

П.О. Ілляченко, В.В. Ніжник

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту, Україна

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ЗІ ВСТАНОВЛЕННЯ ЗАКОНОМІРНОСТІ ЗНИЖЕННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ВНАСЛІДОК ПРОХОДЖЕННЯ ТЕПЛООБМІННИКОМ

Дослідження спрямоване на підвищення пожежної безпеки маслonaповнених трансформаторів. Розроблено теплообмінник з гофрованими трубками з сталі, що охолоджує масло нижче температури спалаху під час аварій. Експеримент підтвердив ефективність системи та виявив математичний зв'язок між параметрами теплообміну та охолодженням масла. Результати дослідження можуть стати основою для вдосконалення протипожежних заходів на трансформаторних підстанціях.

Ключові слова: трансформатор, трансформаторне масло, маслоприймач, поширення пожежі, пожежна безпека, температура спалаху

Постановка проблеми

Маслонаповнені електричні трансформатори (автотрансформатори) є найбільш пожежонебезпечним обладнанням на трансформаторних підстанціях. Аварійні режими роботи трансформатора чи розгерметизація його корпусу можуть спричинити виникнення пожежі. Зазвичай, розвиток та поширення пожеж по території підстанції зумовлюється аварійним витокom із корпусу трансформатора масла, яке горить. За даними Міжнародної електротехнічної комісії [1] трансформаторні мінеральні масла належать до класу О1 (температура займання масла ≤ 300 °C; нижча теплота згорання ≥ 42 °МДж/кг), а пожежі за участю викиду ізоляційних рідин такого класу приносять найбільші матеріальні втрати.

Для припинення горіння трансформаторного масла та його охолодження до безпечної температури застосовують системи попередження поширення пожежі, а саме – під трансформатором улаштовують маслоприймач (з функцією відведення масла в маслозбірник або ні) з засипкою з гірських порід в якості вогнезагороджувача. Закордонна практика в якості засипки з гірських порід використовує морську гальку, щебінь з розмірами часток 3,8 см [2-4], а вітчизняні вимоги нормують застосування шару товщиною 0,25 м чистого гравію, промитого гранітного щебню або непористого щебню іншої породи з фракцією 50 мм $\pm$ 20 мм [5,6]. Однак внаслідок впливу навколишнього середовища засипка з гірських порід підлягає забрудненню, що значно знижує її здатність пропускати та охолоджувати розігріте до критичних температур масло. Зазначене зумовлює обов'язкове періодичне (відповідно до Правил [7] – не рідше ніж 2 рази у рік) проведення ресурсозатратного комплексу заходів з утримання засипки в чистоті, а в деяких

випадках її навіть унормовано до заміни. Окрім того, нормованого в [5,6] об'єму засипки може бути недостатнім для зниження температури трансформаторного масла при аварійній розгерметизації трансформатора до безпечної (нижче температури спалаху) може бути недостатнім. Так, попередні розрахунки за загальновідомою формулою теплового балансу [8] показали за даними [9, 10], що для зниження температури на 100 °C 60 т трансформаторного масла необхідно приблизно 115 т гравійної засипки (об'єм – 83 м³ при насипній густині 1,4 т/м³).

Аналіз останніх досліджень і публікацій

У вирішенні актуальних питань, спрямованих на забезпечення пожежної безпеки, гасіння пожежі на об'єктах електроенергетики, обмеження поширення пожежі між будівлями та дослідження характеристик горіння вуглеводнів, зокрема трансформаторних масел, взяли участь як вітчизняні, так і закордонні науковці, серед яких Ніжник В.В., Поздєєв С.В., Климаєв Р.В. Зозуля Д.В., Руїбанг Сан, та інші.

Так, в роботі Ніжника В. та Поздєєва С. [11] було розглянуто проблематику оцінювання небезпеки розвитку поширення вогню на суміжні об'єкти. Дослідження Зозулі Д. [12] були присвячені удосконаленню діагностики справності трансформаторного обладнання.

В публікаціях Чуанпінг Ву, Лі Лянг, Руїбанг Сан та Джінлонг Зао [13-17] було досліджено параметри горіння діелектричних рідин за при їх різних умовах витоків та розливів та досліджено

гасіння площ розливів трансформаторного масла за допомогою лафетних та ручних стволів. Актуальні питаннями припинення горіння вуглеводнів висвітлені в роботі [18], в дослідженнях [19, 20] визначені приклади розрахунків процесів газообміну при горінні рідин в ємностях, покритих сітками, призначених для придушення вогню.

Дисертаційна робота Климаса Р. [21] присвячена удосконаленню вимог до улаштування системи вогнеперешкоджання (засипки з гірських порід) на маслоприймачах трансформаторних підстанцій.

Однак, у вищезгаданих працях не висвітлено питання щодо удосконалення засобу попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів в частині реалізації ефективної швидкодіючої теплообмінної системи, здатної знизити температуру трансформаторного масла нижче температури спалаху і придатної замінити засипку з гірських порід.

Таким чином, підсумовуючи вищевикладене, здійснення досліджень щодо закономірностей зниження температури трансформаторного масла під час його проходження через охолоджувальний контур теплообмінної системи, є актуальною науковою задачею, розв'язання якої може бути реалізовано шляхом проведення експерименту. Для його проведення було розроблено методику експериментальних досліджень обґрунтування параметрів системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі [22], яка дає змогу дослідити закономірності охолодження трансформаторного масла час його проходження через теплообмінну систему.

Методи дослідження

У дослідженні порушеної проблеми було застосовано комплексний підхід, який охоплював аналіз публікацій, довідкових матеріалів та нормативних документів що стосуються процесів теплообміну між речовинами і матеріалами, стосовно вимог пожежної безпеки на об'єктах, зокрема на об'єктах енергетики; обробку результатів експериментальних досліджень проводили за допомогою методів математичної статистики. Оцінювання проводилося шляхом аналізу наявності викидів і квазівикив (метод Граббса), а також перевіркою відповідності дисперсій до однієї генеральної сукупності (метод Фішера); експеримент поставлено за розробленою методикою досліджень обґрунтування параметрів системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі.

Мета досліджень

Мета досліджень полягає в оцінці та аналізуванні результатів експериментальних досліджень зі встановлення закономірності зміни температури трансформаторного масла від параметрів та характеристик теплообмінника, як підґрунтя для удосконалення заходів щодо обмеження поширення пожеж під час виникнення аварій на маслonaповнених трансформаторних підстанціях.

Для досягнення поставленої мети необхідно розв'язати такі задачі:

встановити перелік чинників, які необхідно врахувати під час проведення експерименту із виявлення закономірностей температури трансформаторного масла від параметрів і характеристик теплообмінної системи;

проаналізувати результати експериментальних досліджень;

виявити залежність зниження температури трансформаторного масла внаслідок проходження теплообмінником.

Виклад основного матеріалу

Експериментальні дослідження з обґрунтування параметрів системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі трансформаторної підстанції проводилися за методикою [22].

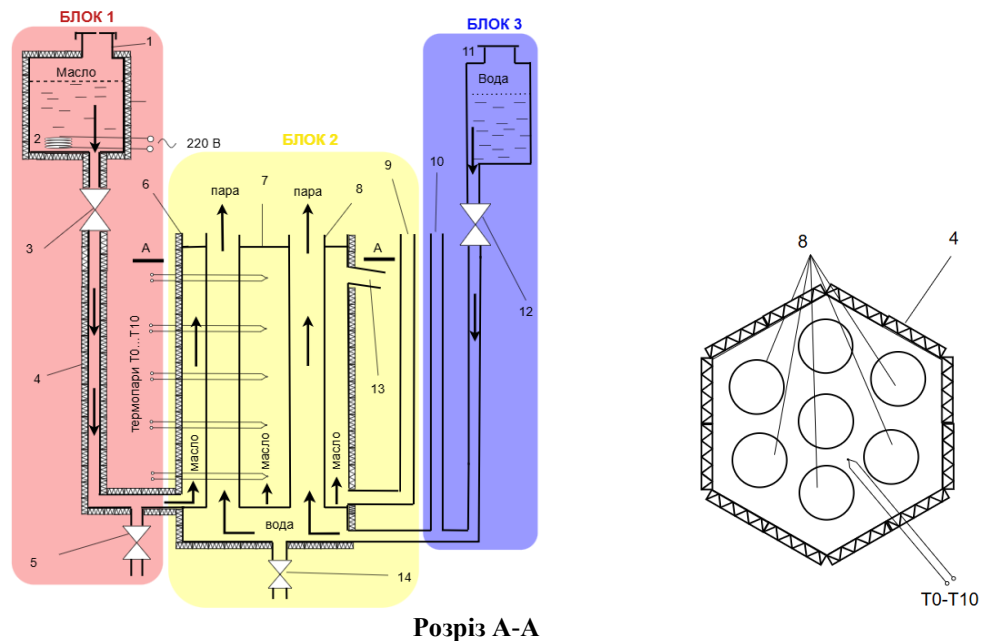
У цьому експерименті імітується підвищення температури масла до аварійного значення 250 °C (температура самозаймання) в трансформаторі, подальшу розгерметизацію корпусу трансформатора, та витік масла в маслоприймач, в якому воно має отримати зниження нижче температури спалаху при проходженні через охолоджуючий контур теплообмінника. При дослідженнях було задіяне трансформаторне масло марки Nytro 11GX [23], яке є горючою рідиною за [24], за характеристиками має відповідати стандарту Міжнародної електротехнічної комісії IEC 60269 [25], де встановлено, що температура спалаху масла має бути не менше ніж 135 °C. Температура самозаймання такого масла за джерелом [23] має бути більше ніж 270 °C. Водночас для діапазону зміни значень температури масла для експериментальних досліджень було обрано уточнені результати досліджень на показники пожежної небезпеки [26], де для масла марки Nytro 11GX було експериментально визначено температуру спалаху (150 °C) та температуру самозаймання (250 °C).

Експериментальні дослідження проводили за умов навколишнього середовища:

- температура: $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$;
- відносна вологість повітря: від 45 % до 85 %;

- атмосферний тиск: від 84 кПа до 106 кПа.

Схему дослідного стану [22] наведено на рисунку 1.



1 – резервуар для масла; 2 – трубчастий нагрівальний елемент (ТЕН) для нагрівання масла; 3 – засівка на магістралі для подавання масла; 4 – теплоізоляційний шар мінеральної вати; 5 – засівка для повного зливу масла з масляного контуру теплообмінника; 6 – корпус теплообмінника; 7 – кришка простору заповнення масла – верхня трубна решітка для гофрованих трубок з нержавкої сталі; 8 – гофровані трубки з нержавкої сталі; 9 – трубка з кварцового скла для контролю рівня масла; 10 – прозорий шланг з ПВХ для контролю рівня води; 11 – резервуар для води; 12 – засівка на магістралі для подавання води; 13 – патрубок для виходу трансформаторного масла після проходження через охолоджувальний контур теплообмінника; 14 – засівка для зливу води з охолоджувального корпусу теплообмінника.

Рис. 1. Схема експериментального стану

Блок 1, що імітує аварію в маслonaповненому трансформаторі, складається з сталевій ємкості (1) [27], в яку заливалося масло об'ємом 100 л, магістралі для подавання масла до теплообмінника (імітація аварійного виливу масла), що виготовлена з сталевій трубки внутрішнім діаметром 25 мм [28], засівки для перекривання подавання масла (3); ТЕНу для нагрівання масла потужністю 3 кВт [29]; засівки (5) для повного зливу масла з масляного контуру теплообмінника. Блок 2 складається із теплообмінника, корпус (6) якого виготовлений з листовій сталі [30] та має форму шестикутної призми, всередині якого розташований водяний охолоджувальний контур – сім вертикально розташованих гофрованих трубок (8) внутрішнім діаметром 25 мм (1") з низьковуглецевої аустенітної нержавіючої сталі марки AISI 304 [31]. Призначення цього контуру, висота якого 1000 мм – охолодити трансформаторне масло, яке подається в корпус (6) до температури нижчої за температуру спалаху, до

виходу трансформаторного масла після проходження через охолоджувальний контур теплообмінника. Для повного зливу води з корпусу (6) водяний контур обладнаний засівкою (14). Для вимірювання температури масла на різних рівнях всередині корпусу теплообмінника встановлювалися термометри ТХА [32] Т0-Т10 з кроком 100 мм одна від одної (термопара Т0 встановлювалася на дні корпусу (6), термопара Т1 – на відстані 100 мм від дна, термопара Т2 – на відстані 200 мм і т.д. Термопара Т10 встановлювалася на відстані 1000 мм від дна в місці виходу масла через патрубок (13) з корпусу (6). Для спостереження за процесом заповнення корпусу (6) трансформаторним маслом паралельно корпусу встановлена сполучна посудина – термостійка трубка (9) з кварцового скла [33].

Для зниження втрат тепла елементи Блоків 1 та 2 опоряджено мінеральною ватою (4) [34] з коефіцієнтом теплопровідності 0,044 Вт/(кв.м К).

Блок 3 являє собою ємність (11) з магістраллю для подавання дистильованої води до охолоджуючого контуру (8) теплообмінника. Магістраль виконана з поліпропіленові труби [35] з засувкою для перекривання подавання води (12).

Для спостереження за рівнем води в охолоджуючому контурі (8) трансформаторним маслом паралельно в магістраль встановлена сполучна посудина – прозора трубка – шланг (10) з полівінілхлориду [36]. Конструкція засувок 3, 5, 12, 14 виконана з урахуванням вимог [37].

Відповідно до визначених методикою [22] умов проведення експериментальних досліджень критерієм оцінювання ефективності роботи теплообмінника є умова, яка полягає в тому, що температура масла у місці виходу (13) з теплообмінника не повинна перевищувати температуру спалаху (150 °C).

Алгоритм дій при проведенні експериментальних досліджень включав такі етапи:

- підготовчий етап експериментальних досліджень;
- виконання експериментальних досліджень;
- аналіз і оцінка отриманих результатів.

Вигляд дослідного експериментального стенду під час проведення експерименту зображено на рисунку 2.

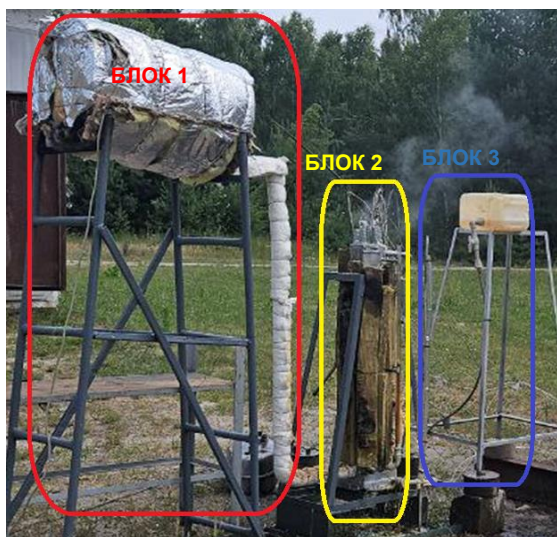


Рис. 2. Експериментальний стенд в зборі

Підготовчий етап включав в себе:

- переконання в тому, що засувка на магістралі для подавання масла (4) знаходиться у закритому положенні, а трубчаті нагрівальні елементи ТЕНи (2) від'єднанні від джерела напруги 220 В;
- монтування однієї термопар для контролю нагрівання масла в резервуарі 1 (1), заливання в резервуар (1) трансформаторного масла в об'ємі приблизно 100 л та обгортання ємності мінеральною ватою;

- заливання в ємність (11) дистильованої води в об'ємі приблизно 10 л та подаванням води до водяного контуру теплообмінника за допомогою відкриття засувки (12).

- монтування термопар Т0-Т10 в теплообміннику, їх під'єднання до системи вимірювання температури, налаштування комп'ютера та програмного забезпечення для вимірювання температури;

- встановлення засобів для здійснення фото- та відеофіксації;

- вимірювання та реєстрацію параметрів умов навколишнього середовища;

- перевірку цілісності захисного огороження, встановлення попереджувальних знаків;

- підготовку засобів пожежогасіння, одягання оператора досліджень у захисний одяг (штани, куртка, чоботи, рукавиці, каска);

- нагрівання трансформаторного масла до температури його аварійного значення за допомогою ТЕНу (2).

Проведення експерименту здійснювалось у такій послідовності:

- за досягнення маслам у ємності (1), що імітує трансформатор, температури, наближеної до аварійних значень (близько 250 °C), вимикалось живлення ТЕНу (2);

- відкривався засувка (3) і масло по магістралі (6) під дією сили тяжіння подавалось в масляний контур теплообмінника.

- за допомогою системи вимірювання температури фіксувалася зміна температури масла під час його проходження всередині корпусу (6) завдяки нагріванню та подальшого кипіння води в гофрованих трубках (8);

- в ході заповнення корпусу (6) охолоджене масло через патрубок (13) зливалось в металеві ємності для повторного використання;

- експеримент тривав протягом 900 с.

Після проведення експерименту для здійснення зливу залишків масла та води з теплообмінника при відкривали засувки (5) та (14).

Експериментальні дослідження із встановлення закономірності зниження температури трансформаторного масла під час проходження теплообмінником проводили три рази.

Реєстрація результатів кожного експерименту здійснювалася окремо з визначенням середнього значення.

За результатами чотирьох досліджень за показами термопар Т0-Т10 побудовані графіки зміни середніх значень температури трансформаторного масла під час його проходження через охолоджуючий контур теплообмінника (рисунк 3).

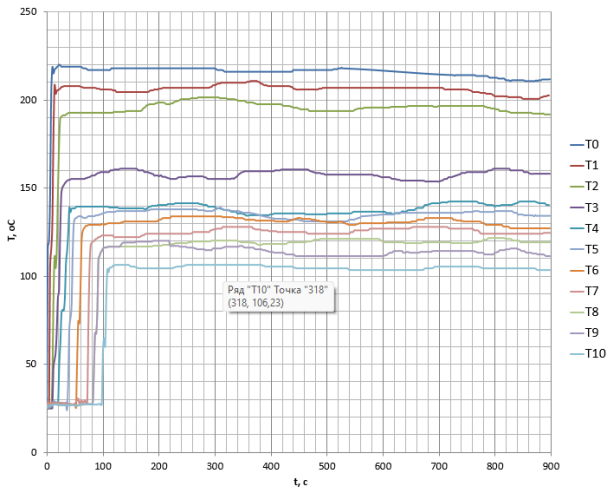


Рис. 3. Середні значення температур під трансформаторного масла під час його проходження теплообмінником за результатами трьох експериментів

Результати експериментальних досліджень із встановлення закономірності зниження температури трансформаторного масла під час проходження теплообмінником наведено у таблиці 1.

Таблиця 1

Значення температур трансформаторного масла під час проходження теплообмінником, отримані за показами термодатчиків T0-T10

Позначення термопар	Середні значення температур, °C				
	За результатами кожного експерименту				За результатами 4 експериментів
	1	2	3	4	
T0	221	219	216	218	219
T1	208	211	204	205	206
T2	202	192	190	198	196
T3	159	165	157	167	162
T4	143	137	145	139	142
T5	138	132	139	130	135
T6	136	130	134	127	132
T7	127	128	122	124	125
T8	116	123	115	122	119
T9	109	117	111	114	113
T10	103	105	107	106	105

Суттєва різниця між результатами вимірювання температури термодатчиків T2 та T3 (різке зниження температури) пояснюється процесом кипіння води, під час якого здійснюється максимальне відбирання тепла від

трансформаторного масла через стінки гофрованих труб. Тобто, з огляду на рисунок 3 можна зробити висновок, що кипіння води в охолоджуючому контурі стався після досягнення маслом термодатчика T2. Відповідно до даних досліджень час досягнення маслом цієї термодатчика становив приблизно 25 с після початку випробування. Загальний середній час охолодження трансформаторного масла під час його проходження через охолоджуючий контур теплообмінника (довжиною 1000 мм) становив приблизно 100 с.

За даними таблиці 1 побудовано графік залежності температури трансформаторного масла від висоти охолоджуючого контуру теплообмінника (рисунок 4). Червоними вертикальними лініями вказано ділянку з інтенсивним відбором тепла від масла за рахунок кипіння води.

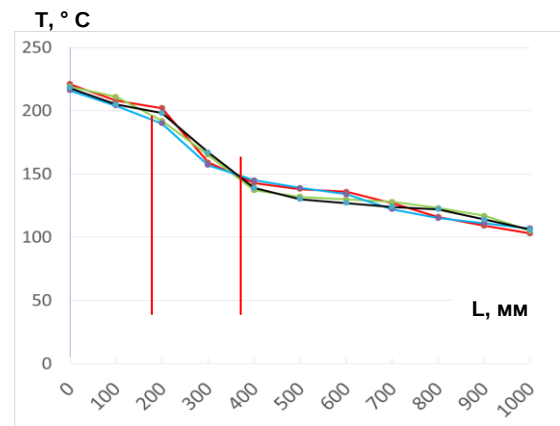


Рис. 4. Залежність температури трансформаторного масла від висоти охолоджуючого контуру теплообмінника за результатами чотирьох експериментів

Результати експериментальних досліджень оброблялися за допомогою методів математичної статистики у два етапи. На першому етапі здійснювалася перевірка даних на наявність викидів і квазिवикидів. Другий етап передбачав порівняння отриманих результатів з метою виявлення розбіжностей у дисперсіях. Для ідентифікації викидів і квазिवикидів у результатах використовувався критерій Граббса [38].

$$G_{\max} = \frac{y_{\max} - \bar{y}}{S} \text{ та } G_{\min} = \frac{\bar{y} - y_{\min}}{S}, \quad (1)$$

де: $\bar{y}$ – середнє значення;

S – середньоквадратичне відхилення.

Середнє значення $\bar{y}$ розраховували за виразом формулою 2:

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \quad (2)$$

де n – кількість результатів експериментальних досліджень.

У нашому випадку критичні значення (для $n=4$ експериментів) для критерію Граббса складають: для 5 % – 1,48 та для 1 % – 1,49 відповідно.

Отримані розрахункові значення G_{max} та G_{min} для всіх випадків залежно від відстані проходження трансформаторного масла крізь охолоджуючий контур теплообмінника є меншими за критичні. Тобто результати експериментальних досліджень не містять викидів та квазिवикидів за критерієм Граббса.

Абсолютні, відносні та середньоквадратичні відхилення результатів кожного експерименту від усередненого наведені у таблиці 2.

Таблиця 2
Максимальні абсолютні, відносні та середньоквадратичні відхилення

Термопар а	Відхилення		
	Абсолютні, °C	Відносні, %	Середньо квадратичні, °C
T0	2,5	1,14	1,8
T1	4,0	1,93	2,74
T2	6,4	3,32	4,0
T3	5,0	3,08	4,12
T4	4,0	2,83	3,16
T5	4,75	3,52	3,0
T6	4,75	3,6	3,49
T7	3,25	2,59	2,38
T8	4,0	3,36	3,54
T9	4,74	3,76	3,03
T10	2,25	2,13	1,48

Отримані результати свідчать, що абсолютні відхилення експериментальних даних кожного експерименту від усереднених значень не перевищують 6,4 °C, що у відсоткових значеннях становить 3,32%, а максимальне середньоквадратичне відхилення дорівнює 4,12 °C, що свідчить про задовільну збіжність отриманих експериментальних даних.

Для комплексного аналізу результатів чотирьох експериментів і виявлення відмінностей у дисперсіях було застосовано критерій Фішера (3). У процесі порівняли отриману оцінку дисперсії для усіх експериментів.

$$F = \frac{S_1^2}{S_2^2} \quad (3)$$

де: S_1^2 , S_2^2 – середньоквадратичне відхилення для вибірки із найбільшими значеннями отриманими під час досліджень та найменшими.

Дисперсії відхилень за середнім значенням температур трансформаторного масла залежно від відстані проходження масла крізь охолоджуючий контур теплообмінника наведено на рисунку 5.

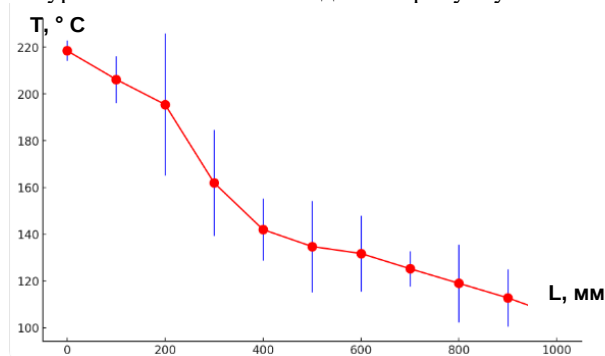


Рис. 5. Дисперсії відхилень за середнім значенням температур трансформаторного масла від відстані проходження охолоджуючого контуру

У разі одержання розрахункових значень, що є меншими від критичних за критерієм Фішера, слід вважати, що отримані результати експериментальних досліджень належать до однієї генеральної сукупності та суттєво не відрізняються між собою [38].

Критичним значенням для критерію Фішера для кількості ступенів $k_1=3$ та $k_2=3$ є значення 9,28. Отримані розрахункові значення за критерієм Фішера менші за критичні. Тобто результати експериментальних досліджень належать до однієї генеральної сукупності та суттєво не відрізняються між собою.

Таким чином за результатами експериментальних досліджень встановлено, що залежність зниження температури трансформаторного масла залежно від відстані проходження охолоджуючого контуру теплообмінника залежності має вигляд (4):

$$\Delta T = -33,8 \cdot 10^{-8} \cdot x^3 + 1,6 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 - 0,242 \cdot x + 224,87$$

Висновки

1. Аналіз результатів експериментальних досліджень показав, що температура трансформаторного масла об'ємом 150 л знижується від 219 °C до 105 °C за рахунок проходження крізь охолоджуючий контур теплообмінника, що виготовлений з семи гофрованих трубок з нержавіючої сталі діаметром 25 мм.

2. У результаті проведених експериментальних досліджень зі встановлення закономірності зниження температури трансформаторного масла внаслідок проходження крізь охолоджуючий контур теплообмінника встановлено, що зниження температури трансформаторного масла від відстані проходження охолоджуючого контуру має вигляд рівняння:

$$\Delta T = -33,8 \cdot 10^{-8} \cdot x^3 + 1,6 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 - 0,242 \cdot x + 224,87$$

3. Встановлено, що абсолютні відхилення експериментальних даних кожного експерименту від усереднених значень не перевищують 6,4 °С, що у відсоткових значеннях становить 3,32%, а максимальне середньоквадратичне відхилення дорівнює 4,12 °С, що свідчить про задовільну збіжність отриманих експериментальних даних.

4. Результати отриманих даних доцільно використати під час проведення повного факторного експерименту з метою обґрунтування табличних даних залежності площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла до температури нижче його температури спалаху від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника

Література

1. Fire hazard testing. Part 1-40. Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products. Insulating liquids: IEC 60695-1-40:2013. International Electrotechnical Commission. 2013. 64 p.
2. Guide for Substation Fire Protection (2012). IEEE 979. New York, USA. Institute of Electrical and Electronics Engineers. 2012 [in English].
3. NFPA 850 Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations. Quincy, MA, USA. National fire protection association. 2020 [in English].
4. Guide for Transformer Fire Safety Practices, Working Group A2.33, Paris, France. 2013. 139 p. Retrieved from https://static.mimaterials.com/midel/documents/sales/Guide_for_Transformer_Fire_Safety_Practices.pdf [in English].
5. Правила улаштування електроустановок. Київ: Міненерговугілля України, 2017. 617 с.
6. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. Наказ Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 26.09.2018. № 491. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0328-19#Text> (дата звернення 11.04.2023).
7. ГKD 34.20.507-2003 Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Наказ Міністерства палива та енергетики України 13 червня 2003 року No 296 (у редакції Наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України 21.06.2019 року No 271).
8. Тепловий баланс котельної установи: Методичні вказівки / Уклад.: О. В. Кондратенко, В. І. Кондратенко. – Харків: УкрДУЗТ, 2015. – 36 с.
9. Transformer Oil Handbook / Edited by John Smith. 2nd ed. New York: Wiley, 2018. – 320 p. – ISBN 978-1-119-35000-1.
10. Теплофізичні властивості гірських порід і мінералів / За ред. В. І. Ляховського. – Київ: Наукова думка, 1982. – 256 с.
11. Ніжник В.В., Поздєєв С.В., Жартовський С.В., Фециук Ю.Л. Оцінювання небезпеки поширення пожежі на суміжні будівельні об'єкти за критерієм теплового потоку. Міжнародний науковий журнал: Інтернаука. К.: № 11 (73), 2019. С. 47–51.
12. Зозуля Д.В. Розробка та наукове обґрунтування технічних пропозицій щодо підвищення надійності, енергетичної ефективності та продовження ресурсу трансформаторів ТНЦ-1250000/330 на блоках АЕС України. Збірник: Проблеми безпеки атомних електростанцій і Чорнобиля. м. Чорнобиль, випуск 20, 2013. С. 57-67.
13. Wu Chuanping ; Zhou Tiannian ; Chen, Baohui ; Liu, Yu ; Liang, Ping. Experimental Study on Burning Characteristics of the Large-Scale Transformer Oil Pool Fire with Different Extinguishing Methods. Fire technology ; Norwell Volume 57, Ed. 1, (Jan 2021). P. 461-481.
14. Li Liyang, Xu Zhai, Juncai Wang, Peng Chen, Congling Shi. Experimental study on vertical spill fire characteristics of transformer oil under continuous spill condition. Process Safety and Environmental Protection (IF6.158), Pub Date : 2021-10-28.
15. Ruibang Sun, Jyncai Wang, Xing Yang, Peng Chen. Experimental Research on the Combustion Characteristics of Transformer Oil Jet Fires in Oil-Filled Equipment under Heat. ACS Omega, 16 Nov 2021, 6 (47).
16. Ruibang Sun, Juncai Wang, Xing Yang, Peng Chen, Liusuo Wu. Experimental study on geometric characteristics of transformer oil jet fire under external heat source. Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects (IF3.447), 13 Oct 2021.
17. Jinlong Zhao, Shansheng Wang, Jianping Zhang, Rui Zhou, Rui Yang. Experimental Study on the Burning Characteristics of Transformer Oil Pool Fires. Energy Fuels 2020, 34, 4, 16 March 2020. P. 4967–4976.
18. Провести пошукові дослідження умов самозгасання полум'я рідких вуглеводнів, покритих дрібновічковими сітками: Звіт про Наукову дослідну роботу. № державної реєстрації 0196U009041. Український науково-дослідний інститут пожежної безпеки Міністерства внутрішніх справ України. Київ, 1997.
19. Мельник, О. В.; Кутеко, С. В.; Басаєв, А. М. Розрахунок процесу газообміну під час горіння рідин, що містяться в ємностях, покритих дрібновічковими сітками. Науковий вісник УкрНДІПБ. 2009, № 2 (20) С. 57-61.
20. Шаршанов, А.Я., Бабенко, О.В., Луценко, Ю.В. (2001) Аналіз умов самозгасання полум'я рідких вуглеводнів у напівазамкнених об'ємах АПБУ. Проблеми пожежної безпеки. 2001. С. 109-112. URL: <http://repositc.nuczu.edu.ua/handle/123456789/4050> (дата звернення 14.11.2023).
21. Климась Р. В. Удосконалення методу прогнозування припинення та поширення горіння

системою вогнеперешкодження на маслonaповнених трансформаторних підстанціях: дис. канд. техн. наук: 21.06.02 – Пожежна безпека / Климась Руслан Володимирович; Львівський державний університет безпеки життєдіяльності. – Львів, 2022. – 250 с. – Іл.: 20. – Табл.: 15. – Бібліогр.: 120 назв.

22. Іллюченко, П., Ніжник, В. & Нікулін, О. (2023). Методика експериментальних досліджень та обґрунтування параметрів теплообмінної системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі трансформаторної підстанції. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*, (1(15)), 116–127. [https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1\(15\).116-127](https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1(15).116-127).

23. URL: http://www.energynet.com.ua/transformatornye_masla_nynas/nytro_11gx.html (дата звернення 11.04.2023).

24. National Fire Protection Association. (1994). NFPA 325: Fire hazard properties of flammable liquids, gases, and volatile solids. Quincy, MA: National Fire Protection Association.

25. Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment. IEC 60296:2020. 82 p.

26. Климась Р.В. Визначення безпечної величини температури трансформаторного масла. *Scientific Collection «InterConf»*, (94): with the Proceedings of V International scientific and practical conference «Science, education, innovation: topical issues and modern aspects». Tallinn, Estonia: Üningu Teadus Juhatus, 2021. P. 574-578.

27. ДСТУ 8828:2019. Пакування. Металеві барабани. Загальні технічні умови. – [Чинний від 2020-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2019. – 14 с.

28. ДСТУ 3262:2019. Труби сталеві водогазопровідні. Технічні умови. – [Чинний від 2021-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2019. – 18 с.

29. ДСТУ 3493-96. Трубчасті електронагрівачі. Технічні умови. – [Чинний від 1997-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 1996. – 16 с.

30. ДСТУ 2834-94. Прокат листовий і рулонний гарячекатаний із вуглецевої сталі звичайної якості. Технічні умови. – [Чинний від 1995-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 1994. – 14 с.

31. ДСТУ EN 10088-1:2021. Нержавіючі сталі. Частина 1: Перелік сталей. – [Чинний від 2022-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2021. – 20 с.

32. ДСТУ EN 60584-2:2018. Термонари. Частина 2: Номінальні характеристики. – [Чинний від 2019-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 16 с.

33. ДСТУ ISO 3585:2017. Скло боросилікатне 3.3. Властивості. – [Чинний від 2018-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2017. – 16 с.

34. ДСТУ EN 13162:2010. Теплоізоляційні вироби для будівель. Вироби з мінеральної вати (MW), виготовлені на заводі. Технічні умови. – [Чинний від 2011-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2010. – 24 с.

35. ДСТУ EN ISO 15874-2:2018. Системи пластмасових трубопроводів для гарячого і холодного водопостачання. Поліпропілен (PP). Частина 2: Труби. – [Чинний від 2019-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 24 с.

36. ДСТУ EN ISO 5774:2018. Шланги з термoplastів для стисненого повітря. Технічні вимоги. – [Чинний від 2019-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 16 с.

37. ДСТУ EN 331:2021. Крани і запірні пристрої для газових установок побутового і промислового призначення. – [Чинний від 2022-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2021. – 20 с.

38. Про затвердження Інструкції з проведення міжлабораторних порівняльних випробувань у сфері пожежної безпеки: наказ МНС України від 27.08.2007 р. № 581.

References

1. International Electrotechnical Commission. (2013). Fire hazard testing—Part 1-40: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products—Insulating liquids (IEC 60695-1-40:2013). Geneva, Switzerland: International Electrotechnical Commission.
2. Institute of Electrical and Electronics Engineers. (2012). IEEE guide for substation fire protection (IEEE Std 979-2012). New York, NY: IEEE.
3. National Fire Protection Association. (2020). NFPA 850: Recommended practice for fire protection for electric generating plants and high voltage direct current converter stations. Quincy, MA: NFPA.
4. CIGRÉ Working Group A2.33. (2013). Guide for transformer fire safety practices. Paris, France: CIGRÉ. Retrieved from https://static.mimaterials.com/midel/documents/sales/Guide_f or_Transformer_Fire_Safety_Practices.pdf
5. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. (2017). Rules for the installation of electrical installations. Kyiv, Ukraine.
6. Ministry of Energy and Coal Industry of Ukraine. (2018). Fire safety rules in companies, enterprises, and organizations of the energy industry of Ukraine (Order No. 491). Kyiv, Ukraine. Retrieved from <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0328-19#Text>
7. Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. (2003). Technical operation of power plants and networks (Order No. 296, revised 2019). Kyiv, Ukraine.
8. Kondratenko, O. V., & Kondratenko, V. I. (2015). Thermal balance of a boiler plant: Methodical instructions. Kharkiv, Ukraine: UkrDUZT.
9. Smith, J. (Ed.). (2018). Transformer oil handbook (2nd ed.). Hoboken, NJ: Wiley.
10. Lyakhovskyi, V. I. (Ed.). (1982). Thermophysical properties of rocks and minerals. Kyiv, Ukraine: Naukova Dumka.
11. Nizhnyk, V. V., Pozdnyev, S. V., Zharkovskyi, S. V., & Feshchuk, Y. L. (2019). Assessing the danger of fire spreading to adjacent building structures using the criterion of heat flux. *International Scientific Journal: Internauka*, 11(73), 47–51.
12. Zozulia, D. V. (2013). Development and scientific substantiation of technical proposals to improve reliability, energy efficiency, and extend the lifespan of transformers TNC-1250000/330 at Ukrainian NPPs. *Safety Problems of Nuclear Power Plants and Chernobyl*, 20, 57–67.
13. Wu, C., Zhou, T., Chen, B., Liu, Y., & Liang, P. (2021). Experimental study on burning characteristics of the large-scale transformer oil pool fire with different extinguishing methods. *Fire Technology*, 57(1), 461–481.
14. Li, L., Xu, Z., Wang, J., Chen, P., & Shi, C. (2021). Experimental study on vertical spill fire characteristics of transformer oil under continuous spill

condition. *Process Safety and Environmental Protection*, 152, 106–116.

15. Sun, R., Wang, J., Yang, X., & Chen, P. (2021). Experimental research on the combustion characteristics of transformer oil jet fires in oil-filled equipment under heat. *ACS Omega*, 6(47), 31935–31944.

16. Sun, R., Wang, J., Yang, X., Chen, P., & Wu, L. (2021). Experimental study on geometric characteristics of transformer oil jet fire under external heat source. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 1–12.

17. Zhao, J., Wang, S., Zhang, J., Zhou, R., & Yang, R. (2020). Experimental study on the burning characteristics of transformer oil pool fires. *Energy & Fuels*, 34(4), 4967–4976.

18. Ukrainian Scientific Research Institute of Fire Safety. (1997). Research conditions for self-extinguishing liquid hydrocarbons covered with fine meshes: Research report No. 0196U009041. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Scientific Research Institute of Fire Safety.

19. Melnyk, O. V., Kuteko, S. V., & Basayev, A. M. (2009). Calculation of gas exchange during the combustion of liquids in containers covered with fine meshes. *Scientific Bulletin of UkrNDIPB*, 2(20), 57–61.

20. Sharshanov, A. Ya., Babenko, O. V., & Lutsenko, Yu. V. (2001). Analysis of the conditions for the self-extinguishment of liquid hydrocarbon flames in semi-enclosed volumes. *Fire Safety Problems*, 2001, 109–112. Retrieved from <http://repositc.nuczu.edu.ua/handle/123456789/4050>

21. Klymas, R. V. (2022). Improvement of the method for predicting the cessation and spread of combustion by the fire prevention system on oil-filled transformer substations (Doctoral dissertation). Lviv, Ukraine: Lviv State University of Life Safety.

22. Ilyuchenko, P., Nizhnyk, V. V., & Nikulin, O. (2023). Methodology of experimental research and substantiation of parameters of a heat exchange system to reduce transformer oil temperature below the flashpoint in transformer substations. *Scientific Bulletin: Civil Protection and Fire Safety*, 1(15), 116–127. [https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1\(15\).116-127](https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1(15).116-127)

23. Energynet. (2023). Transformer oils: Nytro 11GX. Retrieved from http://www.energynet.com.ua/transformatornye_masla_nynas/nytro_11gx.html

24. National Fire Protection Association. (1994). NFPA 325: Fire hazard properties of flammable liquids, gases, and volatile solids. Quincy, MA: NFPA.

25. International Electrotechnical Commission. (2020). Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment: IEC 60296:2020. Geneva, Switzerland: IEC.

26. Klymas, R. V. (2021). Determining the safe temperature of transformer oil. *Scientific Collection "InterConf"*, 94, 574–578. Tallinn, Estonia: Üningu Teadus Juhatus.

27. State Standards of Ukraine (DSTU 8828:2019). (2019). Packaging. Metal drums. General technical requirements. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

28. State Standards of Ukraine (DSTU 3262:2019). (2019). Steel pipes for water and gas supply. Technical conditions. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

29. State Standards of Ukraine (DSTU 3493-96). (1996). Tubular electric heaters. Technical conditions. Kyiv,

Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

30. State Standards of Ukraine (DSTU 2834-94). (1994). Hot-rolled sheet and strip from carbon steel of ordinary quality. Technical conditions. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

31. State Standards of Ukraine (DSTU EN 10088-1:2021). (2021). Stainless steels. Part 1: List of stainless steels. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

32. State Standards of Ukraine (DSTU EN 60584-2:2018). (2018). Thermocouples. Part 2: Nominal characteristics. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

33. State Standards of Ukraine (DSTU ISO 3585:2017). (2017). Borosilicate glass 3.3. Properties. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

34. State Standards of Ukraine (DSTU EN 13162:2010). (2010). Thermal insulation products for buildings. Factory-made mineral wool (MW) products. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

35. State Standards of Ukraine (DSTU EN ISO 15874-2:2018). (2018). Plastic piping systems for hot and cold water installations. Polypropylene (PP). Part 2: Pipes. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

36. State Standards of Ukraine (DSTU EN ISO 5774:2018). (2018). Thermoplastic hoses for compressed air. Technical requirements. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

37. State Standards of Ukraine (DSTU EN 331:2021). (2021). Valves and shut-off devices for gas installations for domestic and industrial use. Kyiv, Ukraine: Ukrainian Research and Training Center for Standardization, Certification, and Quality.

38. Ministry of Emergency Situations of Ukraine. (2007). Instruction on conducting interlaboratory comparative tests in the field of fire safety: Order No. 581, August 27, 2007. Kyiv, Ukraine: Ministry of Emergency Situations of Ukraine.

Рецензент: :д-р техн. наук, ст. наук. співроб., начальник науково-організаційного відділу Запільський Леонід Леонідович, Інституту державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту, Україна.

Автор: ІЛІУЧЕНКО Павло Олександрович, начальник відділу електротехнічних виробів науково-випробувального центру, Інституту державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту, Україна.

E-mail - illuchenko@ukr.net

ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-9780-785X>

Автор: НІЖНИК Вадим Васильович, д-р техн. наук, проф., начальник науково-дослідного центру протипожежного захисту, Інституту державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту, Україна.

E-mail – nignyk@ukr.net

ID ORCID: <https://orcid.org/0000-0003-3370-9027>

EXPERIMENTAL STUDY ON THE TEMPERATURE REDUCTION PATTERNS OF TRANSFORMER OIL PASSING THROUGH A HEAT EXCHANGER

P. Illiuchenko, V. Nizhnyk

Institute of Public Administration and Research in Civil Protection, Ukraine

This study examines the issue of ensuring fire safety of transformers filled with insulating liquid (transformer mineral oils), which are fire-hazardous equipment of transformer substations. Leakage of transformer oil heated to dangerous temperatures (more than 150 °C - above the flash point) as a result of emergency depressurization of the power transformer housing can lead to the occurrence and spread of a significant fire throughout the substation, since mineral transformer oil is a flammable liquid with an ignition temperature ≤ 300 °C and a lower heat of combustion ≥ 42 °MJ / kg. The use of traditional rock backfill (a layer of at least 0.25 m thick of washed gravel or granite rubble or non-porous rubble of another rock with a fraction of 50 mm $\pm$ 20 mm) in transformer oil receivers is standard worldwide practice, but it is economically expensive to maintain and may be ineffective for cooling the oil below the flash point during oil leakage during an emergency depressurization of the transformer housing. The research is aimed at developing an effective heat exchange system capable of reducing the temperature of transformer oil below the flash point during its emergency leakage into the oil receiver from the depressurized transformer housing. During the experimental study, the depressurization of the transformer housing and the pouring of heated transformer oil into the oil receiver were simulated - a specially designed heat exchanger with a cooling circuit (corrugated stainless steel tubes) using a phase transition refrigerant (water). The results showed that the temperature of the transformer oil decreased below the flash point while passing through the cooling circuit of the heat exchange system. Based on the results of the research, a mathematical model of the decrease in the temperature of the transformer oil depending on the distance of passage through the cooling circuit of the heat exchange system was developed. The results obtained are the basis for further studies of the dependence of the area of the cooling circuit of the heat exchanger, which ensures the cooling of the transformer oil to a temperature below its flash point in the event of a fire, on the volume of transformer oil in the transformer housing and the diameter of the corrugated tubes of the cooling circuit.

Keywords: transformer, transformer oil, oil receiver, fire spread, fire safety, flash point.