників масла, придатного до експлуатації в трансформаторах 110 кВ

| Масив | N | M_x | D_x | j_s | j_k |
|---------------------------------|------|------------|------------|--------|--------|
| Температура спалаху масла | | | | | |
| D ₁₀ | 3746 | 143,579418 | 13,06904 | 0,809 | 4,281 |
| D ₁₁ | 284 | 140,059859 | 2,866135 | -0,346 | 3,693 |
| D ₁₂ | 364 | 142,931319 | 2,030997 | -0,385 | 4,521 |
| D ₁₃ | 185 | 144,535135 | 3,600117 | -0,144 | 2,361 |
| D ₁₄ | 188 | 146,930851 | 15,968623 | -0,088 | 3,404 |
| D ₁₅ | 280 | 149,089286 | 9,988457 | -0,172 | 3,308 |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | |
| D ₁₀ | 3339 | 0,034848 | 0,000592 | 0,817 | 2,685 |
| D ₁₁ | 218 | 0,015311 | 0,000087 | 0,587 | 2,472 |
| D ₁₂ | 198 | 0,027884 | 0,00007 | 0,711 | 3,303 |
| D ₁₃ | 250 | 0,045944 | 0,000395 | 0,175 | 2,262 |
| D ₁₄ | 129 | 0,046434 | 0,000192 | -0,175 | 2,907 |
| D ₁₅ | 156 | 0,051679 | 0,000446 | 0,224 | 2,462 |
| D ₁₆ | 361 | 0,045917 | 0,000500 | 0,807 | 3,988 |
| D ₁₇ | 333 | 0,064655 | 0,001557 | 0,690 | 2,978 |
| Пробивна напруга масла | | | | | |
| D ₁₀ | 3435 | 58,262667 | 116,058219 | 0,109 | 2,627 |
| D ₁₁ | 135 | 49,038519 | 44,673183 | 0,0748 | 2,423 |
| D ₁₂ | 609 | 60,654351 | 115,838869 | -0,249 | 2,468 |
| D ₁₃ | 360 | 68,110833 | 123,619522 | -0,350 | 2,620 |
| D ₁₄ | 286 | 69,421678 | 109,698341 | -0,524 | 2,902 |
| D ₁₅ | 204 | 71,066176 | 124,016356 | -0,657 | 3,038 |
| tg δ при 20 °С | | | | | |
| D ₁₀ | 268 | 0,182246 | 0,067281 | 7,962 | 83,730 |
| D ₁₁ | 109 | 0,141835 | 0,008986 | 0,793 | 3,075 |
| D ₁₂ | 141 | 0,188596 | 0,014915 | 0,959 | 3,713 |
| tg δ при 70 °С | | | | | |
| D ₁₀ | 426 | 0,917268 | 2,170500 | 7,513 | 82,291 |
| D ₁₁ | 112 | 0,290446 | 0,038860 | 0,951 | 3,284 |
| D ₁₂ | 161 | 0,593634 | 0,162197 | 1,051 | 3,892 |

Закінчення таблиці А.1

| Масив | N | Mx | Dx | js | jk |
|------------------------------------|------|-----------|------------|--------|---------|
| D ₁₃ | 140 | 0,850321 | 0,306149 | 0,991 | 4,229 |
| tg δ при 90 °C | | | | | |
| D ₁₀ | 570 | 1,297158 | 12,095330 | 13,686 | 219,667 |
| D ₁₁ | 148 | 0,485811 | 0,126923 | 1,189 | 4,664 |
| D ₁₂ | 159 | 0,548679 | 0,133394 | 1,071 | 4,527 |
| D ₁₃ | 152 | 1,504605 | 1,133087 | 0,793 | 3,119 |
| D ₁₄ | 99 | 1,863737 | 1,848464 | 0,893 | 3,297 |
| Колір масла | | | | | |
| D ₁₀ | 2108 | 2,574953 | 1,769050 | 0,822 | 2,870 |
| D ₁₁ | 650 | 1,896923 | 0,597837 | 0,391 | 2,606 |
| D ₁₂ | 484 | 3,026860 | 3,096386 | 0,587 | 2,354 |
| D ₁₃ | 657 | 3,060122 | 1,917618 | 0,128 | 2,131 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | | | | | |
| D ₁₀ | 1191 | 0,006106 | 0,000281 | 11,835 | 257,889 |
| D ₁₁ | 108 | 0,004359 | 0,000005 | 1,452 | 6,673 |
| D ₁₂ | 231 | 0,005529 | 0,000006 | 0,025 | 2,611 |
| D ₁₃ | 92 | 0,006315 | 0,000009 | 0,194 | 2,655 |
| D ₁₄ | 116 | 0,006892 | 0,000008 | 0,182 | 2,301 |
| D ₁₅ | 91 | 0,007679 | 0,000007 | -0,120 | 2,684 |
| Вологовміст масла | | | | | |
| D ₁₀ | 1635 | 14,381787 | 116,663877 | 2,723 | 10,436 |
| D ₁₁ | 284 | 7,963 | 13,993306 | 0,511 | 2,773 |
| D ₁₂ | 546 | 9,2768 | 20,054587 | 0,469 | 2,375 |
| D ₁₃ | 520 | 10,748 | 16,643352 | 0,028 | 2,363 |

Таблиця А.2 – Статистичні характеристики однорідних масивів показників масла, придатного до експлуатації в автотрансформаторах 330 кВ

| Масив | N | M_x | D_x | j_s | j_k |
|----------------------------------|-----|------------|-----------|--------|---------|
| Температура спалаху масла | | | | | |
| D ₁₀ | 856 | 141,848131 | 10,217590 | 0,471 | 3,210 |
| D ₁₁ | 174 | 148,063218 | 4,358072 | -0,481 | 3,198 |
| D ₁₂ | 131 | 146,122137 | 2,534701 | -0,495 | 2,794 |
| D ₁₃ | 241 | 144,792531 | 1,873969 | -0,282 | 4,092 |
| D ₁₄ | 100 | 139,360000 | 2,590400 | -0,408 | 2,882 |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | |
| D ₁₀ | 850 | 0,015665 | 0,000662 | 15,882 | 356,965 |
| D ₁₁ | 180 | 0,007010 | 0,000007 | 0,253 | 3,007 |
| D ₁₂ | 99 | 0,007542 | 0,000009 | 0,090 | 2,585 |
| D ₁₃ | 110 | 0,008343 | 0,000010 | 0,104 | 2,497 |
| D ₁₄ | 114 | 0,008546 | 0,000010 | -0,015 | 2,636 |
| D ₁₅ | 206 | 0,019877 | 0,000140 | 0,794 | 3,373 |
| Пробивна напруга масла | | | | | |
| D ₁₀ | 852 | 68,995188 | 84,716867 | -1,481 | 10,952 |
| D ₁₁ | 210 | 74,162857 | 60,864239 | -0,193 | 3,252 |
| D ₁₂ | 240 | 68,347500 | 53,851160 | -0,267 | 3,169 |
| D ₁₃ | 149 | 66,809396 | 68,887612 | -0,286 | 2,630 |
| D ₁₄ | 130 | 65,853077 | 93,476029 | 0,0193 | 2,441 |
| tg δ при 90 $^{\circ}$ C | | | | | |
| D ₁₀ | 543 | 0,836640 | 2,408043 | 6,572 | 62,575 |
| D ₁₁ | 162 | 0,212093 | 0,018112 | 0,986 | 3,825 |
| D ₁₂ | 67 | 0,701701 | 0,124185 | 1,465 | 5,622 |
| D ₁₃ | 133 | 0,833985 | 0,432406 | 1,486 | 4,726 |
| D ₁₄ | 138 | 1,691609 | 0,984824 | 0,473 | 2,499 |
| Вміст в маслі механічних домішок | | | | | |
| D ₁₀ | 122 | 7,893852 | 32,249573 | 2,624 | 11,631 |
| D ₁₁ | 65 | 7,239231 | 9,591576 | 0,835 | 4,23 |
| D ₁₂ | 53 | 10,146226 | 59,996212 | 1,549 | 5,378 |
| Вологовміст масла | | | | | |
| D ₁₀ | 400 | 10,123280 | 30,923324 | 1,702 | 11,803 |
| D ₁₁ | 95 | 4,725653 | 9,111732 | 1,987 | 8,985 |
| D ₁₂ | 155 | 9,543226 | 17,576746 | 0,227 | 2,332 |

Таблиця А.3 – Статистичні характеристики однорідних масивів показників масла не придатного до експлуатації

| Масив | N | M_x | D_x | j_s | j_k |
|------------------------------------|-----|-----------|-----------|---------|-------|
| Трансформатори напругою 110 кВ | | | | | |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | |
| D ₂₁ | 303 | 0.177673 | 0.001155 | -0.176 | 2.421 |
| D ₂₂ | 141 | 0.283191 | 0.000225 | -0.092 | 2.402 |
| Пробивна напруга масла | | | | | |
| D ₂ | 275 | 27.647 | 19.814 | -0.653 | 3.083 |
| Вміст вологи масла | | | | | |
| D ₂ | 192 | 0.035904 | 0.000154 | 0.550 | 3.040 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | | | | | |
| D ₂ | 164 | 36.333659 | 100.10887 | 0.505 | 3.097 |
| Автотрансформатори напругою 330 кВ | | | | | |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | |
| D ₂ | 136 | 0.137456 | 0.000273 | -0.0113 | 3.200 |
| Пробивна напруга масла | | | | | |
| D ₂ | 123 | 41.550894 | 4.880138 | -0.666 | 2.875 |
| Вміст вологи масла | | | | | |
| D ₂ | 132 | 29.287879 | 22.728261 | -0.0120 | 2.237 |

Таблиця А.4 – Значення параметрів закону розподілу Вейбулла, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова Смирнова для показників масла придатного до експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ

| Масив | Параметри закону розподілу | | Значення критерію Пірсона | | | Значення критерію Колмогорова-Смирнова |
|---------------------------------|----------------------------|---------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | α | β | f | $\chi^2_{\text{розр.}}$ | $\chi^2_{\text{крит.}}$ | $\lambda_{\text{розр.}}$ |
| Температура спалаху масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 140,96 | 104,9 | 3 | 7,47 | 7,82 | 0,711 |
| D ₁₂ | 143,71 | 127,5 | 4 | 8,59 | 9,49 | 1,194 |
| D ₁₃ | 145,54 | 96,44 | 3 | 7,47 | 7,82 | 0,338 |
| D ₁₄ | 148,91 | 46,2 | 4 | 8,26 | 9,49 | 0,694 |
| D ₁₅ | 150,69 | 59,57 | 3 | 6,27 | 7,82 | 1,044 |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,0172 | 1,682 | 6 | 10,47 | 12,6 | 0,711 |
| D ₁₂ | 0,0308 | 3,706 | 5 | 21,26 | 11,1 | 1,001 |
| D ₁₃ | 0,0518 | 2,454 | 6 | 8,54 | 12,6 | 0,654 |
| D ₁₄ | 0,0514 | 3,702 | 4 | 7,92 | 9,49 | 0,674 |
| D ₁₅ | 0,0581 | 2,611 | 5 | 10,68 | 11,1 | 0,800 |
| D ₁₆ | 0,0519 | 2,154 | 4 | 6,074 | 9,49 | 0,545 |
| D ₁₇ | 0,0725 | 1,679 | 6 | 10,96 | 12,6 | 0,760 |
| Пробивна напруга масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 51,833 | 8,704 | 4 | 8,942 | 9,49 | 0,711 |
| D ₁₂ | 64,963 | 6,596 | 7 | 12,03 | 14,1 | 0,607 |
| D ₁₃ | 72,625 | 7,209 | 6 | 12,21 | 12,6 | 0,643 |
| D ₁₄ | 73,726 | 7,84 | 5 | 6,419 | 11,1 | 0,606 |
| D ₁₅ | 75,623 | 7,517 | 5 | 6,59 | 11,1 | 0,601 |
| tgδ при 20 °С | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,1576 | 1,515 | 4 | 9,439 | 9,49 | 1,017 |
| D ₁₂ | 0,2103 | 1,569 | 4 | 9,095 | 9,49 | 0,639 |
| tgδ при 70 °С | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,3221 | 1,491 | 4 | 5,079 | 9,49 | 0,697 |
| D ₁₂ | 0,6585 | 1,496 | 4 | 6,465 | 9,49 | 0,673 |
| D ₁₃ | 0,9478 | 1,562 | 4 | 1,865 | 9,49 | 0,311 |
| tgδ при 90 °С | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,5327 | 1,379 | 3 | 2,296 | 7,82 | 0,329 |
| D ₁₂ | 0,6101 | 1,526 | 3 | 1,173 | 7,82 | 0,275 |
| D ₁₃ | 1,6593 | 1,432 | 3 | 4,737 | 7,82 | 0,734 |
| D ₁₄ | 2,0442 | 1,383 | 3 | 2,764 | 7,82 | 0,383 |

Закінчення таблиці А.4

| Масив | Параметри закону розподілу | | Значення критерію Пірсона | | | Значення критерію Колмогорова-Смирнова |
|------------------------------------|----------------------------|---------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | α | β | f | $\chi^2_{\text{розр.}}$ | $\chi^2_{\text{крит.}}$ | $\lambda_{\text{розр.}}$ |
| Колір масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 2,1334 | 2,631 | 3 | 6,794 | 7,82 | 0,690 |
| D ₁₂ | 3,4054 | 1,772 | 4 | 8,456 | 9,49 | 0,739 |
| D ₁₃ | 3,453 | 2,339 | 3 | 6,523 | 7,82 | 0,656 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,0049 | 1,986 | 2 | 2,765 | 5,99 | 0,449 |
| D ₁₂ | 0,0062 | 2,365 | 6 | 6,383 | 12,6 | 0,446 |
| D ₁₃ | 0,0071 | 2,207 | 4 | 1,468 | 9,49 | 0,288 |
| D ₁₄ | 0,0078 | 2,554 | 4 | 3,736 | 9,49 | 0,378 |
| D ₁₅ | 0,0086 | 3,112 | 3 | 2,277 | 7,82 | 0,344 |
| Вологовміст масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 8,9923 | 2,239 | 5 | 2,137 | 11,1 | 0,279 |
| D ₁₂ | 10,478 | 2,176 | 7 | 10,06 | 14,1 | 0,552 |
| D ₁₃ | 12,05 | 2,849 | 7 | 8,763 | 14,1 | 0,385 |

Таблиця А.5 – Значення параметрів закону розподілу Вейбулла, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова-Смирнова для показників масла придатного до експлуатації в автотрансформаторах напругою 330 кВ

| Масив | Параметри закону розподілу | | Значення критерію Пірсона | | | Значення критерію Колмогорова-Смирнова |
|----------------------------------|----------------------------|---------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | α | β | f | $\chi^2_{\text{розр.}}$ | $\chi^2_{\text{крит.}}$ | $\lambda_{\text{розр.}}$ |
| Температура спалаху масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 149,16 | 89,71 | 4 | 8,848 | 9,49 | 0,672 |
| D ₁₂ | 146,99 | 116,1 | 4 | 9,330 | 9,49 | 0,556 |
| D ₁₃ | 145,54 | 134,3 | 3 | 7,510 | 7,82 | 0,971 |
| D ₁₄ | 140,23 | 109,2 | 4 | 8,678 | 9,49 | 0,671 |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,0079 | 2,899 | 2 | 0,609 | 5,99 | 0,228 |
| D ₁₂ | 0,0085 | 2,766 | 4 | 5,851 | 9,49 | 0,586 |
| D ₁₃ | 0,0094 | 2,812 | 5 | 9,364 | 11,1 | 0,693 |
| D ₁₄ | 0,0096 | 2,986 | 3 | 1,939 | 7,82 | 0,401 |
| D ₁₅ | 0,0223 | 1,725 | 2 | 4,943 | 5,99 | 0,699 |
| Пробивна напруга масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 77,523 | 11,48 | 3 | 5,235 | 7,82 | 0,890 |
| D ₁₂ | 71,499 | 11,24 | 4 | 8,207 | 9,49 | 0,893 |
| D ₁₃ | 70,319 | 9,612 | 4 | 2,768 | 9,49 | 0,260 |
| D ₁₄ | 69,855 | 8,038 | 4 | 9,229 | 9,49 | 0,754 |
| tg δ при 90 $^{\circ}$ C | | | | | | |
| D ₁₁ | 0,237 | 1,605 | 3 | 1,485 | 7,82 | 0,459 |
| D ₁₂ | 0,7926 | 2,055 | 2 | 2,710 | 5,99 | 0,509 |
| D ₁₃ | 0,9018 | 1,283 | 3 | 7,286 | 7,82 | 0,760 |
| D ₁₄ | 1,9017 | 1,745 | 4 | 0,685 | 9,49 | 0,181 |
| Вміст в маслі механічних домішок | | | | | | |
| D ₁₁ | 8,1592 | 2,457 | 2 | 3,024 | 5,99 | 0,709 |
| D ₁₂ | 11,018 | 1,309 | 1 | 1,052 | 3,84 | 0,335 |
| Вологовміст масла | | | | | | |
| D ₁₁ | 9,2755 | 1,587 | 1 | 1,068 | 3,84 | 0,178 |
| D ₁₂ | 9,762 | 2,407 | 5 | 3,305 | 11,1 | 0,301 |

Таблиця А.6 – Значення параметрів закону розподілу Вейбулла, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова Смирнова для показників масла не придатного до експлуатації в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ

| Масив | Параметри закону розподілу | | Значення критерію Пірсона | | | Значення критерію Колмогорова-Смирнова |
|------------------------------------|----------------------------|---------|---------------------------|-------------------------|-------------------------|--|
| | α | β | f | $\chi^2_{\text{розр.}}$ | $\chi^2_{\text{крит.}}$ | $\lambda_{\text{розр.}}$ |
| Трансформатори напругою 110 кВ | | | | | | |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | | |
| D ₂₁ | 0,1911 | 6,07 | 6 | 2,990 | 12,6 | 0,376 |
| D ₂₂ | 0,2901 | 23,36 | 4 | 1,843 | 9,49 | 0,265 |
| Пробивна напруга масла | | | | | | |
| D ₂ | 29,459 | 7,311 | 4 | 3,162 | 9,49 | 0,228 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | | | | | | |
| D ₂ | 0,0401 | 3,155 | 5 | 3,009 | 11,1 | 0,420 |
| Вологовміст масла | | | | | | |
| D ₂ | 39,98 | 4,059 | 3 | 1,850 | 7,82 | 0,338 |
| Автотрансформатори напругою 330 кВ | | | | | | |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | | |
| D ₂ | 0,1445 | 9,955 | 4 | 7,427 | 9,49 | 0,704 |
| Пробивна напруга масла | | | | | | |
| D ₂ | 42,576 | 23,25 | 4 | 2,763 | 9,49 | 0,323 |
| Вологовміст масла | | | | | | |
| D ₂ | 31,232 | 7,196 | 4 | 2,690 | 9,49 | 0,407 |

ДОДАТОК Б

ГРАНИЧНІ ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ
ОТРИМАНИХ МЕТОДОМ МІНІМАЛЬНОГО РИЗИКУ ДЛЯ ОДНОМІРНИХ
РОЗПОДІЛІВ

Таблиця Б.1- Граничні значення показників трансформаторних масел в трансформаторах 110 кВ

| Показник | Масив | Параметри закону розподілу | | Граничні значення що забезпечують мінімум ризику |
|------------------------------------|----------------|----------------------------|---------|--|
| | | α | β | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 0.0172 | 1.682 | 0.053 |
| | D ₂ | 0.0308 | 3.706 | 0.053 |
| | D ₃ | 0.0514 | 3.702 | 0.079 |
| | D ₄ | 0.0518 | 2.454 | 0.086 |
| | D ₅ | 0.0519 | 2.154 | 0.088 |
| | D ₆ | 0.0581 | 2.611 | 0.091 |
| | D ₇ | 0.0725 | 1.679 | 0.098 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | D ₁ | 0.0049 | 1.986 | 0.009 |
| | D ₂ | 0.0062 | 2.365 | 0.011 |
| | D ₃ | 0.0071 | 2.207 | 0.012 |
| | D ₄ | 0.0078 | 2.554 | 0.012 |
| | D ₅ | 0.0086 | 3.112 | 0.012 |
| Вологовміст | D ₁ | 8.9923 | 2.239 | 14.557 |
| | D ₂ | 10.478 | 2.176 | 15.703 |
| | D ₃ | 12.05 | 2.849 | 16.606 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 51.833 | 8.704 | 37.745 |
| | D ₂ | 64.963 | 6.596 | 38.595 |
| | D ₃ | 72.625 | 7.209 | 39.298 |
| | D ₄ | 73.726 | 7.84 | 39.563 |
| | D ₅ | 75.623 | 7.517 | 39.583 |

Таблиця Б.2- Граничні значення показників трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ

| Показник | Масив | Параметри закону розподілу | | Граничні значення що забезпечують мінімум ризику |
|---------------------------------|----------------|----------------------------|---------|--|
| | | α | β | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 0.0079 | 2.899 | 0.021 |
| | D ₂ | 0.0085 | 2.766 | 0.023 |
| | D ₃ | 0.0094 | 2.812 | 0.025 |
| | D ₄ | 0.0096 | 2.986 | 0.024 |
| | D ₅ | 0.0223 | 1.725 | 0.065 |
| Вологовміст | D ₁ | 9.2755 | 1.587 | 16.238 |
| | D ₂ | 10.762 | 2.407 | 16.611 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 77.523 | 11.48 | 47.095 |
| | D ₂ | 71.499 | 11.24 | 46.879 |
| | D ₃ | 70.319 | 9.612 | 46.717 |
| | D ₄ | 69.855 | 8.038 | 46.587 |

Таблиця Б.3 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих чинним в Україні стандартом для трансформаторів 110 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|------------------------------------|----------------|--|------------------------|----------|----------|--------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | $4.1576 \cdot 10^{-9}$ | 0.9806 | 0.01943 | 0.0971 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.9806 | 0.01943 | 0.0971 |
| | D ₃ | 0.9999 | $8.1290 \cdot 10^{-6}$ | 0.9806 | 0.01943 | 0.0972 |
| | D ₄ | 0.9934 | 0.00658 | 0.9806 | 0.01943 | 0.1034 |
| | D ₅ | 0.9835 | 0.0165 | 0.9806 | 0.0194 | 0.1128 |
| | D ₆ | 0.9838 | 0.0161 | 0.9806 | 0.0194 | 0.1125 |
| | D ₇ | 0.8202 | 0.1798 | 0.9806 | 0.0194 | 0.2679 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | D ₁ | 0.9997 | 0.0002 | 0.9645 | 0.0355 | 0.1777 |
| | D ₂ | 0.9989 | 0.0010 | 0.9645 | 0.0355 | 0.1785 |
| | D ₃ | 0.9886 | 0.0114 | 0.9645 | 0.0355 | 0.1883 |
| | D ₄ | 0.9884 | 0.0116 | 0.9645 | 0.0355 | 0.1886 |
| | D ₅ | 0.0613 | 0.9387 | 0.9645 | 0.0355 | 1.0693 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9999 | $5.1754 \cdot 10^{-5}$ | 0.8618 | 0.1382 | 0.6909 |
| | D ₂ | 0.9987 | 0.0013 | 0.8618 | 0.1382 | 0.6922 |
| | D ₃ | 0.9997 | 0.0003 | 0.8618 | 0.1382 | 0.6912 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9677 | 0.0323 | 0.9705 | 0.0295 | 0.1779 |
| | D ₂ | 0.9832 | 0.0168 | 0.9705 | 0.0295 | 0.1632 |
| | D ₃ | 0.9948 | 0.0052 | 0.9705 | 0.0295 | 0.1522 |
| | D ₄ | 0.9971 | 0.0029 | 0.9705 | 0.0295 | 0.15 |
| | D ₅ | 0.997 | 0.003 | 0.9705 | 0.0295 | 0.1502 |

Таблиця Б.4 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих чинним в Україні стандартом для трансформаторів 330 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---------------------------------|----------------|--|------------------------|----------|----------|--------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.1264 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.1264 |
| | D ₃ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.1264 |
| | D ₄ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.1264 |
| | D ₅ | 1 | $1.6625 \cdot 10^{-6}$ | 0.9747 | 0.0253 | 0.1265 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9661 | 0.0339 | 0.9603 | 0.0397 | 0.2305 |
| | D ₂ | 0.9883 | 0.0117 | 0.9603 | 0.0397 | 0.2094 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9981 | 0.0019 | 0.9733 | 0.0267 | 0.1353 |
| | D ₂ | 0.9945 | 0.0055 | 0.9733 | 0.0267 | 0.1387 |
| | D ₃ | 0.9864 | 0.0136 | 0.9733 | 0.0267 | 0.1464 |
| | D ₄ | 0.9713 | 0.0287 | 0.9733 | 0.0267 | 0.1608 |

Таблиця Б.5 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих стандартом МЕК для трансформаторів 110 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | <i>R</i> |
|---------------------------------|----------------|--|-------------------------|----------|-----------------------|----------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₃ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₄ | 1 | $1.1270 \cdot 10^{-12}$ | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₅ | 1 | $1.1533 \cdot 10^{-8}$ | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₆ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₇ | 0.9959 | 0.0041 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6659 |
| Вологовміст | D ₁ | 1 | 0 | 0.7322 | 0.2678 | 1.3390 |
| | D ₂ | 0.9999 | 0.0001 | 0.7322 | 0.2678 | 1.3390 |
| | D ₃ | 1 | $1.4473 \cdot 10^{-6}$ | 0.7322 | 0.2678 | 1.3390 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9005 | 0.0995 | 0.9999 | $8.638 \cdot 10^{-5}$ | 0.095 |
| | D ₂ | 0.96 | 0.04 | 0.9999 | $8.638 \cdot 10^{-5}$ | 0.0384 |
| | D ₃ | 0.9865 | 0.0135 | 0.9999 | $8.638 \cdot 10^{-5}$ | 0.0132 |
| | D ₄ | 0.9918 | 0.0082 | 0.9999 | $8.638 \cdot 10^{-5}$ | 0.0083 |
| | D ₅ | 0.9917 | 0.0083 | 0.9999 | $8.638 \cdot 10^{-5}$ | 0.0083 |

Таблиця Б.6 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих стандартом МЕК для трансформаторів 330 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | <i>R</i> |
|---------------------------------|----------------|--|-------------------------|----------|----------|----------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | 0 | 0.2344 | 0.7655 | 3.8277 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.2344 | 0.7655 | 3.8277 |
| | D ₃ | 1 | 0 | 0.2345 | 0.7655 | 3.8277 |
| | D ₄ | 1 | 0 | 0.2345 | 0.7655 | 3.8277 |
| | D ₅ | 1 | $2.3527 \cdot 10^{-12}$ | 0.2345 | 0.7655 | 3.8277 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9661 | 0.0339 | 0.9603 | 0.0397 | 0.2305 |
| | D ₂ | 0.9883 | 0.0117 | 0.9603 | 0.0397 | 0.2094 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9935 | 0.0065 | 1 | 0 | 0.0062 |
| | D ₂ | 0.9822 | 0.0178 | 1 | 0 | 0.0169 |
| | D ₃ | 0.963 | 0.037 | 1 | 0 | 0.0352 |
| | D ₄ | 0.9342 | 0.0658 | 1 | 0 | 0.0625 |

Таблиця Б.7 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих стандартом IEEE для трансформаторів 110 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---------------------------------|----------------|--|-------------------------|----------|-----------------------|--------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₃ | 1 | 0 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₄ | 1 | $1.1270 \cdot 10^{-12}$ | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₅ | 1 | $1.1533 \cdot 10^{-8}$ | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₆ | 1 | $1.1327 \cdot 10^{-11}$ | 0.2676 | 0.7324 | 3.6619 |
| | D ₇ | 0.9958 | 0.00411 | 0.2676 | 0.7324 | 3.6658 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9999 | $5.1754 \cdot 10^{-5}$ | 0.8618 | 0.1382 | 0.691 |
| | D ₂ | 0.9987 | 0.0013 | 0.8618 | 0.1382 | 0.692 |
| | D ₃ | 0.9996 | 0.0003 | 0.8618 | 0.1382 | 0.691 |
| Пробивна напруга | D ₁ | $2.3422 \cdot 10^{-10}$ | 0.3473 | 1 | $6.15 \cdot 10^{-14}$ | 0.3299 |
| | D ₂ | 0.0943 | 0.1115 | 1 | $6.15 \cdot 10^{-14}$ | 0.106 |
| | D ₃ | 0.3183 | 0.0425 | 1 | $6.15 \cdot 10^{-14}$ | 0.0404 |
| | D ₄ | 0.3572 | 0.0289 | 1 | $6.15 \cdot 10^{-14}$ | 0.0274 |
| | D ₅ | 0.4276 | 0.0276 | 1 | $6.15 \cdot 10^{-14}$ | 0.0262 |

Таблиця Б.8 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, регламентованих стандартом IEEE для трансформаторів 330 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---------------------------------|----------------|--|------------------------|----------|----------|------------------------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.126 |
| | D ₂ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.126 |
| | D ₃ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.126 |
| | D ₄ | 1 | 0 | 0.9747 | 0.0253 | 0.126 |
| | D ₅ | 1 | $1.6625 \cdot 10^{-6}$ | 0.9747 | 0.0253 | 0.126 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9661 | 0.0339 | 0.9603 | 0.0397 | 0.2305 |
| | D ₂ | 0.9882 | 0.0117 | 0.9603 | 0.0396 | 0.209 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9935 | 0.0065 | 1 | 0 | $6.1634 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₂ | 0.9822 | 0.0178 | 1 | 0 | 0.0169 |
| | D ₃ | 0.963 | 0.037 | 1 | 0 | 0.0352 |
| | D ₄ | 0.9342 | 0.0658 | 1 | 0 | 0.0625 |

Таблиця Б.9 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, отриманих методом мінімального ризику для трансформаторів 110 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|------------------------------------|----------------|--|----------|----------|----------|------------------------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 0.9987 | 0.0013 | 0.9996 | 0.0004 | $3.3230 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₂ | 0.9994 | 0.0006 | 0.9996 | 0.0004 | $2.6184 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₄ | 0.9926 | 0.0074 | 0.9953 | 0.0047 | 0.0304 |
| | D ₃ | 0.9688 | 0.0311 | 0.9922 | 0.0078 | 0.0686 |
| | D ₆ | 0.9557 | 0.0442 | 0.9910 | 0.0089 | 0.0869 |
| | D ₅ | 0.9603 | 0.0396 | 0.9889 | 0.0110 | 0.0927 |
| | D ₇ | 0.8096 | 0.1904 | 0.9827 | 0.0172 | 0.2669 |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | D ₁ | 0.9763 | 0.0237 | 0.9893 | 0.0106 | 0.0758 |
| | D ₂ | 0.9793 | 0.0206 | 0.9832 | 0.0167 | 0.1033 |
| | D ₃ | 0.9586 | 0.0414 | 0.9780 | 0.0219 | 0.1492 |
| | D ₄ | 0.9504 | 0.0495 | 0.9780 | 0.0219 | 0.1569 |
| | D ₅ | 0.9404 | 0.0596 | 0.9780 | 0.0219 | 0.1665 |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9471 | 0.0528 | 0.9836 | 0.0164 | 0.1323 |
| | D ₂ | 0.9103 | 0.0896 | 0.9777 | 0.0223 | 0.1965 |
| | D ₃ | 0.9174 | 0.0826 | 0.9721 | 0.0279 | 0.2178 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9387 | 0.0613 | 0.9978 | 0.0022 | 0.0692 |
| | D ₂ | 0.9683 | 0.0317 | 0.9993 | 0.0007 | 0.0339 |
| | D ₃ | 0.9881 | 0.0119 | 0.9997 | 0.0003 | 0.0126 |
| | D ₄ | 0.9924 | 0.0076 | 0.9998 | 0.0002 | $8.0783 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₅ | 0.9923 | 0.0077 | 0.9998 | 0.0002 | $8.1504 \cdot 10^{-3}$ |

Таблиця Б.10 - Значення ймовірностей правильних і помилкових рішень, а також значення ризиків отриманих при використанні гранично допустимих значень показників, отриманих методом мінімального ризику для трансформаторів 330 кВ

| Показник | Масив | Значення ймовірностей помилкових і правильних рішень | | | | R |
|---------------------------------|----------------|--|------------------------|----------|------------------------|------------------------|
| | | P_{11} | P_{21} | P_{22} | P_{12} | |
| Вміст в маслі органічних кислот | D ₁ | 1 | $2.6230 \cdot 10^{-9}$ | 1 | $4.5836 \cdot 10^{-9}$ | $2.541 \cdot 10^{-8}$ |
| | D ₂ | 1 | $2.430 \cdot 10^{-8}$ | 1 | $1.1337 \cdot 10^{-8}$ | $7.9774 \cdot 10^{-8}$ |
| | D ₃ | 1 | $3.2084 \cdot 10^{-8}$ | 1 | $2.6002 \cdot 10^{-8}$ | $1.6049 \cdot 10^{-7}$ |
| | D ₄ | 1 | $2.9564 \cdot 10^{-8}$ | 1 | $1.7318 \cdot 10^{-8}$ | $1.1468 \cdot 10^{-7}$ |
| | D ₅ | 0.9982 | 0.0018 | 0.9996 | 0.0035 | $3.4496 \cdot 10^{-3}$ |
| Вологовміст | D ₁ | 0.9121 | 0.0879 | 0.991 | 0.009 | 0.1284 |
| | D ₂ | 0.9417 | 0.0583 | 0.9894 | 0.0106 | 0.1083 |
| Пробивна напруга | D ₁ | 0.9967 | 0.0033 | 1 | 0 | $3.2519 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₂ | 0.9913 | 0.0087 | 0.9999 | 0.0001 | $8.6505 \cdot 10^{-3}$ |
| | D ₃ | 0.9806 | 0.0194 | 0.9998 | 0.0002 | 0.0193 |
| | D ₄ | 0.9622 | 0.0378 | 0.9997 | 0.0003 | 0.0374 |

ДОДАТОК В

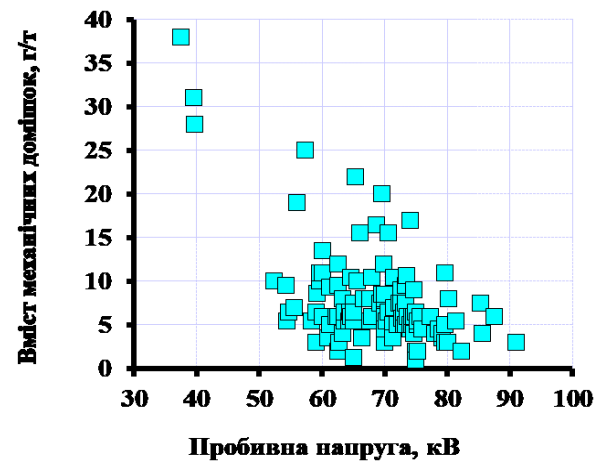
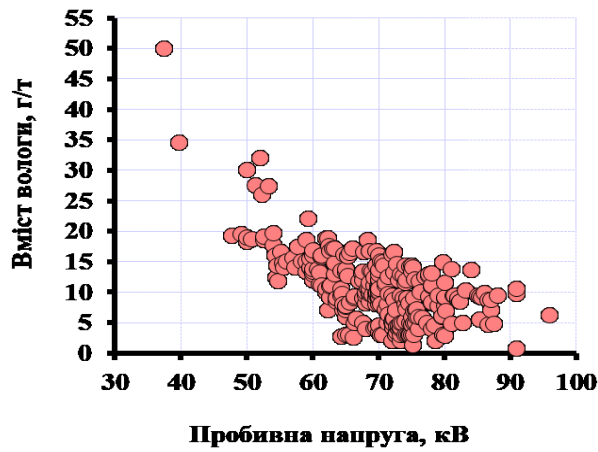
РЕЗУЛЬТАТИ АНАЛІЗУ ТІСНОТИ СТОХАСТИЧНИХ ЗАВ'ЯЗКІВ МІЖ
ПОКАЗНИКАМИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В
АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ 330 КВ

Таблиця В.1 – Результати аналізу значущості лінійного зв'язку між показниками трансформаторного масла в автотрансформаторах 330 кВ

| Показники масла | <i>n</i> | <i>r</i> _{виб.} | <i>r</i> _{ниж.} | <i>r</i> _{вер.} | <i>T</i> _{спос.} | <i>T</i> _{крит.} |
|--|----------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------------------------|---------------------------|
| Температура спалаху - Кислотне число | 836 | -0.027 | -0.095 | 0.040 | 0.795 | 1.962 |
| Температура спалаху - Пробивна напруга | 820 | 0.050 | -0.019 | 0.118 | 1.432 | 1.962 |
| Температура спалаху - tgδ при 90°C | 537 | -0.194 | -0.274 | -0.111 | 4.578 | 1.964 |
| Температура спалаху - Вологовміст | 271 | -0.095 | -0.212 | 0.024 | 1.565 | 1.969 |
| Температура спалаху - Вміст механічних домішок | 121 | -0.131 | -0.302 | 0.048 | 1.442 | 1.980 |
| Температура спалаху - Колір масла | 45 | 0.162 | -0.137 | 0.434 | 1.077 | 2.016 |
| Температура спалаху - Газовміст | 26 | 0.222 | -0.180 | 0.561 | 1.118 | 2.063 |
| Кислотне число - Пробивна напруга | 805 | -0.055 | -0.124 | 0.013 | 1.575 | 1.962 |
| Кислотне число -tgδ при 90°C | 521 | 0.694 | 0.646 | 0.736 | 21.960 | 1.964 |
| Кислотне число - Вологовміст | 254 | 0.505 | 0.407 | 0.591 | 9.298 | 1.969 |
| Кислотне число - Вміст механічних домішок | 120 | 0.038 | -0.142 | 0.215 | 0.414 | 1.980 |
| Кислотне число - Колір масла | 46 | 0.891 | 0.811 | 0.939 | 13.077 | 2.015 |
| Кислотне число - Газовміст | 24 | 0.168 | -0.252 | 0.535 | 0.801 | 2.073 |
| Пробивна напруга -tgδ при 90°C | 542 | -0.068 | -0.151 | 0.016 | 1.587 | 1.964 |
| Пробивна напруга - Вологовміст | 283 | -0.625 | -0.691 | -0.548 | 13.432 | 1.968 |
| Пробивна напруга - Вміст механічних домішок | 122 | -0.423 | -0.670 | -0.423 | 7.387 | 1.979 |
| Пробивна напруга - Колір масла | 46 | 0.165 | -0.130 | 0.435 | 1.114 | 2.015 |
| Пробивна напруга - Газовміст | 26 | 0.162 | -0.240 | 0.517 | 0.806 | 2.063 |
| tgδ при 90°C - Вологовміст | 247 | 0.577 | 0.386 | 0.577 | 8.739 | 1.969 |
| tgδ при 90°C - Вміст механічних домішок | 120 | 0.101 | -0.079 | 0.275 | 1.105 | 1.980 |
| tgδ при 90°C - Колір масла | 44 | 0.605 | 0.376 | 0.764 | 4.929 | 2.018 |
| tgδ при 90°C - Газовміст | 26 | -0.185 | -0.534 | 0.217 | 0.923 | 2.063 |
| Вологовміст - Вміст механічних домішок | 117 | 0.198 | 0.017 | 0.366 | 2.173 | 1.980 |
| Вологовміст - Колір масла | 43 | 0.068 | -0.236 | 0.361 | 0.441 | 2.019 |
| Вологовміст - Газовміст | 28 | 0.172 | -0.544 | 0.172 | 1.121 | 2.055 |
| Вміст механічних домішок - Колір масла | 15 | -0.404 | -0.759 | 0.137 | 1.592 | 2.160 |

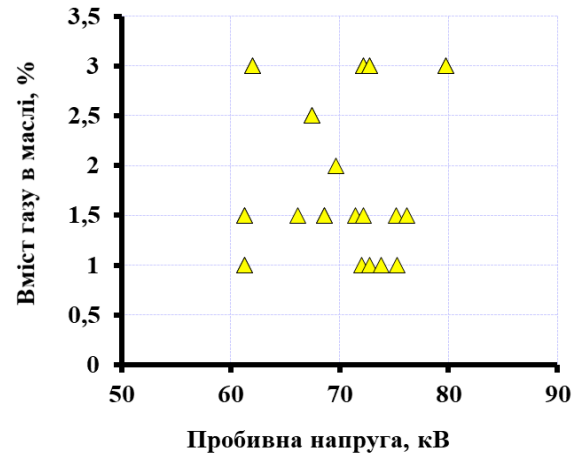
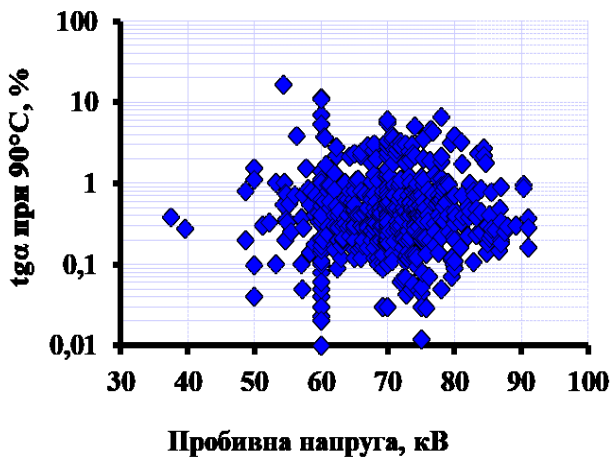
Таблиця В.2 - Результати аналізу значності нелінійного зв'язку між показниками трансформаторної масла в автотрансформаторах 330 кВ

| Показники масла | Пряме кореляційне відношення | | | | Зворотне кореляційне відношення | |
|---|------------------------------|---------------------|--------------------|--------------|---------------------------------|--------------------|
| | $\eta_{y/x}$ | $F_{\text{спост.}}$ | $F_{\text{крит.}}$ | $\eta_{x/y}$ | $F_{\text{спост.}}$ | $F_{\text{крит.}}$ |
| Температура спалаху - Кислотне число | 0.156 | 1.277 | 1.290 | 0.182 | 1.328 | 1.599 |
| Температура спалаху - Пробивна напруга | 0.109 | 0.603 | 1.204 | 0.201 | 1.390 | 1.599 |
| Температура спалаху - $\text{tg}\delta$ при 90°C | 0.707 | 1.232 | 1.222 | 0.329 | 1.899 | 1.606 |
| Температура спалаху - Вологовміст | 0.230 | 1.315 | 1.333 | 0.306 | 1.225 | 1.683 |
| Температура спалаху - Вміст механічних домішок | 0.579 | 1.229 | 1.561 | 0.302 | 0.612 | 1.786 |
| Температура спалаху - Колір масла | 0.353 | 1.423 | 2.269 | 0.532 | 2.050 | 2.069 |
| Температура спалаху - Газовміст | 0.498 | 1.735 | 2.840 | 0.535 | 2.312 | 2.738 |
| Кислотне число - Пробивна напруга | 0.508 | 1.108 | 1.205 | 0.338 | 1.030 | 1.299 |
| Кислотне число - $\text{tg}\delta$ при 90°C | 0.980 | 30.373 | 1.226 | 0.849 | 10.438 | 1.323 |
| Кислотне число - Вологовміст | 0.997 | 190.69 | 1.348 | 0.790 | 3.859 | 1.420 |
| Кислотне число - Вміст механічних домішок | 0.582 | 1.235 | 1.562 | 0.655 | 1.505 | 1.559 |
| Кислотне число - Колір масла | 0.932 | 30.623 | 2.200 | 0.956 | 20.872 | 2.003 |
| Кислотне число - Газовміст | 0.455 | 2.741 | 3.098 | 0.250 | 0.444 | 2.698 |
| Пробивна напруга - $\text{tg}\delta$ при 90°C | 0.205 | 1.205 | 1.221 | 0.652 | 1.136 | 1.235 |
| Пробивна напруга - Вологовміст | 0.894 | 2.972 | 1.329 | 0.878 | 3.150 | 1.319 |
| Пробивна напруга - Вміст механічних домішок | 0.728 | 2.774 | 1.559 | 0.935 | 8.652 | 1.553 |
| Пробивна напруга - Колір масла | 0.392 | 2.847 | 3.346 | 0.171 | 0.727 | 2.152 |
| Пробивна напруга - Газовміст | 0.238 | 0.317 | 2.840 | 0.407 | 1.456 | 2.738 |
| $\text{tg}\delta$ при 90°C - Вологовміст | 0.943 | 2.933 | 1.401 | 0.911 | 2.933 | 1.401 |
| $\text{tg}\delta$ при 90°C - Вміст механічних домішок | 0.571 | 1.163 | 1.562 | 0.107 | 1.062 | 1.826 |
| $\text{tg}\delta$ при 90°C - Колір масла | 0.756 | 5.312 | 2.216 | 0.969 | 14.069 | 5.719 |
| $\text{tg}\delta$ при 90°C - Газовміст | 0.176 | 0.168 | 2.840 | 0.797 | 2.158 | 3.186 |
| Вологовміст - Вміст механічних домішок | 0.532 | 1.082 | 1.586 | 0.913 | 6.941 | 1.553 |
| Вологовміст - Колір масла | 0.445 | 1.052 | 2.225 | 0.292 | 1.579 | 8.596 |
| Вологовміст - Газовміст | 0.398 | 0.828 | 2.82 | 0.502 | 1.937 | 3.03 |
| Вміст механічних домішок - Колір масла | - | - | - | - | - | - |



а

б



в

г

Рис. В.1. Залежність вмісту вологи (а), механічних домішок (б), тангенса кута діелектричних втрат, виміряного при 90 °С (в) та вмісту газу (г) від пробивної напруги.

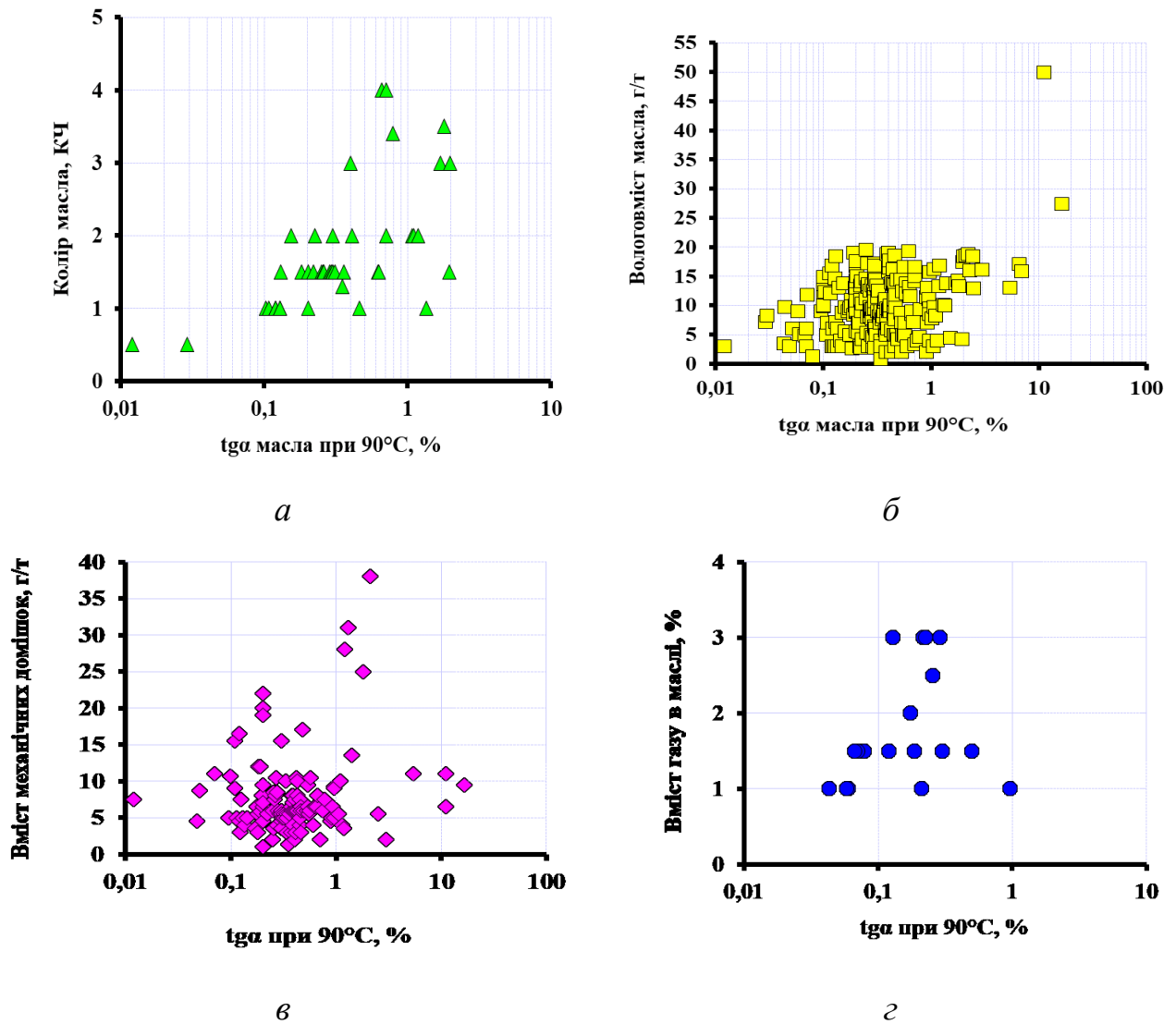


Рис. В.2. Залежність між кольором (*a*), вмістом вологи (*б*), вмістом механічних домішок (*в*) і вмістом газу (*г*) та тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при температурі 90 °С.

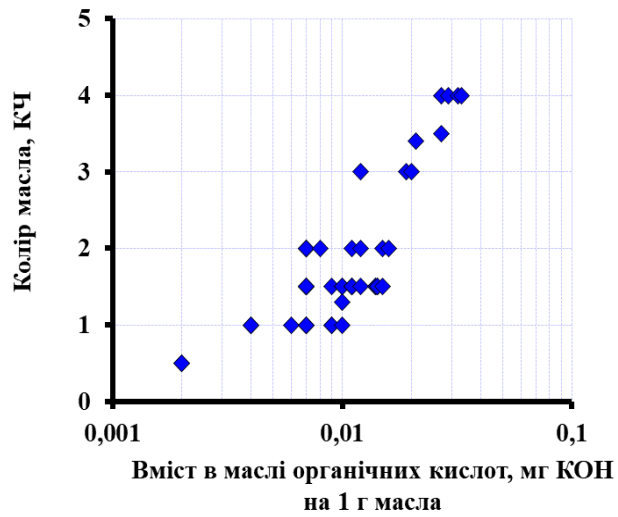
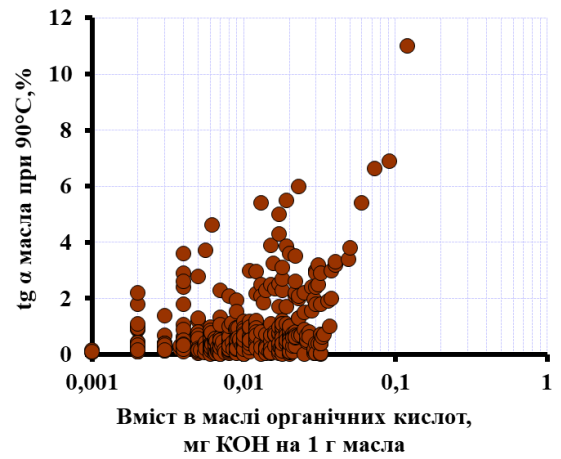
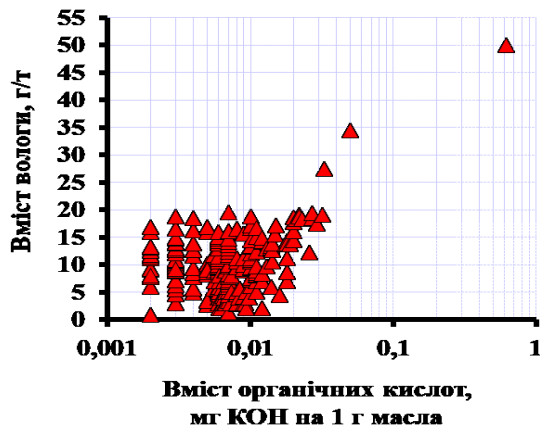
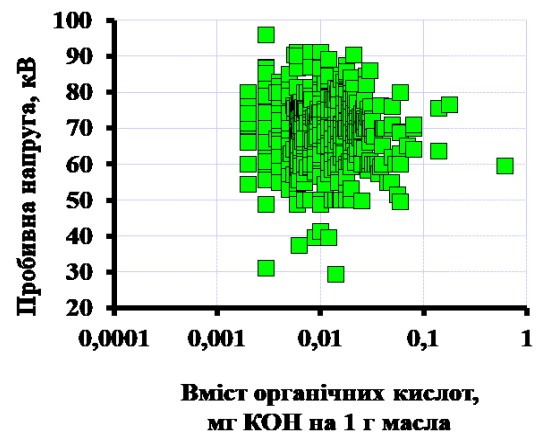
*a**б**в**г*

Рис. В.3. Залежність кольору (*a*), тангенса кута діелектричних втрат, виміряного при 90°C (*б*), вмісту вологи (*в*) та пробивної напруги (*г*) від вмісту органічної кислоти.

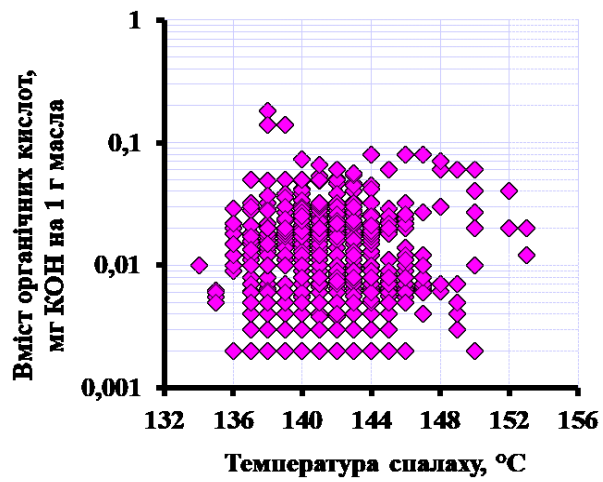
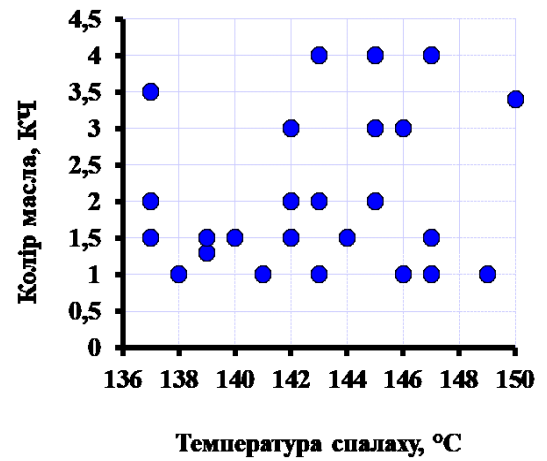
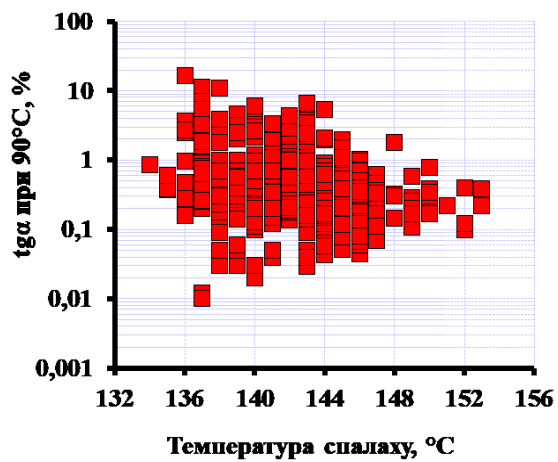
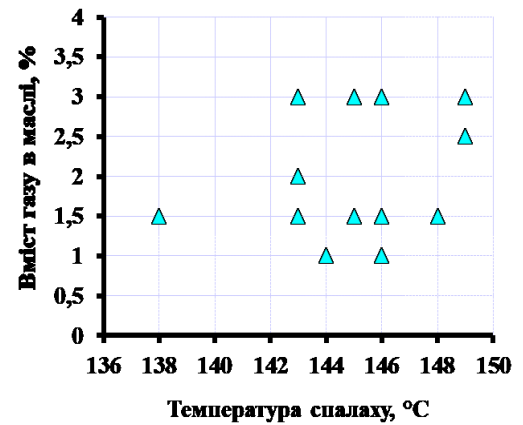
*a**б**в**г*

Рис. В.4. Залежність між вмістом органічної кислоти (*a*), кольором (*б*), тангенсом кута діелектричних втрат, виміряним при 90°C (*в*), та вмістом газу (*г*) і температурою спалаху.

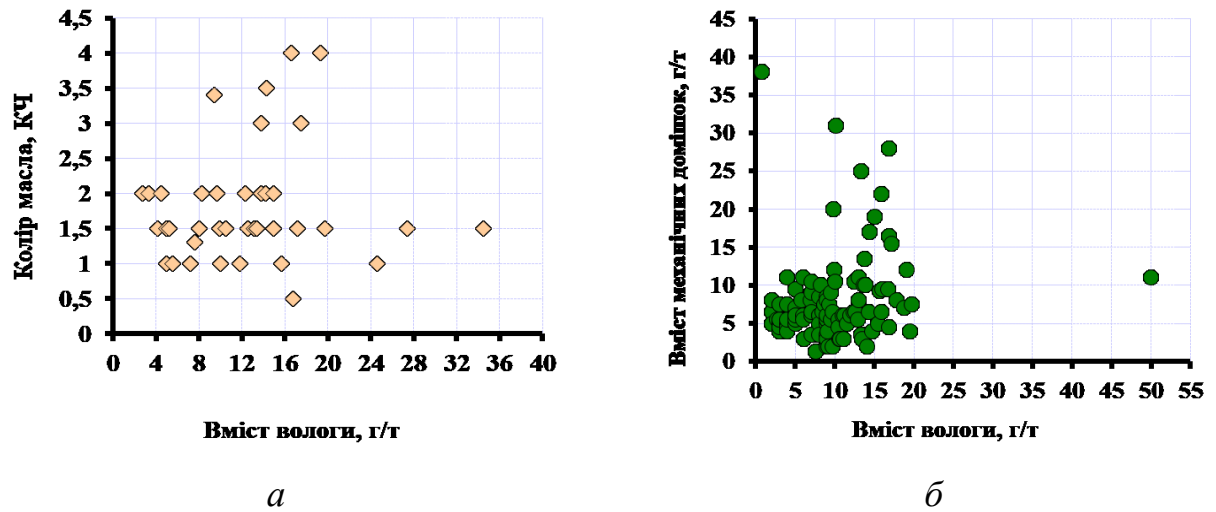


Рис. В.5. Залежність кольору масла (а) та вмісту механічних домішок (б) від вмісту вологи.

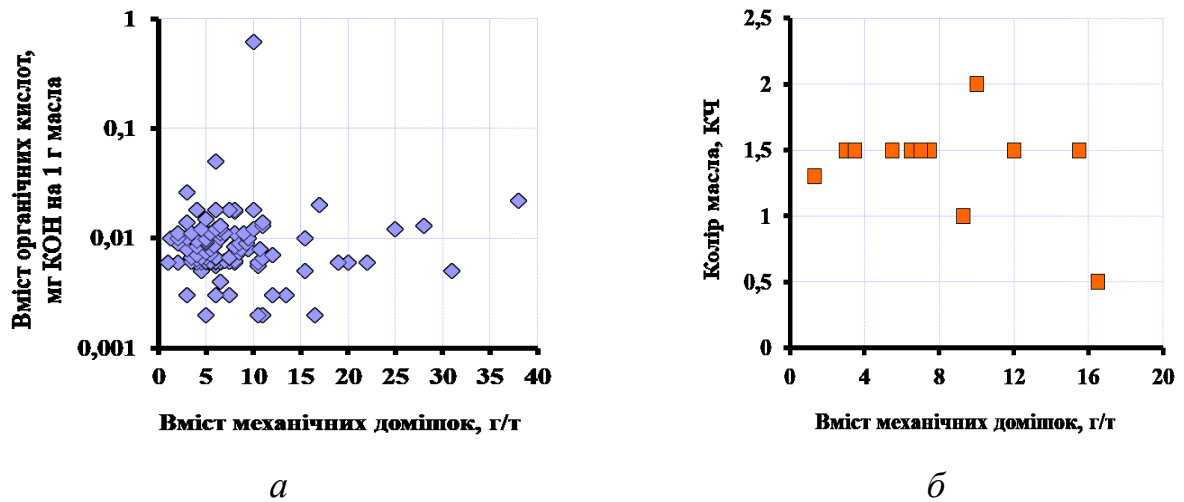


Рис. В.6. Залежність вмісту органічних кислот (а) та кольору масла (б) від вмісту механічних домішок.

ДОДАТОК Г

РЕЗУЛЬТАТИ КОВАРІАЦІЙНОГО АНАЛІЗУ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОКАЗНИКІВ ТРАНСФОРМАТОРНОЇ МАСЕЛ В
АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРУГОЮ 330 КВ ВІД ТРИВАЛОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

Таблиця Г.1 - Результати коваріаційного аналізу залежностей показників трансформаторної масел в автотрансформаторах напругою 330 кВ від тривалості експлуатації.

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

ДОДАТОК Д

РЕЗУЛЬТАТИ АНАЛІЗУ ТІСНОТИ СТОХАСТИЧНОГО ЗВ'ЯЗКУ МІЖ
ПОКАЗНИКАМИ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ ТА ТРИВАЛІСТЮ
ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЛЯ МАСИВІВ ВИХІДНИХ ДАНИХ ПОКАЗНИКІВ
МАСЛА (M_0) І ДЛЯ МАСИВІВ ОТРИМАНИХ У РЕЗУЛЬТАТІ
ВИКОРИСТАННЯ РОЗРОБЛЕНОЇ ПРОЦЕДУРИ СТАТИСТИЧНОЇ ОБРОБКИ
(M_1 - M_4)

Таблиця Д.1 - Значення коефіцієнтів парної кореляції, прямого і зворотного кореляційного відношення, розраховані для масивів вихідних даних показників масла (M_0) і для масивів отриманих у результаті використання розробленої процедури (M_1 - M_4).

| Показник масла | Масив | n | N | Коефіцієнт парної кореляції r_{y-t} | Кореляційне відношення | |
|---|-------|-----|-----|--|------------------------|--------------|
| | | | | | $\eta_{t/y}$ | $\eta_{y/t}$ |
| Температура спалаху масла | M_0 | 49 | 887 | -0,027 | 0,259 | 0,198 |
| | M_1 | 7 | 106 | -0,901 | 0,972 | 0,988 |
| | M_2 | 9 | 243 | -0,922 | 0,946 | 0,995 |
| | M_3 | 4 | 157 | -0,899 | 0,945 | 0,998 |
| | M_4 | 7 | 120 | -0,904 | 0,948 | 0,996 |
| Вміст в маслі органічних кислот | M_0 | 48 | 850 | 0,311 | 0,749 | 0,551 |
| | M_1 | 11 | 180 | 0,953 | 0,983 | 1,000 |
| | M_2 | 7 | 227 | 0,913 | 0,972 | 0,999 |
| | M_3 | 5 | 103 | 0,948 | 0,984 | 0,993 |
| | M_4 | 6 | 132 | 0,961 | 0,982 | 0,999 |
| Пробивна напруга масла | M_0 | 49 | 852 | -0,0619 | 0,423 | 0,340 |
| | M_1 | 7 | 219 | -0,930 | 0,977 | 0,997 |
| | M_2 | 6 | 102 | -0,975 | 0,989 | 0,999 |
| | M_3 | 7 | 164 | -0,903 | 0,955 | 0,998 |
| | M_4 | 7 | 130 | -0,950 | 0,986 | 0,998 |
| Тангенс кута діелектричних втрат масла виміряний при 90°C | M_0 | 45 | 543 | 0,0767 | 0,184 | 0,299 |
| | M_1 | 8 | 109 | 0,964 | 0,993 | 0,999 |
| | M_2 | 13 | 141 | 0,858 | 0,967 | 0,997 |
| | M_3 | 7 | 101 | 0,753 | 0,953 | 0,999 |
| | M_4 | 8 | 137 | 0,903 | 0,979 | 0,999 |
| Вологовміст масла | M_0 | 30 | 293 | -0,00648 | 0,207 | 0,141 |
| | M_1 | 8 | 112 | 0,926 | 0,983 | 0,988 |
| | M_2 | 10 | 121 | 0,886 | 0,977 | 0,956 |
| Вміст механічних домішок | M_0 | 20 | 122 | 0,540 | 0,828 | 0,998 |
| | M_1 | 5 | 45 | 0,936 | 0,968 | 0,997 |
| | M_2 | 9 | 60 | 0,596 | 0,893 | 0,998 |

ДОДАТОК Е

РЕЗУЛЬТАТИ АНАЛІЗУ ІНТЕНСИВНОСТІ ПРОЦЕСІВ СТАРІННЯ МАСЛА В АВТОТРАНСФОРМАТОРАХ НАПРУГОЮ 330 КВ, ЯКІ ЕКСПЛУАТУЮТЬСЯ В РІЗНИХ РЕЖИМАХ

Таблиця Е.1 - Результати аналізу інтенсивності процесів старіння масла в автотрансформаторах напругою 330 кВ, які експлуатуються в різних режимах.

| Показник якості масла | n | k | m | Суми дисперсійного розкладання | | | | | Число ступенів свободи | | | | | Значення F критерію (спостережуване/критичне) | | |
|---------------------------------|---|---|----|--------------------------------|-----------|-----------|----------|------------------|------------------------|---------|---------|------------|--------------------|---|---------|----------|
| | | | | $S_{\text{общ}}$ | S_A | S_B | S_{AB} | $S_{\text{ост}}$ | $\nu_{\text{общ}}$ | ν_A | ν_B | ν_{AB} | $\nu_{\text{ост}}$ | 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 |
| Вміст в маслі органічних кислот | 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 |
| tg δ при 90°C | 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 |

ДОДАТОК Ж

РЕЗУЛЬТАТИ ПЕРЕВІРКИ ЗАЛЕЖНОСТЕЙ ПОКАЗНИКІВ МАСЕЛ ВІД
ТРИВАЛОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ДЛЯ АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ 330 кВ НА
ВІДХИЛЕННЯ ВІД ЛІНІЙНОСТІ

Таблиця Ж.1 - Результати перевірки залежностей показників масел від тривалості експлуатації для автотрансформаторів 330 кВ на відхилення від лінійності.

| Масив даних | k | N | Суми дисперсійного розкладання | | | | Число ступенів свободи | | Значення F - критерію | |
|---------------------------------|---|-----|--------------------------------|-------------------------|-------------------|------------------|------------------------|------------------|-----------------------|--------------------|
| | | | $S_{\text{пов}}$ | $S_{\text{лін. регр.}}$ | $S_{\text{відх}}$ | $S_{\text{зал}}$ | $N_{\text{відх}}$ | $N_{\text{зал}}$ | $F_{\text{спост.}}$ | $F_{\text{крит.}}$ |
| Температура спалаху масла | | | | | | | | | | |
| М-1 | 4 | 106 | 473,434 | 306,950 | 29,731 | 136,753 | 2 | 102 | 11,087 | 3,840 |
| М-2 | 6 | 243 | 1164,000 | 924,815 | 64,315 | 174,870 | 4 | 237 | 21,791 | 2,786 |
| М-3 | 6 | 157 | 946,357 | 717,319 | 59,042 | 169,996 | 4 | 151 | 13,111 | 2,786 |
| М-4 | 4 | 120 | 277,592 | 179,660 | 30,239 | 67,693 | 2 | 116 | 25,908 | 3,813 |
| Вміст в маслі органічних кислот | | | | | | | | | | |
| М-1 | 4 | 132 | 0,0499 | 0,0406 | 0,0039 | 0,0054 | 2 | 128 | 45,626 | 3,688 |
| М-2 | 4 | 103 | 0,0053 | 0,0037 | 0,0003 | 0,0012 | 2 | 99 | 12,491 | 3,846 |
| М-3 | 6 | 227 | 0,0136 | 0,0103 | 0,0011 | 0,0023 | 4 | 221 | 26,471 | 2,785 |
| М-4 | 4 | 180 | 0,0035 | 0,0025 | 0,0005 | 0,0005 | 2 | 176 | 91,742 | 3,805 |
| Пробивна напруга | | | | | | | | | | |
| М-1 | 6 | 219 | 17246,769 | 13636,531 | 1158,264 | 2451,974 | 4 | 213 | 25,154 | 2,786 |
| М-2 | 4 | 102 | 5981,100 | 4969,405 | 427,075 | 584,619 | 2 | 98 | 35,795 | 5,201 |
| М-3 | 5 | 164 | 1683,690 | 1175,837 | 144,985 | 362,869 | 3 | 159 | 21,176 | 3,116 |
| М-4 | 5 | 130 | 7774,545 | 6408,578 | 763,247 | 602,720 | 3 | 125 | 52,764 | 3,116 |
| tgδ при 90°C | | | | | | | | | | |
| М-1 | 4 | 109 | 4,718 | 3,760 | 0,242 | 0,716 | 2 | 105 | 17,770 | 3,835 |
| М-2 | 4 | 141 | 15,001 | 9,651 | 1,370 | 3,980 | 2 | 137 | 23,586 | 3,688 |
| М-3 | 4 | 101 | 40,862 | 18,590 | 7,232 | 15,040 | 2 | 97 | 23,322 | 3,850 |
| М-4 | 5 | 137 | 161,529 | 125,049 | 14,258 | 22,222 | 3 | 132 | 28,231 | 3,116 |
| Вологовміст | | | | | | | | | | |
| М-1 | 4 | 112 | 2117,501 | 1615,450 | 132,809 | 369,242 | 2 | 108 | 19,422 | 3,828 |
| М-2 | 4 | 121 | 4054,213 | 2560,420 | 535,255 | 958,538 | 2 | 117 | 32,666 | 3,810 |
| Вміст механічних домішок | | | | | | | | | | |
| М-1 | 4 | 45 | 372,838 | 303,801 | 26,921 | 42,116 | 2 | 41 | 13,103 | 4,044 |
| М-2 | 4 | 60 | 3562,842 | 850,297 | 405,562 | 2306,982 | 2 | 56 | 4,922 | 3,950 |

ДОДАТОК 3

ВАРІАТИВНІ ГРАНИЧНІ ЗНАЧЕННЯ ПОКАЗНИКІВ МАСЕЛ ДЛЯ
 ТРАНСФОРМАТОРІВ НАПРУГОЮ 110 КВ ТА АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ
 330 КВ

Таблиця 3-1. Варіативні граничні значення показників масел для трансформаторів напругою 110 кВ

| № | Е1 | | Е2 | | Е3 | | Е4 | | Е5 | | Е6 | |
|---------------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| Температура спалаху | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 158 | 0,000 | 156 | 0,000 | 152 | 0,000 | 148 | 0,000 | 144 | 0,000 | 143 |
| 2. | 0,045 | 157 | 1,049 | 156 | 0,043 | 152 | 0,125 | 147 | 0,079 | 144 | 0,155 | 142 |
| 3. | 0,586 | 156 | 3,527 | 154 | 0,337 | 151 | 0,764 | 147 | 0,378 | 144 | 0,783 | 142 |
| 4. | 3,887 | 156 | 5,182 | 153 | 0,824 | 151 | 1,689 | 147 | 0,614 | 144 | 1,200 | 142 |
| 5. | 6,601 | 156 | 6,961 | 153 | 1,130 | 150 | 2,205 | 146 | 0,921 | 144 | 1,817 | 142 |
| 6. | 8,971 | 155 | 8,571 | 151 | 1,447 | 150 | 2,761 | 146 | 1,154 | 144 | 2,171 | 142 |
| 7. | 12,014 | 155 | 10,679 | 151 | 1,578 | 150 | 3,398 | 146 | 1,737 | 144 | 2,859 | 141 |
| 8. | 14,612 | 154 | 13,534 | 150 | 1,888 | 150 | 4,449 | 146 | 2,092 | 144 | 3,252 | 141 |
| 9. | 17,503 | 153 | 15,010 | 149 | 2,346 | 150 | 5,283 | 146 | 2,418 | 144 | 3,733 | 141 |
| 10. | 21,515 | 153 | 17,082 | 148 | 2,883 | 150 | 6,210 | 145 | 2,645 | 144 | 4,377 | 141 |
| 11. | 23,827 | 151 | 18,649 | 148 | 3,277 | 150 | 6,849 | 145 | 2,908 | 143 | 4,692 | 141 |
| 12. | 26,777 | 148 | 21,240 | 147 | 3,754 | 150 | 7,205 | 145 | 3,113 | 143 | 5,236 | 141 |
| 13. | 28,795 | 147 | 23,049 | 147 | 4,117 | 150 | 7,769 | 145 | 3,613 | 143 | 5,692 | 141 |
| 14. | 30,623 | 146 | 24,690 | 147 | 4,378 | 149 | 8,261 | 145 | 3,853 | 143 | 6,190 | 141 |
| 15. | 31,870 | 146 | 27,628 | 146 | 4,589 | 149 | 8,774 | 145 | 4,182 | 143 | 6,757 | 141 |
| 16. | 34,844 | 145 | 31,079 | 146 | 4,889 | 149 | 9,429 | 145 | 4,727 | 143 | 7,224 | 140 |
| 17. | | | 34,783 | 146 | 5,272 | 149 | 10,302 | 145 | 5,219 | 143 | 7,768 | 140 |
| 18. | | | | | 5,834 | 149 | 10,792 | 145 | 5,785 | 143 | 8,315 | 140 |
| 19. | | | | | 6,158 | 149 | 11,287 | 144 | 6,151 | 142 | 8,722 | 140 |
| 20. | | | | | 6,389 | 149 | 11,738 | 144 | 6,722 | 142 | 9,479 | 140 |
| 21. | | | | | 6,651 | 149 | 12,229 | 144 | 7,173 | 142 | 10,595 | 139 |
| 22. | | | | | 6,833 | 148 | 12,818 | 144 | 7,800 | 142 | 11,449 | 139 |
| 23. | | | | | 7,114 | 148 | 13,211 | 143 | 8,191 | 142 | 12,704 | 139 |
| 24. | | | | | 7,405 | 148 | 13,790 | 143 | 8,766 | 142 | 14,350 | 139 |
| 25. | | | | | 7,679 | 148 | 14,174 | 143 | 9,307 | 142 | 16,055 | 138 |
| 26. | | | | | 8,158 | 148 | 14,758 | 143 | 9,951 | 141 | 17,538 | 138 |
| 27. | | | | | 8,378 | 148 | 15,503 | 143 | 10,236 | 141 | 19,047 | 138 |
| 28. | | | | | 8,728 | 148 | 16,457 | 142 | 10,696 | 141 | 20,318 | 138 |
| 29. | | | | | 9,170 | 148 | 17,448 | 142 | 11,277 | 141 | 21,556 | 138 |
| 30. | | | | | 9,804 | 148 | 18,645 | 142 | 11,700 | 141 | 22,811 | 138 |

Продовження таблиці 3-1

| № | Е1 | | Е2 | | Е3 | | Е4 | | Е5 | | Е6 | |
|-----|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 31. | | | | | 10,235 | 148 | 19,251 | 142 | 12,234 | 141 | 25,068 | 137 |
| 32. | | | | | 10,695 | 148 | 20,407 | 142 | 12,765 | 141 | 26,253 | 137 |
| 33. | | | | | 11,319 | 148 | 21,477 | 141 | 13,248 | 141 | 27,823 | 137 |
| 34. | | | | | 11,738 | 147 | 23,667 | 141 | 13,835 | 141 | | |
| 35. | | | | | 12,255 | 147 | 24,858 | 140 | 14,226 | 141 | | |
| 36. | | | | | 12,795 | 147 | 27,918 | 140 | 14,737 | 141 | | |
| 37. | | | | | 13,273 | 147 | 31,232 | 140 | 15,231 | 141 | | |
| 38. | | | | | 13,801 | 147 | 35,753 | 140 | 15,814 | 141 | | |
| 39. | | | | | 14,232 | 147 | | | 16,272 | 141 | | |
| 40. | | | | | 14,795 | 147 | | | 16,707 | 141 | | |
| 41. | | | | | 15,215 | 146 | | | 17,419 | 141 | | |
| 42. | | | | | 15,791 | 146 | | | 17,746 | 140 | | |
| 43. | | | | | 16,170 | 146 | | | 18,255 | 140 | | |
| 44. | | | | | 16,765 | 146 | | | 18,772 | 140 | | |
| 45. | | | | | 17,260 | 146 | | | 19,288 | 140 | | |
| 46. | | | | | 17,806 | 146 | | | 19,697 | 140 | | |
| 47. | | | | | 18,246 | 146 | | | 20,626 | 140 | | |
| 48. | | | | | 18,834 | 146 | | | 21,734 | 139 | | |
| 49. | | | | | 19,276 | 146 | | | 22,391 | 139 | | |
| 50. | | | | | 19,703 | 146 | | | 22,762 | 139 | | |
| 51. | | | | | 20,319 | 146 | | | 23,199 | 139 | | |
| 52. | | | | | 20,743 | 145 | | | 24,840 | 139 | | |
| 53. | | | | | 21,195 | 145 | | | 27,051 | 138 | | |
| 54. | | | | | 21,755 | 145 | | | 28,508 | 138 | | |
| 55. | | | | | 22,121 | 145 | | | 29,292 | 138 | | |
| 56. | | | | | 22,397 | 145 | | | 30,616 | 138 | | |
| 57. | | | | | 22,771 | 145 | | | 31,507 | 138 | | |
| 58. | | | | | 23,271 | 145 | | | 33,353 | 137 | | |
| 59. | | | | | 23,598 | 145 | | | | | | |
| 60. | | | | | 23,868 | 145 | | | | | | |
| 61. | | | | | 24,201 | 145 | | | | | | |
| 62. | | | | | 24,720 | 145 | | | | | | |
| 63. | | | | | 25,274 | 144 | | | | | | |
| 64. | | | | | 25,764 | 144 | | | | | | |
| 65. | | | | | 26,290 | 144 | | | | | | |
| 66. | | | | | 26,870 | 144 | | | | | | |
| 67. | | | | | 27,254 | 144 | | | | | | |
| 68. | | | | | 27,717 | 144 | | | | | | |
| 69. | | | | | 28,301 | 144 | | | | | | |
| 70. | | | | | 28,695 | 144 | | | | | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|----------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 71. | | | | | 29,295 | 144 | | | | | | |
| 72. | | | | | 29,760 | 144 | | | | | | |
| 73. | | | | | 30,102 | 144 | | | | | | |
| 74. | | | | | 30,346 | 144 | | | | | | |
| 75. | | | | | 30,565 | 144 | | | | | | |
| 76. | | | | | 30,919 | 144 | | | | | | |
| 77. | | | | | 31,250 | 143 | | | | | | |
| 78. | | | | | 31,692 | 143 | | | | | | |
| 79. | | | | | 32,178 | 143 | | | | | | |
| 80. | | | | | 32,483 | 143 | | | | | | |
| 81. | | | | | 33,264 | 143 | | | | | | |
| 82. | | | | | 33,785 | 143 | | | | | | |
| 83. | | | | | 34,177 | 143 | | | | | | |
| 84. | | | | | 34,674 | 143 | | | | | | |
| 85. | | | | | 35,250 | 143 | | | | | | |
| 86. | | | | | 35,899 | 143 | | | | | | |
| 87. | | | | | 36,188 | 142 | | | | | | |
| 88. | | | | | 36,698 | 142 | | | | | | |
| 89. | | | | | 37,168 | 142 | | | | | | |
| 90. | | | | | 37,379 | 142 | | | | | | |
| 91. | | | | | 37,743 | 142 | | | | | | |
| 92. | | | | | 38,248 | 142 | | | | | | |
| 93. | | | | | 39,331 | 141 | | | | | | |
| 94. | | | | | 40,705 | 141 | | | | | | |
| 95. | | | | | 42,303 | 141 | | | | | | |
| 96. | | | | | 44,221 | 141 | | | | | | |
| 97. | | | | | 47,927 | 140 | | | | | | |
| Кислотне число | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 0,004 | 0,000 | 0,018 | 0,000 | 0,015 | 0,000 | 0,017 | 0,000 | 0,017 | 0,000 | 0,040 |
| 2. | 0,227 | 0,005 | 0,036 | 0,019 | 0,005 | 0,016 | 0,023 | 0,020 | 0,198 | 0,021 | 0,192 | 0,050 |
| 3. | 0,970 | 0,005 | 0,172 | 0,019 | 0,016 | 0,018 | 0,083 | 0,020 | 0,745 | 0,029 | 1,469 | 0,067 |
| 4. | 1,185 | 0,006 | 0,247 | 0,019 | 0,025 | 0,018 | 0,222 | 0,020 | 1,706 | 0,033 | 2,450 | 0,079 |
| 5. | 1,782 | 0,006 | 0,532 | 0,019 | 0,042 | 0,018 | 0,779 | 0,021 | 2,237 | 0,040 | 3,336 | 0,096 |
| 6. | 2,314 | 0,007 | 0,809 | 0,020 | 0,160 | 0,018 | 1,088 | 0,021 | 3,443 | 0,050 | 4,495 | 0,112 |
| 7. | 3,224 | 0,007 | 1,565 | 0,020 | 0,316 | 0,019 | 1,342 | 0,023 | 4,439 | 0,056 | 5,313 | 0,121 |
| 8. | 3,777 | 0,008 | 2,317 | 0,020 | 0,426 | 0,019 | 1,570 | 0,023 | 5,300 | 0,071 | 6,484 | 0,165 |
| 9. | 4,659 | 0,008 | 2,776 | 0,020 | 0,534 | 0,019 | 1,870 | 0,023 | 6,529 | 0,078 | 7,459 | 0,197 |
| 10. | 5,308 | 0,008 | 3,150 | 0,021 | 0,816 | 0,020 | 2,077 | 0,023 | 7,339 | 0,098 | 8,628 | 0,243 |
| 11. | 5,908 | 0,009 | 3,830 | 0,021 | 1,136 | 0,020 | 2,390 | 0,024 | 9,224 | 0,114 | 12,024 | 0,247 |
| 12. | 6,253 | 0,009 | 4,662 | 0,021 | 1,424 | 0,020 | 2,635 | 0,025 | 11,283 | 0,147 | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|-----|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 13. | 6,772 | 0,009 | 5,319 | 0,021 | 1,715 | 0,020 | 2,895 | 0,025 | 14,445 | 0,173 | | |
| 14. | 7,142 | 0,010 | 5,778 | 0,021 | 2,128 | 0,020 | 3,114 | 0,025 | 17,535 | 0,180 | | |
| 15. | 8,222 | 0,010 | 6,166 | 0,021 | 2,407 | 0,020 | 3,385 | 0,027 | 19,400 | 0,195 | | |
| 16. | 8,771 | 0,011 | 6,363 | 0,022 | 2,673 | 0,020 | 3,609 | 0,029 | 22,975 | 0,205 | | |
| 17. | 9,428 | 0,011 | 6,688 | 0,022 | 2,886 | 0,020 | 3,921 | 0,029 | 25,951 | 0,219 | | |
| 18. | 10,317 | 0,013 | 6,860 | 0,022 | 3,053 | 0,020 | 4,130 | 0,030 | 27,349 | 0,235 | | |
| 19. | 11,245 | 0,013 | 7,096 | 0,022 | 3,343 | 0,021 | 4,353 | 0,031 | 32,562 | 0,240 | | |
| 20. | 11,857 | 0,013 | 7,430 | 0,023 | 3,681 | 0,021 | 4,650 | 0,032 | 38,463 | 0,266 | | |
| 21. | 12,334 | 0,015 | 7,645 | 0,023 | 3,870 | 0,021 | 4,911 | 0,033 | | | | |
| 22. | 12,742 | 0,016 | 7,878 | 0,023 | 4,133 | 0,022 | 5,176 | 0,033 | | | | |
| 23. | 13,264 | 0,016 | 8,383 | 0,023 | 4,405 | 0,022 | 5,364 | 0,034 | | | | |
| 24. | 13,746 | 0,017 | 8,738 | 0,023 | 4,792 | 0,022 | 5,637 | 0,035 | | | | |
| 25. | 14,186 | 0,017 | 9,405 | 0,024 | 5,330 | 0,022 | 5,863 | 0,037 | | | | |
| 26. | 14,758 | 0,017 | 9,721 | 0,024 | 5,640 | 0,023 | 6,128 | 0,038 | | | | |
| 27. | 15,404 | 0,018 | 10,263 | 0,025 | 5,908 | 0,023 | 6,397 | 0,038 | | | | |
| 28. | 16,401 | 0,018 | 10,747 | 0,025 | 6,129 | 0,024 | 6,611 | 0,039 | | | | |
| 29. | 17,255 | 0,018 | 11,269 | 0,026 | 6,379 | 0,024 | 6,884 | 0,040 | | | | |
| 30. | 17,816 | 0,019 | 11,761 | 0,026 | 6,825 | 0,024 | 7,127 | 0,040 | | | | |
| 31. | 18,324 | 0,019 | 12,291 | 0,027 | 7,111 | 0,026 | 7,418 | 0,041 | | | | |
| 32. | 19,659 | 0,020 | 12,648 | 0,027 | 7,406 | 0,027 | 7,600 | 0,042 | | | | |
| 33. | 20,380 | 0,022 | 13,331 | 0,028 | 7,771 | 0,027 | 7,882 | 0,042 | | | | |
| 34. | 21,497 | 0,023 | 13,634 | 0,029 | 8,139 | 0,027 | 8,101 | 0,044 | | | | |
| 35. | 22,651 | 0,024 | 14,272 | 0,029 | 8,418 | 0,028 | 8,362 | 0,044 | | | | |
| 36. | 23,591 | 0,027 | 14,805 | 0,029 | 8,720 | 0,028 | 8,592 | 0,045 | | | | |
| 37. | 24,407 | 0,029 | 15,445 | 0,030 | 9,373 | 0,028 | 8,895 | 0,045 | | | | |
| 38. | 25,550 | 0,030 | 16,377 | 0,031 | 9,652 | 0,028 | 9,075 | 0,045 | | | | |
| 39. | 26,800 | 0,031 | 16,697 | 0,031 | 9,888 | 0,028 | 9,341 | 0,047 | | | | |
| 40. | 27,325 | 0,032 | 17,520 | 0,031 | 10,158 | 0,031 | 9,839 | 0,047 | | | | |
| 41. | 29,032 | 0,033 | 18,361 | 0,033 | 10,355 | 0,032 | 10,079 | 0,047 | | | | |
| 42. | 31,522 | 0,034 | 19,685 | 0,034 | 10,679 | 0,033 | 10,370 | 0,048 | | | | |
| 43. | 35,129 | 0,036 | 20,340 | 0,034 | 10,806 | 0,033 | 10,595 | 0,048 | | | | |
| 44. | | | 20,747 | 0,035 | 11,156 | 0,034 | 10,877 | 0,048 | | | | |
| 45. | | | 21,739 | 0,037 | 11,382 | 0,035 | 11,142 | 0,052 | | | | |
| 46. | | | 22,679 | 0,037 | 11,576 | 0,035 | 11,405 | 0,055 | | | | |
| 47. | | | 24,298 | 0,038 | 11,858 | 0,036 | 11,621 | 0,060 | | | | |
| 48. | | | 25,757 | 0,040 | 12,112 | 0,037 | 11,870 | 0,061 | | | | |
| 49. | | | 26,456 | 0,042 | 12,361 | 0,037 | 12,142 | 0,062 | | | | |
| 50. | | | 28,021 | 0,043 | 12,637 | 0,037 | 12,454 | 0,062 | | | | |
| 51. | | | 29,966 | 0,048 | 12,876 | 0,039 | 12,571 | 0,062 | | | | |
| 52. | | | 33,491 | 0,049 | 13,092 | 0,040 | 12,880 | 0,063 | | | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | Е1 | | Е2 | | Е3 | | Е4 | | Е5 | | Е6 | |
|-----|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 53. | | | 38,474 | 0,053 | 13,344 | 0,041 | 13,114 | 0,063 | | | | |
| 54. | | | | | 13,634 | 0,042 | 13,413 | 0,065 | | | | |
| 55. | | | | | 13,944 | 0,042 | 13,890 | 0,065 | | | | |
| 56. | | | | | 14,124 | 0,043 | 14,077 | 0,067 | | | | |
| 57. | | | | | 14,406 | 0,044 | 14,367 | 0,068 | | | | |
| 58. | | | | | 14,602 | 0,044 | 14,633 | 0,069 | | | | |
| 59. | | | | | 14,850 | 0,045 | 14,866 | 0,069 | | | | |
| 60. | | | | | 15,088 | 0,046 | 15,114 | 0,070 | | | | |
| 61. | | | | | 15,362 | 0,047 | 15,414 | 0,075 | | | | |
| 62. | | | | | 15,782 | 0,049 | 15,597 | 0,077 | | | | |
| 63. | | | | | 16,081 | 0,050 | 15,900 | 0,082 | | | | |
| 64. | | | | | 16,345 | 0,050 | 16,088 | 0,084 | | | | |
| 65. | | | | | 16,770 | 0,050 | 16,360 | 0,085 | | | | |
| 66. | | | | | 17,323 | 0,052 | 16,664 | 0,087 | | | | |
| 67. | | | | | 17,664 | 0,052 | 16,864 | 0,087 | | | | |
| 68. | | | | | 17,886 | 0,056 | 17,152 | 0,089 | | | | |
| 69. | | | | | 18,287 | 0,057 | 17,629 | 0,091 | | | | |
| 70. | | | | | 18,908 | 0,057 | 17,810 | 0,092 | | | | |
| 71. | | | | | 19,337 | 0,058 | 18,089 | 0,093 | | | | |
| 72. | | | | | 19,721 | 0,059 | 18,417 | 0,093 | | | | |
| 73. | | | | | 20,362 | 0,060 | 18,620 | 0,094 | | | | |
| 74. | | | | | 20,775 | 0,060 | 18,884 | 0,096 | | | | |
| 75. | | | | | 21,289 | 0,061 | 19,318 | 0,100 | | | | |
| 76. | | | | | 21,608 | 0,062 | 19,569 | 0,102 | | | | |
| 77. | | | | | 21,832 | 0,064 | 19,920 | 0,103 | | | | |
| 78. | | | | | 22,133 | 0,065 | 20,140 | 0,108 | | | | |
| 79. | | | | | 22,609 | 0,068 | 20,484 | 0,108 | | | | |
| 80. | | | | | 22,841 | 0,069 | 20,693 | 0,110 | | | | |
| 81. | | | | | 23,265 | 0,069 | 21,212 | 0,111 | | | | |
| 82. | | | | | 23,595 | 0,070 | 21,599 | 0,115 | | | | |
| 83. | | | | | 23,881 | 0,071 | 21,960 | 0,116 | | | | |
| 84. | | | | | 24,161 | 0,073 | 22,152 | 0,121 | | | | |
| 85. | | | | | 24,789 | 0,074 | 22,400 | 0,128 | | | | |
| 86. | | | | | 25,256 | 0,078 | 22,663 | 0,132 | | | | |
| 87. | | | | | 26,625 | 0,078 | 23,230 | 0,132 | | | | |
| 88. | | | | | 28,282 | 0,082 | 23,567 | 0,136 | | | | |
| 89. | | | | | 28,867 | 0,083 | 23,845 | 0,142 | | | | |
| 90. | | | | | 29,201 | 0,085 | 24,339 | 0,145 | | | | |
| 91. | | | | | 29,798 | 0,087 | 24,695 | 0,150 | | | | |
| 92. | | | | | 30,231 | 0,088 | 25,303 | 0,150 | | | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|------------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 93. | | | | | 30,761 | 0,089 | 25,760 | 0,152 | | | | |
| 94. | | | | | 31,461 | 0,093 | 26,311 | 0,153 | | | | |
| 95. | | | | | 32,286 | 0,094 | 26,813 | 0,158 | | | | |
| 96. | | | | | 33,410 | 0,097 | 27,288 | 0,163 | | | | |
| 97. | | | | | 34,497 | 0,097 | 27,642 | 0,164 | | | | |
| 98. | | | | | 35,639 | 0,101 | 28,339 | 0,170 | | | | |
| 99. | | | | | 36,331 | 0,106 | 28,775 | 0,171 | | | | |
| 100. | | | | | 37,335 | 0,107 | 29,239 | 0,171 | | | | |
| 101. | | | | | 37,690 | 0,107 | 29,703 | 0,173 | | | | |
| 102. | | | | | 38,166 | 0,120 | 30,290 | 0,174 | | | | |
| 103. | | | | | 40,031 | 0,128 | 30,616 | 0,181 | | | | |
| 104. | | | | | | | 31,693 | 0,191 | | | | |
| 105. | | | | | | | 32,364 | 0,196 | | | | |
| 106. | | | | | | | 33,785 | 0,198 | | | | |
| 107. | | | | | | | 34,366 | 0,220 | | | | |
| 108. | | | | | | | 35,284 | 0,222 | | | | |
| 109. | | | | | | | 36,060 | 0,235 | | | | |
| 110. | | | | | | | 37,505 | 0,240 | | | | |
| 111. | | | | | | | 39,060 | 0,246 | | | | |
| 112. | | | | | | | 40,705 | 0,247 | | | | |
| 113. | | | | | | | 42,303 | 0,254 | | | | |
| 114. | | | | | | | 44,221 | 0,273 | | | | |
| 115. | | | | | | | 47,927 | 0,306 | | | | |
| Пробивна напруга | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 83,5 | 0,000 | 72,5 | 0,000 | 75,1 | 0,000 | 60,1 | 0,000 | 63,8 | 0,000 | 60,4 |
| 2. | 0,436 | 82,3 | 0,038 | 72,1 | 0,382 | 73,3 | 0,647 | 60,0 | 0,961 | 61,5 | 0,035 | 60,4 |
| 3. | 1,312 | 81,5 | 0,290 | 71,4 | 1,576 | 73,1 | 1,393 | 60,0 | 2,964 | 61,0 | 0,220 | 60,3 |
| 4. | 2,375 | 81,3 | 0,888 | 71,0 | 2,785 | 71,8 | 2,452 | 60,0 | 5,311 | 60,0 | 0,718 | 58,3 |
| 5. | 3,394 | 80,8 | 1,848 | 69,9 | 3,479 | 71,5 | 4,461 | 60,0 | 7,016 | 60,0 | 1,177 | 58,0 |
| 6. | 4,520 | 78,9 | 3,476 | 69,3 | 4,235 | 71,2 | 5,796 | 60,0 | 9,238 | 60,0 | 1,792 | 58,0 |
| 7. | 5,647 | 76,8 | 4,439 | 68,9 | 5,408 | 70,5 | 7,285 | 59,8 | 10,397 | 59,9 | 2,172 | 57,6 |
| 8. | 6,463 | 76,5 | 5,400 | 67,6 | 6,206 | 70,2 | 8,916 | 59,8 | 11,364 | 59,8 | 2,782 | 56,6 |
| 9. | 7,643 | 76,3 | 6,130 | 66,0 | 6,929 | 70,2 | 10,521 | 59,7 | 12,919 | 59,7 | 3,250 | 56,4 |
| 10. | 8,601 | 76,0 | 6,772 | 65,9 | 7,586 | 70,0 | 11,249 | 57,5 | 14,730 | 58,8 | 3,818 | 56,3 |
| 11. | 9,563 | 75,8 | 7,454 | 65,5 | 8,755 | 69,4 | 13,365 | 57,3 | 17,084 | 58,8 | 4,204 | 55,9 |
| 12. | 10,627 | 73,4 | 8,643 | 65,0 | 10,610 | 69,4 | 14,447 | 57,0 | 19,274 | 58,8 | 4,772 | 55,4 |
| 13. | 11,606 | 73,3 | 10,489 | 63,8 | 11,480 | 68,2 | 15,226 | 56,8 | 21,853 | 58,5 | 5,279 | 55,0 |
| 14. | 12,610 | 73,0 | 12,599 | 59,4 | 12,351 | 67,8 | 16,304 | 56,3 | 24,198 | 56,3 | 5,802 | 54,7 |
| 15. | 13,067 | 70,5 | 15,844 | 57,3 | 13,569 | 67,2 | 17,420 | 55,6 | 25,579 | 54,7 | 6,211 | 54,3 |
| 16. | 14,716 | 60,3 | 24,049 | 56,4 | 14,607 | 66,7 | 19,649 | 48,7 | 26,253 | 52,7 | 6,761 | 54,2 |

Продовження таблиці 3-1

| № | Е1 | | Е2 | | Е3 | | Е4 | | Е5 | | Е6 | |
|-----|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 17. | 15,599 | 60,0 | 28,946 | 46,8 | 15,355 | 62,0 | | | 27,368 | 50,2 | 7,165 | 54,2 |
| 18. | 16,926 | 57,0 | | | 17,746 | 60,5 | | | 29,592 | 49,6 | 7,625 | 53,4 |
| 19. | 19,015 | 55,6 | | | 20,068 | 58,6 | | | | | 8,199 | 52,7 |
| 20. | 21,717 | 55,6 | | | 22,376 | 58,4 | | | | | 8,741 | 52,3 |
| 21. | 22,990 | 52,3 | | | | | | | | | 9,193 | 52,1 |
| 22. | | | | | | | | | | | 9,780 | 51,8 |
| 23. | | | | | | | | | | | 10,203 | 51,7 |
| 24. | | | | | | | | | | | 10,837 | 51,4 |
| 25. | | | | | | | | | | | 11,261 | 51,4 |
| 26. | | | | | | | | | | | 11,750 | 51,2 |
| 27. | | | | | | | | | | | 12,171 | 50,3 |
| 28. | | | | | | | | | | | 12,794 | 50,2 |
| 29. | | | | | | | | | | | 13,222 | 49,7 |
| 30. | | | | | | | | | | | 13,820 | 49,6 |
| 31. | | | | | | | | | | | 14,180 | 49,3 |
| 32. | | | | | | | | | | | 14,809 | 49,2 |
| 33. | | | | | | | | | | | 15,132 | 49,0 |
| 34. | | | | | | | | | | | 15,796 | 47,9 |
| 35. | | | | | | | | | | | 16,380 | 47,7 |
| 36. | | | | | | | | | | | 17,158 | 47,4 |
| 37. | | | | | | | | | | | 17,783 | 47,4 |
| 38. | | | | | | | | | | | 18,133 | 46,8 |
| 39. | | | | | | | | | | | 18,827 | 46,6 |
| 40. | | | | | | | | | | | 19,566 | 46,3 |
| 41. | | | | | | | | | | | 20,633 | 46,2 |
| 42. | | | | | | | | | | | 21,470 | 45,6 |
| 43. | | | | | | | | | | | 22,521 | 45,5 |
| 44. | | | | | | | | | | | 23,355 | 45,5 |
| 45. | | | | | | | | | | | 24,461 | 44,7 |
| 46. | | | | | | | | | | | 25,784 | 43,8 |
| 47. | | | | | | | | | | | 26,627 | 43,1 |
| 48. | | | | | | | | | | | 27,400 | 43,0 |
| 49. | | | | | | | | | | | 28,504 | 42,8 |
| 50. | | | | | | | | | | | 29,412 | 42,2 |
| 51. | | | | | | | | | | | 30,309 | 41,7 |
| 52. | | | | | | | | | | | 31,571 | 41,0 |
| 53. | | | | | | | | | | | 32,368 | 40,7 |
| 54. | | | | | | | | | | | 33,617 | 40,6 |
| 55. | | | | | | | | | | | 34,428 | 40,6 |
| 56. | | | | | | | | | | | 35,601 | 40,1 |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|---------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 57. | | | | | | | | | | | 36,959 | 39,5 |
| 58. | | | | | | | | | | | 37,666 | 39,4 |
| 59. | | | | | | | | | | | 39,141 | 39,3 |
| 60. | | | | | | | | | | | 40,807 | 39,1 |
| 61. | | | | | | | | | | | 42,753 | 38,0 |
| tg□ при 90 °С | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 0,070 | 0,000 | 0,095 | 0,000 | 0,326 | 0,000 | 0,229 | | | | |
| 2. | 3,027 | 0,104 | 0,502 | 0,133 | 0,565 | 0,508 | 0,230 | 0,443 | | | | |
| 3. | 6,507 | 0,240 | 1,275 | 0,150 | 1,708 | 0,522 | 1,843 | 0,797 | | | | |
| 4. | 8,717 | 0,342 | 2,281 | 0,192 | 2,146 | 0,576 | 2,552 | 0,850 | | | | |
| 5. | 11,084 | 0,487 | 2,764 | 0,204 | 2,855 | 0,588 | 3,470 | 0,902 | | | | |
| 6. | 13,926 | 0,494 | 3,573 | 0,206 | 3,666 | 0,632 | 4,518 | 1,697 | | | | |
| 7. | 17,883 | 0,512 | 4,382 | 0,210 | 4,394 | 0,666 | 5,418 | 1,705 | | | | |
| 8. | 20,786 | 0,520 | 5,265 | 0,340 | 4,815 | 0,672 | 6,383 | 1,728 | | | | |
| 9. | 22,453 | 0,590 | 6,529 | 0,378 | 5,088 | 0,716 | 7,100 | 2,233 | | | | |
| 10. | 24,217 | 0,613 | 7,783 | 0,403 | 5,802 | 0,778 | 8,644 | 3,347 | | | | |
| 11. | 26,131 | 0,785 | 8,582 | 0,453 | 6,186 | 0,842 | 10,564 | 3,747 | | | | |
| 12. | 27,866 | 0,857 | 9,717 | 0,468 | 6,807 | 1,126 | 13,091 | 4,492 | | | | |
| 13. | 29,563 | 0,865 | 10,410 | 0,490 | 7,403 | 1,300 | 20,618 | 7,898 | | | | |
| 14. | 30,974 | 1,097 | 11,362 | 0,527 | 8,632 | 1,350 | 0,000 | 0,229 | | | | |
| 15. | 35,670 | 2,345 | 12,717 | 0,590 | 9,284 | 1,783 | | | | | | |
| 16. | | | 13,247 | 0,655 | 10,679 | 1,891 | | | | | | |
| 17. | | | 14,390 | 0,744 | 11,457 | 2,175 | | | | | | |
| 18. | | | 15,534 | 0,778 | 14,236 | 3,350 | | | | | | |
| 19. | | | 16,451 | 0,863 | 16,286 | 3,480 | | | | | | |
| 20. | | | 17,501 | 1,173 | 18,811 | 3,822 | | | | | | |
| 21. | | | 18,524 | 1,240 | 19,787 | 4,133 | | | | | | |
| 22. | | | 19,662 | 1,500 | 20,295 | 5,018 | | | | | | |
| 23. | | | 21,029 | 1,993 | | | | | | | | |
| 24. | | | 23,012 | 2,240 | | | | | | | | |
| 25. | | | 29,987 | 2,867 | | | | | | | | |
| Колір масла | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 1,0 | 0,000 | 1,0 | 0,000 | 1,0 | 0,000 | 1,0 | 0,000 | 1,0 | 0,000 | 1,0 |
| 2. | 0,315 | 1,0 | 0,028 | 1,0 | 0,038 | 1,0 | 0,036 | 1,0 | 0,054 | 1,0 | 0,137 | 1,5 |
| 3. | 1,539 | 1,0 | 0,341 | 1,0 | 0,159 | 1,0 | 0,479 | 1,5 | 0,230 | 1,0 | 1,469 | 3,5 |
| 4. | 2,622 | 1,0 | 0,860 | 1,0 | 0,386 | 1,0 | 1,435 | 2,0 | 0,685 | 1,0 | 2,484 | 3,5 |
| 5. | 3,518 | 1,0 | 1,259 | 1,0 | 0,891 | 1,0 | 2,413 | 2,0 | 1,721 | 1,5 | 3,668 | 4 |
| 6. | 4,568 | 1,0 | 1,759 | 1,0 | 1,109 | 1,0 | 3,525 | 2,5 | 2,353 | 2,0 | 5,258 | 5 |
| 7. | 5,535 | 1,0 | 2,693 | 1,0 | 1,773 | 1,0 | 4,345 | 2,5 | 3,438 | 2,0 | 6,446 | 5 |
| 8. | 6,488 | 1,0 | 3,438 | 1,0 | 2,074 | 1,0 | 5,513 | 2,5 | 4,522 | 2,5 | 7,459 | 6 |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|-----|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 9. | 7,350 | 1,0 | 4,247 | 1,0 | 2,369 | 1,0 | 6,325 | 3,0 | 5,614 | 3,0 | 8,344 | 6 |
| 10. | 8,543 | 1,0 | 4,893 | 1,5 | 2,777 | 1,0 | 7,555 | 3,0 | 6,612 | 3,0 | | |
| 11. | 9,542 | 1,0 | 5,211 | 1,5 | 3,145 | 1,5 | 8,552 | 3,0 | 7,430 | 3,0 | | |
| 12. | 10,217 | 1,5 | 5,804 | 1,5 | 3,845 | 1,5 | 9,435 | 3,0 | 8,559 | 3,5 | | |
| 13. | 11,404 | 1,5 | 6,298 | 1,5 | 4,176 | 1,5 | 10,670 | 3,0 | 9,410 | 3,5 | | |
| 14. | 12,469 | 1,5 | 6,795 | 1,5 | 4,332 | 1,5 | 11,423 | 3,0 | 10,502 | 4,0 | | |
| 15. | 13,439 | 1,5 | 7,229 | 1,5 | 4,609 | 1,5 | 12,481 | 3,5 | 11,434 | 4,5 | | |
| 16. | 14,575 | 1,5 | 7,735 | 1,5 | 4,890 | 1,5 | 13,584 | 3,5 | 12,263 | 4,5 | | |
| 17. | 15,459 | 1,5 | 8,307 | 1,5 | 5,107 | 1,5 | 14,375 | 3,5 | 13,606 | 5,0 | | |
| 18. | 16,760 | 1,5 | 9,548 | 1,5 | 5,366 | 1,5 | 15,243 | 3,5 | 14,534 | 5,0 | | |
| 19. | 17,525 | 1,5 | 10,604 | 2,0 | 5,816 | 2,0 | 15,849 | 4,0 | 16,066 | 5,5 | | |
| 20. | 18,542 | 1,5 | 11,664 | 2,0 | 6,257 | 2,0 | 16,485 | 4,0 | 17,387 | 5,5 | | |
| 21. | 19,588 | 1,5 | 12,606 | 2,0 | 6,774 | 2,0 | 17,685 | 4,0 | 18,692 | 6,0 | | |
| 22. | 20,357 | 2,0 | 13,385 | 2,0 | 7,176 | 2,0 | 18,655 | 4,0 | 21,083 | 6,0 | | |
| 23. | 21,498 | 2,0 | 14,584 | 2,0 | 7,717 | 2,0 | 19,338 | 4,0 | | | | |
| 24. | 22,780 | 2,0 | 15,466 | 2,0 | 8,226 | 2,0 | 19,863 | 4,0 | | | | |
| 25. | 23,804 | 2,0 | 16,446 | 2,0 | 8,777 | 2,0 | 20,424 | 4,5 | | | | |
| 26. | 24,596 | 2,0 | 17,551 | 2,0 | 9,252 | 2,0 | 21,388 | 4,5 | | | | |
| 27. | 25,271 | 2,0 | 18,545 | 2,0 | 10,262 | 2,0 | 22,591 | 4,5 | | | | |
| 28. | 26,557 | 2,0 | 19,654 | 2,5 | 10,849 | 2,0 | 24,445 | 4,5 | | | | |
| 29. | 27,854 | 2,0 | 20,721 | 2,5 | 11,204 | 2,0 | 25,648 | 4,5 | | | | |
| 30. | 29,565 | 2,0 | 21,632 | 2,5 | 11,796 | 2,0 | 26,613 | 4,5 | | | | |
| 31. | 31,416 | 2,0 | 22,647 | 3,0 | 12,378 | 2,0 | 27,479 | 4,5 | | | | |
| 32. | 32,499 | 2,0 | 23,342 | 3,0 | 12,796 | 2,5 | 28,446 | 4,5 | | | | |
| 33. | 34,496 | 2,0 | 24,543 | 3,0 | 13,227 | 2,5 | 29,311 | 5,0 | | | | |
| 34. | 35,247 | 2,0 | 25,503 | 3,0 | 13,816 | 2,5 | 30,570 | 5,0 | | | | |
| 35. | 37,844 | 2,0 | 26,481 | 3,0 | 14,276 | 2,5 | 31,554 | 5,0 | | | | |
| 36. | | | 27,651 | 3,0 | 14,794 | 2,5 | 32,343 | 5,0 | | | | |
| 37. | | | 28,692 | 3,0 | 15,422 | 2,5 | 33,620 | 5,0 | | | | |
| 38. | | | 29,472 | 3,0 | 16,217 | 2,5 | 35,632 | 5,0 | | | | |
| 39. | | | 30,346 | 3,5 | 16,792 | 2,5 | 37,521 | 5,0 | | | | |
| 40. | | | 31,356 | 3,5 | 17,192 | 3,0 | 39,225 | 5,0 | | | | |
| 41. | | | 33,584 | 3,5 | 17,743 | 3,0 | | | | | | |
| 42. | | | 35,664 | 3,5 | 18,161 | 3,0 | | | | | | |
| 43. | | | 37,488 | 4,0 | 18,801 | 3,0 | | | | | | |
| 44. | | | 39,241 | 4,0 | 19,641 | 3,0 | | | | | | |
| 45. | | | | | 20,337 | 3,0 | | | | | | |
| 46. | | | | | 20,744 | 3,0 | | | | | | |
| 47. | | | | | 21,324 | 3,0 | | | | | | |
| 48. | | | | | 22,539 | 3,5 | | | | | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|------------------------------------|---------------|--------------|---------|-------|---------------|--------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 49. | | | | | 23,510 | 3,5 | | | | | | |
| 50. | | | | | 24,453 | 3,5 | | | | | | |
| 51. | | | | | 25,764 | 3,5 | | | | | | |
| 52. | | | | | 26,694 | 4,0 | | | | | | |
| 53. | | | | | 27,374 | 4,0 | | | | | | |
| 54. | | | | | 29,018 | 4,0 | | | | | | |
| 55. | | | | | 30,974 | 4,5 | | | | | | |
| 56. | | | | | 32,767 | 4,5 | | | | | | |
| 57. | | | | | 35,081 | 4,5 | | | | | | |
| 58. | | | | | 38,711 | 4,5 | | | | | | |
| Вміст в маслі водорозчинних кислот | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 0 | 0,000 |
| 2. | 0,193 | 0,000 | 0,484 | 0,000 | 0,018 | 0,000 | 0,051 | 0,000 | 0,203 | 0,000 | 0,337 | 0,000 |
| 3. | 2,436 | 0,000 | 1,276 | 0,000 | 1,411 | 0,000 | 0,534 | 0,000 | 3,349 | 0,000 | 2,264 | 0,001 |
| 4. | 4,743 | 0,000 | 2,303 | 0,000 | 3,500 | 0,000 | 1,239 | 0,000 | 6,907 | 0,001 | 4,197 | 0,001 |
| 5. | 6,471 | 0,001 | 3,545 | 0,000 | 5,597 | 0,000 | 1,870 | 0,000 | 9,712 | 0,002 | 5,585 | 0,001 |
| 6. | 8,419 | 0,001 | 4,481 | 0,000 | 7,265 | 0,000 | 2,486 | 0,000 | 11,374 | 0,003 | 7,038 | 0,003 |
| 7. | 12,431 | 0,001 | 5,643 | 0,000 | 8,626 | 0,001 | 3,658 | 0,000 | 12,970 | 0,003 | 8,844 | 0,004 |
| 8. | 14,154 | 0,001 | 6,704 | 0,000 | 9,602 | 0,001 | 4,703 | 0,000 | 15,451 | 0,005 | 10,607 | 0,006 |
| 9. | 16,071 | 0,001 | 8,404 | 0,000 | 10,449 | 0,001 | 5,223 | 0,000 | 0,000 | 0,000 | 2,356 | 0,008 |
| 10. | 17,410 | 0,001 | 10,384 | 0,000 | 11,519 | 0,001 | 5,865 | 0,000 | | | 7,459 | 0,010 |
| 11. | 18,281 | 0,001 | 11,450 | 0,000 | 12,568 | 0,001 | 6,240 | 0,000 | | | | |
| 12. | 19,333 | 0,001 | 12,541 | 0,000 | 13,469 | 0,002 | 6,717 | 0,000 | | | | |
| 13. | 20,474 | 0,001 | 13,526 | 0,000 | 14,273 | 0,002 | 7,256 | 0,001 | | | | |
| 14. | 22,183 | 0,001 | 14,472 | 0,000 | 15,443 | 0,002 | 7,663 | 0,001 | | | | |
| 15. | 23,643 | 0,002 | 16,169 | 0,000 | 16,551 | 0,002 | 8,403 | 0,001 | | | | |
| 16. | 24,410 | 0,002 | 18,296 | 0,000 | 17,410 | 0,003 | 9,353 | 0,001 | | | | |
| 17. | 25,408 | 0,003 | 19,457 | 0,001 | 18,456 | 0,004 | 10,180 | 0,001 | | | | |
| 18. | 27,195 | 0,005 | 20,271 | 0,002 | 19,639 | 0,004 | 10,728 | 0,001 | | | | |
| 19. | 29,271 | 0,007 | 23,671 | 0,006 | 20,684 | 0,005 | 11,385 | 0,001 | | | | |
| 20. | 30,555 | 0,009 | 25,616 | 0,008 | 21,352 | 0,006 | 11,700 | 0,001 | | | | |
| 21. | 31,488 | 0,011 | 27,101 | 0,010 | 22,459 | 0,007 | 12,594 | 0,001 | | | | |
| 22. | 32,296 | 0,016 | 27,045 | 0,010 | 23,587 | 0,008 | 13,247 | 0,001 | | | | |
| 23. | 33,075 | 0,018 | 28,918 | 0,011 | 24,479 | 0,009 | 13,806 | 0,001 | | | | |
| 24. | 33,618 | 0,020 | 31,762 | 0,011 | 25,805 | 0,010 | 14,309 | 0,001 | | | | |
| 25. | 34,431 | 0,022 | | | 27,514 | 0,014 | 14,745 | 0,001 | | | | |
| 26. | 35,536 | 0,024 | | | 28,751 | 0,015 | 15,287 | 0,001 | | | | |
| 27. | 36,317 | 0,025 | | | 30,129 | 0,018 | 15,841 | 0,001 | | | | |
| 28. | 37,295 | 0,025 | | | 32,915 | 0,023 | 16,362 | 0,002 | | | | |
| 29. | 37,493 | 0,026 | | | | | 17,269 | 0,002 | | | | |

Продовження таблиці 3-1

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | | E5 | | E6 | |
|--------------------|---------------|--------------|---------|-------|---------|-------|---------------|--------------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 30. | 38,203 | 0,026 | | | | | 18,587 | 0,004 | | | | |
| 31. | | | | | | | 19,487 | 0,007 | | | | |
| 32. | | | | | | | 20,611 | 0,008 | | | | |
| 33. | | | | | | | 21,516 | 0,008 | | | | |
| 34. | | | | | | | 22,554 | 0,011 | | | | |
| 35. | | | | | | | 23,575 | 0,016 | | | | |
| 36. | | | | | | | 24,530 | 0,017 | | | | |
| 37. | | | | | | | 25,511 | 0,024 | | | | |
| 38. | | | | | | | 26,730 | 0,031 | | | | |
| 39. | | | | | | | 27,362 | 0,032 | | | | |
| 40. | | | | | | | 28,421 | 0,034 | | | | |
| 41. | | | | | | | 29,349 | 0,037 | | | | |
| 42. | | | | | | | 30,318 | 0,037 | | | | |
| 43. | | | | | | | 30,571 | 0,041 | | | | |
| 44. | | | | | | | 31,647 | 0,042 | | | | |
| Вологовміст | | | | | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 5,00 |
| 2. | 0,959 | 1,00 | 0,181 | 1,00 | 0,899 | 1,00 | 0,005 | 1,00 | 0,555 | 1,00 | 0,007 | 6,00 |
| 3. | 1,164 | 1,00 | 1,294 | 1,50 | 2,508 | 1,90 | 0,125 | 1,50 | 1,674 | 1,38 | 0,093 | 7,50 |
| 4. | 2,664 | 1,50 | 2,438 | 1,50 | 3,589 | 2,30 | 1,292 | 1,50 | 2,436 | 2,00 | 0,466 | 9,50 |
| 5. | 3,252 | 1,60 | 3,636 | 2,00 | 4,687 | 2,50 | 2,400 | 1,50 | 3,559 | 4,27 | 1,710 | 11,75 |
| 6. | 4,201 | 1,80 | 4,247 | 2,20 | 5,589 | 2,75 | 3,602 | 1,50 | 4,414 | 5,91 | 2,238 | 13,15 |
| 7. | 5,827 | 2,00 | 5,273 | 2,50 | 6,475 | 3,40 | 4,782 | 2,78 | 5,400 | 7,02 | 3,433 | 16,10 |
| 8. | 6,512 | 2,10 | 6,804 | 2,80 | 7,546 | 3,90 | 5,612 | 3,12 | 6,549 | 9,65 | 4,259 | 17,75 |
| 9. | 7,088 | 2,30 | 7,077 | 3,50 | 8,464 | 4,60 | 6,574 | 3,87 | 7,616 | 11,20 | 5,643 | 20,85 |
| 10. | 8,218 | 2,57 | 8,149 | 3,80 | 9,468 | 5,20 | 7,726 | 4,33 | 8,365 | 13,59 | 6,493 | 23,22 |
| 11. | 9,395 | 2,95 | 9,304 | 4,20 | 10,366 | 5,70 | 8,567 | 5,22 | 9,329 | 15,75 | 7,479 | 25,00 |
| 12. | 12,599 | 3,10 | 10,317 | 4,70 | 11,345 | 6,30 | 9,408 | 6,12 | 10,485 | 18,06 | 8,458 | 27,00 |
| 13. | 13,911 | 3,50 | 11,478 | 5,35 | 12,593 | 6,80 | 10,521 | 7,07 | 11,408 | 19,20 | 9,047 | 28,80 |
| 14. | 14,397 | 3,90 | 12,511 | 6,00 | 13,710 | 7,10 | 11,482 | 8,10 | 12,479 | 21,90 | | |
| 15. | 15,392 | 4,10 | 13,426 | 6,55 | 14,435 | 7,70 | 12,415 | 8,87 | 13,613 | 23,62 | | |
| 16. | 16,241 | 4,60 | 14,575 | 7,00 | 15,563 | 8,30 | 13,535 | 10,00 | 14,537 | 25,43 | | |
| 17. | 17,438 | 5,00 | 15,401 | 7,64 | 16,432 | 9,30 | 14,554 | 11,02 | 15,448 | 26,68 | | |
| 18. | 18,281 | 5,50 | 16,052 | 8,48 | 17,374 | 10,20 | 15,563 | 12,34 | 16,160 | 27,35 | | |
| 19. | 19,333 | 5,90 | 17,565 | 8,90 | 18,679 | 12,10 | 16,440 | 13,65 | 17,554 | 30,20 | | |
| 20. | 20,565 | 6,75 | 18,762 | 10,60 | 19,441 | 13,40 | 17,495 | 15,14 | 19,068 | 34,40 | | |
| 21. | 21,475 | 7,20 | 19,625 | 12,30 | 20,368 | 15,50 | 18,523 | 16,80 | 21,995 | 39,60 | | |
| 22. | 22,536 | 7,86 | 20,148 | 14,01 | 21,339 | 16,90 | 19,492 | 18,40 | 22,786 | 40,85 | | |
| 23. | 23,631 | 8,74 | 21,675 | 15,80 | 22,505 | 19,80 | 20,850 | 20,07 | 23,038 | 41,70 | | |
| 24. | 24,410 | 9,95 | 22,858 | 17,51 | 23,593 | 21,40 | 21,315 | 21,27 | 24,852 | 44,00 | | |

Таблиця 3-2. Варіативні граничні значення показників масел для автотрансформаторів напругою 330 кВ

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | |
|---------------------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|-----------------|-------|
| | <i>t</i> , роки | гран. | <i>t</i> , роки | гран. | <i>t</i> , роки | гран. | <i>t</i> , роки | гран. |
| Температура спалаху | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 151 | 0,000 | 146 | 0,000 | 145 | 0,000 | 142 |
| 2. | 0,038 | 151 | 0,075 | 146 | 0,071 | 145 | 0,056 | 142 |
| 3. | 0,397 | 151 | 0,517 | 146 | 0,451 | 143 | 0,342 | 141 |
| 4. | 1,555 | 150 | 1,417 | 146 | 1,540 | 142 | 1,571 | 141 |
| 5. | 2,381 | 147 | 2,432 | 145 | 2,541 | 142 | 2,564 | 140 |
| 6. | 3,413 | 147 | 3,480 | 145 | 3,549 | 142 | 3,578 | 140 |
| 7. | 4,506 | 146 | 4,606 | 145 | 4,395 | 142 | 4,605 | 140 |
| 8. | 5,786 | 146 | 5,415 | 144 | 5,454 | 141 | 5,650 | 139 |
| 9. | 7,718 | 146 | 6,411 | 144 | 6,501 | 140 | 6,596 | 139 |
| 10. | 8,607 | 145 | 7,476 | 143 | 7,510 | 140 | 7,552 | 139 |
| 11. | 9,596 | 145 | 8,618 | 143 | 8,682 | 140 | 8,558 | 138 |
| 12. | 10,508 | 145 | 9,251 | 142 | 9,264 | 140 | 9,683 | 138 |
| 13. | 11,535 | 144 | 10,461 | 142 | 10,647 | 139 | 10,283 | 138 |
| 14. | 12,480 | 144 | 11,491 | 141 | 11,642 | 139 | 11,793 | 138 |
| 15. | 13,646 | 144 | 12,379 | 141 | 12,407 | 139 | 12,926 | 138 |
| 16. | 14,574 | 144 | 13,404 | 141 | 13,361 | 139 | 13,638 | 138 |
| 17. | 15,684 | 143 | 14,467 | 141 | 14,304 | 139 | 14,758 | 138 |
| 18. | 16,681 | 143 | 15,332 | 141 | 15,226 | 139 | 15,995 | 137 |
| 19. | 17,379 | 143 | 16,425 | 141 | 16,584 | 139 | 16,559 | 137 |
| 20. | 18,329 | 143 | 17,421 | 141 | 17,424 | 139 | 17,745 | 137 |
| 21. | 19,545 | 143 | 18,471 | 140 | 18,555 | 138 | 18,751 | 137 |
| 22. | 20,573 | 142 | 19,415 | 140 | 19,605 | 137 | 19,766 | 136 |
| 23. | 21,597 | 142 | 20,430 | 140 | 20,432 | 137 | 20,696 | 136 |
| 24. | 22,570 | 142 | 21,407 | 140 | 21,645 | 137 | | |
| 25. | 23,397 | 142 | 22,488 | 140 | 22,713 | 137 | | |
| 26. | | | 23,536 | 140 | 23,547 | 137 | | |
| 27. | | | 24,773 | 140 | 24,689 | 136 | | |
| 28. | | | 25,325 | 139 | 25,619 | 136 | | |
| 29. | | | 26,665 | 139 | 26,619 | 136 | | |
| 30. | | | 27,543 | 139 | 27,501 | 136 | | |
| 31. | | | 28,340 | 138 | 28,611 | 136 | | |
| 32. | | | 29,351 | 138 | 29,685 | 136 | | |
| 33. | | | 30,782 | 138 | 30,619 | 136 | | |
| 34. | | | 31,440 | 138 | 31,704 | 136 | | |
| 35. | | | 32,416 | 138 | | | | |
| 36. | | | 33,416 | 137 | | | | |

Продовження таблиці 3-2

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | |
|------------------|---------|--------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| Кислотне число | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 0,0010 | 0,000 | 0,009 | 0,000 | 0,010 | 0,000 | 0,019 |
| 2. | 1,110 | 0,0010 | 0,702 | 0,011 | 1,082 | 0,011 | 1,570 | 0,019 |
| 3. | 2,500 | 0,0013 | 2,366 | 0,012 | 2,657 | 0,013 | 2,485 | 0,020 |
| 4. | 3,444 | 0,0014 | 3,562 | 0,013 | 3,608 | 0,015 | 3,527 | 0,021 |
| 5. | 4,566 | 0,0021 | 4,428 | 0,013 | 4,703 | 0,017 | 4,536 | 0,022 |
| 6. | 5,643 | 0,0027 | 5,423 | 0,014 | 5,459 | 0,018 | 5,751 | 0,025 |
| 7. | 6,496 | 0,0030 | 6,469 | 0,015 | 6,433 | 0,020 | 6,532 | 0,026 |
| 8. | 7,514 | 0,0039 | 7,493 | 0,016 | 7,573 | 0,022 | 7,358 | 0,027 |
| 9. | 8,463 | 0,0047 | 8,681 | 0,017 | 8,555 | 0,023 | 8,567 | 0,030 |
| 10. | 9,662 | 0,0050 | 9,205 | 0,018 | 9,285 | 0,024 | 9,520 | 0,030 |
| 11. | 10,343 | 0,0060 | 10,550 | 0,018 | 10,468 | 0,026 | 10,532 | 0,033 |
| 12. | 11,489 | 0,0066 | 11,449 | 0,019 | 11,621 | 0,027 | 11,515 | 0,037 |
| 13. | 12,394 | 0,0084 | 12,295 | 0,019 | 12,617 | 0,028 | 12,513 | 0,040 |
| 14. | 13,508 | 0,0090 | 13,420 | 0,020 | 13,382 | 0,030 | 13,619 | 0,045 |
| 15. | 14,383 | 0,0100 | 14,365 | 0,020 | 14,477 | 0,031 | 14,626 | 0,049 |
| 16. | 15,301 | 0,0110 | 15,156 | 0,021 | 15,536 | 0,032 | 15,610 | 0,052 |
| 17. | 16,429 | 0,0127 | 16,424 | 0,021 | 16,647 | 0,033 | 16,578 | 0,054 |
| 18. | 17,151 | 0,0150 | 17,372 | 0,021 | 17,539 | 0,034 | 17,331 | 0,058 |
| 19. | 18,499 | 0,0170 | 18,438 | 0,021 | 18,556 | 0,035 | 18,568 | 0,064 |
| 20. | 19,575 | 0,0180 | 19,626 | 0,022 | 19,223 | 0,036 | 19,727 | 0,068 |
| 21. | 20,019 | 0,0190 | 20,348 | 0,023 | 20,847 | 0,037 | 20,666 | 0,072 |
| 22. | 21,049 | 0,0200 | 21,532 | 0,023 | 21,471 | 0,038 | 21,587 | 0,073 |
| 23. | 22,038 | 0,0200 | 22,571 | 0,023 | 22,384 | 0,039 | 22,680 | 0,075 |
| 24. | 23,044 | 0,0210 | 23,551 | 0,025 | 23,584 | 0,040 | 23,492 | 0,075 |
| 25. | 24,049 | 0,0210 | 24,689 | 0,025 | 24,675 | 0,041 | 24,796 | 0,076 |
| 26. | 25,466 | 0,0210 | 25,489 | 0,026 | 25,030 | 0,042 | | |
| 27. | | | 26,594 | 0,028 | | | | |
| 28. | | | 27,551 | 0,029 | | | | |
| 29. | | | 28,374 | 0,031 | | | | |
| 30. | | | 29,422 | 0,034 | | | | |
| 31. | | | 30,636 | 0,038 | | | | |
| 32. | | | 31,641 | 0,042 | | | | |
| 33. | | | 32,416 | 0,045 | | | | |
| 34. | | | 33,416 | 0,050 | | | | |
| Пробивна напруга | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 89,0 | 0,000 | 79,4 | 0,000 | 77,2 | 0,000 | 72,4 |
| 2. | 0,071 | 84,6 | 0,058 | 78,0 | 0,096 | 75,9 | 0,036 | 72,3 |
| 3. | 0,515 | 84,3 | 0,429 | 77,5 | 0,639 | 75,0 | 0,381 | 70,1 |
| 4. | 1,496 | 84,0 | 1,645 | 78,4 | 1,536 | 74,8 | 1,531 | 69,8 |

Продовження таблиці 3-2

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | |
|---------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 5. | 2,346 | 83,5 | 2,620 | 76,5 | 2,635 | 74,6 | 2,584 | 68,5 |
| 6. | 3,489 | 81,6 | 3,435 | 75,5 | 3,373 | 72,9 | 3,628 | 67,4 |
| 7. | 4,451 | 80,7 | 4,485 | 74,8 | 4,617 | 72,9 | 4,636 | 66,3 |
| 8. | 5,554 | 78,6 | 5,492 | 73,0 | 5,472 | 72,5 | 5,707 | 65,7 |
| 9. | 6,474 | 75,4 | 6,422 | 71,5 | 6,432 | 71,9 | 6,629 | 64,5 |
| 10. | 7,485 | 75,2 | 7,419 | 70,7 | 7,551 | 71,2 | 7,778 | 64,2 |
| 11. | 8,629 | 73,8 | 8,418 | 70,9 | 8,555 | 70,9 | 8,617 | 63,6 |
| 12. | 9,458 | 71,5 | 9,570 | 70,3 | 9,320 | 70,7 | 9,534 | 62,2 |
| 13. | 10,373 | 71,2 | 10,360 | 68,8 | 10,415 | 70,5 | 10,668 | 61,5 |
| 14. | 11,527 | 70,8 | 11,452 | 66,2 | 11,517 | 70,4 | 11,323 | 60,5 |
| 15. | 12,362 | 70,0 | 12,504 | 64,5 | 12,528 | 70,4 | 12,395 | 60,3 |
| 16. | 13,474 | 69,4 | 13,483 | 63,3 | 13,475 | 70,1 | 13,546 | 58,3 |
| 17. | 14,537 | 68,7 | 14,460 | 60,0 | 14,477 | 70,0 | 14,400 | 54,0 |
| 18. | 15,053 | 68,2 | 15,461 | 60,0 | 15,402 | 70,0 | 15,486 | 50,3 |
| 19. | 16,504 | 68,0 | 16,502 | 58,0 | 16,539 | 70,0 | 16,762 | 50,0 |
| 20. | 17,395 | 67,9 | 17,379 | 57,6 | 17,561 | 70,0 | 17,427 | 50,0 |
| 21. | 18,484 | 67,4 | 18,329 | 56,0 | 18,508 | 69,9 | 18,795 | 50,0 |
| 22. | 19,504 | 66,6 | 19,545 | 55,5 | 19,302 | 69,6 | 19,897 | 50,0 |
| 23. | 20,392 | 66,0 | 20,573 | 55,0 | 20,533 | 68,8 | 20,863 | 50,0 |
| 24. | 21,515 | 65,3 | 21,597 | 54,0 | 21,333 | 68,0 | 21,555 | 50,0 |
| 25. | 22,440 | 63,4 | 22,570 | 53,0 | 22,392 | 67,7 | 22,815 | 50,0 |
| 26. | 23,385 | 62,8 | 23,397 | 49,5 | 23,557 | 66,8 | 24,967 | 50,0 |
| 27. | 24,384 | 59,6 | | | 24,290 | 66,0 | 25,885 | 49,0 |
| 28. | 25,427 | 57,9 | | | 25,186 | 65,9 | 26,879 | 49,0 |
| 29. | 26,570 | 56,0 | | | 26,542 | 64,0 | 27,633 | 49,0 |
| 30. | 27,366 | 55,8 | | | 27,695 | 63,3 | 28,611 | 49,0 |
| 31. | 28,310 | 54,0 | | | 28,288 | 61,5 | 29,685 | 49,0 |
| 32. | 29,219 | 54,0 | | | 29,362 | 60,4 | 30,619 | 49,0 |
| 33. | 30,652 | 51,0 | | | | | 31,704 | 48,0 |
| 34. | 31,389 | 50,0 | | | | | | |
| 35. | 32,416 | 45,8 | | | | | | |
| 36. | 33,416 | 41,3 | | | | | | |
| tg□ при 90 °C | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 0,034 | 0,000 | 0,100 | 0,000 | 0,040 | 0,000 | 0,160 |
| 2. | 0,694 | 0,050 | 0,058 | 0,126 | 0,053 | 0,065 | 0,096 | 0,193 |
| 3. | 1,523 | 0,083 | 0,889 | 0,210 | 0,398 | 0,071 | 0,536 | 0,289 |
| 4. | 2,579 | 0,087 | 1,404 | 0,210 | 1,441 | 0,110 | 1,624 | 0,329 |
| 5. | 3,332 | 0,168 | 2,199 | 0,213 | 2,439 | 0,127 | 2,543 | 0,334 |
| 6. | 4,518 | 0,204 | 3,578 | 0,237 | 3,789 | 0,128 | 3,133 | 0,395 |
| 7. | 5,384 | 0,228 | 4,552 | 0,244 | 4,591 | 0,160 | 4,367 | 0,400 |

Продовження таблиці 3-2

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | |
|-------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 8. | 6,415 | 0,272 | 5,313 | 0,273 | 5,439 | 0,180 | 5,242 | 0,495 |
| 9. | 7,621 | 0,306 | 6,642 | 0,283 | 6,830 | 0,180 | 6,381 | 0,552 |
| 10. | 8,656 | 0,315 | 7,316 | 0,382 | 7,340 | 0,200 | 7,514 | 0,565 |
| 11. | 9,542 | 0,349 | 8,446 | 0,395 | 8,849 | 0,215 | 8,555 | 0,606 |
| 12. | 10,595 | 0,346 | 9,275 | 0,397 | 9,578 | 0,243 | 9,315 | 0,703 |
| 13. | 11,637 | 0,390 | 10,582 | 0,406 | 10,593 | 0,292 | 10,472 | 0,782 |
| 14. | 12,329 | 0,400 | 11,495 | 0,482 | 11,808 | 0,350 | 11,503 | 0,813 |
| 15. | 13,489 | 0,405 | 12,547 | 0,541 | 12,378 | 0,354 | 12,577 | 1,042 |
| 16. | 14,389 | 0,415 | 13,621 | 0,590 | 13,421 | 0,363 | 13,345 | 1,053 |
| 17. | 15,485 | 0,435 | 14,314 | 0,640 | 14,410 | 0,572 | 14,344 | 1,448 |
| 18. | 16,290 | 0,445 | 15,716 | 0,712 | 15,532 | 0,660 | 15,315 | 1,850 |
| 19. | 17,305 | 0,475 | 16,376 | 0,817 | 16,514 | 0,990 | 16,647 | 2,053 |
| 20. | 18,304 | 0,525 | 17,635 | 0,850 | 17,291 | 1,250 | 17,557 | 2,077 |
| 21. | 19,689 | 0,546 | 18,824 | 0,900 | 18,537 | 1,523 | 18,547 | 2,370 |
| 22. | 20,535 | 0,716 | 19,716 | 1,070 | 19,687 | 1,954 | 19,712 | 2,433 |
| 23. | 21,326 | 0,765 | 20,875 | 1,113 | 20,137 | 2,400 | 20,569 | 2,743 |
| 24. | 22,192 | 0,850 | 21,871 | 1,800 | | | 21,712 | 2,945 |
| 25. | | | | | | | 22,652 | 3,023 |
| 26. | | | | | | | 23,828 | 3,368 |
| 27. | | | | | | | 24,874 | 3,650 |
| 28. | | | | | | | 25,096 | 3,875 |
| Вологовміст | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 1,00 | 0,000 | 1,00 | | | | |
| 2. | 0,659 | 1,00 | 0,070 | 1,00 | | | | |
| 3. | 1,485 | 1,00 | 0,729 | 1,50 | | | | |
| 4. | 2,175 | 2,00 | 1,699 | 2,00 | | | | |
| 5. | 3,488 | 3,93 | 2,522 | 2,00 | | | | |
| 6. | 4,474 | 6,29 | 3,828 | 3,13 | | | | |
| 7. | 5,351 | 8,40 | 4,336 | 4,00 | | | | |
| 8. | 6,336 | 9,09 | 5,387 | 4,40 | | | | |
| 9. | 7,674 | 10,76 | 6,816 | 4,88 | | | | |
| 10. | 8,506 | 11,38 | 7,431 | 5,41 | | | | |
| 11. | 9,581 | 12,50 | 8,639 | 6,92 | | | | |
| 12. | 10,479 | 12,67 | 9,612 | 7,87 | | | | |
| 13. | 11,558 | 12,98 | 10,405 | 8,17 | | | | |
| 14. | 12,668 | 14,20 | 11,728 | 11,01 | | | | |
| 15. | 13,806 | 14,27 | 12,472 | 12,53 | | | | |
| 16. | 14,363 | 15,15 | 13,635 | 13,35 | | | | |
| 17. | 15,688 | 16,93 | 14,821 | 13,58 | | | | |
| 18. | 16,468 | 17,03 | 15,392 | 14,24 | | | | |

Закінчення таблиці 3-2

| № | E1 | | E2 | | E3 | | E4 | |
|----------------------------------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|---------|-------|
| | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. | t, роки | гран. |
| 19. | 17,487 | 17,65 | 16,609 | 14,91 | | | | |
| 20. | 18,268 | 17,67 | 17,753 | 16,43 | | | | |
| 21. | 19,526 | 17,98 | 18,682 | 19,73 | | | | |
| 22. | 20,447 | 18,07 | 19,297 | 25,41 | | | | |
| 23. | 21,523 | 19,00 | | | | | | |
| 24. | 22,805 | 19,10 | | | | | | |
| Вміст в маслі механічних домішок | | | | | | | | |
| 1. | 0,000 | 2,5 | 0,000 | 2,8 | | | | |
| 2. | 0,234 | 3,8 | 0,211 | 3,0 | | | | |
| 3. | 1,660 | 4,1 | 3,847 | 4,0 | | | | |
| 4. | 2,351 | 4,5 | 4,490 | 4,3 | | | | |
| 5. | 6,537 | 5,0 | 6,496 | 4,4 | | | | |
| 6. | 8,318 | 5,0 | 7,935 | 4,5 | | | | |
| 7. | 10,767 | 5,0 | 8,498 | 4,5 | | | | |
| 8. | 11,655 | 5,5 | 9,912 | 4,8 | | | | |
| 9. | 12,630 | 6,5 | 10,498 | 5,0 | | | | |
| 10. | 13,691 | 7,0 | 11,562 | 5,8 | | | | |
| 11. | 14,038 | 7,1 | 13,787 | 6,3 | | | | |
| 12. | 16,652 | 8,8 | 14,381 | 7,1 | | | | |
| 13. | 17,384 | 9,2 | 15,587 | 8,9 | | | | |
| 14. | 19,956 | 10,0 | 16,375 | 13,5 | | | | |
| 15. | 20,225 | 10,7 | 17,358 | 27,0 | | | | |
| 16. | 21,637 | 11,0 | | | | | | |
| 17. | 23,260 | 12,0 | | | | | | |

ДОДАТОК К
ЗНАЧЕННЯ КОЕФІЦІЄНТІВ МНОЖИННОЇ РЕГРЕСІЇ ТА РЕЗУЛЬТАТИ РЕГРЕСІЙНОГО АНАЛІЗУ
МАСИВІВ М1- М4 АВТОТРАНСФОРМАТОРІВ 330 КВ

Таблиця К.1 – Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу для масиву М1 автотрансформаторів 330 кВ

| Регресор | Регресійне рівняння | | | | | |
|---------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| b_0 | 3,632 | 1,969 | 56,240 | 59,976 | 18,224 | 12,666 |
| 1 | $+881,733 \cdot p_1$ | $+478,744 \cdot p_1$ | $-100,567 \cdot p_1$ | $-63,055 \cdot p_1$ | $-6,956 \cdot p_1$ | $-15,709 \cdot p_1$ |
| 2 | | $+14,422 \cdot p_2$ | $+1,272 \cdot p_2$ | $+1,644 \cdot p_2$ | $+1,316 \cdot p_2$ | $+1,349 \cdot p_2$ |
| 3 | | | $-0,634 \cdot p_3$ | $-0,666 \cdot p_3$ | $-0,215 \cdot p_3$ | $-0,214 \cdot p_3$ |
| 4 | | | | $-0,256 \cdot p_4$ | $+0,160 \cdot p_4$ | $+0,196 \cdot p_4$ |
| 5 | | | | | $+0,592 \cdot p_5$ | $+0,601 \cdot p_5$ |
| 6 | | | | | | $+0,035 \cdot p_6$ |
| Результати регресійного аналізу | | | | | | |
| Q_1 | 1542,24 | 1570,48 | 1633,42 | 1633,68 | 1635,76 | 1634,70 |
| Q_2 | 95,76 | 67,52 | 4,58 | 4,32 | 2,24 | 3,30 |
| Q | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 |
| R^2 | 0,941 | 0,958 | 0,9972 | 0,9973 | 0,9986 | 0,998 |
| $\overline{R_p^2}$ | 0,937 | 0,9536 | 0,9967 | 0,9967 | 0,9982 | 0,997 |
| $F_{роз,}$ | 402,629 | 558,257 | 8200,17 | 8327,28 | 15335,9 | 10402,6 |
| $F_{крит,}$ | 5,717 | 4,319 | 3,750 | 3,440 | 3,250 | 3,128 |
| $\sigma_{зал}^2$ | 3,830 | 2,813 | 0,199 | 0,196 | 0,107 | 0,165 |
| $\sigma_{прог,}$ | 1,958 | 1,678 | 0,446 | 0,443 | 0,327 | 0,406 |
| M_{Δ} | $2,763 \cdot 10^{-15}$ | $-2,927 \cdot 10^{-15}$ | $1,828 \cdot 10^{-14}$ | $1,342 \cdot 10^{-14}$ | $-9,934 \cdot 10^{-15}$ | $9,802 \cdot 10^{-15}$ |
| j_a | -0,465 | 0,742 | 0,122 | -0,0245 | -0,115 | -0,110 |
| j_e | -0,635 | 0,814 | -0,830 | -0,828 | -0,0738 | -0,991 |

Таблиця К.2 – Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу для масиву М2 автотрансформаторів 330 кВ

| Регресор | Регресійне рівняння | | | | | |
|---------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| b_0 | 71,734 | 72,266 | 38,523 | 31,569 | 104,362 | 108,587 |
| 1 | $-0,897 \cdot p_1$ | $-0,904 \cdot p_1$ | $-0,516 \cdot p_1$ | $-0,446 \cdot p_1$ | $-0,365 \cdot p_1$ | $-0,382 \cdot p_1$ |
| 2 | | $-0,173 \cdot p_2$ | $+0,131 \cdot p_2$ | $-1,867 \cdot p_2$ | $-2,960 \cdot p_2$ | $-3,094 \cdot p_2$ |
| 3 | | | $+226,076 \cdot p_3$ | $+201,325 \cdot p_3$ | $+191,939 \cdot p_3$ | $+191,187 \cdot p_3$ |
| 4 | | | | $+0,515 \cdot p_4$ | $+0,463 \cdot p_4$ | $+0,463 \cdot p_4$ |
| 5 | | | | | $-0,538 \cdot p_5$ | $-0,558 \cdot p_5$ |
| 6 | | | | | | $-0,021 \cdot p_6$ |
| Результати регресійного аналізу | | | | | | |
| Q_1 | 1630,24 | 1630,25 | 1632,85 | 1633,96 | 1634,51 | 1633,00 |
| Q_2 | 7,76 | 7,75 | 5,15 | 4,04 | 3,49 | 5,00 |
| Q | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 |
| R^2 | 0,995 | 0,9952 | 0,996 | 0,9975 | 0,9978 | 0,9969 |
| $\overline{R_p^2}$ | 0,994 | 0,995 | 0,996 | 0,9969 | 0,9972 | 0,9959 |
| $F_{роз.}$ | 5248,84 | 5046,46 | 7292,42 | 8904,27 | 9838,84 | 6858,6 |
| $F_{крит.}$ | 5,717 | 4,319 | 3,750 | 3,440 | 3,250 | 3,128 |
| $\sigma_{зал}^2$ | 0,310 | 0,323 | 0,224 | 0,184 | 0,166 | 0,25 |
| $\sigma_{прог.}$ | 0,557 | 0,568 | 0,473 | 0,428 | 0,407 | 0,5 |
| M_{Δ} | $3,105 \cdot 10^{-14}$ | $-3,667 \cdot 10^{-15}$ | $3,138 \cdot 10^{-14}$ | $2,069 \cdot 10^{-14}$ | $3,486 \cdot 10^{-14}$ | $6,473 \cdot 10^{-14}$ |
| j_a | -0,282 | -0,218 | -0,143 | 0,042 | 0,0074 | 0,163 |
| j_{Δ} | -0,467 | -0,570 | -1,212 | 1,105 | 0,763 | -1,123 |

Таблиця К.3 – Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу для масиву МЗ автотрансформаторів 330 кВ

| Регресор | Регресійне рівняння | | | | | |
|---------------------------------|------------------------|------------------------|------------------------|-----------------------|----------------------|------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| b_0 | 4,630 | 79,738 | 53,58 | 112,468 | 110,416 | 112,182 |
| 1 | $+10,208 \cdot p_1$ | $+1,215 \cdot p_1$ | $+1,126 \cdot p_1$ | $0,0473 \cdot p_1$ | $+0,149 \cdot p_1$ | $+0,669 \cdot p_1$ |
| 2 | | $-1,016 \cdot p_2$ | $-0,696 \cdot p_2$ | $-0,610 \cdot p_2$ | $-0,600 \cdot p_2$ | $-0,646 \cdot p_2$ |
| 3 | | | $+125,651 \cdot p_3$ | $+131,012 \cdot p_3$ | $+135,628 \cdot p_3$ | $+149,800 \cdot p_3$ |
| 4 | | | | $-0,450 \cdot p_4$ | $-0,441 \cdot p_4$ | $-0,429 \cdot p_4$ |
| 5 | | | | | $-0,017 \cdot p_5$ | $+0,0109 \cdot p_5$ |
| 6 | | | | | | $-0,151 \cdot p_6$ |
| Результати регресійного аналізу | | | | | | |
| Q_1 | 1388,71 | 1631,47 | 1632,61 | 1633,20 | 1635,50 | 1633,10 |
| Q_2 | 249,29 | 6,53 | 5,39 | 4,80 | 2,50 | 4,90 |
| Q | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 | 1638 |
| R^2 | 0,847 | 0,996 | 0,9967 | 0,997 | 0,998 | 0,997 |
| $\overline{R_p^2}$ | 0,835 | 0,995 | 0,9961 | 0,9964 | 0,998 | 0,996 |
| $F_{роз.}$ | 139,264 | 5994,59 | 6966,7 | 7482,14 | 14392,4 | 6999 |
| $F_{крит.}$ | 5,717 | 4,319 | 3,750 | 3,440 | 3,250 | 3,128 |
| $\sigma_{зал}^2$ | 9,972 | 0,272 | 0,234 | 0,218 | 0,119 | 0,245 |
| $\sigma_{прог.}$ | 3,158 | 0,522 | 0,484 | 0,467 | 0,345 | 0,495 |
| M_{Δ} | $1,250 \cdot 10^{-15}$ | $2,816 \cdot 10^{-14}$ | $3,605 \cdot 10^{-14}$ | $-3,8 \cdot 10^{-14}$ | $-4 \cdot 10^{-14}$ | $7,921 \cdot 10^{-14}$ |
| j_a | 0,0149 | -0,261 | -0,394 | -0,249 | -0,264 | -0,285 |
| j_{ε} | -1,441 | -0,748 | -0,798 | -0,988 | -0,838 | -0,954 |

Таблиця К.4 – Значення коефіцієнтів множинної регресії та результати регресійного аналізу для масиву М4 автотрансформаторів 330 кВ

| Регресор | Регресійне рівняння | | | | | |
|---------------------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|------------------------|----------------------|------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 |
| b_0 | -3,183 | -5,709 | 53,442 | 51,862 | 194,530 | 156,525 |
| 1 | $+359,271 \cdot p_1$ | $+500,862 \cdot p_1$ | $+192,157 \cdot p_1$ | $+203,195 \cdot p_1$ | $+149,836 \cdot p_1$ | $+74,381 \cdot p_1$ |
| 2 | | $-2,470 \cdot p_2$ | $-2,566 \cdot p_2$ | $-1,949 \cdot p_2$ | $-1,135 \cdot p_2$ | $-1,185 \cdot p_2$ |
| 3 | | | $-0,779 \cdot p_3$ | $-0,757 \cdot p_3$ | $-0,679 \cdot p_3$ | $-0,742 \cdot p_3$ |
| 4 | | | | $-0,117 \cdot p_4$ | $-0,277 \cdot p_4$ | $-0,308 \cdot p_4$ |
| 5 | | | | | $-1,0295 \cdot p_5$ | $-0,727 \cdot p_5$ |
| 6 | | | | | | $+0,274 \cdot p_6$ |
| Результати регресійного аналізу | | | | | | |
| Q_1 | 1427,56 | 1436,61 | 1456,83 | 1459,46 | 1460,10 | 1458,15 |
| Q_2 | 34,94 | 25,89 | 5,67 | 3,04 | 2,40 | 4,35 |
| Q | 1462,5 | 1462,5 | 1462,5 | 1462,5 | 1462,5 | 1462,5 |
| R^2 | 0,976 | 0,982 | 0,996 | 0,9979 | 0,9984 | 0,997 |
| $\overline{R_p^2}$ | 0,974 | 0,980 | 0,995 | 0,9974 | 0,9979 | 0,996 |
| $F_{роз.}$ | 980,718 | 1331,98 | 5908,5 | 10081,8 | 13104 | 6704,14 |
| $F_{крит.}$ | 4,290 | 3,721 | 3,408 | 3,440 | 3,215 | 3,09 |
| $\sigma_{зал}^2$ | 1,456 | 1,125 | 0,258 | 0,145 | 0,120 | 0,217 |
| $\sigma_{прог.}$ | 1,207 | 1,061 | 0,508 | 0,380 | 0,346 | 0,466 |
| M_{Δ} | $1,913 \cdot 10^{-15}$ | $-5,089 \cdot 10^{-15}$ | $3,826 \cdot 10^{-14}$ | $3,170 \cdot 10^{-14}$ | $1 \cdot 10^{-13}$ | $4,072 \cdot 10^{-14}$ |
| j_a | -0,425 | 0,211 | 0,122 | -0,447 | -0,447 | -0,048 |
| j_{Δ} | -1,123 | -0,335 | -0,341 | 0,356 | -0,065 | -1,032 |

ДОДАТОК Л
АКТИ ВПРОВАДЖЕННЯ РЕЗУЛЬТАТІВ НАУКОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ
ДИСЕРТАЦІЙНОЇ РОБОТИ

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор технічний
АТ «Харківобленерго»
Олексій ГАНУС
« 09 » _____ 2023 р.



Акт

**впровадження наукових результатів дисертаційної роботи
«Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в
обладнанні 110-330 кВ з урахуванням впливу режимів та умов
експлуатації» здобувача кафедри передачі електричної енергії
Національного технічного університету «Харківський політехнічний
інститут»
Пономаренка Сергія Григоровича**

Цей акт складений у тому, що результати дисертаційної роботи «Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в обладнанні 110-330 кВ з урахуванням впливу режимів та умов експлуатації» здобувача Пономаренка Сергія Григоровича», що представлена на здобуття наукового ступеня доктора філософії впроваджені в компанії АТ "Харківобленерго"

За результатами науково-дослідної роботи КЗ702 «Удосконалення методів діагностики стану маслонаповненого високовольтного обладнання електричних мереж» (науковий керівник НДР, к.т.н., доц. Олег ШУТЕНКО; відповідальні виконавці: Сергій ПОНОМАРЕНКО, Олексій КУЛИК), та на основі проведених у дисертаційній роботі С.Г. Пономаренко досліджень було розроблено:

1) метод для ранньої діагностики стану трансформаторних масел із використанням варіативних значень показників;

2) метод для ранньої діагностики стану трансформаторних масел за комплексом діагностичних ознак з використанням моделей множинної регресії;

Розроблені методи рекомендовані до використання в службі ізоляції та грозозахисту ПАТ «Харківобленерго» та застосовуються в рамках періодичного контролю стану трансформаторних масел в трансформаторах напругою 110 кВ.

ЗАТВЕРДЖУЮ

Ректор Національного технічного
університету «Харківський політехнічний
інститут»,



чл.-кор. НАН України, д.т.н, проф.
Євген СОКОЛ

« 08 » листопада 2023 р.

Акт

**впровадження наукових результатів дисертаційної роботи
«Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в
обладнанні 110-330 кВ з урахуванням впливу режимів та умов
експлуатації» на здобуття наукового ступеня доктора філософії здобувача
кафедри передачі електричної енергії Національного технічного
університету «Харківський політехнічний інститут»
Пономаренка Сергія Григоровича**

Ми, що нижче підписалися, підтверджуємо впровадження результатів дисертаційної роботи «Удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел в обладнанні 110-330 кВ з урахуванням впливу режимів та умов експлуатації» здобувача Пономаренка Сергія Григоровича в навчальний процес на кафедрі передачі електричної енергії за освітньою програмою «Електроенергетика», освітньою-науковою програмою «Електроенергетика» та освітньою-науковою програмою «Комп'ютерні інформаційні технології цифрової трансформації енергетики» Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут», в наступних освітніх компонентах:

1. «Техніка високих напруг

Встановлені автором закономірності старіння трансформаторних масел в баках автотрансформаторів напругою 330 кВ на протязі тривалої експлуатації,

використовуються в лекційному процесі дисципліни «Техніка високих напруг» при викладанні теми №5 «Контроль стану внутрішньої ізоляції», зокрема в розділах «Особливості поведінки внутрішньої ізоляції при експлуатації» та «Старіння ізоляції».

2. «Математичні основи технічної діагностики».

Розроблений метод визначення стану трансформаторних масел за комплексом ознак з використанням множинної регресії використовується при викладанні лекційного матеріалу з теми №4 «Методи розділення в просторі ознак» в розділі «Лінійні методи розділення».

Розроблений здобувачем метод визначення гранично допустимих значень показників трансформаторних масел використовується при проведенні практичних занять дисципліни «Математичні основи технічної діагностики» зокрема при вивченні теми №2 «Методи статистичних рішень» в розділах «Методи статистичних рішень для одномірних розподілів» та «Методи статистичних рішень для багатомірних розподілів».

3. «Математичні задачі енергетики».

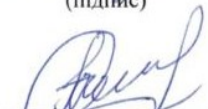
Розроблений алгоритм обробки результатів періодичних іспитів стану трансформаторних масел трансформаторів та автотрансформаторів з напругою 110 та 330 кВ використовується в лекційному курсі при вивченні законів розподілу і чисельних методів.

Завідувач кафедри
передачі електричної енергії,
д.т.н., професор


(підпис)

Сергій ШЕВЧЕНКО

к.т.н., професор кафедри
передачі електричної енергії


(підпис)

Галина ОМЕЛЯНЕНКО

к.т.н., доцент кафедри
передачі електричної енергії


(підпис)

Галина СЕРДЮКОВА

ДОДАТОК М

СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗДОБУВАЧА ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

*Наукові праці, в яких опубліковані основні наукові результати дисертації:
Статті у виданнях, які включені до наукометричних баз Scopus, Web of Science
Core Collection:*

1. Ponomarenko S. Development of a multiple regression model for early diagnosis of transformer oil condition / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2022. Vol. 47, no. 11. – P. 14119–14132.

URL: <https://doi.org/10.1007/s13369-021-06418-5>

(Web of Science Core Collection, SCOPUS (Q1), Саудівська Аравія)

2. Ponomarenko S. Analysis of ageing characteristics of transformer oils under long-term operation conditions / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Iranian Journal of Science and Technology, Transactions of Electrical Engineering*. 2022. Vol. 46, no. 2. – P. 481–501.

URL: <https://doi.org/10.1007/s40998-022-00492-7>

(Web of Science Core Collection, SCOPUS (Q2), Іран)

3. Ponomarenko S. Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110-330 kV transformers / Shutenko O., Ponomarenko S. // *Electrical Engineering & Electromechanics*. Kharkiv, 2021. No. 5. – P. 46–56.

URL: <https://doi.org/10.20998/2074-272X.2021.5.07>

(Web of Science Core Collection, SCOPUS (Q4), Україна)

*Статті у періодичних наукових виданнях, що увійшли до переліку
наукових фахових видань України:*

4. Пономаренко С. Г.. Коригування гранично допустимих значень пробивної напруги трансформаторних масел методом мінімального ризику. / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: Енергетика: надійність та енергоефективність. Харків, 2022. № 1 С. 105–114.

URL: <https://doi.org/10.20998/2224-0349.2020.01.16>

5. Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз інтенсивності старіння масла в трансформаторах напругою 110 кВ та автотрансформаторах напругою 330 кВ. / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2021. № 2(3). С. 124–136.

URL: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/250139>

6. Пономаренко С. Г. Оцінка ефективності процедур статистичної обробки для підвищення достовірності результатів експлуатаційного контролю стану трансформаторних масел. / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергозбереження. Енергетика. Енергоаудит*. Харків, 2022. № 11-12(165-166). – С. 43–56.

URL: <https://doi.org/10.20998/2218-1849.2021.11.05>

7. Пономаренко С. Г. Формування еталонних траєкторій показників трансформаторних масел для автотрансформаторів 330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2022. № 1(4). С. 56–66.

URL: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/262381>

8. Пономаренко С. Г. Аналіз особливостей старіння трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ протягом тривалої експлуатації / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. – Харків, 2022. № 2(5). С. 58–66.

URL: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/272027>

9. Пономаренко С. Г. Аналіз впливу тривалості експлуатації на значення показників масла в автотрансформаторах 330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Вісник Національного технічного університету «ХПІ»*. Серія: *Енергетика: надійність та енергоефективність*. Харків, 2023. №. 1 (6). С. 65–76.

URL: <http://erec.khpi.edu.ua/article/view/285204>

Наукові роботи, які засвідчують апробацію матеріалів дисертації:

10. Ponomarenko S. Informational and analytical system for diagnostics of the electric power equipment condition / Shutenko O., Kulyk O., Ponomarenko S. // *IEEE 7th International Conference on Energy Smart Systems (ESS)* (м. Київ, 12–14 травня 2020 р.). Kyiv, Igor Sikorsky Kyiv Polytechnic Institute, 2020. – P. 105–110. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/ess50319.2020.9160251>

11. Ponomarenko S. Reliability Assessment of the Results of Periodic Monitoring of the Transformer Oils Condition / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE 4th International Conference on Intelligent Energy and Power Systems (IEPS)* (м. Стамбул, Туреччина, 7–11 вересня 2020 р.). Istanbul, Turkey, 2020. – P. 77-82. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/IEPS51250.2020.9263141>

12. Ponomarenko S. Diagnostics of Transformer Oils Using the Multiple Linear Regression Model / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)* (м. Кременчук, 21–25 вересня 2020 р.). Kremenchuk, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, 2020. – P. 1-6. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240875>

13. Ponomarenko S. Analysis of the Impact of Power Transformer Loading on the Transformer Oil Aging Intensity / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)* (м. Харків, 5–7 жовтня 2020 р.). – Kharkiv, National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», 2020. – P. 76-81. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159>

14. Ponomarenko S. Using Statistical Decision Methods to Correct the Maximum Permissible Values of Transformer Oils Indicators / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE 2nd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)* (м. Харків, 13–17 вересня 2021). Kharkiv, National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», 2021. – P. 471-476. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek53812.2021.9570041>

15. Ponomarenko S. Correction of the Maximum Permissible Values of the Oil Acidity by the Minimum Risk / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE 3rd Ukraine Conference on Electrical and Computer Engineering (UKRCON)* (м. Львів, 26–28 серпня 2021 р.). Lviv, 2021. – P. 310-315. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/UKRCON53503.2021.9575854>

16. Ponomarenko S. Diagnosing the Condition of Transformer Oils Using the Trajectory Method / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE International Conference on Modern Electrical and Energy Systems (MEES)* (м. Кременчук, 21–24 вересня 2021). Kremenchuk, Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University, 2021. – P. 1–6. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/MEES52427.2021.9598490>

17. Ponomarenko S. Stochastic Correlation Analysis of the Transformer Oil Indicators in 330 kV Autotransformers / Shutenko O., Ponomarenko S. // *IEEE 3rd KhPI Week on Advanced Technology (KhPIWeek)* (м. Харків, 3–7 жовтня 2022). Kharkiv, National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute», 2022. – P. 1-6. (Scopus).

URL: <https://doi.org/10.1109/KhPIWeek57572.2022.9916502>

18. Пономаренко С. Г. Оцінка ступеня старіння трансформаторних масел на основі аналізу траєкторії показників / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Проблеми енергоресурсозбереження в промисловому регіоні. Наука і практика* : тези доповідей V Всеукраїнської науково-практичної конференції молодих учених, спеціалістів, аспірантів (м. Маріуполь, 19–20 листопада 2019 р.). – Маріуполь: Приазовський державний технічний університет, 2019. – С. 19–21.

URL: https://archive.org/details/PERS_2019

19. Пономаренко С. Г. Аналіз існуючих методів оцінки стану трансформаторних масел / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Теоретичні та практичні дослідження молодих науковців* : тези доповідей XIII Міжнародна науково-практична конференція магістрантів та аспірантів (м. Харків, 19–22

листопада 2019 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2019. – С. 249–250.

URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/45de640d-fc0f-403f-82a6-d7657a41b39a>

20. Пономаренко С. Г. Діагностика стану трансформаторних масел з використанням моделі множинної регресії / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2019)* : наукові праці III Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 12–15 листопада 2019 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2019. – С. 137-138.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-content/uploads/sites/231/2021/11/Zbirnyk-tez-EEES-2019.pdf>

21. Пономаренко С. Г. Оцінка законів розподілу пробивної напруги трансформаторних масел / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Теоретичні та практичні дослідження молодих науковців* : тези доповідей XIV Міжнародна науково-практична конференція магістрантів та аспірантів (м. Харків, 1–4 грудня 2020 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020. – С. 169–170.

URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/70fd216a-8a55-470a-9204-1640f7708d23>

22. Ponomarenko S. Stability of transformer oils in the electric field / Ponomarenko S. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2020)* : збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 10–13 листопада 2020 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020. – С. 23

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-content/uploads/sites/231/2021/11/Zbirnyk-tez-EEES-2020.pdf>

23. Пономаренко С. Г. Оцінка законів розподілу показників трансформаторних масел в силових трансформаторах з різними умовами

експлуатації / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2020)* : збірник наукових праць IV Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 10–13 листопада 2020 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020. – С. 123-125.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-content/uploads/sites/231/2021/11/Zbirnyk-tez-EEES-2020.pdf>

24. Пономаренко С. Г. Підвищення $\text{tg}\delta$ при експлуатації в діелектричному маслі трансформатора / Бондаренко В. О., Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2020 (м. Харків, 28–30 жовтня 2020 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020. – С. 105.

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2020/10/Tezi_chastina_2_2020.pdf

25. Пономаренко С. Г. Оцінка ступеня старіння трансформаторних масел на основі методу траєкторій / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIII міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2020 (м. Харків, 28–30 жовтня 2020 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2020. – С. 147.

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2020/10/Tezi_chastina_2_2020.pdf

26. Пономаренко С. Г. Прогнозування значень показників трансформаторних масел з урахуванням завантаження трансформаторів / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Проблеми енергоефективності та автоматизації в промисловості та сільському господарстві* : тези доповідей Міжнародної науково-практичної on-line конференції (м. Кропивницький, 11–

12 листопада 2020 р.). – Кропивницький: Центральноукраїнський національний технічний університет, 2020. – С. 38-40.

URL: <https://www.kntu.kr.ua/doc/zbirnyki/teachers/2020/8.pdf>

27. Пономаренко С. Г. Коригування гранично-допустимих значень показників трансформаторних масел методом мінімального ризику / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергозбереження та енергоефективність – 2020. Молодь: Наука та Інновації* : збірник тез Міжнародної науково-практичної конференції (м. Дніпро, 24 грудня 2020 р.). – Дніпро: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2020. – С. 3-4.

URL: https://vde.nmu.org.ua/ua/lib/EE_2020.pdf

28. Пономаренко С. Г. Оцінка законів розподілу тангенса кута діелектричних втрат трансформаторних масел / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергозбереження та енергоефективність – 2020. Молодь: Наука та Інновації* : збірник тез Міжнародної науково-практичної конференції (м. Дніпро, 24 грудня 2020 р.). – Дніпро: Національний технічний університет «Дніпровська політехніка», 2020. – С. 39-40.

URL: https://vde.nmu.org.ua/ua/lib/EE_2020.pdf

29. Пономаренко С. Г. Основні способи очищення трансформаторних масел, що використовуються в промисловості / Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2021 (м. Харків, 18–20 травня 2021 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021. – С. 89

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2021/05/Tezi_dopovidey_MicroCAD-2021_chastina_2.pdf

30. Пономаренко С. Г. Принципи побудови функціональних модулів в інформаційно-аналітичній системі «СИРЕНА» / Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г., Швець С. І. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIX міжнародної

науково-практичної конференції MicroCAD-2021 (м. Харків, 18–20 травня 2021 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021. – С. 100

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2021/05/Tezi_dopovidey_MicroCAD-2021_chastina_2.pdf

31. Пономаренко С. Г. Діагностика стану трансформаторних масел з використанням моделі множинної регресії / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г., // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXVIX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2021 (м. Харків, 18–20 травня 2021 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021. – С.101

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2021/05/Tezi_dopovidey_MicroCAD-2021_chastina_2.pdf

32. Пономаренко С.Г. Аналіз характеру зміни показників масел в процесі тривалої експлуатації трансформаторів / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г., Холодний О. Г // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2021)* : збірник наукових праць V Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 9–12 листопада 2021 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021. – С. 113-116.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-content/uploads/sites/231/2021/12/Zbirnyk-tez-EEES-2021.pdf>

33. Пономаренко С. Г. Аналіз законів розподілу пробивної напруги масла в автотрансформаторах 330 кВ / Пономаренко С.Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2021)* : збірник наукових праць V Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 9–12 листопада 2021 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2021. – С. 84-87.

URL: [https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-](https://web.kpi.kharkov.ua/eees/wp-content/uploads/sites/231/2021/12/Zbirnyk-tez-EEES-2021.pdf)

content/uploads/sites/231/2021/12/Zbirnyk-tez-EEES-2021.pdf

34. Пономаренко С. Г. Формування баз даних в інформаційно-аналітичній системі «СИРЕНА» / Шутенко О. В., Кулик О. С., Пономаренко С. Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)* : збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 20–23 грудня 2022 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2022. – С. 94–96.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/ees/wp-content/uploads/sites/231/2023/11/Zbirnyk-tez-EEES-2022.pdf>

35. Пономаренко С. Г. Діагностика стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників / Пономаренко С. Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)* : збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 20–23 грудня 2022 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2022. – С. 62-66.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/ees/wp-content/uploads/sites/231/2023/11/Zbirnyk-tez-EEES-2022.pdf>

36. Пономаренко С. Г. Визначення функції середнього ризику для діагностики стану трансформаторних масел по комплексу діагностичних ознак / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Енергоефективність та енергетична безпека електроенергетичних систем (EEES-2022)* : збірник наукових праць VI Міжнародної науково-технічної конференції (м. Харків, 20–23 грудня 2022 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2022. – С. 96-101.

URL: <https://web.kpi.kharkov.ua/ees/wp-content/uploads/sites/231/2023/11/Zbirnyk-tez-EEES-2022.pdf>

37. Пономаренко С. Г. Аналіз залежностей показників трансформаторних масел від тривалості експлуатації в автотрансформаторах 330 кВ / Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка,*

технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD) : тези доповідей XXX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2022 (м. Харків, 19–21 жовтня 2022 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2022. – С. 83.

URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/49bf9369-075a-44bd-ae04-39031773bed7>

38. Пономаренко С. Г. Порівняльний аналіз граничних значень показників масел отриманих різними методами статистичних рішень / Шутенко О. В., Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXX міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2022 (м. Харків, 19–21 жовтня 2022 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2022. – С. 93.

URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/67270318-2622-42b4-8164-b4ffc9d94c81>

39. Пономаренко С. Г. Використання інформаційно-аналітичної системи «СИРЕНА» для оцінки стану та діагностики високовольтного маслонаповненого обладнання / Кулик О. С., Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXXI міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2023 (м. Харків, 17–20 трав. 2023 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2023. – С. 112.

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2023/05/Zbirnik-tez-MicroCAD-2023-new_compressed-1.pdf

40. Пономаренко С. Г. Врахування кореляційних зв'язків між показниками трансформаторних масел під час визначення гранично допустимих значень / Пономаренко С. Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXXI міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2023 (м. Харків, 17–20

трав. 2023 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2023. – С. 120.

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2023/05/Zbirnik-tez-MicroCAD-2023-new_compressed-1.pdf

41. Пономаренко С. Г. Рання діагностика стану трансформаторних масел з використанням варіативних граничних значень показників / Шутенко О.В., Пономаренко С.Г. // *Інформаційні технології: наука, техніка, технологія, освіта, здоров'я (MicroCAD)* : тези доповідей XXXI міжнародної науково-практичної конференції MicroCAD-2023 (м. Харків, 17–20 трав. 2023 р.). – Харків: Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут», 2023. – С. 135.

URL: https://science.kpi.kharkov.ua/wp-content/uploads/2023/05/Zbirnik-tez-MicroCAD-2023-new_compressed-1.pdf