

О.В. Шутенко, С.Г. Пономаренко

АНАЛІЗ ЗАКОНІВ РОЗПОДІЛУ ПОКАЗНИКІВ ТРАНСФОРМАТОРНИХ МАСЕЛ В ТРАНСФОРМАТОРАХ 110-330 кВ

У статті наведено результати аналізу законів розподілу показників трансформаторних масел у трансформаторах 110 і 330 кВ. Встановлено, що розподіл показників для масла як придатного, так і непридатного до експлуатації, незалежно від класу напруги трансформаторів підпорядковуються закону розподілу Вейбула. Виконаний аналіз показав, що і в автотрансформаторах напругою 330 кВ, і в трансформаторах напругою 110 кВ має місце зміщення між математичними очікуваннями щільності розподілу показників масел придатного до експлуатації. Наявність даного зміщення дозволяє використовувати отриманні з урахуванням умов експлуатації значення параметрів законів розподілу для оцінки відпрацьованого ресурсу масел, а також для прогнозування та планування термінів обслуговування та ремонту обладнання. Бібл. 38, табл. 7, рис. 5.

Ключові слова: трансформаторне масло, показники масел, тривалість експлуатації, статистичний аналіз, закони розподілу, критерій згоди, розподіл Вейбула, функції щільності розподілу.

В статті приведено результати аналізу законів розподілу показників трансформаторних масел в трансформаторах 110 і 330 кВ. Установлено, що розподілення показників як для масла годного, так і негодного к експлуатации, вне зависимости от класса напряжения трансформаторов подчиняются закону распределения Вейбулла. Выполненный анализ показал, что и в автотрансформаторах напряжением 330 кВ, и в трансформаторах напряжением 110 кВ имеет место смещение между математическими ожиданиями плотностей распределения показателей масел годного к эксплуатации. Наличие данного смещения позволяет использовать полученные с учетом условий эксплуатации, значения параметров законов распределения для оценки отработанного ресурса масел, а также для прогнозирования и планирования сроков обслуживания и ремонта оборудования. Библ. 38, табл. 7, рис. 5.

Ключевые слова: трансформаторное масло, показатели масел, длительность эксплуатации, статистический анализ, законы распределения, критерии согласия, распределение Вейбулла, функции плотности распределения.

Вступ. Аварійне пошкодження високовольтних силових трансформаторів супроводжується значним економічним збитком і, в ряді випадків, може мати досить важкі наслідки [1]. Враховуючи істотне старіння парку високовольтних силових трансформаторів як в Україні, так і в більшості зарубіжних країн, а також вкрай низькі темпи заміни обладнання, що відпрацювало свій ресурс, забезпечення експлуатаційної надійності трансформаторів є важливим науково-практичним завданням. Одним з елементів ізоляції високовольтних силових трансформаторів є нафтові ізоляційні масла. Як показано в [2, 3], істотну роль в забезпеченні експлуатаційної надійності трансформаторів відіграє стан трансформаторних масел. Продукти окислення масла чинять негативний вплив не тільки на електричну міцність рідкої ізоляції, але і сприяють зменшенню механічної міцності целюлозної ізоляції, що призводить до зниження ресурсу трансформаторів. У зв'язку з цим удосконалення методів оцінки стану трансформаторних масел є актуальним завданням. Рішення даного завдання дозволить підвищити експлуатаційну надійність високовольтних силових трансформаторів і продовжити їх ресурс.

Аналіз публікацій і постановка завдань досліджень. В даний час питанням удосконалення методів діагностики стану трансформаторних масел присвячено велику кількість досліджень. При цьому удосконалення виконується за двома основними напрямками – використання нових методів вимірювань (наприклад, [4-8]) і удосконалення методів прийняття рішень. Наприклад, в [9-12] для діагностики стану і прогнозування значень показників трансформаторних масел запропоновано використовувати нейронні мережі різної конфігурації. У [13, 14] оцінка стану масел виконувалася з використанням марковських мереж. У [15, 16] застосовувався апарат нечіткої логіки, а в [17-19] використовувалися регресійні моделі. Враховуючи, що в

умовах реальної експлуатації оцінка стану масел виконується на основі порівняння вимірних значень показників з гранично допустимими значеннями (ГДЗ), які регламентуються міжнародними або національними стандартами [20, 21], в [22-24] виконано коригування ГДЗ показників трансформаторних масел. Однак в даних роботах для коригування ГДЗ використовувалися інтегральні функції розподілу, а самі закони не аналізувалися. При цьому, як показано в [25, 26] використання методів статистичних рішень, з урахуванням законів розподілу діагностичних показників, при коригуванні ГДЗ дозволяє істотно знизити ризики в порівнянні з методом інтегральних функцій. Крім того параметри законів розподілу широко використовуються при розробці моделей для прогнозування залишкового ресурсу обладнання, наприклад [27]. В той же час, виконаний аналіз показав, що питання аналізу законів розподілу показників трансформаторних масел не знайшли достатньо повного висвітлення в літературі. Виняток становлять дослідження, виконані в [28], згідно з якими такі показники масел як вміст органічних кислот, пробивна напруга, коефіцієнт поверхневого натягу, питомий об'ємний опір масла і вміст в маслі води можуть бути описані розподілом Вейбула. При цьому, як стверджують автори, відмінності в значеннях параметрів розподілу масел, отриманих до заливки, і зістарених масел є незначними, що вимагає додаткової перевірки. У зв'язку з цим в даній статті представлені результати аналізу законів розподілів для всього комплексу показників трансформаторних масел в баках трансформаторів 110 кВ і автотрансформаторів 330 кВ.

Метою роботи є аналіз законів розподілу показників якості трансформаторного масла з різним станом у трансформаторах 110 і 330 кВ.

Статистична обробка результатів періодичних випробувань. В якості вихідних даних були ви-

© О.В. Шутенко, С.Г. Пономаренко

користані результати періодичного контролю пробивної напруги трансформаторних масел по 231 трансформатору напругою 110 кВ і 49 автотрансформаторам 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 вибіркового значень по кожному показнику наведено в табл. 1.

Таблиця 1

Перелік показників трансформаторних масел та обсяг вибіркового значень за кожним показником

№	Показник якості масла	Обсяг вибіркового 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	$\text{tg}\delta$ при 90°С	45	543
5	Вологовміст	30	400
6	Вміст механічних домішок	20	122

Представлена в табл. 1 вибірка є неоднорідною як за кількістю трансформаторів, так і за загальною кількістю значень ознак. Така неоднорідність обумовлена декількома факторами. Наприклад, для такого показника як колір трансформаторного масла, діючим в Україні нормативними документом [21], гранично допустимі значення регламентовані тільки для свіжого масла, а ось для експлуатаційного контролю такі значення не нормовані, але повинні враховуватися при оцінці стану масел. Дана обставина є однією з причин того, що колір масел контролюється не в усіх енергетичних компаніях України. Незначні обсяги вибіркового значень для таких показників як вміст водорозчинних кислот, механічних домішок і вологовмісту обумовлено тим, що для визначення значень даних показників діючими нормативними документами допускалося використання декількох методів: індикаторних (відсутні або присутні) і кількісних (визначалися кількісний вміст даних показників в мг КОН/г або г/т). Оскільки діагноз «відсутні» при використанні індикаторних методів нееквівалентний значенням даних показників рівних нулю, то для подальшого аналізу використовувалися виключно результати кількісних методів.

Оскільки результати випробувань отримані в різних лабораторіях, а аналізовані трансформатори мають різний термін служби, експлуатуються з різним навантаженням і залиті різними сортами масел, то очевидно, що інтенсивність старіння масла в аналізованих трансформаторах істотно різниться. Тобто вихідні дані є статистично неоднорідними. Як приклад, на рис. 1,а наведе-

на залежність тангенса кута діелектричних втрат $\text{tg}\delta$ трансформаторних масел, виміряного при 90 °С для автотрансформаторів напругою 330 кВ. Як видно з рис. 1, 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 були отримані при досить великому терміні служби). Крім того, має місце наявність похибок в результатах випробувань. Неоднорідність вихідних даних призводить до спотворення гістограми емпіричного розподілу (рис. 1,б), що не дозволяє виконати оцінку законів розподілу показників трансформаторних масел.

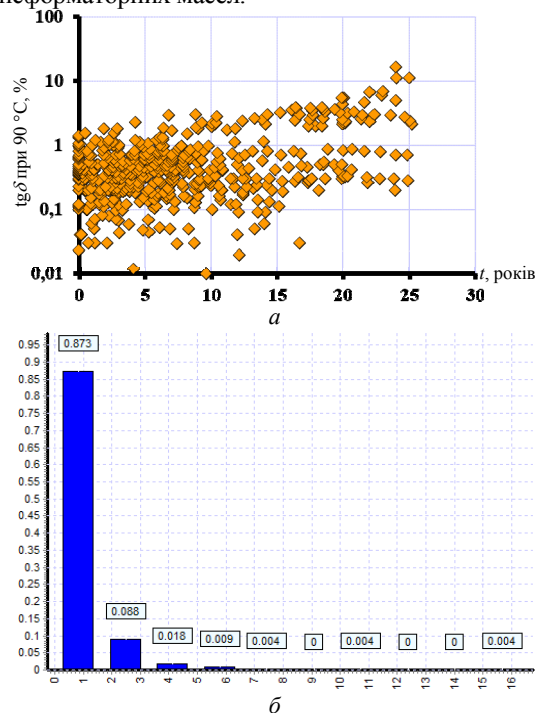


Рис. 1. Залежність $\text{tg}\delta$ трансформаторних масел, виміряного при температурі 90 °С, в автотрансформаторах напругою 330 кВ від тривалості експлуатації (а) для вихідного масиву даних і відповідна їй гістограма емпіричного розподілу (б)

У зв'язку з цим виникає завдання формування однорідних масивів показників трансформаторних масел. На першому етапі досліджень з вихідного масиву даних були виділені значення показників, що виходять за область ГДЗ, регламентованих чинним в Україні нормативним документом [21]. Використовуючи основні терміни з теорії технічної діагностики [29], позначимо масиви даних, що складаються з результатів випробувань для масла, придатного до експлуатації, за значеннями показників як D_1 . Масив даних, що складається з результатів випробувань для масла, непридатного до експлуатації, як D_2 .

При формуванні однорідних масивів показників використовуються два підходи. Перший підхід заснований на використанні математичних моделей дисперсійного аналізу і, як показано в [30, 31], дозволяє отримати досить коректні інтегральні функції розподілу діагностичних ознак. Істотним обмеженням при використанні такого підходу є обмеженість інформації про режими роботи трансформаторів, особливості

їх конструкції, використовуваних матеріалах. Це може стати причиною помилкових висновків. Другий підхід заснований на використанні методів перевірки статистичних гіпотез і, як показано в [32], дозволяє виконати оцінку законів розподілу діагностичних ознак. Недоліком такого підходу є складності при встановленні зв'язку між параметрами законів розподілу діагностичних показників і факторами, що впливають на інтенсивність старіння.

Відомо [33], що основними факторами, що впливають на інтенсивність окислення масла, є температура, вміст кисню повітря, тривалість окислення, а також вплив деяких конструкційних матеріалів (мідь, лакотканини, нестійка до масла гума тощо). З огляду на те, що для кожного з аналізованих трансформаторів відома дата заливки масла, то облік тривалості старіння не представляє особливих складнощів. Одним із факторів, що може викликати складнощі, є той факт, що в процесі тривалої експлуатації може замінюватися силікагель, масло може піддаватися сушці, регенерації, доливці та заміні. Це призводить до спотворення залежностей показників від тривалості експлуатації. Для усунення даної проблеми на попередньому етапі статистичної обробки результати періодичних випробувань за такими трансформаторами розбивалися на кілька груп (наприклад, з моменту заливки масла і до дати регенерації, і з моменту регенерації до дати останнього випробування). Температура ізоляції силових трансформаторів [34, 35] залежить як від струмів навантаження, так і від температури навколишнього середовища, а також від системи охолодження трансформаторів. Аналізовані трансформатори експлуатуються в одній кліматичній зоні з близькими значеннями середньодобових температур, і мають ідентичну систему охолодження (з дуттям і природною циркуляцією масла для трансформаторів напругою 110 кВ, і з дуттям і примусовою циркуляцією масла для автотрансформаторів напругою 330 кВ). У зв'язку з цим, логічно припустити, що відмінності в інтенсивності окислення масел, викликані різними робочими температурами, які обумовлені відмінностями в струмах навантаження [36]. В умовах, коли інформація про навантаження трансформаторів представлена частково, для формування однорідних масивів показників був використаний підхід, заснований на перевірці статистичних гіпотез.

Формування масивів з однорідними результатами періодичних випробувань виконувалося шляхом використання трьох статистичних критеріїв [32]:

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

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

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:

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

де \bar{x}_1 та \bar{x}_2 – вибірконе 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.

$$F_{\text{obs}} = \frac{\delta_{\text{max}}^2}{\delta_{\text{min}}^2}, \quad (3)$$

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:

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

Наведений алгоритм статистичної обробки результатів випробувань, був реалізований у вигляді авторської програми «Odnorodn» [37], яка дозволяє істотно скоротити час, необхідний для статистичної обробки вихідних даних. Використання даної програми стосовно аналізованої вибірки даних дозволило сформулювати кілька масивів показників з близькими значеннями вибіркових середніх, вибіркових дисперсій і подібними законами розподілів. Обсяг вибіркових значень (N), значення вибіркових середніх (M_x), вибіркових 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. 2, а для автотрансформаторів напругою 330 кВ – в табл. 3.

Порівнюючи статистичні характеристики вихідних масивів показників масел з аналогічними характеристиками показників з масивів, отриманих в результаті статистичної обробки, легко побачити, що використовувана процедура статистичної обробки дозволила істотно знизити значення дисперсії, а також значення коефіцієнтів асиметрії і ексцесу практично для всіх показників. Аналізуючи статистичні характеристики масивів показників, отриманих в результаті статистичної обробки, слід зазначити, що значення математичних очікувань показників масла, придатного до експлуатації, значно відрізняються. Це

Таблиця 2

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 °C					
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 °C					
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
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

Отримане розрахункове значення критерію Ірвіна порівнювалося з табличним η_{table} . Якщо $\eta_{calc} > \eta_{table}$, тоді розглядається значення відкидалося і перевірялося наступне. Перевірка тривала, поки не було отримано $\eta_{calc} < \eta_{table}$.

свідчить як про різну якість трансформаторного масла, так і про різну інтенсивність старіння масел, тобто відмінностей в режимах експлуатації трансформаторів. Як видно з табл. 2 і 3 від'ємні значення коефіцієнтів асиметрії («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 міру старіння масла (вміст в маслі органічних і водорозчинних кислот, тангенс кута діелектричних втрат, колір масел, вологовміст, вміст механічних домішок), в більшості отриманих масивів спостерігаються додатні значення коефіцієнта асиметрії («довга частина» кривої розподілу розташована праворуч 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. Отримані емпіричні значення коефіцієнтів асиметрії і ексцесу побічно свідчать про те, що розподіли показників масла, придатного до експлуатації, можуть відрізнятися від нормального закону.

Виконаний аналіз, показав, що отримані однорідні масиви сформовані за результатами випробувань трансформаторів, що мають близькі терміни експлуатації і схожі значення коефіцієнтів навантаження. Це дозволило в подальшому встановити однозначний зв'язок між умовами експлуатації трансформаторів і значеннями параметрів законів розподілу.

Обробка результатів періодичних випробувань показників масел, що вийшли за область ГДЗ (масло непридатне до експлуатації), виконувалося в наступній послідовності. Спочатку були сформовані масиви даних по кожному з показників, для яких було зафіксовано погіршення значень в порівнянні з ГДЗ. При цьому для забезпечення «рівноправності» між різними трансформаторами для кожного з показників відбиралася строго фіксована кількість спостережень по кожному з трансформаторів.

За аналогією з [32] для подальшої обробки значень показників масла, непридатного до експлуатації, був використаний підхід, заснований на виділенні грубих похибок з числа однотипних вимірювань. Для цих цілей був використаний критерій Ірвіна, який може застосовуватися для випадку, коли закон розподілу випадкової величини невідомий або відрізняється від нормального. Для цих цілей значення показників масел були відсортовані за спаданням, після чого оцінювалися «підозрілі» значення пробивної напруги по краях варіаційного ряду. Значення критерію Ірвіна визначалося як:

$$\eta_{calc} = \frac{(x_k - x_{k \text{ prev}})}{S}, \quad (4)$$

де x_k – «підозрілі» значення; $x_{k \text{ prev}}$ – попереднє значення в варіаційному ряді.

Таблиця 3

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°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

За аналогією з табл. 2 і 3, в табл. 4 показані ті ж атрибути для наборів даних, отриманих в ході статистичної обробки значень непридатного масла для трансформаторів 110 кВ. У табл. 4 масив D₂₁ сформований за результатами випробувань трансформаторів, термін служби яких менше 20 років, а масив D₂₂ – для трансформаторів, термін служби яких понад 20 років.

Таблиця 4

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

Порівнюючи статистичні характеристики для відповідних показників для масла придатного і непридатного до експлуатації можна побачити, що основною відмінністю між ними є значення вибірових середніх.

Аналіз законів розподілу показників трансформаторних масел. Для перевірки гіпотези про відповідність теоретичного закону розподілу емпіричним даним була використана програма «ZR», розроблена на кафедрі «Передача електричної енергії» НТУ «ХПІ» [37]. Програма дозволяє розбити діапазон зміни випадкової величини на інтервалі, для чого за замовчуванням використовується формула Стерджеса:

$$L = 1 + 3,322 \cdot \lg N, \quad (5)$$

де N – об'єм вибірових значень.

У разі необхідності користувач може сам задати необхідне число інтервалів. Далі будується гістограма емпіричного розподілу. Після чого за вибіровим значенням виконується оцінка параметрів для таких законів розподілу – нормальний розподіл, бета-розподіл, експоненційний розподіл, екстремальний розподіл, гамма-розподіл, розподіл Лапласа, логістичний розподіл, логарифмічний нормальний розподіл, розподіл Релея, розподіл Вейбула, розподіл Парето. Для кожного з 11 законів розподілу виконується перевірка відповідності теоретичного закону розподілу емпіричним даним. Для цього використовувалися два статистичних критерії [38]:

1) *Критерій Пірсона:*

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(n_i - n'_i)^2}{n'_i}, \quad (6)$$

де n_i – значення емпіричних частот; n'_i – значення теоретичних частот; k – кількість інтервалів.

Для перевірки основної гіпотези обчислюється вибірове значення критерію χ^2 і за таблицею критичних точок розподілу критерію, за заданим рівнем значущості α і числом 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:*

$$D_n = \sup_x |F_n(x) - F(x)|, \quad (7)$$

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 $K\alpha$ заданого рівня значущості α , і не відкидається в іншому випадку [38].

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

$$p(x; \alpha; \beta) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} \cdot x^{\beta-1} \cdot e^{-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta}, \quad (8)$$

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

Значення параметра α і β визначалося як:

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

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

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

Однак, в процесі аналізу для деяких масивів основна гіпотеза не відкидалася для декількох законів розподілу. Так, для розподілів з додатною асиметрією, крім розподілу Вейбула, мала місце відповідність емпіричних даних логарифмічно нормальному закону, гамма-розподілу і розподілу Релея. Як приклад, на рис. 2 наведено гістограми емпіричного розподілу та теоретичні функції густин даних розподілів для вологовмісту масла з масиву D_{11} автотрансформаторів 330 кВ.

Для відносно симетричних розподілів, крім розподілу Вейбула, для деяких масивів виявлено відповідність емпіричних даних нормальному і логістичному законам. Однак для багатьох масивів з від'ємною асиметрією єдиним законом розподілу, відповідним емпіричним даним, був закон розподілу Вейбула.

Значення параметрів закону розподілу Вейбула, 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. 5, а для автотрансформаторів напругою 330 кВ – в табл. 6.

Значення параметрів закону розподілу Вейбула, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова-Смирнова для показників масла, непридатного до експлуатації, в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ наведені в табл. 7. Для наведених далі таблиць значення критерію Колмогорова-Смирнова складає $\lambda_{\text{crit}} = 1,36$.

Як видно з табл. 6 і 7 розрахункові значення критеріїв згоди для всіх без винятку показників трансформаторних масел не перевищують критичні значення при рівні значущості $\alpha = 0,05$ і відповідному значенні ступенів свободи. Це не дозволяє відкинути гіпотезу про прийнятність розподілу емпіричних значень показників трансформаторних масел закону розподілу Вейбула.

Аналіз отриманих результатів. За аналогією з [32] був виконаний аналіз взаємного розташування теоретичних щільностей розподілу показників трансформаторних масел придатних і непридатних до експлуатації в трансформаторах напругою 110 і 330 кВ.

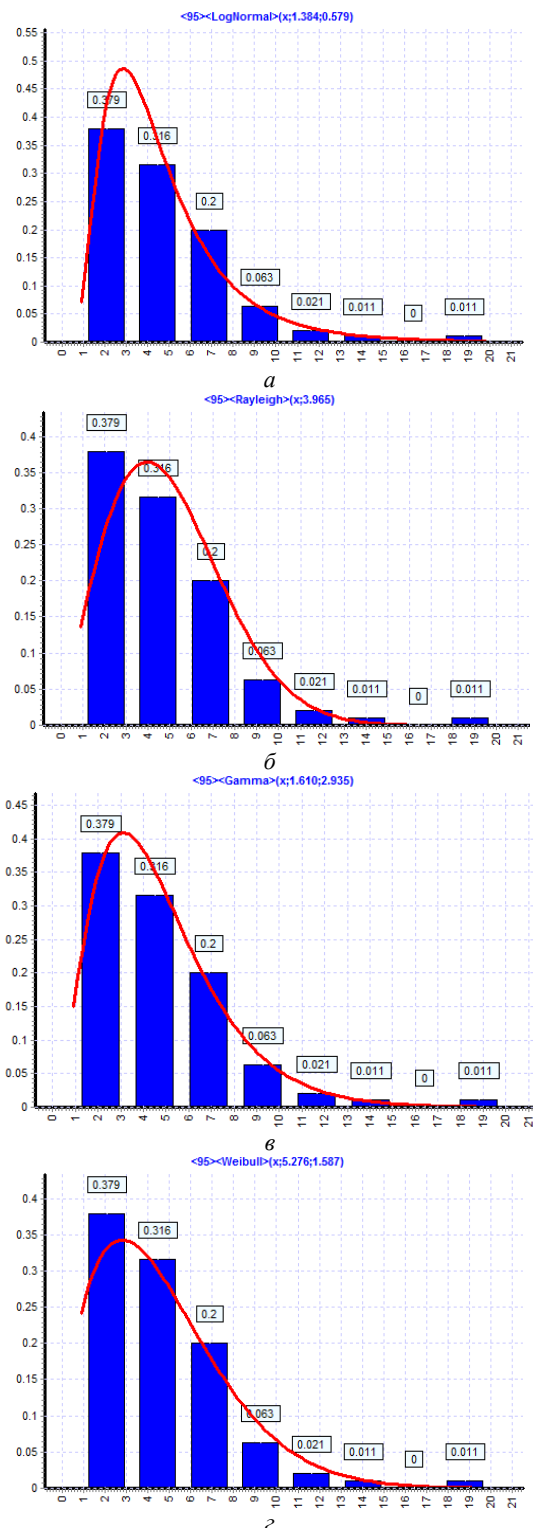


Рис. 2. Гістограми емпіричного розподілу та теоретичні функції густин деяких розподілів для вологовмісту масла з масиву D_{11} автотрансформаторів 330 кВ:

a – логарифмічно нормальний закон; $б$ – розподіл Релея; $в$ – гамма-розподіл; $г$ – розподіл Вейбула

Як приклад на рис. 3–5 наведено щільності теоретичних розподілів для таких показників як вміст у маслі органічних кислот (рис. 3), вологовміст масел (рис. 4) і пробивна напруга масла (рис. 5).

Аналізуючи взаємне розташування теоретичних густин розподілу показників трансформаторних масел зробити ряд важливих висновків:

1) Для трансформаторного масла, придатного до експлуатації, як для трансформаторів напругою 110 кВ, так і для автотрансформаторів напругою 330 кВ, спостерігається зміщення математичних очікувань щільності розподілів для різних масивів одного і того ж показника. Це свідчить про різний ступінь старіння масел, яка обумовлена різним терміном експлуатації масла, різними значеннями робочої температури трансформаторів, а також впливом конструкційних матеріалів.

Таблиця 5

Значення параметрів закону розподілу Вейбула, 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	χ^2_{calc}	χ^2_{crit}	λ_{calc}
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 °C						
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 °C						
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 °C						
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
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 6

Значення параметрів закону розподілу Вейбула, 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	χ^2_{calc}	χ^2_{crit}	λ_{calc}
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
tgδ при 90°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	5.2755	1.587	1	1.068	3.84	0.178
D ₁₂	10.762	2.407	5	3.305	11.1	0.301

Таблиця 7

Значення параметрів закону розподілу Вейбула, а також розрахункові і критичні значення критеріїв Пірсона і Колмогорова-Смирнова для показників масла непридатного 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	χ^2_{calc}	χ^2_{crit}	λ_{calc}
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

2) Аналізуючи взаємне розташування щільності розподілу показників масла, придатного до експлуатації, для трансформаторів напругою 110 кВ і автотрансформаторів напругою 330 кВ можна прийти до висновку, що дані розподілу так само зміщені один щодо одного. Особливо це проявляється в щільностях розподілу вмісту в маслі органічних кислот (рис. 3) і вологовмісту масел (рис. 4). При цьому, як видно з рисунків, інтенсивність окислення трансформаторних масел в автотрансформаторах 330 кВ нижче, ніж в трансформаторах 110 кВ, незважаючи на те, що аналізовані трансформатори мали негерметичне виконання.

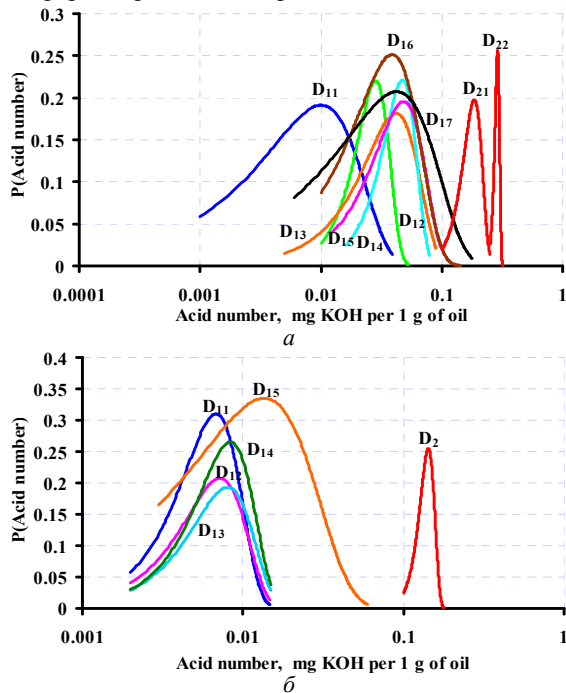


Рис. 3. Функції щільності теоретичного розподілу вмісту в маслі органічних кислот для трансформаторів напругою 110 кВ (а) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (б)

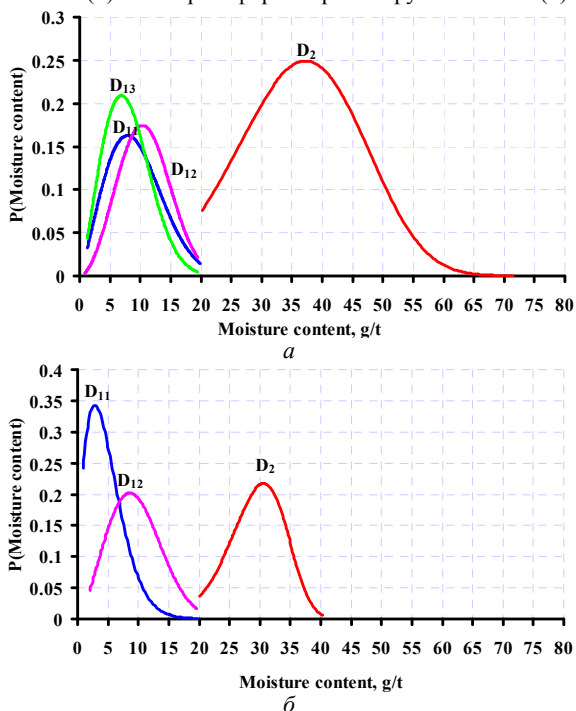


Рис. 4. Функції щільності теоретичного розподілу вологовмісту масел для трансформаторів напругою 110 кВ (а) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (б)

3) Виконаний аналіз показав наявність істотного зміщення між математичними очікуваннями розподілів масла придатного і непридатного до експлуатації (рис. 3-5). Це означає, що залишковий ресурс масел в трансформаторах, що аналізуються, суттєво різняться.

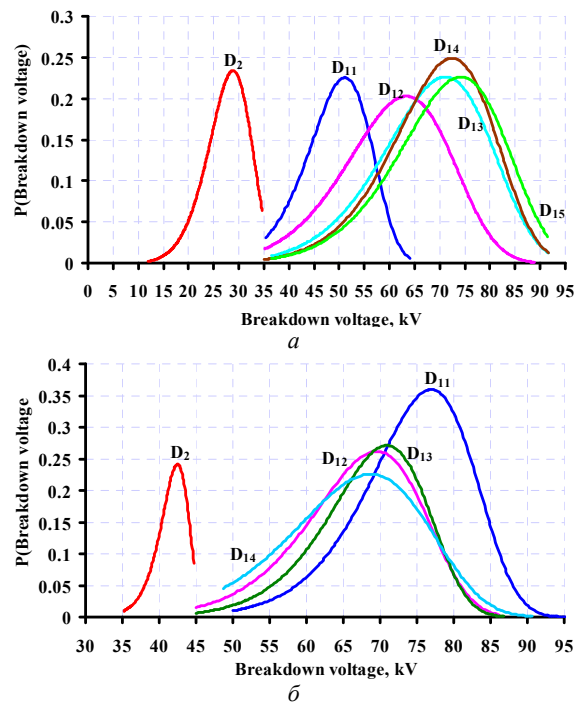


Рис. 5. Функції щільності теоретичного розподілу пробивної напруги масел для трансформаторів напругою 110 кВ (а) і автотрансформаторів напругою 330 кВ (б)

Висновки. Виконаний аналіз законів розподілу показників трансформаторних масел показав, що як для масла, придатного до експлуатації, так і для масла непридатного до експлуатації, розподіл показників масла може бути описано розподілом Вейбула, що добре узгоджується з результатами раніше опублікованих досліджень.

Встановлено, що для трансформаторного масла, придатного до експлуатації, як для трансформаторів напругою 110 кВ, так і для автотрансформаторів напругою 330 кВ, спостерігається зміщення математичних очікувань щільності розподілів для різних масивів одного і того ж показника, що свідчить про різний ступінь старіння масел, яка обумовлена різним терміном експлуатації масла, різними значеннями робочої температури трансформаторів, а також впливом конструкційних матеріалів.

Встановлено, що в автотрансформаторах напругою 330 кВ окислювальні реакції протікають з меншою інтенсивністю в порівнянні з трансформаторами 110 кВ. Про це свідчить наявність зміщення між щільностями розподілу деяких показників масла, придатного до експлуатації, в трансформаторах напругою 110 кВ і автотрансформаторах напругою 330 кВ.

Встановлено наявність істотного зміщення між математичними очікуваннями розподілів масла придатного і непридатного до експлуатації. Це означає, що залишковий ресурс масел в трансформаторах, що аналізуються суттєво різняться. Отримані значення параметрів законів розподілу показників трансформаторних масел можуть бути використані при розробці моделей для оцінки відпрацьованого ресурсу масел, а також для

прогнозування та планування термінів обслуговування та ремонту обладнання, що дасть можливість здійснити перехід на технічне обслуговування за реальним станом а не за календарним планом. Крім того наявність значень параметрів законів розподілу показників масла з різним станом дозволяють виконати оцінку стану трансформаторних масел з використанням відношень правдоподібності, що дозволяє значно знизити ризики прийняття помилкових рішень.

Конфлікт інтересів. Автори заявляють про відсутність конфлікту інтересів.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. N'cho J., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *Energies*, 2016, vol. 9, no. 5, p. 367. doi: <https://www.doi.org/10.3390/en9050367>.
2. Mehmood M., Nazir M., Li J., Wang F., Azam M. Comprehensive Investigation on Service Aged Power Transformer Insulating Oil After Decades of Effective Performance in Field. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2020, vol. 45, no. 8, pp. 6517-6528. doi: <https://www.doi.org/10.1007/s13369-020-04559-7>.
3. Rengaraj R., Venkatakrishnan G.R., Moorthy P., Pratyusha R., Ritika, Veena K. Transformer Oil Health Monitoring Techniques—An Overview. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2020, pp. 135-154. doi: https://www.doi.org/10.1007/978-981-15-5029-4_12.
4. Tyuryumina A., Batrak A., Sekackiy V. Determination of transformer oil quality by the acoustic method. *MATEC Web of Conferences*, 2017, vol. 113, p. 01008. doi: <https://www.doi.org/10.1051/mateconf/201711301008>.
5. Leong Y., Ker P., Jamaludin M., Nomanbhay S.M., Ismail A., Abdullah F., Looe H., Lo C. UV-Vis Spectroscopy: A New Approach for Assessing the Color Index of Transformer Insulating Oil. *Sensors*, 2018, vol. 18, no. 7, p. 2175. doi: <https://www.doi.org/10.3390/s18072175>.
6. Kang S.B., Kim W.-S., Chung D.C., Joung J.M., Kwak M.H. Degradation diagnosis of transformer insulating oils with terahertz time-domain spectroscopy. *Journal of the Korean Physical Society*, 2017, vol. 71, no. 12, pp. 986-992. doi: <https://www.doi.org/10.3938/jkps.71.986>.
7. Alshehawy A.M., Mansour D.A., Ghali M., Rezk A. Evaluating the impact of aging in field transformer oil using optical spectroscopy techniques. *2017 IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2017, pp. 1-4. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICDL.2017.8124626>.
8. Degeratu S., Rotaru P., Rizescu S., Danoiu S., Bizdoaca N.G., Alboteanu L.I., Manolea H.O. Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 2015, vol. 119, no. 3, pp. 1679-1692. doi: <https://www.doi.org/10.1007/s10973-014-4276-3>.
9. Zhao Y., Qian Y., Li L., Zheng Z., Wang Q., Zhou Y. Research on Transformer Oil Multi-frequency Ultrasonic Monitoring Technology Based on Convolutional Neural Network. *2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2019, pp. 1-5. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICDL.2019.8796733>.
10. Srividhya V., Babu J.S., Sujatha K., Veerendrakumar J., Aruna M., Shafiya S., SaiKrishna, Anand M. Determination of Breakdown Voltage for Transformer Oil Testing Using ANN. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2021, pp. 443-452. doi: https://www.doi.org/10.1007/978-981-33-6981-8_35.
11. Singh H., Singh J. Enhanced optimal trained hybrid classifiers for aging assessment of power transformer insulation oil. *World Journal of Engineering*, 2020, vol. 17, no. 3, pp. 407-426. doi: <https://www.doi.org/10.1108/wje-11-2019-0339>.
12. Gautam L., Kumar R., Sood Y.R., Identifying Transformer Oil Criticality Using Fuzzy Logic Approach. *2020 IEEE Students*

Conference on Engineering & Systems (SCES), 2020, pp. 1-6. doi: <https://www.doi.org/10.1109/SCES50439.2020.9236724>.

13. Milosavljevic S., Janjic A. Integrated Transformer Health Estimation Methodology Based on Markov Chains and Evidential Reasoning. *Mathematical Problems in Engineering*, 2020, vol. 2020, pp. 1-12. doi: <https://www.doi.org/10.1155/2020/7291749>.
14. 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, pp. 96-101. (Ind). Режим доступу: <https://ojs.unud.ac.id/index.php/spektrum/article/view/55335/32753> (Дата звернення: 22.05.2021).
15. 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, pp. 17-24. doi: <https://www.doi.org/10.14203/j.mev.2018.v9.17-24>.
16. Chantola A., Sharma M., Saini A. Integrated Fuzzy Logic Approach for Calculation of Health Index of Power Transformer. *2018 Second International Conference on Inventive Communication and Computational Technologies (ICICCT)*, 2018, pp. 1045-1050. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICICCT.2018.8473316>.
17. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnostics of Transformer Oils Using the Multiple Linear Regression Model *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, 2020, pp. 1-6, doi: <https://www.doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240875>.
18. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 8, p. 2089. doi: <https://www.doi.org/10.3390/en14082089>.
19. Gouda O., El Dein A. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*, 2019, vol. 47, no. 4-5, pp. 406-419. doi: <https://www.doi.org/10.1080/15325008.2019.1604848>.
20. IEC 60422. *Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance*. 2012.
21. *COV-Н ЕЕ 43-101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості*. Київ, 2018.
22. Davidenko I.V., Egorov A.A. Determination of Criteria for Assessing the Oil Quality of Current Transformers Type TFZM 110 kV. *2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus)*, 2020, pp. 1204-1207. doi: <https://www.doi.org/10.1109/EIConRus49466.2020.9039527>.
23. Azis N., Zhou D., Wang Z.D., Jones D., Wells B., Wallwork G.M. Operational condition assessment of in-service distribution transformers. *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*, 2012, pp. 1156-1159. doi: <https://www.doi.org/10.1109/CMD.2012.6416364>.
24. Davidenko I., Egorov A. Development of an integral criterion for evaluating the degree of aging of transformer oils. *IOP Conference Series: Materials Science and Engineering*, 2020, vol. 950, p. 012005. doi: <https://www.doi.org/10.1088/1757-899x/950/1/012005>.
25. 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)*, 2017, pp. 468-472. doi: <https://www.doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100533>.
26. 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), pp. 6-15. doi: <https://www.doi.org/10.15587/1729-4061.2018.142185>.
27. Mohd Selva A., Azis N., Shariffudin N.S., Ab Kadir M.Z.A., Jasni J., Yahaya M.S., Talib M.A. Application of Statistical Distribution Models to Predict Health Index for Condition-Based Man-

- agement of Transformers. *Applied Sciences*, 2021, vol. 11, no. 6, pp. 2728. doi: <https://www.doi.org/10.3390/app11062728>.
28. Tsuboi T., Takami J., Okabe S., Inami K., Aono K. Aging effect on insulation reliability evaluation with Weibull distribution for oil-immersed transformers. *IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation*, 2010, vol. 17, no. 6, pp. 1869-1876. doi: <https://www.doi.org/10.1109/TDEI.2010.5658240>.
29. Биргер И.А. *Техническая диагностика*. Москва: Машиностроение, 1978. 240 с.
30. Давиденко И.В. Определение допустимых значений контролируемых параметров маслonaполненного оборудования на основе массива наблюдаемых данных, *Электричество*, 2009, № 6, С. 10-21. Режим доступа: https://elibrary.ru/download/elibrary_12880537_35897195.pdf (Дата звернення: 22.05.2021).
31. Давиденко И.В. Исследование показателей, описывающих рабочее состояние маслonaполненных выводов, методами математической статистики. *Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион: Технические науки*, 2006, № 15, С. 31-33.
32. 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), pp. 30-39. doi: <https://www.doi.org/10.15587/2312-8372.2018.140873>.
33. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. *Трансформаторное масло*. Москва: Энергоатомиздат. 1983. 296 с.
34. Vasilevskij V.V. Assessment of the resource consumption of oil-filled power transformer paper insulation based on updated aging integral. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2015, no. 1, pp. 16-19. (Rus). doi: <https://www.doi.org/10.20998/2074-272x.2015.1.03>.
35. Poliakov M.A., Vasilevskij V.V. Evaluation of power transformer insulation residual life based on its individual life cycle characteristics. *Electrical Engineering & Electromechanics*, 2014, no. 3, pp. 38-41. (Rus). doi: <https://www.doi.org/10.20998/2074-272x.2014.3.07>.
36. 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)*, 2020, pp. 76-81. doi: <https://www.doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159>.
37. Шутенко О.В., Баклай Д.Н. *Планирование экспериментальных исследований в электроэнергетике. Методы обработки экспериментальных данных*. Харьков: НТУ «ХПИ». 2013. 268 с.
38. Rinne H. *The Weibull distribution*. Boca Raton, CRC Press, 2009. 808 p.
5. Leong Y., Ker P., Jamaludin M., Nomanbhay S.M., Ismail A., Abdullah F., Looe H., Lo C. UV-Vis Spectroscopy: A New Approach for Assessing the Color Index of Transformer Insulating Oil. *Sensors*, 2018, vol. 18, no. 7, p. 2175. doi: <https://www.doi.org/10.3390/s18072175>.
6. Kang S.B., Kim W.-S., Chung D.C., Joung J.M., Kwak M.H. Degradation diagnosis of transformer insulating oils with terahertz time-domain spectroscopy. *Journal of the Korean Physical Society*, 2017, vol. 71, no. 12, pp. 986-992. doi: <https://www.doi.org/10.3938/jkps.71.986>.
7. Alshehawy A.M., Mansour D.A., Ghali M., Rezk A. Evaluating the impact of aging in field transformer oil using optical spectroscopy techniques. *2017 IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2017, pp. 1-4. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICDL.2017.8124626>.
8. Degeratu S., Rotaru P., Rizescu S., Danoiu S., Bizdoaca N.G., Alboteanu L.I., Manolea H.O. Condition monitoring of transformer oil using thermal analysis and other techniques. *Journal of Thermal Analysis and Calorimetry*, 2015, vol. 119, no. 3, pp. 1679-1692. doi: <https://www.doi.org/10.1007/s10973-014-4276-3>.
9. Zhao Y., Qian Y., Li L., Zheng Z., Wang Q., Zhou Y. Research on Transformer Oil Multi-frequency Ultrasonic Monitoring Technology Based on Convolutional Neural Network. *2019 IEEE 20th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)*, 2019, pp. 1-5. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICDL.2019.8796733>.
10. Srividhya V., Babu J.S., Sujatha K., Veerendrakumar J., Aruna M., Shafiya S., SaiKrishna, Anand M. Determination of Breakdown Voltage for Transformer Oil Testing Using ANN. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2021, pp. 443-452. doi: https://www.doi.org/10.1007/978-981-33-6981-8_35.
11. Singh H., Singh J. Enhanced optimal trained hybrid classifiers for aging assessment of power transformer insulation oil. *World Journal of Engineering*, 2020, vol. 17, no. 3, pp. 407-426. doi: <https://www.doi.org/10.1108/wje-11-2019-0339>.
12. Gautam L., Kumar R., Sood Y.R., Identifying Transformer Oil Criticality Using Fuzzy Logic Approach. *2020 IEEE Students Conference on Engineering & Systems (SCES)*, 2020, pp. 1-6. doi: <https://www.doi.org/10.1109/SCES50439.2020.9236724>.
13. Milosavljevic S., Janjic A. Integrated Transformer Health Estimation Methodology Based on Markov Chains and Evidential Reasoning. *Mathematical Problems in Engineering*, 2020, vol. 2020, pp. 1-12. doi: <https://www.doi.org/10.1155/2020/7291749>.
14. 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, pp. 96-101. (Ind). Available at: <https://ojs.unud.ac.id/index.php/spektrum/article/view/55335/32753> (Accessed 22 May 2021).
15. 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, pp. 17-24. doi: <https://www.doi.org/10.14203/j.mev.2018.v9.17-24>.
16. Chantola A., Sharma M., Saini A. Integrated Fuzzy Logic Approach for Calculation of Health Index of Power Transformer. *2018 Second International Conference on Inventive Communication and Computational Technologies (ICICCT)*, 2018, pp. 1045-1050. doi: <https://www.doi.org/10.1109/ICICCT.2018.8473316>.
17. Shutenko O., Ponomarenko S. Diagnostics of Transformer Oils Using the Multiple Linear Regression Model *2020 IEEE Problems of Automated Electrodrive. Theory and Practice (PAEP)*, 2020, pp. 1-6, doi: <https://www.doi.org/10.1109/PAEP49887.2020.9240875>.
18. Abdi S., Harid N., Safiddine L., Boubakeur A., Haddad A. The Correlation of Transformer Oil Electrical Properties with Water Content Using a Regression Approach. *Energies*, 2021, vol. 14, no. 8, p. 2089. doi: <https://www.doi.org/10.3390/en14082089>.
19. Gouda O., El Dein A. Prediction of Aged Transformer Oil and Paper Insulation. *Electric Power Components and Systems*,

REFERENCES

1. N'cho J., Fofana I., Hadjadj Y., Beroual A. Review of Physicochemical-Based Diagnostic Techniques for Assessing Insulation Condition in Aged Transformers. *Energies*, 2016, vol. 9, no. 5, p. 367. doi: <https://www.doi.org/10.3390/en9050367>.

2. Mehmood M., Nazir M., Li J., Wang F., Azam M. Comprehensive Investigation on Service Aged Power Transformer Insulating Oil After Decades of Effective Performance in Field. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 2020, vol. 45, no. 8, pp. 6517-6528. doi: <https://www.doi.org/10.1007/s13369-020-04559-7>.

3. Rengaraj R., Venkatakrishnan G.R., Moorthy P., Pratyusha R., Riitka, Veena K. Transformer Oil Health Monitoring Techniques—An Overview. *Advances in Intelligent Systems and Computing*, 2020, pp. 135-154. doi: https://www.doi.org/10.1007/978-981-15-5029-4_12.

4. Tyuryumina A., Batrak A., Sekackiy V. Determination of transformer oil quality by the acoustic method. *MATEC Web of Conferences*, 2017, vol. 113, p. 01008. doi: <https://www.doi.org/10.1051/matecconf/201711301008>.

- 2019, vol. 47, no. 4-5, pp. 406-419. doi: <https://www.doi.org/10.1080/15325008.2019.1604848>.
20. IEC 60422. Mineral insulating oils in electrical equipment - Supervision and maintenance guidance. 2012.
21. SOU-N EE 43-101:2009. Adoption, application and use of transformer oils. Quality assessment standards. Kyiv, 2018. (Ukr).
22. Davidenko I.V., Egorov A.A. Determination of Criteria for Assessing the Oil Quality of Current Transformers Type TFZM 110 kV. 2020 IEEE Conference of Russian Young Researchers in Electrical and Electronic Engineering (EIConRus), 2020, pp. 1204-1207. doi: <https://www.doi.org/10.1109/EIConRus49466.2020.9039527>.
23. Azis N., Zhou D., Wang Z.D., Jones D., Wells B., Wallwork G.M. Operational condition assessment of in-service distribution transformers. 2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis, 2012, pp. 1156-1159. doi: <https://www.doi.org/10.1109/CMD.2012.6416364>.
24. Davidenko I., Egorov A. Development of an integral criterion for evaluating the degree of aging of transformer oils. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, 2020, vol. 950, p. 012005. doi: <https://www.doi.org/10.1088/1757-899x/950/1/012005>.
25. 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), 2017, pp. 468-472. doi: <https://www.doi.org/10.1109/UKRCON.2017.8100533>.
26. 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), pp. 6-15. doi: <https://www.doi.org/10.15587/1729-4061.2018.142185>.
27. Mohd Selva A., Azis N., Shariffudin N.S., Ab Kadir M.Z.A., Jasni J., Yahaya M.S., Talib M.A. Application of Statistical Distribution Models to Predict Health Index for Condition-Based Management of Transformers. Applied Sciences, 2021, vol. 11, no. 6, pp. 2728. doi: <https://www.doi.org/10.3390/app11062728>.
28. Tsuboi T., Takami J., Okabe S., Inami K., Aono K. Aging effect on insulation reliability evaluation with Weibull distribution for oil-immersed transformers. IEEE Transactions on Dielectrics and Electrical Insulation, 2010, vol. 17, no. 6, pp. 1869-1876. doi: <https://www.doi.org/10.1109/TDEI.2010.5658240>.
29. Birger I.A. Technical diagnostics. Moscow, Mashinostroenie Publ., 1978. 240 p. (Rus).
30. Davidenko I.V. Determination of allowable values of controlled parameters of oil-filled equipment on the basis of an array of observed data. Elektrichestvo, 2009, no. 6, pp. 10-21. (Rus). Available at: https://elibrary.ru/download/elibrary_12880537_35897195.pdf (Accessed 22 May 2021).
31. Davidenko I.V. Investigation of indicators describing the operational state of oil-filled bushings, using mathematical statistics. University news. North-Caucasian region. Technical sciences series, 2006, no. 15, pp. 31-33. (Rus).
32. 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), pp. 30-39. doi: <https://www.doi.org/10.15587/2312-8372.2018.140873>.
33. Lipstein R.A., Shakhnovich M.I. Transformer oil. Moscow, Energoatomizdat Publ., 1983. 296 p. (Rus).
34. Vasilevskij V.V. Assessment of the resource consumption of oil-filled power transformer paper insulation based on updated aging integral. Electrical Engineering & Electromechanics, 2015, no. 1, pp. 16-19. (Rus). doi: <https://www.doi.org/10.20998/2074-272x.2015.1.03>.
35. Poliakov M.A., Vasilevskij V.V. Evaluation of power transformer insulation residual life based on its individual life cycle characteristics. Electrical Engineering & Electromechanics, 2014, no. 3, pp. 38-41. (Rus). doi: <https://www.doi.org/10.20998/2074-272x.2014.3.07>.
36. 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), 2020, pp. 76-81. doi: <https://www.doi.org/10.1109/KhPIWeek51551.2020.9250159>.
37. Shutenko O.V., Baklay D.N. Planning of experimental research in power engineering. Methods of Processing of Experimental Data. Kharkiv, NTU «KhPI» Publ., 2013. 268 p. (Rus).
38. Rinne H. The Weibull distribution. Boca Raton, CRC Press, 2009. 808 p.

Надійшла (Received) 15.07.2021
 Прийнята (Accepted) 24.09.2020
 Опублікована (Published) 26.10.2021

Шутенко Олег Володимирович¹, к.т.н., доц.,
 Пономаренко Сергій Григорович¹, аспірант,
¹ Національний технічний університет
 «Харківський політехнічний інститут»,
 61002, Харків, вул. Кирпичова, 2,
 e-mail: o.v.shutenko@gmail.com,
 PonomarenkSerhii@gmail.com (Corresponding author)

O. Shutenko¹, S. Ponomarenko¹
¹ National Technical University «Kharkiv Polytechnic Institute»,
 2, Kyrpychova Str., Kharkiv, 61002, Ukraine.

Analysis of distribution laws of transformer oil indicators in 110-330 kV transformers.

Introduction. Ensuring the operational reliability of power transformers is an urgent task for the power industry in Ukraine and for most foreign countries. One of the ways to solve this problem is the correction of maximum permissible values of insulation parameters. However, such a correction is fundamentally impossible without an analysis of the laws of distribution of diagnostic indicators in the equipment with different states. **The purpose of the research** is to analyse the laws of distribution of the quality indicators of transformer oil with different states in 110 and 330 kV transformers. **Novelty.** It was found that both 330 kV autotransformers and 110 kV transformers have the displacements between the mathematical expectations of the distribution density of usable oil indicators. It caused by different service life of the analysed transformers and different values of load factors. This indicates the need to consider the influence of these factors when correcting the maximum permissible values of oil indicators. Also, the presence of displacement between the distribution densities of some indicators of usable oil in 110 kV transformers and 330 kV autotransformers has been revealed. It indicates a different intensity of oxidation reactions in transformers with different voltage class. In order to reduce the heterogeneity of initial data the procedure of statistical processing of in-service test results has been proposed as a **method**. This procedure combines the use of a priori information about the service life of equipment and values of load factors with the elements of statistical hypothesis testing. The **results** of the analysis of the distribution laws of transformer oil indicators with different states have shown that for both usable and unusable oil the values of oil indicators obey the Weibull distribution. Values of the shape and scale parameters for each of the obtained indices arrays have been obtained, as well as calculated and critical values of the goodness-of-fit criteria. **Practical value.** Obtained values of the distribution law parameters of the transformer oil indicators with different states, considering the service life and operating conditions allow to perform the correction of the maximum permissible values of the indicators using the statistical decision-making methods. References 38, tables 7, figures 5.

Key words: transformer oil, oil indicators, operating time, statistical analysis, distribution laws, goodness-of-fit criteria, Weibull distribution, density functions.