

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА УКРАЇНИ З НАДЗВИЧАЙНИХ СИТУАЦІЙ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ ЦИВІЛЬНОГО ЗАХИСТУ УКРАЇНИ

Кваліфікаційна наукова  
праця на правах рукопису

**Іллюченко Павло Олександрович**

УДК 614.841.3:621.314

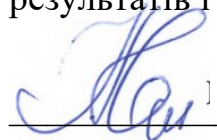
**ДИСЕРТАЦІЯ**  
**УДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОШИРЕННЯ**  
**ПОЖЕЖІ НА МАСЛОПРИЙМАЧАХ**

Спеціальність – 261 «Пожежна безпека»

Галузь знань – 26 «Цивільна безпека»

Подається на здобуття наукового ступеня доктора філософії

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

 П. О. Іллюченко

Науковий керівник: **Ніжник Вадим Васильович**  
доктор технічних наук, професор

Київ 2025

## АНОТАЦІЯ

*Іллюченко П. О. Удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах. – Кваліфікаційна наукова праця на правах рукопису.*

Дисертація на здобуття наукового ступеня доктора філософії за спеціальністю 261 «Пожежна безпека». – Національний університет цивільного захисту України Державної служби України з надзвичайних ситуацій, Київ, 2025.

Дисертація присвячена вирішенню актуальної науково-технічного завдання у сфері пожежної безпеки - розкриття закономірностей охолодження трансформаторного масла під час пожежі трансформатора від конструктивних параметрів теплообмінника виконаного із гофрованих трубок з нержавіючої сталі, що забезпечують фазний перехід холодоагенту (випаровування води) як наукове підґрунтя удосконалення системи попередження поширення пожежі на трансформаторних підстанціях.

У вступі дисертаційної роботи здійснено обґрунтування актуальності теми, її зв'язок із науковими програмами. Сформульовано мету, завдання, об'єкт і предмет дослідження, визначено наукову новизну, указано практичну значущість отриманих результатів та наведено інформацію про публікації та апробацію отриманих результатів.

У першому розділі проведено аналіз сучасного стану заходів щодо припинення та обмеження поширення пожеж на об'єктах енергетичної галузі, зокрема на маслонаповнених трансформаторних підстанціях. Встановлено, що значна частина пожеж в енергетичній галузі спричинена аварійними режимами роботи за участі маслонаповнених силових трансформаторів. Встановлені основні способи запобігання поширення пожеж на маслонаповнених силових трансформаторах, серед яких є улаштування під ними маслоприймачів для збору аварійного виливу масла, температуру якого знижують до пожежонебезпечної за допомогою засипки з гірських порід. Указано, що спосіб застосування засипок з гірських порід може бути малоефективним та економічно затратним.

Визначено, що у працях вчених, направлених на удосконалення запобігання виникнення та поширення пожеж в будівлях і спорудах, електроустановках, вивчення характеристик процесу горіння речовин та особливостей гасіння пожеж розливів горючих рідин, але не розкрито 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, що підкреслює актуальність проведення досліджень в цьому напрямку.

На основі аналізу теплофізичних характеристик речовин, матеріалів та конструктивних особливостей теплообмінних апаратів визначено, що дослідження удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, здатної замінити засипку з гірських порід, доцільно провести використовуючи методологію проектування кожухотрубних теплообмінних апаратів з використанням води в якості холодоагенту з фазним переходом.

У другому розділі розглянуто особливості фізико-хімічних процесів передачі тепла між системами, що відбуваються в теплообмінних апаратах, які використовуються: конвекція, теплопровідність і теплове (радіаційне) випромінювання. Встановлено, що для розрахунків теплообмінних процесів в теплообмінниках типів кожухотрубні та двотрубні враховуються конвективний теплообмін і теплопровідність. Встановлено, що основним критерієм для оцінки ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах маслонаповнених трансформаторів, базованій на досвіді конструювання теплообмінних апаратів, є температура масла, тобто, система попередження поширення пожежі має ефективно знизити пожежонебезпечну температуру масла до безпечної, тобто нижче температури спалаху, яка за результатами експериментальних досліджень складає 150 °C. На основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії створено математичну модель теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням).

У третьому розділі наведені результати експериментальних досліджень з встановлення закономірностей охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника. Експериментальні дослідження проводилися за розробленою методикою, що дає можливість обґрунтувати параметри системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у масло приймачі на створеній експериментальній установці, в якому імітується підвищення температури масла в трансформаторі до аварійного значення  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  (температура самозаймання), подальшу розгерметизацію корпусу трансформатора, та витік масла в маслоприймач, в якому воно має охолонути я нижче температури спалаху ( $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) при проходженні через охолоджуючий контур теплообмінника.

При експериментальних дослідженнях було задіяне трансформаторне масло марки Nytro 11 GX, для діапазону зміни значень температури якого було обрано уточнені результати досліджень на показники пожежної небезпеки, де для масла марки Nytro 11 GX було експериментально визначено температуру спалаху ( $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) та температуру самозаймання ( $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Відповідно до визначених методикою умов проведення експериментальних досліджень критерієм оцінювання ефективності роботи теплообмінника є умова, яка полягає в тому, що температура масла у місці виходу з теплообмінника не повинна перевищувати температуру спалаху ( $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ). Експеримент виконували чотири рази, і за його результатами встановлено закономірності зниження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника.

У четвертому розділі на основі отриманих у розділах 2 та 3 результатів визначено діапазон значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника який забезпечить охолодження трансформаторного масла від  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  до  $150\text{ }^{\circ}\text{C}$  для об'єму масла від 200 л та 60000 л. На основі отриманих даних проведено повний факторний обчислювальний експеримент, за результатами якого встановлено математичну модель залежності площі охолоджуючого контуру теплообмінника,

що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника. Отримана математична модель дозволяє здійснювати уточнене прогнозування закономірності охолодження трансформаторного масла в теплообміннику в умовах його аварійного витоку під час пожежі і може бути реалізована для проектування ефективності системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях, здатних замінити засипку з гірських порід. На основі отриманої математичної моделі обґрунтовано довідкову таблицю для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху, тобто, розроблено методичні підходи для проектування ефективності системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях та на основі цього сформульовано пропозиції щодо внесення змін до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) стосовно можливості застосування на маслоприймачах трансформаторних підстанцій теплообмінної системи на основі гофрованих трубок з нержавіючої сталі з наповненням водою замість засипки з гірських порід. За розрахунками економічного ефекту встановлено, що система попередження поширення пожежі на маслоприймачі трансформатора на основі гофрованих трубок на 52,5 % є вигіднішою за засипку з гірських порід у разі проведення процедури періодичного промивання та на 71,7 % у разі процедури повної заміни.

Наукова новизна одержаних результатів полягає у розкритті закономірностей зниження температури трансформаторного масла (охолодження) внаслідок проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи, що у сукупності формують обґрунтовану теоретичну базу для створення передумов щодо підвищення ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторних підстанцій.

При цьому уперше:

- створено математичну модель теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням). Модель створено на основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії. Із використанням моделі обґрунтовано діапазон значень коефіцієнта теплопередачі теплообмінника, виконаного з гофрованих трубок з нержавіючої сталі і водою в якості охолоджувача, що забезпечує охолодження нагрітого під час пожежі трансформаторного масла нижче його температури спалаху. Для об'єму масла 200–60000 л значення коефіцієнта теплопередачі складає 236-2925 Вт/м<sup>2</sup>·К;

- створено регресійну залежність площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху, від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника. Модель дозволяє здійснювати уточнене прогнозування закономірності визначення достатності охолодження трансформаторного масла в теплообміннику в умовах його аварійного витoku під час пожежі і може бути реалізована для проектування ефективної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях, здатних замінити засипку з гірських порід.

Удосконалено:

- теоретичні підходи оцінювання умов зниження температури масла до безпечної температури внаслідок проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи маслоприймачів трансформаторних підстанцій.

- експериментальну базу дослідження процесів теплообміну між трансформаторним маслом та холодоагентом в теплообміннику.

Дістали подальшого розвитку:

- методи нормування параметрів системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях – параметрів охолоджуючого контуру теплообмінної системи для маслоприймачів трансформаторних підстанцій для підвищення її ефективності в умовах пожежі.

Практичне значення отриманих результатів. Практична цінність полягає у розробленні методичної й експериментальної бази для прогнозування

ефективності теплообмінної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях, як наукового підґрунтя їх проектування; сутність розроблених методик може бути урахована при внесенні змін до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ);

Результати проведених досліджень впроваджені (додаток В) у практичну діяльність компаній ПП «ПроектБудСтар» та ТОВ «Науково-виробниче підприємство «АЛАЙ» в частині методичного забезпечення для удосконалення протипожежних вимог для трансформаторних підстанцій, що знаходяться на території підприємства. Результати дисертаційних досліджень також впроваджені у діяльність Департаменту запобігання надзвичайним ситуаціям ДСНС України, впроваджено в навчальний процес в освітній процес Національного університету цивільного захисту України. Під час виконання роботи створено експериментальну теплообмінну установку для дослідження процесу тепломасообміну між трансформаторним маслом та водяним охолоджуючим контуром теплообмінника.

Ключові слова: пожежа розливу, трансформатор, маслоприймач, ізоляційна рідина, математична модель, математичне моделювання, протипожежний захист, поширення пожежі, горіння, пожежна безпека; пожежна небезпека, пожежа, надзвичайна ситуація, температура займання

## СПИСОК ОПУБЛІКОВАНИХ ПРАЦЬ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

### Статті у наукових фахових виданнях

1. Новак С., Дріжд В., Іллюченко П. Підвищення стійкості кабелів до поширення полум'я шляхом облицювання металевого кабельного коробу реактивним вогнезахисним матеріалом. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2019. № 1 (7). С. 64–75. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.1.64-75>.

2. Новак С., Добростан О., Дріжд В., Іллюченко П. Дослідження вогнестійкості кабельних проходок із застосуванням реактивного вогнезахисного

матеріалу «Ендотерм ХТ-150». *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2020. № 2 (8). С. 3–13. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.2.3-13>.

3. Іллюченко, П., Ніжник, В., Нікулін, О. 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*. 2023. № 1 (15). С. 116–127. DOI: [https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1\(15\).116-127](https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1(15).116-127).

4. Іллюченко П.О. Щодо підвищення ефективності способу запобігання поширенню пожежі під час аварійної розгерметизації маслонаповнених трансформаторів. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2024. № 2 (18). С. 90–100. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2024.2.90-100>.

#### **Публікації у виданнях, що входять до міжнародної наукометричної бази «Scopus»**

1. Kravchenko, R., Illiuchenko, P., Onyshchuk, A., Zazymko, O.. Improvement of test methods and criteria for evaluation of resistance to flame spread of long elements of the wiring system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 6 (10 (114)), С. 57–68. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.249105>.

2. Maryna Sukhanevych Yuriy Tsapko, Ruslan Likhnyovskyi, Alesii Tsapko, Vitalii Kovalenko, Oksana Slutskaya, Pavlo Illiuchenko, Rostyslav Kravchenko. Determining the thermal-physical characteristics of a coke foam layer in the fire protection of cable articles with foaming coating. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 2/10 (122). С. 22–30. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.275550>.

### Публікації, які засвідчують апробацію дисертації

**1. Іллюченко П.О., Ніжник В.В., Нікулін О.Ф.** Про удосконалення системи попередження розвитку пожежі на маслоприймачах. *Теорія і практика гасіння пожеж та ліквідації надзвичайних ситуацій*: матеріали XIII Міжн. наук.-практ. конф. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 26 квітн. 2022. С. 127-129.

**2. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Кравченко Ю.** Розроблення методики експериментальних досліджень щодо зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XII Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 27-28 жовт. 2024. С. 97-98.

**3. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Ратушний О.** Щодо розроблення експериментальної установки для зниження температури трансформаторного масла при імітації його аварійного витоку. *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XIV Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 24-25 жовт. 2024. С. 97-99.

### ABSTRACT

Dissertation for the degree of Doctor of Philosophy in specialty 261 "Fire Safety".  
– National University of Civil Defense of Ukraine of the State Emergency Service of Ukraine, Kyiv, 2025.

The dissertation is dedicated to solving the current scientific and technical problem in the field of fire safety of revealing the regularities of cooling transformer oil during a transformer fire from the design parameters of a heat exchanger made of corrugated stainless steel tubes, which provide a phase transition of the refrigerant (water evaporation) as a scientific basis for improving the system for preventing the spread of fire at transformer substations.

In the introduction to the dissertation, the relevance of the topic and its connection with scientific programs are substantiated. The goal, objectives, object and

subject of the study are formulated, scientific novelty is determined, the practical significance of the results obtained is indicated and information about the publications and testing of the results obtained is provided.

In the first section, an analysis of the current state of measures to stop and limit the spread of fires at energy industry facilities, in particular at oil-filled transformer substations, is carried out. It is established that a significant part of fires in the energy industry is caused by emergency operating modes involving oil-filled power transformers. The main methods of preventing the spread of fires on oil-filled power transformers are established, including the installation of oil receivers under them to collect emergency oil spills, the temperature of which is reduced to a fire-hazardous level using rock backfill. It is indicated that the method of using rock backfill can be inefficient and economically costly.

It was determined that in the works of scientists aimed at improving the prevention of the occurrence and spread of fires in buildings and structures, electrical installations, the study of the characteristics of the combustion process of substances and the features of extinguishing fires of flammable liquid spills, but the issue of improving the means of preventing the spread of fire on transformer oil receivers in terms of implementing an effective high-speed heat exchange system capable of lowering the temperature of transformer oil below the flash point and suitable for replacing rock backfill has not been addressed, which emphasizes the relevance of conducting research in this direction.

Based on the analysis of the thermophysical characteristics of substances, materials and design features of heat exchangers, it was determined that research into improving the system for preventing the spread of fire on transformer oil receivers capable of replacing rock backfill should be conducted using the methodology for designing shell-and-tube heat exchangers using water as a phase transition refrigerant.

The second section considers the features of the physical and chemical processes of heat transfer between systems that occur in heat exchangers that are used: convection, thermal conductivity and thermal (radiative) radiation. It has been established that for calculations of heat exchange processes in shell-and-tube and double-tube heat

exchangers, convective heat exchange and thermal conductivity are taken into account. It has been established that the main criterion for assessing the effectiveness of the fire spread prevention system on oil receivers of oil-filled transformers, based on the experience of designing heat exchangers, is the oil temperature, that is, the fire spread prevention system must effectively reduce the fire-hazardous oil temperature to a safe one, i.e. below the flash point, which according to experimental research is 150 °C. Based on the Bernoulli equation and the energy balance equation, a mathematical model of a heat exchanger using a refrigerant with a phase transition (evaporation) has been created.

The third section presents the results of experimental studies to establish the regularities of cooling the temperature of mineral transformer oil below the flash point during passage through the cooling circuit of the heat exchanger. Experimental studies were conducted using the developed methodology, which makes it possible to substantiate the parameters of the system for lowering the temperature of transformer oil below the flash point in the oil receiver on the created experimental stand, which simulates an increase in the oil temperature in the transformer to an emergency value of 250 °C (autoignition temperature), subsequent depressurization of the transformer housing, and oil leakage into the oil receiver, in which it must cool below the flash point (150 °C) during passage through the cooling circuit of the heat exchanger.

In the experimental studies, transformer oil of the Nytro 11 GX brand was used, for the range of temperature changes of which the refined results of research on fire hazard indicators were selected, where the flash point (150 °C) and the autoignition temperature (250 °C) were experimentally determined for Nytro 11 GX oil. In accordance with the conditions of conducting experimental studies specified by the methodology, the criterion for assessing the efficiency of the heat exchanger is the condition that the oil temperature at the outlet from the heat exchanger should not exceed the flash point (150 °C). The experiment was performed four times, and its results established the regularities of the decrease in the temperature of mineral transformer oil below the flash point during passage through the cooling circuit of the heat exchanger.

In the fourth section, based on the results obtained in sections 2 and 3, the range of the heat transfer coefficient of the heat exchanger is determined, which will provide cooling of transformer oil from 250 °C to 150 °C for oil volumes from 200 l and 60,000 l. Based on the obtained data, a full factorial computational experiment was conducted, the results of which established a mathematical model of the dependence of the area of the cooling circuit of the heat exchanger, which provides cooling of transformer oil below the flash point in the event of a fire, on the volume of transformer oil and the diameter of the corrugated tubes of the heat exchanger. The obtained mathematical model allows for a refined prediction of the pattern of cooling of transformer oil in the heat exchanger in conditions of its emergency leakage during a fire and can be implemented for designing the effectiveness of the fire prevention system at oil-filled transformer substations, capable of replacing rock backfill. Based on the obtained mathematical model, a reference table was substantiated for determining the design parameters of a heat exchanger that provides cooling of transformer oil below its flash point in the event of a fire, i.e., methodological approaches were developed for designing the effectiveness of a fire prevention system for oil-filled transformer substations, and on this basis, proposals were formulated for amending the Rules for the Arrangement of Electrical Installations (PUE) regarding the possibility of using a heat exchange system based on corrugated stainless steel tubes filled with water instead of rock backfilling on transformer substation oil receivers. According to calculations of the economic effect, it was established that a fire prevention system for transformer oil receivers based on corrugated tubes is 52,5% more profitable than rock backfilling in the case of a periodic flushing procedure and 71,7% in the case of a complete replacement procedure.

The scientific novelty of the results obtained is the disclosure of the laws of cooling of transformer oil (temperature reduction) due to its passage through the cooling circuit of the heat exchange system, which together will form a sound theoretical basis for creating prerequisites for improving the efficiency of the system for preventing the spread of fire at oil receivers of transformer substations.

At the same time, for the first time:

- a mathematical model of a heat exchanger using a refrigerant with phase transition (evaporation) was created. The model was created based on the Bernoulli equation and the energy balance equation. Using the model, the range of values of the heat transfer coefficient of a heat exchanger made of corrugated stainless steel tubes and water as a coolant, which provides cooling of transformer oil heated during a fire below its flash point, was substantiated. For an oil volume of 200–60,000 l, the value of the heat transfer coefficient is 236-2925 W/m<sup>2</sup>·K;

- a regression dependence has been created on the dependence of the area of the cooling circuit of the heat exchanger, which ensures the cooling of transformer oil below the flash point in the event of a fire, on the volume of transformer oil and the diameter of the corrugated tubes of the heat exchanger. The model allows for a refined prediction of the regularity of determining the sufficiency of cooling of transformer oil in the heat exchanger in conditions of its emergency leakage during a fire and can be implemented for the design of an effective system for preventing the spread of fire at oil-filled transformer substations, capable of replacing backfilling from rocks.

Improved:

- theoretical approaches to assessing the conditions for reducing the oil temperature to a safe temperature as a result of passing through the cooling circuit of the heat exchange system of oil receivers of transformer substations.

- an experimental base for studying the processes of heat exchange between transformer oil and refrigerant in the heat exchanger.

Further development was made:

- methods for normalizing the parameters of the fire prevention system at oil-filled transformer substations – parameters of the cooling circuit of the heat exchange system for oil receivers of transformer substations to increase its efficiency in fire conditions.

Practical significance of the results obtained. The practical value lies in the development of a methodological and experimental base for predicting the efficiency of the fire prevention heat exchange system at oil-filled transformer substations, as a scientific basis for their design; the essence of the developed methods can be taken into

account when making changes to the Rules for the Arrangement of Electrical Installations (PUE);

The results of the research have been implemented (Appendix B) in the practical activities of the companies PE "ProektBudStar" and LLC "Scientific and Production Enterprise "ALAI" in terms of methodological support for improving fire protection requirements for transformer substations located on the territory of the enterprise. The results of the dissertation research are also implemented in the activities of the Department of Emergency Situations Prevention of the State Emergency Service of Ukraine, implemented in the educational process of the National University of Civil Defense of Ukraine. During the work, an experimental stand was created to study the process of heat and mass transfer between transformer oil and the water cooling circuit of the heat exchanger.

Keywords: spill fire, transformer, oil receiver, insulating liquid, mathematical model, mathematical modeling, fire protection, fire spread, combustion, fire safety; fire hazard, fire, emergency, ignition temperature.

## **LIST OF PUBLISHED WORKS ON THE THESIS TOPIC**

### Articles in scientific professional publications

1. Novak, S., Drizhd, V., & Illiuchenko, P. Increasing the resistance of cables to flame spread by lining a metal cable duct with a reactive fire-retardant material. *Scientific Bulletin: Civil Protection and Fire Safety*. 2019. No. 1 (7). P. 64–75. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.1.64-75>.

2. Novak, S., Dobrostan, O., Drizhd, V., & Illyuchenko, P. Research on the fire resistance of cable penetrations using the reactive fire-retardant material “Endotherm HT-150”. *Scientific Bulletin: Civil Protection and Fire Safety*. 2020. No. 2 (8). P. 3–13. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.2.3-13>.

3. Illyuchenko, P., Nizhnyk, V. & Nikulin, O. Methodology of experimental research and justification of the parameters of the heat exchange system for reducing the temperature of transformer oil below the flash point in the oil receiver of a transformer

substation. Scientific Bulletin: Civil Protection and Fire Safety. 2023. No. 1 (15). WITH. 116–127. DOI: [https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1\(15\).116-127](https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1(15).116-127).

4. Illyuchenko P.O. On increasing the effectiveness of the method of preventing the spread of fire during emergency depressurization of oil-filled transformers. Scientific Bulletin: Civil Protection and Fire Safety. 2024. No. 2 (18). P. 90–100. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2024.2.90-100>.

Publications in publications included in the international scientometric database «Scopus»

1. Kravchenko, R., Illiuchenko, P., Onyshchuk, A., Zazymko, O.. Improvement of test methods and criteria for evaluation of resistance to flame spread of long elements of the wiring system. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2021. No. 6 (10 (114)), P. 57–68. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.249105>.

2. Maryna Sukhanevych Yuriy Tsapko, Ruslan Likhnyovskyi, Alesii Tsapko, Vitalii Kovalenko, Oksana Slutskaya, Pavlo Illiuchenko, Rostyslav Kravchenko. Determining the thermal-physical characteristics of a coke foam layer in the fire protection of cable articles with foaming coating. Eastern-European Journal of Enterprise Technologies. 2023. No. 2/10 (122). P. 22–30. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.275550>.

Publications that confirm the approval of the dissertation

1. Illyuchenko P.O., Nizhnyk V.V., Nikulin O.F. On improving the system for preventing the development of fire in oil receivers. Theory and practice of fire extinguishing and emergency situations: materials of the XIII International Scientific and Practical Conference. Cherkasy: CHIPB named after Chernobyl Heroes of the National Center for Scientific Research of Ukraine, April 26, 2022. P. 127-129.

2. Illyuchenko P., Nizhnyk V., Nikulin O., Kravchenko Yu. Development of a methodology for experimental research on reducing the temperature of transformer oil below the flash point. Emergency situations: safety and protection: materials of the XII All-Ukrainian scientific-practical conference on int. uch. Cherkasy: CHIPB named after Chernobyl Heroes National Center for Nuclear Safety of Ukraine, 27-28 Oct. 2024. P. 97-98.

3. Illyuchenko P., Nizhnyk V., Nikulin O., Ratushny O. On the development of an experimental installation for reducing the temperature of transformer oil when simulating its emergency leak. Emergency situations: safety and protection: materials of the XIV All-Ukrainian scientific-practical conference on int. uch. Cherkasy: CHIPB named after Chernobyl Heroes National Center for Nuclear Safety of Ukraine, 24-25 Oct. 2024. P. 97-99.

## ЗМІСТ

|                                                                                                                                                                            |    |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----|
| ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ .....                                                                                                                                            | 19 |
| ВСТУП.....                                                                                                                                                                 | 20 |
| РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ВИМОГ ЩОДО ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОШИРЕННЯ<br>ПОЖЕЖІ НА ОБ’ЄКТАХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ.....                                                                     | 29 |
| 1.1 Статистика пожеж за участю електротехнічних виробів .....                                                                                                              | 29 |
| 1.2 Аналіз вимог нормативних документів щодо обмеження поширення<br>пожежі на підприємствах енергетики, зокрема на підстанціях з<br>маслонаповненими трансформаторами..... | 37 |
| 1.3. Аналіз властивостей речовин і матеріалів, які можуть виконувати<br>функцію накопичення тепла та мають високу теплопровідність.....                                    | 47 |
| 1.4. Аналіз класичних конструкцій теплообмінників, які застосовуються<br>в галузях господарювання.....                                                                     | 55 |
| Висновки до розділу I.....                                                                                                                                                 | 62 |
| РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ПІДХОДИ ЩОДО УМОВ ЗНИЖЕННЯ<br>ТЕМПЕРАТУРИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ПІД ЧАС<br>ПРОХОДЖЕННЯ ЙОГО ЧЕРЕЗ ТЕПЛООБМІННИК .....                               | 65 |
| 2.1 Теоретичні підходи аналізу умов для зниження температури<br>трансформаторного масла в теплообміннику.....                                                              | 65 |
| 2.2 Визначення критеріїв дослідження залежності зниження температури<br>трансформаторного масла від параметрів теплообмінної системи.....                                  | 71 |
| 2.3. Теоретичне обґрунтування пожежобезпечного значення<br>температури трансформаторного масла.....                                                                        | 73 |
| 2.4 Теоретичне описання тепломасообмінного процесу між маслом та<br>охолоджуючим контуром теплообмінника.....                                                              | 80 |
| Висновки до розділу II .....                                                                                                                                               | 87 |
| РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ<br>ТЕПЛООБМІНУ В ТЕПЛООБМІННИКУ ТА ПЕРЕВІРКА<br>МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ.....                                                  | 88 |

|                                                                                                                                                                                                                                                   |     |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----|
| 3.1. Розроблення програми та методики експериментальних досліджень..                                                                                                                                                                              | 88  |
| 3.2. Результати експериментальних досліджень зниження температури трансформаторного масла.....                                                                                                                                                    | 107 |
| 3.3 Оцінювання результатів експериментальних досліджень.....                                                                                                                                                                                      | 119 |
| Висновки до розділу III .....                                                                                                                                                                                                                     | 123 |
| РОЗДІЛ 4. ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОШИРЕННЯ ПОЖЕЖІ НА МАСЛОПРИЙМАЧАХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ.....                                                                                                                  | 125 |
| 4.1. Обґрунтування діапазону значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника .....                                                                                                                                                              | 125 |
| 4.2. Економічна ефективність заміни засипки з гірських порід на систему попередження поширення пожежі на основі теплообмінника з фазним переходом холодоагента на прикладі трансформаторів електричних мереж міста Києва.....                     | 129 |
| 4.3. Встановлення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху .....                                                                                     | 134 |
| Висновки до розділу IV.....                                                                                                                                                                                                                       | 136 |
| ВИСНОВКИ.....                                                                                                                                                                                                                                     | 139 |
| СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....                                                                                                                                                                                                                   | 142 |
| ДОДАТКИ.....                                                                                                                                                                                                                                      | 158 |
| ДОДАТОК А Список публікацій за темою дисертації.....                                                                                                                                                                                              | 159 |
| ДОДАТОК Б Акти впровадження результатів дисертації.....                                                                                                                                                                                           | 162 |
| ДОДАТОК В Програма та методика експериментальних досліджень зі встановлення закономірності зниження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника ..... | 167 |

## **ПЕРЕЛІК УМОВНИХ СКОРОЧЕНЬ, ПОЗНАЧЕНЬ ТА ОДИНИЦЬ ВИМІРЮВАННЯ**

ДСНС – Державна служба України з надзвичайних ситуацій

ІНД ЦЗ НУЦЗ України – Інститут наукових досліджень з цивільного захисту Національного університету цивільного захисту України

ЄС – Європейський Союз

НС – надзвичайна ситуація

США – Сполучені Штати Америки

ТОА – теплообмінний апарат

Pr – критерій Прандтля

Nu – критерій Нуссельта

Re – число Рейнольдса

ЗВТ - засоби вимірювальної техніки

ТЕН – трубчастий електричний нагрівач

ТХА – термopара хром-алюмелева

ІЕС – Міжнародна електротехнічна комісія

AISI – Американський інститут заліза та сталі

ASTM - Американське товариство з випробувань і матеріалів

ДСТУ – держаний стандарт України

ГСТУ – галузевий стандарт України

EN – європейський стандарт

ISO – Міжнародна організація зі стандартизації

IEEE – Інститут інженерів з електротехніки та електроніки

ПВХ – полівінілхлорид

ПУЕ – Правила налаштування електроустановок

## ВСТУП

Проблематика підвищення рівня пожежної безпеки будівель, споруд та об'єктів комплексне поєднання різноманітних підходів, методик та практичних рішень, що визначені нормативно-правовими актами, галузевими вимогами, міжнародними, регіональними та державними стандартами. Це включає як технічні, так і організаційні заходи, спрямовані на запобігання виникненню пожеж, їх ліквідації, зниження ризиків для життя і здоров'я людей, а також мінімізацію потенційних матеріальних збитків у разі виникнення надзвичайної ситуації.

Так, це може застосування систем протипожежного захисту, улаштування пожежних кран – комплектів, застосування будівельних матеріалів зі зниженими показниками пожежної небезпеки, підвищення вогнестійкості будівельних конструкцій вогнезахисними покриттями, реалізацією заходів для вирішення питань ефективної евакуації тощо.

В сфері застосування електротехнічних виробів, зокрема на об'єктах енергетичних підприємств, надважливу увагу приділяють обмеженню поширення полум'я під час пожежі. Так, для кабельної продукції це досягається застосуванням кабелів, кабельних коробів, трубопроводів стійких до поширювання полум'я (або кабельних коробів, трубопроводів, виконаних з негорючих матеріалів); застосуванням в кабельних спорудах, тунелях, лотках розділових перегородок з негорючих вогнестійких матеріалів; застосуванням ущільнень (кабельних проходок) з негорючих вогнестійких або вогнезахисних матеріалів для проходів кабельних трас через стіни та перекриття; застосуванням вогнезахисних покриттів для кабелів, застосуванням систем протипожежного захисту (систем пожежогасіння).

Для інших пожежонебезпечних електротехнічних виробів на об'єктах енергетичних підприємств - маслонаповнених трансформаторів для здійснення обмеження поширення пожеж за їх участю застосовуються системи пожежогасіння, вогнестійкі перегородки, а також пристрої збору та охолодження розігрітого (палаючого) масла, що при аваріях може витікати з обладнання –

маслоприймачі, для яких в якості охолоджувача та вогнезагороджувача використовують шар засипки з гірських порід з фракцією часток певних розмірів. Але за рахунок природного впливу довкільного середовища шар засипки з гірських порід піддається забрудненню, що значно знижує її здатність пропускати та ефективно охолоджувати нагріте до пожежонебезпечних температур масло. Зазначене зумовлює обов'язкове періодичне проведення ресурсозатратного комплексу заходів з утримання засипки в чистоті, а в деяких випадках її навіть унормовано до заміни. Окрім цього, нормованої кількості засипки при аварії може бути недостатнім для охолодження до безпечної температури значного об'єму трансформаторного масла. Це обґрунтовує необхідність проведення досліджень, направлених на визначення оптимальних параметрів засобу для реалізації ефективного зниження температури трансформаторного масла до пожежобезпечного рівня в умовах його аварійного витоку під час пожежі, що може замінити традиційне використання засипки з гірських порід у маслоприймачах трансформаторів.

### **Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.**

Дисертаційну роботу виконано на перспективу розвитку перспективу реалізації Національного плану з енергетики та клімату на період до 2030 року, схваленого розпорядженням Кабінету Міністрів України від «25» червня 2024 р. № 587-р., Національного плану дій з відновлюваної енергетики на період до 2030 року та плану заходів з його виконання, затвердженого розпорядженням Кабінету Міністрів України від від 13 серпня 2024 р. № 761-р та в продовження науково-дослідної роботи: «Обґрунтувати мінімальні геометричні параметри (висота та периметр) засипки гравію у маслоприймачі над маслоприймальним каналом, яка повинна виконувати функцію вогнезагороджувача та охолодження мастила до температури спалаху 150 градусів Цельсія в рамках розробки робочої документації по об'єкту «Реконструкція ПС 330 кВ Броварська з установкою АТ-3» (державний реєстраційний № 0113U004330).

**Метою роботи** є виявлення залежностей охолодження трансформаторного масла під час пожежі трансформатора від конструктивних параметрів

теплообмінника виконаного із гофрованих трубок з нержавіючої сталі, що забезпечують фазний перехід холодоагента (випаровування води) як наукове підґрунтя удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторних підстанцій.

**Для досягнення поставленої мети необхідно було виконати наступні завдання:**

- провести аналіз статистичних даних про пожежі на енергетичних об'єктах та вимог щодо заходів попередження поширення пожежі на них, включаючи трансформаторні підстанції.

- на основі аналізу властивостей речовин, матеріалів та виробів, які можуть виконувати функцію накопичення/відведення тепла визначити ефективне рішення удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів замість засипки з гірських порід.

- встановити критерії, які впливають на процеси теплообміну в теплообмінних системах та розробити математичну модель теплообмінника із застосуванням холодоагенту з фазним переходом для охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху.

- розробити методику та провести експериментальні дослідження зі встановлення закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника та здійснити перевірку адекватності розроблених математичних моделей.

- на основі проведення обчислювального експерименту з визначення закономірності впливу конструктивних параметрів теплообмінника на охолодження трансформаторного масла обґрунтувати методичні підходи проектування ефективної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях .

**Об'єкт дослідження** – процеси теплопередачі між трансформаторним маслом та охолоджуючим контуром теплообмінника.

**Предмет дослідження** – залежність охолодження трансформаторного масла при пожежі від конструктивних параметрів теплообмінника.

**Методи дослідження.** В роботі використано методи досліджень, які включали: аналіз довідникових даних і нормативних документів, якими регламентовано методи тепломасообміну між речовинами, матеріалами, в готових виробках, зокрема в теплообмінних апаратах; експериментальні дослідження з визначення зниження температури масла внаслідок проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи; математичне моделювання процесів тепломасообміну між маслом та охолоджуючим контуром теплообмінної системи; метод (Граббса) для виявлення викидів та квазивиків в експериментальних даних; критерій Фішера для перевірки розбіжностей дисперсій результатів досліджень; метод повного факторного експерименту; методи математичної статистики для обробки результатів експериментальних досліджень.

**Наукова новизна одержаних результатів** полягає у розкритті закономірностей охолодження трансформаторного масла (зниження температури) внаслідок проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи, що у сукупності формують обґрунтовану теоретичну базу для створення передумов щодо підвищення ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторних підстанцій.

При цьому уперше:

- створено математичну модель теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням). Модель створено на основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії. Із використанням моделі обґрунтовано діапазон значень коефіцієнта теплопередачі теплообмінника, виконаного з гофрованих трубок з нержавіючої сталі і водою в якості охолоджувача, що забезпечує охолодження нагрітого під час пожежі трансформаторного масла нижче його температури спалаху. Для об'єму масла 200–60000 л значення коефіцієнта теплопередачі складає 236-2925 Вт/м<sup>2</sup>·К;

- створено регресійну залежність площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху, від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника. Модель дозволяє здійснювати уточнене прогнозування закономірності визначення достатності охолодження трансформаторного масла в теплообміннику в умовах його аварійного витоку під час пожежі і може бути реалізована для проектування ефективної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях, здатних замінити засипку з гірських порід.

#### **Удосконалено:**

- теоретичні підходи оцінювання умов зниження температури масла до безпечної температури внаслідок проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи маслоприймачів трансформаторних підстанцій.

- експериментальну базу дослідження процесів теплообміну між трансформаторним маслом та охолоджуючим контуром теплообмінника.

#### **Дістали подальшого розвитку:**

- методи нормування параметрів системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях – параметрів охолоджуючого контуру теплообмінної системи для маслоприймачів трансформаторних підстанцій для підвищення її ефективності в умовах пожежі.

**Практичне значення отриманих результатів.** Практична цінність полягає у розробленні методичної й експериментальної бази для прогнозування ефективності теплообмінної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях, як наукового підґрунтя для їх проектування; сутність розроблених методик може бути урахована при внесенні змін до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ).

Результати проведених досліджень впроваджені (додаток В) у практичну діяльність компаній ПП «ПроектБудСтар» та ТОВ «Науково-виробниче підприємство «АЛАЙ» в частині методичного забезпечення для удосконалення протипожежних вимог для трансформаторних підстанцій, що знаходяться на

території підприємства. Результати дисертаційних досліджень також впроваджені у діяльність Департаменту запобігання надзвичайним ситуаціям ДСНС України, впроваджено в навчальний процес в освітній процес Національного університету цивільного захисту України. Під час виконання роботи створено експериментальну теплообмінну установку для дослідження процесу тепломасообміну між трансформаторним маслом та водяним охолоджуючим контуром теплообмінника.

**Обґрунтованість і достовірність наукових положень та отриманих висновків** підтверджується результатами аналітичних досліджень наукових джерел у цій сфері; узгодженістю методів дослідження із визначеними в роботі метою і завданнями; вичерпним обсягом отриманих результатів даних вимірювань в ході проведених експериментів при застосуванні метрологічно каліброваних засобів вимірювальної техніки; прийнятною збіжністю результатів проведених досліджень, а також результатами апробації та практичним впровадженням отриманих результатів проведених досліджень.

**Особистий внесок здобувача** заключається у встановленні мети, завдань, об'єкта та предмета дослідження, проведенні аналізу літературних джерел, вивченню протікання процесів теплообміну, зокрема в теплообмінних апаратах з робочим середовищем «рідина-рідина», розробці програми та методики експериментальних досліджень, проведенні експериментальних досліджень та аналізуванні та обробці отриманих даних, проведенні чисельного повного факторного експерименту із побудовою регресійної залежності площі теплообміну від об'єму трансформаторного масла та діаметру трубок теплообмінника.

Особистий внесок здобувача у публікаціях, де містяться отримані результати наукових досліджень за участі співавторів, указано нижче:

- у публікації [Новак С., Дріжд В., Іллюченко П.] Підвищення стійкості кабелів до поширення полум'я шляхом облицювання металевого кабельного коробу реактивним вогнезахисним матеріалом. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2019. № 1 (7). С. 64–75 здобувач здійснив підготовку, проведення та оцінювання результатів експериментальних досліджень

межі поширення полум'я в кабельному коробі, що облицьований всередині вогнезахисним матеріалом;

- у публікації [Новак С., Добростан О., Дріжд В., Іллюченко П.] Дослідження вогнестійкості кабельних проходок із застосуванням реактивного вогнезахисного матеріалу «Ендотерм ХТ-150». *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2020. № 2 (8). С. 3–13. здобувач здійснив проведення та оцінювання результатів експериментальних досліджень межі вогнестійкості кабельних проходок, в яких кабелі прокладено у сталевих коробах з вогнезахисним покриттям реактивним матеріалом та проходок, в якій кабелі з вогнезахисним покриттям реактивним матеріалом безпосередньо проходять через огорожувальну конструкцію.

- у публікації [Іллюченко, П., Ніжник, В. Нікулін, О.] 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*. 2023. № 1 (15). С. 116–127 здобувач обґрунтував положення методики експериментальних досліджень та обґрунтував основні параметри теплообмінної системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі трансформаторної підстанції під час пожежі.

- у публікації [Іллюченко П.О.] Щодо підвищення ефективності способу запобігання поширенню пожежі під час аварійної розгерметизації маслонаповнених трансформаторів. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2024. № 2 (18). С. 90–100 здобувач здійснив літературний огляд проблематики застосування засипки з гірських порід в маслоприймачах трансформаторах та обґрунтував напрямки подальших досліджень, направлених на удосконалення системи попередження поширення пожежі в маслоприймачах трансформаторів.

- у публікації [Kravchenko, R., Illiuchenko, P., Onyshchuk, A., Zazymko, O.] Improvement of test methods and criteria for evaluation of resistance to flame spread of

long elements of the wiring system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 6 (10 (114)), С. 57–68 здобувач здійснив проведення та оцінювання результатів експериментальних досліджень межі поширення полум'я одиничних кабелів та інших довгих неметалевих елементів для прокладання кабелів.

- у публікації [Maryna Sukhanevych Yuriy Tsapko, Ruslan Likhnyovskyi, Alesii Tsapko, Vitalii Kovalenko, Oksana Slutskaia, **Pavlo Illiuchenko**, Rostyslav Kravchenko]. Determining the thermal-physical characteristics of a coke foam layer in the fire protection of cable articles with foaming coating. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 2/10 (122). С. 22–30 здобувач здійснив аналіз конструктивних особливостей кабелів стійких до поширювання полум'я та способів підвищення цього параметра.

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати дослідження були представлені на таких науково-практичних конференціях:

**1. Іллюченко П.О.,** Ніжник В.В., Нікулін О.Ф. Про удосконалення системи попередження розвитку пожежі на маслоприймачах. *Теорія і практика гасіння пожеж та ліквідації надзвичайних ситуацій*: матеріали XIII Міжн. наук.-практ. конф. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 26 квітн. 2022. С. 127-129. Здобувачу особисто належить обґрунтування актуальності проведення наукових досліджень, направлених на удосконалення системи попередження поширення пожежі в маслоприймачах трансформаторів.

**2. Іллюченко П.,** Ніжник В., Нікулін О., Кравченко Ю. Розроблення методики експериментальних досліджень щодо зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XII Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 27-28 жовт. 2024. С. 97-98. Здобувачу особисто належить обґрунтування положень методики експериментальних досліджень та основних параметрів теплообмінної системи для зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху у маслоприймачі трансформаторної підстанції під час пожежі.

**3. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Ратушний О.** Щодо розроблення експериментальної установки для зниження температури трансформаторного масла при імітації його аварійного витоку. *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XIV Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 24-25 жовт. 2024. С. 97-99. *Здобувачу особисто належить обґрунтування конструктивних параметрів експериментальної установки для зниження температури трансформаторного масла при імітації його аварійного витоку з корпусу трансформатора.*

**Кількість публікацій за темою дисертаційної роботи.** Основні положення дисертаційних досліджень опубліковано в 6 статтях, 4 з яких надруковано в фахових наукових журналах України та та 2 статті, що проіндексовані в міжнародній наукометричній базі Scopus. Також результати досліджень також висвітлено в трьох тезах доповідей на міжнародних та всеукраїнських науково-практичних конференціях.

**Структура дисертації та її обсяг.** Робота містить анотацію, зміст, вступ, чотири розділи, висновки, список використаних джерел, що складає 144 найменування і додатки. Обсяг дисертації складає 157 сторінок, 20 таблиць, 37 рисунків та 3 додатки.

## **РОЗДІЛ 1. АНАЛІЗ ВИМОГ ЩОДО ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОШИРЕННЯ ПОЖЕЖІ НА ОБ'ЄКТАХ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ПІДПРИЄМСТВ**

### **1.1 Статистика пожеж за участю електротехнічних виробів**

За статистичними даними за 2024 рік в Україні зареєстровано 105214 пожеж, що на 54,9 % більше за 2023 рік. Внаслідок цих пожеж загинуло та травмовано 1521 і 1798 людини. За результатами підрахунків встановлені прямі та побічні збитки – 24633863,8 тис. грн та 23242048,8 тис. грн [1].

Передавання, розподіляння, накопичування і використання енергії будь-якої за формою є потенційною загрозою виникнення пожежі. Після підпалів, необережного поводження з вогнем, пустощів дітей друге місце займають пожежі від електротехнічних виробів. Так, за 2024 рік з причин порушення правил пожежної безпеки при влаштуванні та експлуатації електроустановок (аварійні режими) сталося 10880 пожеж [1], на яких загинуло та травмовано 277 та 434 людини, а прямі та побічні збитки склали – 24633863,8 тис. грн та 23242048,8 тис. грн. Загалом, з масиву пожеж, спричиненими електротехнічними виробами близько 75 % пожеж виникли через аварійні режими роботи кабельно-провідникової продукції [2-4] в житловому секторі та на промислових, енергетичних та інших об'єктах.

Особливу увагу приділяють оцінюванню виникненню та поширенню пожеж на енергетичних об'єктах, зокрема на таких, де для виробництва електроенергії застосовується енергія розпаду атомних ядер. Так, дані дослідження Міжнародного проекту обміну даними про пожежі (OECD FIRE) показали [5], що на об'єктах атомної енергетики в передових країнах світу більшість пожеж виникла (21%) через кабельну продукцію.

За даними [6] для 79,2 % усіх пожеж горючим навантаженням для створення умов розвитку та поширення пожежі були тверді горючі матеріали, зокрема ізоляційні матеріали кабелів.

Також, серед електротехнічних виробів, що застосовні в галузі енергетики, масштабними пожежами характеризуються маслоснаповнені електротехнічні

устаткування: вимикачі, реактори, а серед них – найбільш критичними є трансформатори з наповненнями діелектричною горючою рідиною – мінеральним трансформаторним маслом.

Трансформатори [7] є ключовою ланкою між джерелами генерації електроенергії та розподільчими мережами, що передають електричну енергію споживачам. Їх несправність може призвести до припинення електропостачання житлового сектору, підприємств, об'єктів критичної інфраструктури тощо, що може призвести до серйозних наслідків.

Маслонаповнені трансформатори на електричних підстанціях [8] належать до обладнання, використання якого приносить значну пожежну небезпеку. В залежності від потужності та конструктивних особливостей трансформатори можуть містити від 200 до 60 000 літрів горючої рідини - мінерального трансформаторного масла, яке використовується для ізоляції, охолодження, запобіганню іскроутворення тощо. Основною причиною надзвичайних ситуацій такого характеру є короткі замикання або порушення герметичності металевих корпусу обладнання через корозійні процеси. Зокрема, внаслідок короткого замикання, спричиненому старінням/пошкодженням ізоляції, виникає електрична дуга, яка зумовлює критичне зростання температури та тиску в масляному баку. У разі відмови спрацювання пристроїв захисту це призводить до кипіння трансформаторного масла, підвищення тиску і температури, пошкодження корпусу трансформатора, витікання нагрітого до критичних температур (вище температури спалаху) масла та його подальшого займання, і, як наслідок – поширення пожежі розливу ізоляційної рідини (мінерального трансформаторного масла) на суміжні об'єкти. Окрім цього, така аварійна ситуація може супроводжуватися вибухом парів трансформаторного масла, що значно посилить поширення пожежі. В аналізі пожеж на об'єктах з атомною енергетикою [9] було зазначено, що відсоткова частка виникнення займань від трансформаторів склала приблизно 12 %.

Відповідно до даних Державної служби України з надзвичайних ситуацій (ДСНС України) за матеріалами офіційного сайту [10], далі представлено приклади звітування про такі пожежі, включаючи інциденти, що сталися на атомних станціях.

16.01.2015 року о 22:04 на пункт зв'язку 27-ї Державної пожежно-рятувальної частини, від чергового персоналу Відокремленого підрозділу «Південноукраїнська атомна електрична станція» акціонерного товариства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом» (ВП «Південно-Українська АЕС»), надійшло повідомлення про спрацювання пожежної сигналізації на перепускному трансформаторі. Стало відомо, що виникла пожежа охолоджувача всередині трансформатора (рисунок 1.1).



Рисунок 1.1 – Приклад пожежі на трансформаторі ВП «Південно-Українська АЕС»

Черговим персоналом станції від'єднано трансформатор від електроживлення. До гасіння пожежі залучалось 16 одиниць техніки та 125 чоловік особового складу від Головного управління ДСНС України у Миколаївській області. О 23:40 пожежу розливу ізоляційної рідини – трансформаторного масла на перепускному трансформаторі на площі 100 м<sup>2</sup>, ліквідовано. За результатами проведеної радіаційної розвідки фон на промисловому майданчику АЕС та за її територією був у межах дозволеного.

Сімнадцятого квітня 2017 року о 17:19 до Служби порятунку «101» надійшло повідомлення про те, що по вул. Промисловій у м. Сєвєродонецьку Луганської області горить трансформатор з розлиттям масла на значній площі

(рисунок 1.2). Через годину загоряння трансформатора та пожежу розливу масла на площі 20 м<sup>2</sup> було ліквідовано пожежниками. Травмованих і загиблих на пожежі не виявлено. Для гасіння пожежі були залучені 28 вогнеборців 12-ї Державної пожежно-рятувальної частини та 8 одиниць техніки. Ймовірна причина виникнення пожежі – коротке замикання.



Рисунок 1.2 – Приклад пожежі трансформатора у м. Северодонецьку

В понеділок 29.04.2019 року о 21:07 сталося загорання автотрансформатора АТ-7 АТДЦ-125000/330/110 на відкритій території розподільчого пристрою Рівненської АЕС (Рисунок 1.3). Під час пожежі відключилася перша система шин 330 кВ і енергоблок № 3 РАЕС (ВВЕР-1000). Через годину силами ДСНС України пожежу було ліквідовано. Радіаційний фон в межах норми, жертв та постраждалих немає. До гасіння пожежі залучалось тридцять шість рятувальників та десять одиниць техніки.



Рисунок 1.3 – Приклад загорання трансформатора 7АТ у ВП «Рівненська АЕС»

30 листопада, о 7:56 год на території ВП «Південно-Українська АЕС» сталося електричне пошкодження трансформатора струму з його загорянням, що призвело до автоматичного відключення дією захистів другої системи шин та пуско-резервних трансформаторів (рисунок 1.4). О 8:40 год надзвичайну ситуацію силами ДСНС України було ліквідовано. А після відключення пошкодженого обладнання друга система шин була введена в роботу. Радіаційний фон в межах норми, жертв та постраждалих немає.



Рисунок 1.4 – Приклад результату загорання трансформатора струму на ВП «Південно-Українська АЕС»

Пожежа на трансформаторній підстанції внаслідок короткого замикання виникла 6 січня 2021 року в в смт. Стара Ушиця, Хмельницької області (рисунок 1.5). В ході ліквідації пожежі в приміщенні підстанції були обгорілі тіла двох молодих чоловіків 1997 та 2001 років народження.



Рисунок 1.5 – Приклад пожежі на трансформаторній підстанції у смт. Стара Ушиця Хмельницької області

Причинами виникнення пожеж на трансформаторному обладнанні можуть бути [11]:

Теплові прояви, що викликані:

- перевантаженням трансформатора;
- погіршеним болтовим контактним з'єднання з кабелями або струмоведучими шинами;
- недостатньою циркуляцією масла всередині трансформатора.

Коливання напруги, що викликані:

- інтенсивним наростанням струму;
- короткими замиканнями у вторинній обмотці;

Порушенням ізоляції між обмотками котушок через:

- механічне пошкодження при виготовленні;
- впливом води;
- тривалим перевантаженням;
- недостатньою циркуляцією масла.

Електричні дуги, що можуть призвести до нагрівання масла до високих температур (вище температури спалаху та температури займання) [12] внаслідок:

- неповного просочення маслом паперу, що утворює порожнини, в яких відбуваються розряди;
- високою вологістю паперу;
- поганими контактними з'єднаннями;
- недосконалою пайкою обмоток.

Аналізування звітних матеріалів Міністерства енергетики України за останні передвоєнні роки стосовно стану з надзвичайними ситуаціями в паливно-енергетичному комплексі [13] показало, що усереднено щороку близько 48 % пожеж трапляється за участі трансформаторного та компресорного обладнання, 34 % виникає на спеціальних об'єктах і спорудах, 11 % – в адмінбудівлях, 6 % – під час експлуатації автомобільного транспорту.

За результатами проведеного аналізу статистичних даних [3, 14] встановлено ранжування кількості пожеж в Україні спричиненими

електротехнічними виробами, призначених для генерації, трансформації, підвищення чкості та споживання електричної енергії (таблиця 1.1).

Таблиця 1.1 – Кількість пожеж за електричними за деякими електротехнічними виробами

| Роки                       | Кількість пожеж, шт      |                         |                       |                          |        |
|----------------------------|--------------------------|-------------------------|-----------------------|--------------------------|--------|
|                            | Трансформатор<br>напруги | Стабілізатор<br>напруги | Двигун<br>електричний | Генератор<br>електричний | Інше   |
| 2013                       | 42                       | 12                      | 4                     | 9                        | 25     |
| 2014                       | 30                       | 11                      | 6                     | 11                       | 13     |
| 2015                       | 42                       | 6                       | 6                     | 11                       | 15     |
| 2016                       | 47                       | 9                       | 18                    | 12                       | 13     |
| 2017                       | 58                       | 10                      | 21                    | 16                       | 13     |
| 2018                       | 43                       | 12                      | 29                    | 23                       | 24     |
| 2019                       | 37                       | 12                      | 18                    | 16                       | 12     |
| 2020                       | 49                       | 10                      | 14                    | 43                       | 22     |
| Середнє<br>значення,<br>шт | 43,5                     | 10,25                   | 14,5                  | 17,625                   | 17,125 |

Таким чином, з таблиці випливає, що в середньому щороку фіксується сорок чотири виникнення пожеж при участі трансформаторного обладнання. Із 823 пожеж, що виникали або були спричинені електричними перетворювачами, машинами, майже 350 (42,2 %) були саме із трансформаторами.

А при розгляді статистичних даних [3, 14] за об'єктами виникнення пожеж на спорудах і зовнішніх установках по основним показникам, визначається, що середньому за рік виникає 120 таких пожеж. Загалом за розглянутий часовий проміжок за участі трансформаторів було 962 пожежі, прямі збитки від яких склали 32,5 млн. грн, а жертвами стало троє людей та стільки ж травмовано.

Таким чином, за результатами аналізу статистичних даних про пожежі в Україні визначено, що в енергетичній галузі щороку близько половини від пожеж виникає за участі силових трансформаторів, включаючи маслонаповнені трансформатори, на яких пожежі супроводжуються аварійним викидом масла із трансформатора та його загорянням, що сприяє поширенню пожеж розливів горючих рідин, призводить до значних матеріальних збитків та людських жертв.

Окрім цього, необхідно брати до уваги те, що за час повномасштабної збройної агресії Росії почастишали випадки умисного пошкодження ворогом обладнання енергетичних підприємств трансформаторних підстанцій з метою завдання нашій державі економічних збитків, гальмування руху опору агресору та створення некомфортних умов для проживання населенню. Так, для прикладу, російські війська, відступаючи з Херсонщини, здійснили підрив вибухом двох автотрансформаторів, кожен вагою 250 тон [15], які внаслідок пошкодження згоріли (рисунок 1.6).



Рисунок 1.6 – Знищений російськими загарбниками автотрансформатор

Зал релейного захисту, компресорна, акумуляторна, додатково розстріляно і розтрощено. Ці автотрансформатори подавали живлення на правобережну Херсонщину та частину Миколаївщини. Кількісні втрати енергетичного обладнання наразі не афішується. За інформацією аналітичного агентства [16] станом на початок 2024 року прямі збитки завдані українській енергетиці складають \$9 млрд, при цьому збір даних щодо збитків об'єктів електрогенерації є узагальненим, і в основному здійснювався з відкритих джерел у зв'язку недопущенням розповсюдження докладної інформації щодо деталізованих пошкоджень об'єктів критичної інфраструктури в умовах війни.

## **1.2 Аналіз вимог нормативних документів щодо обмеження поширення пожежі на підприємствах енергетики, зокрема на підстанціях з маслонаповненими трансформаторами**

Проблематика підвищення рівня пожежної безпеки будівель, споруд та об'єктів, в тому числі об'єктів енергетичних підприємств включає комбінацію встановлених в нормативних документах різноманітних підходів та практик. Так, це може включати вимоги до застосування систем протипожежного захисту, улаштування пожежних кран – комплектів, застосування будівельних матеріалів зі зниженими показниками пожежної небезпеки, підвищення вогнестійкості будівельних конструкцій вогнезахисними покриттями тощо [17-19].

В сфері застосування електротехнічних виробів надважливу увагу приділяють обмеженню поширення полум'я вздовж кабелів та інших неметалевих елементів електропроводки (кабельні коробки, кабельні трубопроводи, кабельні лотки та драбини), адже електричні кабелі самі по собі, внаслідок певних чинників (аварійних режимів роботи, старіння та пошкодження ізоляційних матеріалів) при виникненні короткого замикання можуть стати причинами виникнення займання, і, завдяки значному горючому навантаженню та протяжності кабельних потоків, стати причиною поширення пожежі. Для цивільного будівництва вимоги щодо улаштування кабельної продукції в залежності від показників пожежної небезпеки (поширення полум'я, димоутворювальної здатності, токсичності летких продуктів горіння тощо) визначені в [20]. Для об'єктів енергетичної галузі вимоги пожежної безпеки до кабелів, як ключових елементів, що застосовуються на етапах виготовлення, трансформування (рисунок 1.7), передавання та споживання електричної енергії, викладені в низці норм і правил [21-26] .

Деякі стиснені приклади вимог пожежної безпеки стосовно кабельних виробів, що визначені в [21-26] наведені нижче.



Рисунок 1.7 – Приклад під'єднання кабелю до маслонаповненого трансформатора

Так, відповідно до вимог стандарту Міжнародної економічної комісії, що прийнятий як національний [21], вимоги якого поширюються на силові електроустановки понад 1 кВ змінного струму та 1,5 кВ постійного струму указано, що ризик поширення пожежі та його наслідків повинен бути зменшений наскільки можливо за рахунок вибору відповідних кабелів та методів їх монтажу. Для реалізації вимог цього стандарту перевага має надаватися кабелям, які є стійкими до поширювання полум'я, що перевіряється за допомогою випробування згідно з [27]. У стандарті [21] також викладені вимоги до ущільнень (кабельних проходок) - разі проходження кабелю через стіни, перекриття тощо, місця проходження кабелів мають бути загерметизовані негорючим матеріалом. В Настанові з пожежної безпеки трансформаторів [28] наголошується стосовно необхідності контролю контактних з'єднань кабелів, адже значна кількість пожеж на трансформаторах виникає за рахунок неякісного контактного з'єднання кабелів у кабельній коробці трансформатора, внаслідок чого виникають іскри ,електричні дуги, що руйнують обладнання та ініціюють займання неметалевих матеріалів та трансформаторного масла.

У Правилах улаштування електроустановок [22] щодо кабелів та кабельних проходок визначено, що кабелі та ізольовані проводи, які відповідають вимогам стосовно стійкості до поширювання полум'я при одиничному прокладанні та матеріали, що не поширюють горіння, можна застосовувати без додаткових

заходів безпеки. Застосування інших кабелів, слід обмежувати короткими відрізками для приєднання електричного устаткування до стаціонарної електропроводки, яка не повинна поширювати вогонь з одного приміщення до іншого. В частині застосування перегородок, що мають обмежити поширення пожежі по кабельній продукції в ПУЕ [22] встановлено, що у разі маслонаповнені кабельні лінії живлення необхідно відокремлювати від інших кабелів горизонтальними перегородками з негорючих матеріалів з межею вогнестійкості  $\geq EI 45$ . Також у цьому нормативному документі встановлені вимоги щодо вогнезахисного оброблення кабелів, що дає змогу не застосовувати в кабельних спорудах автоматичних установок пожежогасіння.

У протипожежних нормах проектування атомних електростанцій з вододіяними енергетичними реакторами (ВБН В.1.1-034-2003) [23] стосовно вимог пожежної безпеки до кабелів визначено, що усі кабелі, які застосовуються на атомних електростанціях мають бути класу стійких до поширювання полум'я. Указано, що якщо сумарний об'єм неметалевих горючих матеріалів кабелів, які розміщені на одному лотку, на одній консолі тощо  $\geq 7,0$  дм<sup>3</sup> на погонний метр кабельного потоку, і приміщення не обладнані автоматичними установками пожежогасіння, то ці кабелі мають бути покритті вогнезахисною сумішшю.

У правилах експлуатації електричних станцій і мереж (ГКД 34.20.507-2003) [24] встановлено, що ущільнення місць проходу кабелів і імпульсних ліній через перегородки приміщень та через ущільнення вводів кабелів і імпульсних ліній у щити, панелі, шафи тощо повинні бути герметичними відповідно до вимог пожежної безпеки, а у колах систем аварійного електропостачання атомних електростанцій повинні бути використані стійкі до поширювання полум'я та вогнестійкі кабелі.

В інструкції з пожежної безпеки електроустановок (СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013) [25] указано, що відкрито прокладені кабелі в вибухонебезпечних, пожежонебезпечних зонах і кабелі для електростанцій та підстанцій мають бути стійкими до поширювання полум'я, при цьому застосування кабелів з горючою, зокрема з поліетиленовою ізоляцією не

допускається, прокладання в лотках кіл живлення напругою до 42 В та кіл живлення більше ніж 42 В мають бути забезпечені вогнестійкою перегородкою (EI15) між ними, а кабельні проходки мають бути виконані з ущільненням вогнезахисними матеріалами та відповідати нормовані межі вогнестійкості будівельної конструкції. Також вогнезахисне покриття наноситься на всю довжину кабелів, прокладених біля горючих матеріалів, гарячих поверхонь, машин.

Таким чином, за результатами проведеного аналізу нормативних джерел [21-26] можна стверджувати, що на енергетичних підприємствах забезпечення вимог пожежної безпеки для елементів систем електропроводки в частині попередження поширення пожежі реалізується:

- застосуванням кабелів, кабельних коробів, трубопроводів стійких до поширення полум'я (або кабельних коробів, трубопроводів, виконаних з негорючих матеріалів);
- застосуванням розділових протипожежних перегородок з негорючих вогнестійких матеріалів;
- застосуванням ущільнень (кабельних проходок) з негорючих вогнестійких або вогнезахисних матеріалів для проходів кабельних трас через стіни та перекриття;
- застосуванням вогнезахисних покриттів для кабелів.

Окрім пожеж за участю кабельних виробів, на енергетичних підприємствах масштабними можуть бути пожежі на трансформаторних підстанціях за участю маслonaповнених трансформаторів, адже кількість мінерального масла в деяких з них, зокрема розташованих на відкритому просторі, може сягати понад кілька десятків тон. За міжнародним стандартом ІЕС 60269 [29] мінеральне трансформаторне масло є горючою рідиною, і як діелектрик, призначений для електричної ізоляції струмопровідних частин і вузлів трансформаторів, а також відводу від них тепла та запобігання ізоляції від зволоження. Мінімальна температура спалаху мінерального масла має бути не нижче 135 °С, що

визначається при випробуванні із застосуванням методу закритого тиглю наведеного [30]. Згідно з ІЕС 60596-1-40 [31] трансформаторні мінеральні масла - це ізоляційні рідини класу O1, а це означає, що температура займання масла складає менше 300 °С, а нижча теплота згорання перевищує 42 °МДж/кг. При аварійному режимі експлуатації електричного устаткування, що містить масло, може статися вилив розігрітого вище температури спалаху ізоляційної рідини, яка може зайнятися та сприяти розвитку та поширенню пожежі. Вважається, що пожежі за участю викиду горючих рідин класу O1 [31] приносять найбільші матеріальні втрати.

Окрім вимог, що стосуються вимог щодо застосування кабельної продукції, обмеження розвитку пожежі під час аварій на маслонаповнених трансформаторних підстанціях обов'язково реалізується іншими методами.

Так, для прикладу, відповідно до ПУЕ [22] в приміщенні розподільчої установки напругою до 1 кВ і вище у разі розміщення в ній масляних трансформаторів (або одного – потужністю до 0,63 МВ·А або двох - потужністю кожний до 0,4 МВ·А) їх необхідно відділяти вогнестійкою перегородкою з межею вогнестійкості EI 45 від іншої частини приміщення. Така конструкція має бути не менше від висоти трансформатора.

Також, між установленими на підстанції відкритими силовими трансформаторами напругою більше ніж 110 кВ з одиничною потужністю більше ніж 63 МВ·А, а також між ними і трансформаторним обладнанням іншого призначення потрібно встановлювати розділові перегородки, якщо відстань між трансформаторами менше ніж 15 м.

Також розділювальні перегородки встановлюють у випадку якщо силові трансформатори установлені на відстані меншій ніж 40 м до стін електростанції і якщо відстань між трансформаторами < 25 м. Відстань між трансформатором і перегородкою має становити  $\geq 1,5$  м. Параметри перегородок такі: межа вогнестійкості  $\geq EI 90$ , ширина – не менша ширини маслоприймача, висота – не менша ніж висота уводів високої напруги. За [22] автоматичну установку

пожежогасіння регулювальних трансформаторів, трансформаторів резервних фаз або власних потреб можна об'єднати з установкою пожежогасіння поряд розміщеного силового трансформатора і при цьому дозволяється не застосовувати розділові перегородки.

Закордонні вимоги щодо улаштування перегородок та систем пожежогасіння є зіставними з національними. Так, у джерелах NFPA [32-34] зазначено, що відкритий трансформатор місткістю 1900 л масла повинен бути відокремлений від об'єктів перегородкою з межею вогнестійкості EI120. Перегородка має бути на 600 мм горизонтально і 300 мм вертикально бути більшою за проекцію трансформатора. Замість перегородки можна дотримуватися протипожежної відстані від 1,5 до 15 м в залежності від об'єму масла в трансформаторі.

Важливим засобом попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторах та реалізації вимог екологічної безпеки є застосування маслоприймачів - пристроїв збору розігрітого (палаючого) масла, що при аваріях може витікати з обладнання, сприяючи поширенню пожежі розливу та здійснюючи шкоду навколишньому середовищу.

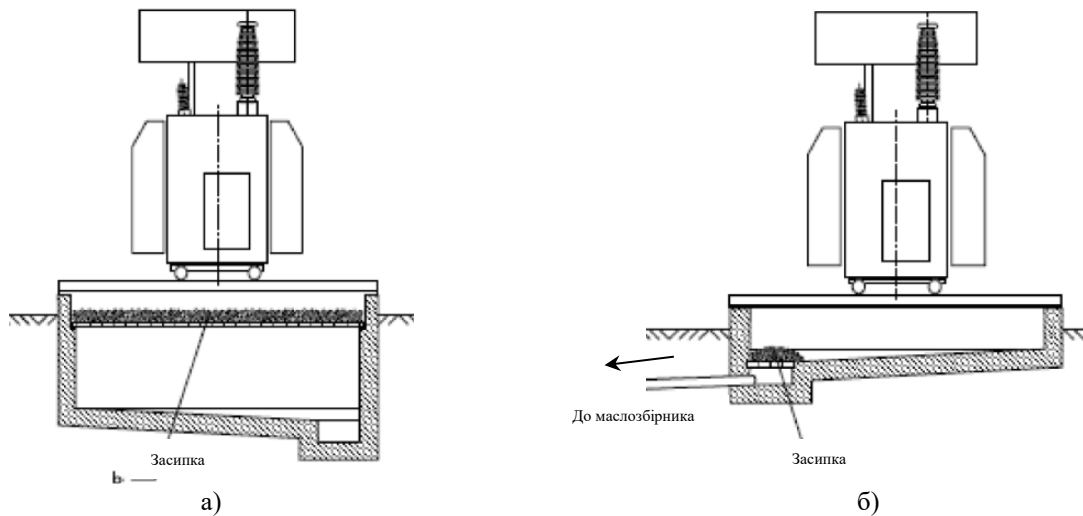
Застосування маслоприймальних пристроїв сприяє [35]:

- зменшенню загального розміру пожежі;
- запобіганню поширенню пожежі по території підстанції;
- зменшенню висоти полум'я;
- зменшенню рівня теплового потоку;
- зменшенню зони очищення від наслідків аварійного витоку масла.

В якості засобу для зниження температури масла та зменшення контакту з повітрям в маслоприймальних пристроях трансформаторів застосовують засипки з гірських порід (щебінь, гравій, гальку тощо) з певними характеристиками. Для маслонаповнених трансформаторів застосовують два типи конструкції маслоприймачів [36], схематичне зображення яких наведено на рисунку 1.8:

- без відводу ізоляційної рідини (масла), з шаром засипки на металевих ґратках над усією площею піддону маслоприймача;

- з відведенням масла до маслозбірника, з засипкою над прямком для збору масла.



а) - маслоприймач без відведення масла; б) – маслоприймач з відведенням масла

Рисунок 1.8 - Схематичні зображення конструктивного виконання  
маслоприймачів для трансформаторів згідно з [36]

Так, в національних правилах [22-26] з для обмеження розливів масла і попередження поширення пожежі під час розгерметизації корпусів маслонаповнених силових трансформаторів передбачено застосування таких двох типів маслоприймачів за наступними правилами.

Маслоприймачі з відведення масла до маслозбірника (б, рисунок 1.8) застосовують у разі наявності маси масла понад 1 т в об'ємі трансформатора. Такі маслоприймачі можуть бути реалізовані з дном нижче рівня поверхні землі (заглиблені), так і з дном на рівні рівні поверхні землі).

При цьому, конструкція незаглибленого має передбачати застосування огорожі від 25 см до 50 см над рівнем землі. Незаглиблений маслоприймач можна будувати без створення огорожі вище рівня землі. Місткість маслоприймача розраховують з урахуванням повного вмісту об'єму масла в трансформаторі [22].

Дно маслоприймача повинне мати ухил, не менший ніж 5 мм на 1 м, у бік напрямку і бути засипаним шаром гравію, гранітним щебнем чи непористим щебнем іншої породи із частками розміром від 50 мм  $\pm$  20 мм (у Правилах [26])

указується розмір від 40 мм до 70 мм). Товщина шару має бути не менше ніж 25 см. Рівень шару засипки має бути не менше ніж на 7,5 см нижче від верхнього краю борта або рівня землі. У масло приймачах такого типу дозволено не засипати дно по всій площі засипкою. У цьому випадку разі для системи відведення масла від трансформаторів потрібно передбачати установа вогнезагороджувачів.

Маслоприймач без відведення масла в маслзбірник допускається встановлювати для захисту трансформаторів потужністю до 10 МВ А, при цьому маслоприймач має бути заглибленої конструкції (а, рисунок 1.8) [22]. Місткість маслоприймача розраховують з урахуванням повного вмісту об'єму масла в трансформаторі та ще вісімдесят відсотків води або засобів пожежогасіння. Маслоприймач по всій площі закривається металевими решітками поверх яких насипається шар засипки (товщиною 25 см) з гірських порід з вищезгаданими характеристиками [22].

За засипкою з гірських порід необхідно здійснювати періодичний догляд. Так, відповідно до правил пожежної безпеки [26] засипку з гірських порід необхідно утримувати в чистоті та промивати не рідше ніж один раз в рік. У разі сильного засмічення, зростання рослин чи забрудненням маслом засипку замінюють. У правилах технічної експлуатації [24] наголошено, що засипку необхідно перевіряти та очищувати не рідше двох разів на рік.

Закордонні вимоги щодо засипки з гірських порід зіставні з національними. Так, відповідно до настанов з пожежної безпеки трансформаторних підстанцій [35] рекомендовано засипку з частками розмірами від 18 мм до 38 мм, а її шар на металевих решітках має бути 15 см. Указаний недолік застосування засипки – за впливу погодних умов її ефективність значно знижується у разі утворення сніго-льодяного прошарку, що заповнює пустоти між частками гірських порід.

Окрім указаних недоліків експлуатації засипки з гірських порід, її об'єму може бути недостатнім для достатнього зниження температури значного об'єму трансформаторного масла (нижче температури спалаху). Так, якщо провести розрахунки за широкозастосовною формулою теплового балансу [37] при

врахуванні теплоємностей масла та гравію [38, 39], то для охолодження 50 т трансформаторного масла з 250 °С до 150 °С необхідно приблизно 114 тон гравію (81,5 м<sup>3</sup> при насипній густині 1,4 т/м<sup>3</sup>).

З огляду на вищенаведене можна констатувати, що для запобігання поширення пожежі на трансформаторних підстанціях національні та закордонні норми вимагають:

- дотримання протипожежних відстаней між трансформатором та сусідніми об'єктами;
- улаштування навколо трансформатора систем пожежогасіння;
- улаштування вогнестійких перегородок, що відокремлюють один від одного сусідні трансформатори;
- улаштування під маслонаповненим трансформатором маслоприймачів – пристроїв для збору чи збору й утримання розігрітого (палаючого) масла, що може витікати з трансформатора, сприяючи поширенню пожежі та здійснюючи шкоду навколишньому середовищу.

Недоліками застосування засипки з гірських порід в маслоприймачах трансформаторів з метою попередження поширення пожежі є:

- періодичне її очищення від забруднення внаслідок дії навколишнього середовища. Це передбачає виймання засипки з маслоприймача, її промивку, осушування та повторне засипання;
- заміна засипки внаслідок значного засмічення, заростання рослинністю чи забрудненням трансформаторним маслом, яке сприяє налипанню пилу;
- зниження ефективності внаслідок утворення сніго-льодяного прошарку, що заповнює порожнечу між частками гірських порід, що призводить до зменшення пропускної здатності засипки;
- обмежена здатність гірських порід, що обмежені контуром маслоприймача, здійснити охолодження значного об'єму масла внаслідок інтенсивного аварійного витoku.

Окреслені недоліки указують на актуальність проведення досліджень, направлених на отримання оптимальних характеристик засобу, придатного для

реалізації ефективного зниження температури трансформаторного масла до пожежобезпечного рівня (нижче температури спалаху) в умовах його аварійного витоку під час розгерметизації корпусу трансформатора, і який може замінити традиційне використання засипки з гірських порід у маслоприймачах трансформаторів.

Вирішенню нагальних питань, направлених на підняття рівня пожежної безпеки, гасіння пожеж на енергетичних об'єктах, запобіганню поширення пожежі між будівлями та спорудами, електротехнічним обладнанням, підвищенню рівня пожежобезпечності електротехнічного обладнання, досліджень характеристик горіння горючих рідин, параметрів пожеж розливів, були присвячені праці вітчизняних і закордонних вчених, серед яких Ніжник В., Поздєєв С., Климась Р., Балло Я. Новак С., Кравченко Р., Руїбанг Сан, та інші.

Так, в роботі Ніжника В. та Поздєєва С. [40] було здійснено аналіз проблематики оцінювання небезпеки поширення пожежі на сусідні об'єкти. В роботі [41] було обґрунтовано модифікований температурний режим під час пожежі на трансформаторах, розташованих у захисних спорудах та встановлено їх нормований час вогнестійкості (до 30 хвилин).

Дослідження, що стосувалися підвищенню рівня пожежної безпеки такої важливої складової для об'єктів енергетики, в тому числі й для атомних станцій, як кабелів, елементів їх утримування та прокладання тощо, наведені в працях Кравченка Р., Цапка Ю., Дріжд В. та Новака С. Так, в праці [42] було визначені пропозиції до удосконалення методів випробувань на поширювання полум'я кабельної продукції та неметалевих систем для її прокладання. В роботі [43] було опрацьоване питання щодо удосконалення якості вогнезахисного матеріалу для кабелів. Питання удосконалення засобів для обмеження поширенням пожежі, через прорізи стін та перекриттів (проходок) для проходження кабельних ліній та інженерних комунікацій опрацьовано в працях [44, 45]. В закордонних публікаціях [46-50] були досліджені параметри горіння діелектричних рідин при їх різних умовах витоків та розливів, а також досліджено гасіння площ розливів трансформаторного масла за допомогою лафетних та ручних стволів.

Питання припинення горіння вуглеводнів були описані в дослідженнях [51, 52], де наведені приклади математичного моделювання процесів газообміну при горінні рідин в посудинах, покритих дрібновічковими решітками, призначених для придушення вогню.

Дисертаційна робота Климася Р. [53] присвячена удосконаленню вимог до улаштування засипки з гірських порід на трансформаторних маслоприймачах з відведенням масла.

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 [54].

Це обґрунтовує необхідність проведення досліджень, направлених на визначення оптимальних параметрів засобу для реалізації ефективного зниження температури трансформаторного масла до пожежобезпечного рівня (нижче температури спалаху) в умовах його аварійного витоку під час пожежі, що може замінити традиційне використання засипки з гірських порід у маслоприймачах трансформаторів.

### **1.3 Аналіз властивостей речовин і матеріалів, які можуть виконувати функцію накопичення тепла та мають високу теплопровідність.**

Контроль над процесами теплообміну сьогодні відіграє ключову роль у забезпеченні сучасного технологічного розвитку людства. Такі галузі промисловості, як енергетика, металургія, харчова промисловість та багато інших, активно використовують теплообмінні процеси для виробництва продукції та освоєння енергії. Одним із основних видів теплообміну є теплопередача – процес самовільного переносу тепла від більш нагрітих ділянок тіла до менш нагрітих, що відбувається на молекулярному рівні без переносу маси речовини. Цей процес найчіткіше проявляється в твердих тілах, а також у тонких шарах газів і рідин [55].

Для оцінювання теплопровідності, тобто здатності речовин/матеріалів пропускати необхідну кількість теплоти, необхідно визначити коефіцієнт теплопровідності (позначення -  $\lambda$ , одиниці вимірювань: Вт/(м·К), або Вт/(м·°C)), що є теплофізичною властивістю речовини/матеріалу та дорівнює добутку густини теплового потоку на градієнт температури, формула 1.1 [56].

$$\lambda = \frac{|\vec{q}|}{|\vec{l}| \cdot |\vec{\nabla} t|} \quad (1.1)$$

де  $q$  – густина теплового потоку, Вт/м<sup>2</sup>;

$l$  – характерний розмір, довжина, м,

$\nabla t$  (*grad t*) — градієнт температури (К/м), тобто зміна температури на одиницю довжини.

Коефіцієнт теплопровідності різних речовин і матеріалів визначається комплексом фізичних параметрів, зокрема густиною, внутрішньою структурою, вологістю, тиском та температурою. Як правило, із зростанням густини матеріалу спостерігається підвищення його теплопровідності, що пов'язано з більшою концентрацією частинок, які беруть участь у перенесенні тепла. Для більшості матеріалів характерна майже лінійна залежність коефіцієнта теплопровідності  $\lambda$  від температури в межах певного діапазону:

$$\lambda(t) = \lambda_0 + \beta t \quad (1.2)$$

де  $\lambda_0$  — початкове значення теплопровідності при 0 °C або при певній температурі;

$\beta$  — температурний коефіцієнт теплопровідності (показує, наскільки сильно змінюється теплопровідність із підвищенням температури);

$t$  — температура (в °C або К, залежно від системи одиниць).

Відомо [57], що для газів коефіцієнт теплопровідності знаходиться в межах 0,005 – 0,5 Вт/(м·К), і з підвищенням температури він зростає. Для краплинних рідин коефіцієнт теплопровідності знаходиться в межах 0,08 – 0,7 Вт/(м·К), і з підвищенням температури він зменшується, за виключенням води та гліцерину.

Теплоізоляційні та будівельні матеріали мають коефіцієнт теплопровідності від 0,02 Вт/(м·К) до 3,0 Вт/(м·К). З підвищенням температури коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$  зростає. Теплоізоляційні матеріали як правило мають коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$  менше ніж 0,2 Вт/(м·К). Коефіцієнт теплопровідності металів ( $\lambda$  від 20 Вт/(м·К) до 400 Вт/(м·К) з підвищенням температури зменшується.

Для реалізації теплообмінника, здатного швидко здійснити охолодження розігрітого трансформаторного масла нижче температури спалаху (150 °C), у разі його витіку з трансформатора, є необхідність у виборі твердих речовин або матеріалів, які можуть бути основним компонентом у конструкції такого теплообмінника. Такі речовини та матеріали повинні відповідати низці технічних вимог, серед яких — висока стійкість до дії кліматичних умов, здатність зберігати функціональні властивості за умов впливу високих температур (зокрема відкритого полум'я), а також широке використання в промислових сферах, що сприятиме підвищенню економічної доцільності їх застосування в конструкціях теплообмінного обладнання. Крім того, важливою характеристикою є достатній рівень теплопровідності, що забезпечить ефективне тепловідведення від теплоносія, зокрема розігрітого до пожежонебезпечних температур трансформаторного масла.

Відповідно до [58, 59], найбільший коефіцієнт теплопровідності мають метали срібло (Ag), мідь (Cu), золото (Au), алюміній (Al).

Значення коефіцієнтів теплопровідності ( $\lambda$ ) в залежності від температури вищенаведених металів узагальнено в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2 – Коефіцієнти теплопровідності ( $\lambda$ ) в залежності від температури деяких металів (Ag, Cu, Au, Al) за [58, 59].

| Температура, |       | Ag                                                 | Cu  | Au  | Al  |
|--------------|-------|----------------------------------------------------|-----|-----|-----|
| К            | °C    | Коефіцієнт теплопровідності, $\lambda$ , Вт/(м·К). |     |     |     |
| 300          | 26,85 | 427                                                | 398 | 315 | 237 |
| 350          | 76,85 | 424                                                | 394 | 313 | 240 |
| 400          | 126,9 | 420                                                | 392 | 312 | 240 |
| 500          | 226,9 | 413                                                | 383 | 309 | 237 |
| 600          | 326,9 | 405                                                | 383 | 304 | 232 |

За даними таблиці 1.2 побудовані графіки залежностей  $\lambda$  від температури (рисунок 1.9). Діапазон температур – від 300 К (27 °С) до 600 К (327 °С). Побудова графіків відносно табличних значень зумовлено діапазоном температур, куди входять температура спалаху (150 °С) та температура самозаймання (250 °С) мінерального трансформаторного масла.

Загалом, в літературі значення теплопровідності металів можуть відрізнятися. Це пояснюється тим, що в металах можуть бути присутні домішки, які зменшують значення  $\lambda$  в порівнянні з теплопровідністю чистих металів [60].

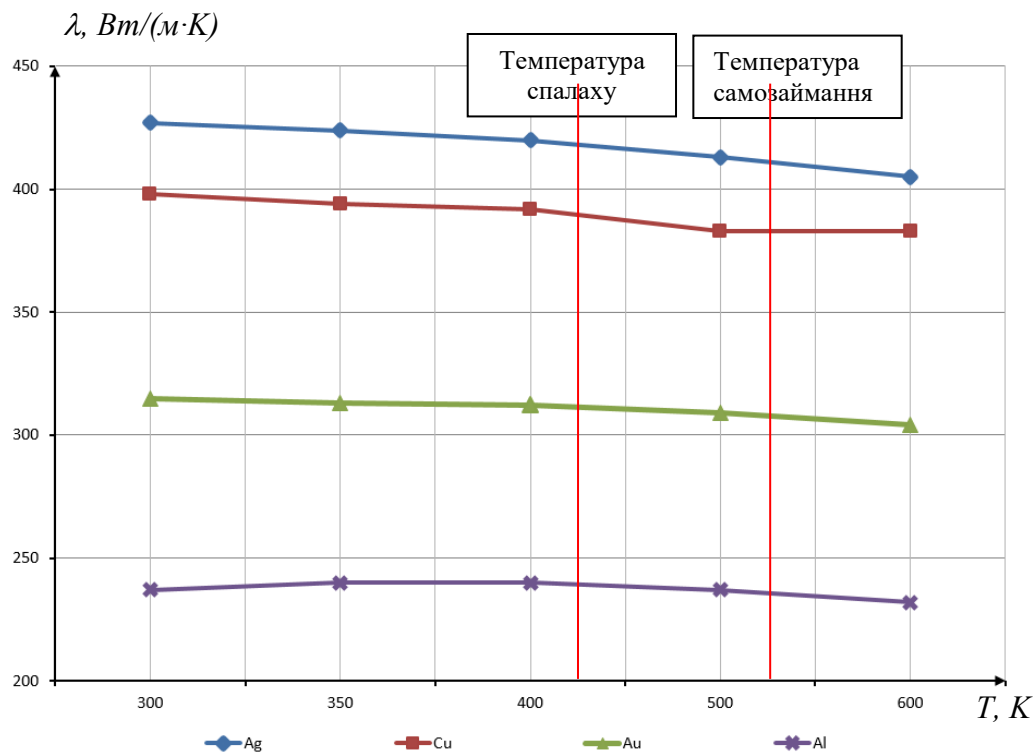


Рисунок 1.9 - Залежність теплопровідності металів золото (Ag), мідь (Cu), золото (Au), алюміній (Al) від температури

З залежностей, наведених на графіку, можна зробити висновок, що найбільше значення коефіцієнту теплопровідності ( $\lambda$ ) належить металу золоту, найменше – металу алюмінію.

Окрім теплопровідності, для визначення загальних характеристик теплообмінної системи, здатної замінити засипку з гірських порід для зменшення температури трансформаторного масла від аварійного значення (температури

самозаймання близько 250 °С) нижче за температури спалаху (близько 150 °С) [61, 53], потребує розгляду здатність вищезгаданих металів накопичувати тепло.

Ця здатність напряму пов'язана з поняттям теплоємності, що використовується в термодинаміці для охарактеризування теплових властивостей тіл. Відповідно до [62] теплоємність тіла  $c$  - це кількість теплоти, яка необхідна для зміни його температури (нагрів/ охолодження) на 1 К (формула 1.3).

$$c = \delta Q/dT \quad (1.3)$$

В залежності від того, в яких одиницях задано кількість речовини, розрізняють такі види теплоємності:

- 1) питому масову ( $c$ ), віднесену до 1 кг речовини (Дж/(кг·К));
- 2) питому об'ємну ( $c'$ ), віднесену до кількості речовини, що міститься в 1 м<sup>3</sup> об'єму за нормальних фізичних умов (Дж/(м<sup>3</sup>·К));
- 3) питому молярну ( $\mu c$ ), віднесену до одного кіломоля речовини (Дж/(кмоль·К)).

Для розрахунків застосовують масову теплоємність при постійному тиску (ізобарну)  $C_p$  (відношення питомої кількості теплоти, підведеної до тіла в процесі при постійному тиску, до зміни температури тіла) та при постійному об'ємі (ізохорну)  $C_v$  (відношення питомої кількості теплоти, підведеної до тіла в процесі при постійному об'ємі, до зміни температури тіла) [62].

Як правило теплоємності для речовин визначають експериментально [63, 64], але також можна застосовувати розрахункові методи [65].

Для металів Ag, Cu, Au та Al з найвищими значеннями теплопровідності, значення теплоємності, отримані з джерел [66, 67] зведені в таблицю 1.3 та побудовані залежності зміни теплоємності від температури (рисунок 1.10).

Таблиця 1.3 – Температурні залежності теплоємності металів Ag, Cu, Au та Al.

| Температура, |     | Ag                          | Cu  | Au  | Al   |
|--------------|-----|-----------------------------|-----|-----|------|
| К            | °С  | Теплоємність, ср, Дж/(кг·К) |     |     |      |
| 300          | 27  | 236                         | 385 | 129 | 904  |
| 400          | 77  | 238                         | 398 | 131 | 951  |
| 500          | 127 | 244                         | 408 | 133 | 992  |
| 600          | 227 | 249                         | 417 | 135 | 1037 |
| 700          | 327 | 252                         | 425 | 138 | 1090 |

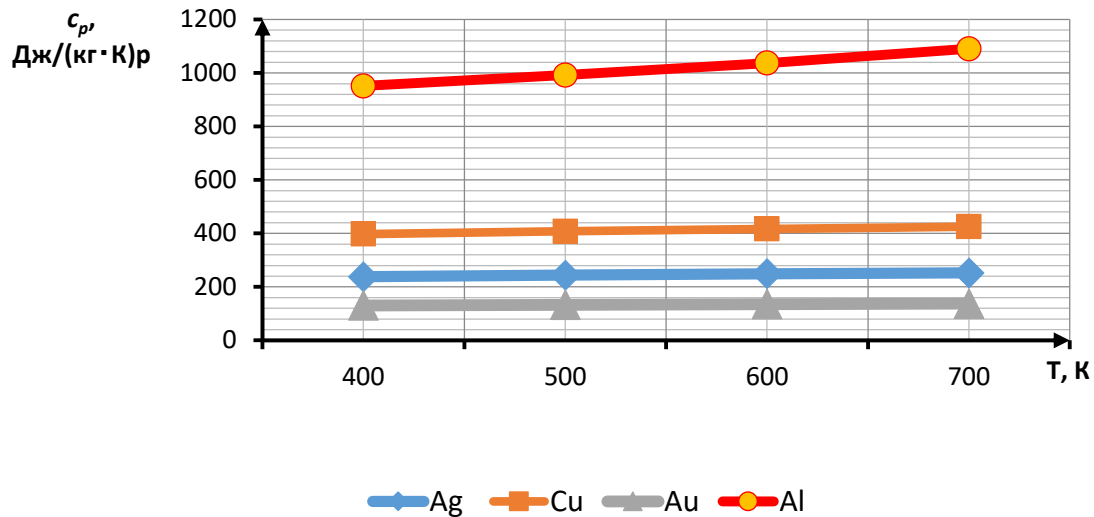


Рисунок 1.10 - Залежність теплоємності металів Ag, Cu, Au та Al від температури

З аналізу графіку постає очевидна перевага металу алюмінію порівняно з іншими металами, а саме - теплоємність алюмінію значно перевищує теплоємності інші три метали за однакових температур, також спостерігається значна інтенсивність зростання теплоємності алюмінію від росту температури.

Таким чином, для розробки ефективної теплообмінної системи, здатної замінити традиційну засипку з гірських порід з метою зниження температури трансформаторного масла від аварійного рівня (температури самозаймання біля 250 °C) до безпечного значення нижче температури спалаху (близько 150 °C) у разі його витоку, доцільним є використання металів із високими теплофізичними характеристиками. Серед них найбільш перспективними є мідь (Cu), яка характеризується одним із найвищих значень коефіцієнтів теплопровідності серед технічно застосовуваних матеріалів, поступаючись лише сріблу, та алюміній (Al), який має найбільшу питому теплоємність серед розглянутих металів — більше ніж удвічі більшу в порівнянні з міддю.

Крім теплофізичних властивостей, важливу роль у виборі матеріалу для теплообмінника відіграє також економічна доцільність. Забезпечення балансу між технічною ефективністю та вартістю матеріалу є важливим чинником для реалізації теплообмінної системи для попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів.

Не беручи до уваги розглянуті дорогоцінні метали (Ag та Au), за даними Лондонської біржі металів [68], вартість первинного алюмінію є майже в три рази нижчою, ніж вартість міді.

Водночас, алюміній має суттєвий недолік в частині порівняно низької температури плавлення – близько 660 °С [67]. Зважаючи на значні температури, які виникають під час пожежі трансформаторного масла при аваріях, існує ризик розплаву алюмінієвих конструкцій. Водночас, враховуючи високу питому теплоємність алюмінію, попередні інженерні розрахунки дозволили здійснити орієнтовну оцінку необхідної маси цього металу, яка може бути використана як теплоакumuлюючий елемент у складі теплообмінної системи. Такий елемент повинен забезпечувати ефективне охолодження трансформаторного масла — з аварійного значення (250 °С температура самозаймання до безпечного значення — нижче температури спалаху (150 °С).

Для цього було застосовану формулу рівняння теплового балансу та визначення кількості теплоти (теплового навантаження) [69, 54].

$$Q = cm|(T_2 - T_1)| = cm|(t_2 - t_1)| \quad (1.4)$$

де,  $c$  - питома теплоємність,  $m$  - маса речовини, що нагрівається/охолоджується, кг;

$(T_2, T_1, t_2, t_1)$  - кінцеві та початкові значення температур масла та алюмінію, °С.

В розрахунках були застосовні наступні дані:

- 1000 Дж/(кг·К) приблизне значення теплоємності  $C_p$  алюмінію за температури 150 °С (таблиця 1.3);
- 50 000 кг - маса масла, що можуть містити трансформатори на підстанціях [53, 54];
- початкова температура масла 250 °С;
- кінцева температура масла 150 °С;

- початкова температура алюмінію 20 °C;
- кінцева температура алюмінію 150 °C;
- теплоємність трансформаторного масла 2730 Дж/(кг·K), яку отримано, як середнє від значень теплоємності за температур від 150 °C та 250 °C [70] (рисунок 1.11).

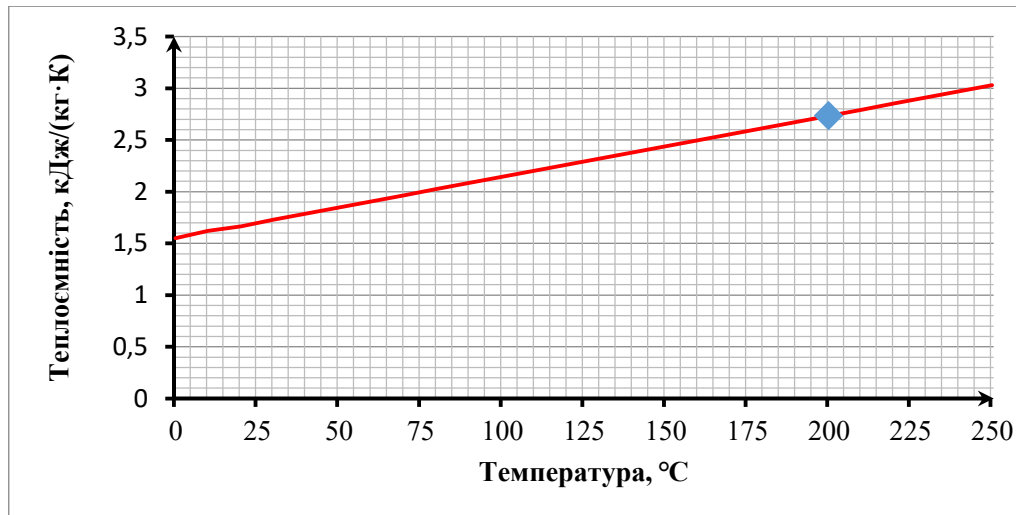


Рисунок 1.11 - Залежність теплоємності масла від температури

За результатами перерахунку було визначено, що приблизна маса алюмінію, яка має змогу зменшити температуру масла від 250 °C до 150 °C, отримавши від нього 13 650 МДж теплової енергії, має складати приблизно 110 тон. Розрахунки приблизні, без урахування втрат теплоти в навколишнє середовище та способів інтенсифікації теплообміну тощо.

Таким чином, з урахуванням вартості алюмінію (2572,00 USD/т) за даними Лондонської біржі металів [68], заміна засипки з гірських порід в маслоприймачах трансформаторів на теплообмінну систему з алюмінієвим теплоприймальним елементом є надмірно економічно затратним варіантом.

Тому для реалізації системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторних підстанцій доцільним є здійснити розгляд конструктивних особливостей теплообмінних апаратів – пристроїв, призначених для передачі теплової енергії від одного середовища до іншого.

## 1.4 Аналіз класичних конструкцій теплообмінників, які застосовуються в галузях господарювання

Для реалізації промислових технологій на об'єктах у сфері енергетичної, хімічної, металургійної, нафтогазової, харчової та інших галузей промисловості необхідне використання теплових процесів для охолодження нагрітих середовищ, зрідження повітря та природних газів, підігріву холодних теплоносіїв, проведення операцій з випаровуванням, конденсацією, плавленням тощо.

Такі технологічні операції виконують за допомогою теплообмінних апаратів (далі – ТОА), які забезпечують обмін теплотою між середовищами (теплоносіями) [71-73]. ТОА застосовують для робочих середовищ з різними агрегатними станами і структурою (газ, пара, крапельна рідина, емульсія тощо) в широкому спектрі температур, тисків та фізико-хімічних властивостей. Тому теплообмінні апарати виконують різноманітних типів та конструкцій [74, 75]. Чіткої класифікації ТОА не визначено. Одну з пропозицій щодо класифікації ТОА по загальним ознакам окреслено в [76] (рисунок 1.12).



Рисунок 1.12 – Загальна класифікація ТОА

За взаємним напрямком руху теплоносіїв (теплоагентів – що віддають тепло та холодоагентів – що отримують тепло) ТОА є прямопоточні, протипоточні,

перехрещені та змішані. Якщо теплоносії не змінюють свій агрегатний стан, то найбільш енергоефективною є застосування в ТОА схеми протипотоку [78]. Класифікаційні ознаки ТОА, відображені на рисунку 1.12, можна доповнити класифікацією [78] за агрегатними станами гарячих та холодних теплоносіїв, які циркулюють в теплообміннику, а саме: рідина - рідина; пар - рідина; газ - рідина; пар - пар; пар - газ; газ - газ. Окрім цього, процес теплообміну в ТОА можуть проходити без зміни агрегатного стану теплоносіїв так і зміною агрегатного стану теплоносія (теплоносіїв). За способом руху теплоносіїв відносно поверхні теплопередачі ТОА можуть бути з природньою циркуляцією, з примусовою та під дією сил гравітації.

За способом передавання тепла в ТОА змішування (або контактних) тепло передається при безпосередньому стиканні робочих середовищ. Як правило, такі ТОА забезпечують більш ефективний теплообмін, але їх застосування обмежене. Також для виробництва таких апаратів застосовується набагато менше металу. Приклади таких ТОА – процеси охолодження випаровуванням (градірні) та ректифікації. Ентальпія фазового переходу в такому ТОА зазвичай складає значну частину загальної енергії, що передається. Перевагами таких ТОА є високі швидкості теплопередачі, дешева конструкція та відсутність забруднень на контактних поверхнях (адже теплообмін проходить між двома робочими середовищами безпосередньо). В свою чергу ТОА змішування (контактні) поділяють за способом контактів робочих середовищ на змішувальні та незмішувальні (робочі середовища не змішуються). Для ТОА змішування в праці [78] фахівців Рочестерського інституту технологій та Університету Кентуккі (США) визначено три типи:

- 1) ТОА з робочими потоками середовищ, що не змішуються. У цьому типі два потоки середовищ знаходяться в прямому контакті, але не змішуються. Середовища можуть бути однофазними, або вони можуть включати конденсацію або випаровування. Приклад - конденсація органічних парів чи парів масла з водою або повітрям.

2) Газорідинні ТОВА. У цьому типі одним з робочих середовищ є газ (найчастіше повітря), а іншим - рідина низького тиску (частіше вода), і вони легко відділяються після обміну енергією. При охолодженні рідини (води) або зволоженні газу (повітря) рідина частково випаровується, а пара виходить разом з газом. У ТОВА такого типу більше 90% передачі енергії відбувається за рахунок тепломасопереносу (через випаровування рідини), це і є конвекція а конвекція є другорядною. Приклад - «мокра» (водяна) градирня з примусовим чи природнім повітрообміном.

3) Рідинно-парообмінні ТОВА. У цьому типі, як правило, пар частково або повністю конденсується за допомогою охолоджуючої води, або вода нагрівається від відпрацьованого пару через безпосередній контакт в теплообміннику. Вихід – залишкові неконденсована пара та гаряча вода. Приклад – пароохолоджувачі та деаератори.

В ТОВА поверхневого типу робочі середовища здійснюють обмін тепла через поверхню з теплопровідного матеріалу, яка таким чином приймає участь в процесі теплообміну. Такі апарати є регенеративними або рекуперативними [76, 78].

**Регенеративні ТОВА** здатні передавати теплоту через одну і ту ж поверхню - спеціальну насадку (матрицю), за допомогою процесу поперемінного контакту точки нагріву з двома теплоносіями. Такі ТОВА мають широке застосування, наприклад, де з економічних міркувань є необхідність в утилізації теплової енергії відпрацьованих гарячих газів, наприклад в галузі металургії, енергетики, систем опалення приміщень, промислових холодильних установках тощо [79].

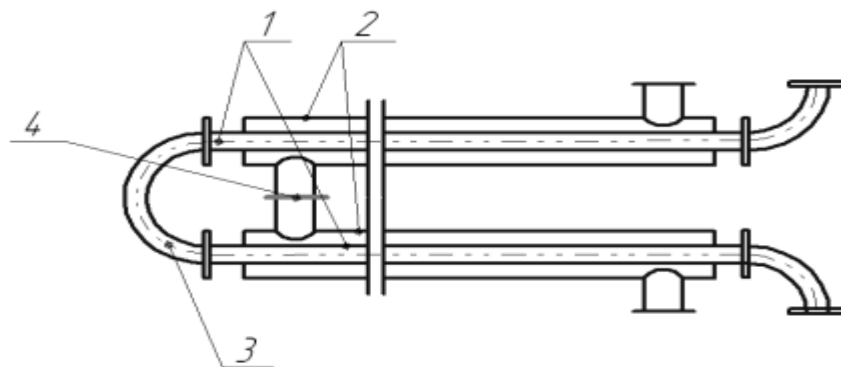
**Рекуперативні ТОВА** - рекуператори є найбільш поширеними [78-80]. В цьому випадку теплообмін між теплоносіями виконується через розділову поверхню, тобто стінку труби, пластину тощо. Схеми руху напрямку теплоносіїв (протиточні, прямоточні тощо) найбільш показова для рекуператорів. Для забезпечення теплообміну між теплоносіями використовують такі конструктивні рішення рекуператорів:

- з застосуванням труб (типи - труба в трубі, кожухотрубні, повітряного охолодження, змієвикові, спіральні); - застосуванням пластинчатого матеріалу (пластинчасті, спіральні).

Загалом, рекуператори [78-81] із застосуванням труб застосовують для теплообміну між теплоносіями типів рідина-рідина, газ-рідина, газ-газ або рідина-теплоносій зі зміною агрегатного стану (випаровування чи конденсація). Такі теплообмінники розраховані для роботи з високим тиском. Нижче розглянуті найбільш поширені конструкторські ТОО із застосуванням труб

### Тип «дводтубні».

Рекуператори типу «дводтубні» (або «труба в трубі») [82] являють собою набір послідовно з'єднаних елементів, що складаються з двох концентрично розташованих труб одна в одній (рисунок 1.13). Один з теплоносіїв рухається по внутрішній трубі, інший в кільцевому внутрішньому просторі, утвореному внутрішньою та зовнішньою трубами.



1 - внутрішні труби; 2 - зовнішні труби; 3 - калач; 4 - патрубок.

Рисунок 1.13 - Схема двотрубного теплообмінника [83]

Такі апарати зазвичай застосовують в системах гарячого водопостачання з невеликими витратами, для теплообміну між технологічними середовищами малотоннажних виробництвах хімічної, нафтохімічної, нафтопереробної, газової тощо галузях промисловості. Температурні межі апаратів – від мінус 30 °С до 540 °С. Різниця в температурах теплоносіїв має бути від 100 °С до 150 °С. Основною перевагою двотрубних теплообмінників є здійснення процесів теплообміну з теплоносієм при високому тиску в трубах та міжтрубному просторі. Так, умовні

тиски в середині апарату можуть досягати від  $6,4 \text{ кг/см}^2$  до  $160 \text{ кг/см}^2$ . Для інтенсифікації процесів теплообміну труби можуть улаштовуватися оребренням або ошиповуванням.

### Тип кожухотрубні.

Такий тип ТОА можна розглядати в розрізі певного удосконалення апаратів типу «двотрубні». Серед усіх типів теплообмінників кожухотрубні апарати найчастіше використовуються в промисловості. Кожухотрубні апарати за призначенням можуть бути випаровувачами, холодильниками, конденсаторами та теплообмінниками. Перевагами кожухотрубної конструкції є простота виготовлення та експлуатації, надійність та універсальність, можливість застосування при широкому діапазоні температур та тисків за різних типів теплоносіїв. Апарати можуть бути горизонтального виконання або вертикального, одно та багатопотокові (за кількістю потоків теплоносіїв). Схему, що визначає принцип роботи таких ТОА наведено на рисунку 1.14 [84].

Загалом, кожухотрубні теплообмінники можуть бути [85, 86] з нерухомими трубними решітками, з температурним компенсатором на кожусі, з U – подібними трубами, з плаваючою головкою, з плаваючою головкою та компенсатором на ній.

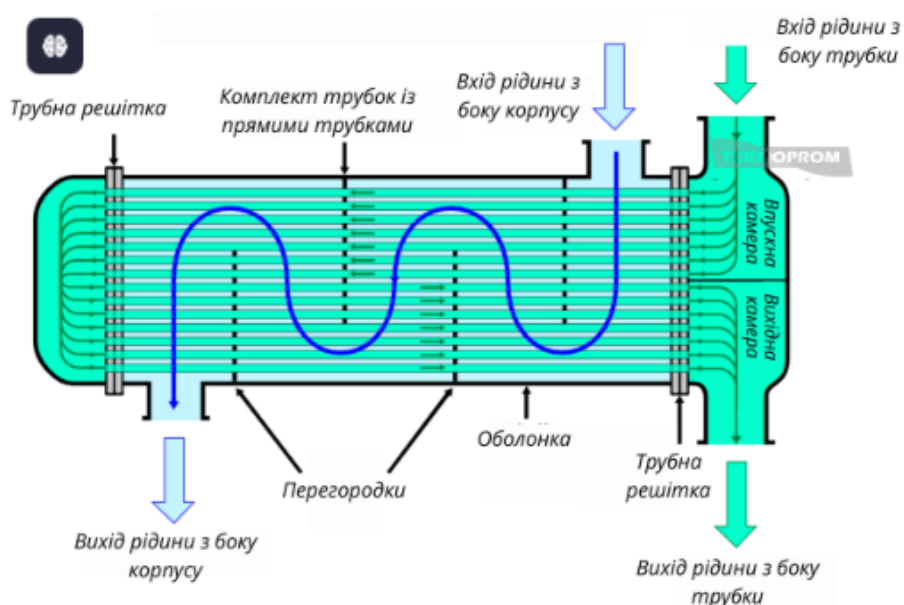
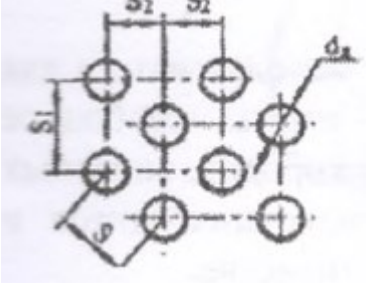
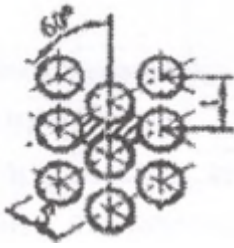
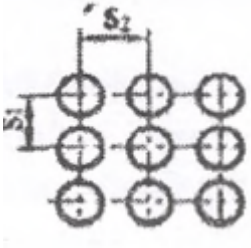
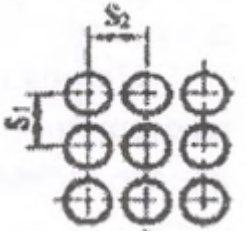
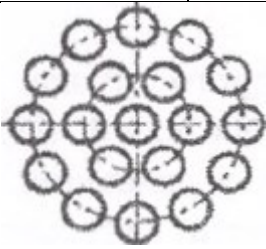
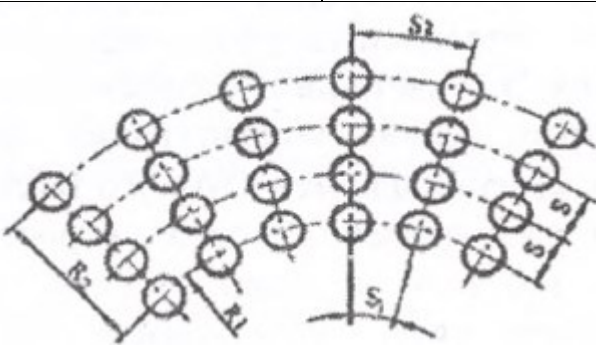


Рисунок 1.14 – Принцип роботи кожухотрубних ТОА [84]

Основними елементами кожухотрубних теплообмінників є пучки труб, трубні решітки, корпус, кришки, патрубки. Кінці труб можуть кріпитися в

трубних решітках зварюванням, вальцюванням чи зварюванням з наступним вальцюванням [76]. Трубки, складені в пучок, можуть розташовуватися в різних порядках (таблиця 1.4). Знімні кришки апарату призначені для входу і виходу теплоносія, який протікає по трубах. Інший теплоносій знаходиться в просторі між трубами, який також має патрубки для входу та виходу теплоносія.

Таблиця 1.4 – Порядок розташування труб в пучках в кожухотрубних теплообмінниках [76]

|                                                                                     |                                                                                   |                                                                                      |                                                                                     |
|-------------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------|
|    |  |    |  |
| а) шаховий                                                                          | б) трикутний                                                                      | в) коридорний                                                                        | г) прямокутний                                                                      |
|  |                                                                                   |  |                                                                                     |
| д) по концентричним колам                                                           |                                                                                   | е) радіальний                                                                        |                                                                                     |

Переваги теплообмінників даного типу: простота конструкції і порівняно невелика вартість. Для інтенсифікації процесів теплообміну здійснюються дослідження стосовно застосування спіральних, сегментних перегородок, зміни розмірів та форми труб, розмірів кожуху тощо, форми з оребренням та скручених труб плоского перерізу.

Також, інтенсифікацію процесу теплообміну в таких ТОА можна реалізувати при застосуванні теплоагенту чи холодоагенту зі зміною агрегатного стану [87]. Ефективність теплообміну при фазовому переході значно підвищується порівняно зі звичайним теплообміном без зміни агрегатного стану речовини. Це пов'язано з тим, що під час фазового переходу (наприклад,

плавлення, кипіння, конденсації або кристалізації) речовина поглинає або виділяє велику кількість енергії, яка називається прихованою теплотою (або теплотою фазового переходу). Наприклад, питома теплота пароутворення (ентальпія випаровування) води складає 2,26 МДж/кг [88] (за нормального атмосферного тиску).

Під час фазового переходу енергія витрачається не на зміну температури, а на подолання міжмолекулярних зв'язків. Наприклад, при плавленні льоду енергія виділяється на руйнування кристалічної решітки, а при кипінні води енергія витрачається на подолання сил поверхневого натягу та перехід молекул у газову фазу. Така енергія значно більша, ніж енергія, яка витрачається на нагрівання речовини без зміни агрегатного стану. Під час фазового переходу температура речовини залишається постійною (наприклад, вода при кипінні залишається при 100 °С за нормального тиску), що дозволяє ефективно передавати велику кількість тепла без зміни температури.

При застосуванні однакових площ теплообміну, ефективність теплообміну ТОА із питомої теплоти пароутворення води у 6–10 разів вища, ніж у ТОА, де обмін теплової енергії застосовується без зміни агрегатного стану тепло- та холодоагентів[89].

Таким чином, для випадку створення теплообмінної системи, здатної замінити засипку з гірських порід, не останню роль відіграє економічна ефективність даної системи. Тому в якості холодоагенту, є доцільним до застосування найбільш поширеної в природі рідини – води. Її теплофізичні характеристики наступні [88]: теплоємність 4,216 кДЖ/(кг·К), питома теплота пароутворення (теплота випаровування води) 2,26 МДж/кг.

Тому для здешевлення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів доцільним є застосування теплообмінної системи, базованої на досвіді конструювання кожухотрубних теплообмінників. Це означає, що вода в охолоджуючому контурі теплообмінної системи під впливом нагрітого до критичних температур масла (250 °С), що витікає/виливається з розгерметизованого корпусу трансформатора під час аварії, нагрівається до

температури кипіння, та в подальшому піддається випаровуванню, забираючи значну кількість теплоти від масла. В процесі випаровування води, пара виділяється в атмосферу.

### **Висновки до розділу I**

В результаті аналізування статистичної інформації про пожежі в Україні та їх наслідків, встановлено, що окрім пожеж за участю кабельних виробів, кожен рік опосередковано близько 50 вісотків від пожеж в енергетичній галузі припадає на трансформаторне обладнання і, зазвичай, пожежі такого характеру супроводжуються аварійним розливанням мінерального ізоляційного масла з корпусу трансформатора та його займанням. Визначено, що для обмеження поширення пожеж за участю маслонаповнених трансформаторів застосовуються системи пожежогасіння, вогнестійкі перегородки та пристрої збору розігрітого (палаючого) масла, що при аваріях може витікати з обладнання (маслоприймачі).

За результатами проведеного огляду статистики пожеж, що виникають в ході експлуатування підстанцій з маслонаповненими трансформаторами, літературних джерел, положень нормативної бази стосовно щодо конструктивних характеристик засипок з гірських порід в маслоприймачах та вимог щодо її утримання можна припустити, що на сьогодні методологія експлуатації систем попередження поширення пожежі на основі засипки з гірських порід є малоефективною в частині утилізації тепла від нагрітого масла та економічно затратною в частині проведення заходів обслуговування.

За результатами аналізу літературних джерел відзначено, що в розглянутих працях не висвітлені питання щодо удосконалення засобу (системи) 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.

За результатами аналізу теплофізичних характеристик металів, що мають прийнятні рівні теплопровідності та теплоємності, встановлено, що найкращу найбільше значення коефіцієнту теплопровідності ( $\lambda$ ) належить металу золоту,

найменше – металу алюмінію. Водночас, теплоємність алюмінію значно перевищує теплоємності розглінутих металів золота, срібла та міді.

Визначено, що реалізація засобу попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів на основі алюмінієвих теплоприймальних елементів є економічно затратним заходом з огляду на їх значний об'єм.

В результаті аналізу конструктивних особливостей теплообмінних апаратів встановлено, що удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, здатної замінити засипку з гірських порід, доцільно виконати на основі конструювання кожухотрубних теплообмінних апаратів з використанням води в якості холодоагенту з фазним переходом.

Тому дослідження, спрямовані на визначення закономірностей зниження температури трансформаторного масла під час його проходження через охолоджуючий контур теплообмінної системи, що стане основою для удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, є актуальним науковим завданням.

Метою проведення досліджень є виявлення залежностей охолодження трансформаторного масла під час пожежі трансформатора від конструктивних параметрів теплообмінника виконаного із гофрованих трубок з нержавіючої сталі, що забезпечують фазний перехід холодоагента (випаровування води) як наукове підґрунтя удосконалення системи попередження поширення пожежі на трансформаторних підстанціях.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

1) провести аналіз статистичних даних про пожежі на енергетичних об'єктах та вимог щодо заходів попередження поширення пожежі на них, включаючи трансформаторні підстанції;

2) на основі аналізу властивостей речовин, матеріалів та виробів, які можуть виконувати функцію накопичення/відведення тепла визначити ефективне рішення удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів замість засипки з гірських порід;

3) встановити критерії, які впливають на процеси теплообміну в теплообмінних системах та розробити математичну модель теплообмінника із

застосуванням холодоагенту з фазним переходом для охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху;

4) розробити методику та провести експериментальні дослідження зі встановлення закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника та здійснити перевірку адекватності розроблених математичних моделей;

5) на основі проведення обчислювального експерименту з визначення закономірності впливу конструктивних параметрів теплообмінника на охолодження трансформаторного масла обґрунтувати методичні підходи проектування ефективної системи попередження поширення пожежі на маслонаповнених трансформаторних підстанціях.

## РОЗДІЛ 2. ТЕОРЕТИЧНІ ПІДХОДИ ЩОДО УМОВ ЗНИЖЕННЯ ТЕМПЕРАТУРИ ТРАНСФОРМАТОРНОГО МАСЛА ПІД ЧАС ПРОХОДЖЕННЯ ЙОГО ЧЕРЕЗ ТЕПЛООБМІННИК

### 2.1 Теоретичні підходи аналізу умов для зниження температури трансформаторного масла в теплообміннику

Фундаментальними положеннями для термодинаміки та теплотехніки, що і визначають закономірності теплообміну в природних і технічних системах є те, що існує три способи передачі тепла: конвекція, теплопровідність та теплове випромінювання [90, 91].

Конвекція – це вид теплообміну, який відбувається за рахунок руху та переміщення об'ємів газу чи рідини. Основна особливість цього процесу полягає в тому, що тепло переноситься разом із частинками середовища, які переміщуються під дією різних сил, таких як гравітація, тиск або механічні впливи. Конвективний теплообмін між рухомим середовищем (газом або рідиною) і поверхнею іншого середовища (твердого тіла, рідини чи газу) називається тепловіддачею. Якщо ж перенесення тепла здійснюється через розділяючу поверхню між двома середовищами, то такий процес називається теплопередачею. Конвективний теплообмін тепловіддачею описується рівнянням Ньютона-Ріхмана [92]:

$$q = \alpha(T_c - T_f) \quad (2.1)$$

де  $q$  – густина теплового потоку, Вт/м<sup>2</sup>;

$\alpha$  - коефіцієнт тепловіддачі, він характеризує інтенсивність конвективного теплообміну (Вт/м<sup>2</sup>·К) ;

$T_c$ – температура нагрітої поверхні;

$T_f$ – температура навколишнього середовища.

Теплопередача виражається формулою визначення кількості тепла, що передається через розділяючу поверхню між двома середовищами [93]:

$$Q = \frac{T_1 - T_2}{R} \quad (2.2)$$

де  $Q$  – кількість теплоти (Дж),

$T_1$  – температура теплового середовища (К або °С),

$T_2$  – температура холодного середовища (К або °С),

$R$  – термічний опір конвективного теплообміну ( $\text{м}^2 \cdot \text{К} / \text{Вт}$ ).

Теплопровідність – це спосіб переносу теплоти між тілами, що безпосередньо торкаються одне одного, під час якого має місце обміну енергією руху мікроскопічних структурних частинок речовин. Тобто, кінетична енергія атомів та молекул з більш нагрітої частини тіла передається атомам і молекулам частині тіла з меншою температурою, що зумовлює вирівнювання температури. Вона реалізується без перенесення речовин та є найбільш ефективною у твердих тілах, особливо в металах, через високу рухливість електронів [94]. У газах та рідинах, за рахунок великих відстаней між атомами та молекулами, в порівнянні з твердими тілами, теплопровідність є низькою. Теплопровідність є характеристикою інтенсивності теплообміну в речовині, матеріалі, вона відповідно до рівняння теплопередачі Фур'є, є еквівалентною відношенню густини теплового потоку до градієнта температури:

$$q = -\lambda \frac{dT}{dx} \quad (2.3)$$

де  $q$  – густина теплового потоку ( $\text{Вт} / \text{м}^2$ );

$\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності матеріалу ( $\text{Вт} / (\text{м} \cdot \text{К})$ );

$dT/dx$  – градієнт температури (зміна температури на одиницю довжини,  $\text{К} / \text{м}$ ).

Основною характеристикою теплового потоку [94] є його густина, яку визначають через кількість тепла, що проходить через огорожувальну конструкцію за одиницю часу, поділену на площу розрахункової поверхні розмірами  $1 \text{ м} \times 1 \text{ м}$ .

Інтенсивність теплообміну оцінюється за густиною теплового потоку або питомим тепловим потоком, що характеризує кількість тепла, яка передається через одиницю площі за одиницю часу.

Коефіцієнт теплопровідності - це кількість теплоти, яка передається через одиницю площі поверхні матеріалу за одиницю часу при градієнті температури в 1 Кельвін (або градус Цельсія) на одиницю довжини. Чим більший коефіцієнт теплопровідності  $\lambda$ , тим швидше матеріал проводить тепло [95, 96].

Теплове (радіаційне) випромінювання – це процес передачі теплової енергії у вигляді електромагнітних хвиль (переважно інфрачервоного діапазону) від нагрітого тіла в навколишнє середовище. Електромагнітні хвилі виникають в тілі в результаті руху заряджених часток (електрони, протони, іони) [97].

Теплове випромінювання, на відміну від процесів теплопровідності та конвекції може передавати тепло навіть у вакуумі. Така передача тепла здійснюється поетапно: - перетворення внутрішньої енергії тіла в енергію електромагнітних хвиль; - поширення електромагнітних хвиль в навколишньому просторі; - поглинання електромагнітних хвиль іншим тілом.

Деякі властивості випромінювання:

- будь-яке тіло з температурою вище абсолютного нуля (0 К або – 273,15 °С) випромінює енергію у вигляді електромагнітних хвиль;
- може передавати тепло навіть у космічному просторі (наприклад, сонячне випромінювання);
- залежність від температури: інтенсивність випромінювання зростає із підвищенням температури (відповідно до закону Стефана-Больцмана);
- основна частина теплового випромінювання знаходиться в інфрачервоному діапазоні, проте при дуже високих температурах (наприклад, розпечене залізо) воно може переходити у видиме світло.

В розрізі забезпечення пожежної безпеки необхідно вказати, що одним із чинників поширення пожежі на сусідні будівлі, технологічні установки та природні екосистеми від осередку пожежі є теплопередача випромінюванням і конвекцією [98].

Розрахунки кожухотрубних та інших ТОА з рухом середовищ рідина-рідина, рідина – речовина зі зміною агрегатного стану принцип роботи ТОА базуються на таких способах передачі теплоти як конвекція та теплопровідність.

Передача тепла випромінюванням не враховується внаслідок незначного впливу на розрахунки.

Тепловіддача рідини до зовнішньої стінки труби є процесом передачі тепла від рідкого середовища до поверхні труби, що може відбуватися за рахунок конвекції і теплопровідності. Цей процес характерний для теплообмінних апаратів, яскравими прикладами яких є типи кожухотрубні та двотрубні.

Процес складається з трьох основних етапів:

Конвекція в рідині – тепло переноситься в основному конвективними потоками від центральної частини рідини до прикордонного шару біля труби.

Прикордонний шар – у цій зоні переважає ламінарний теплоперенос, де тепловіддача відбувається здебільшого за рахунок молекулярної теплопровідності.

Теплопровідність через стінку труби – тепло проходить через матеріал труби від її зовнішньої поверхні до внутрішньої (якщо рідина гаряча) або навпаки.

Для визначення тепловіддачі при конвекції до твердого тіла (стінки труби) рівняння Ньютона-Ріхмана (2.4) з урахування теплового потоку та площі тепловіддачі матиме вигляд:

$$q = \frac{\Phi}{F} = \alpha(T_B - T_s) \quad (2.4)$$

де:  $T_e, T_s$  – середні температури рідини та стінки, °C;

$\Phi$  – тепловий потік, Вт;

$F$  – площа поверхні тепловіддачі, м<sup>2</sup>.

В ході розрахунку густини теплового потоку за формулою (2.4) основною складністю є визначення коефіцієнта тепловіддачі ( $\alpha$ ), оскільки він залежить від багатьох чинників. Зокрема, на його значення впливають теплофізичні характеристики рідини (густина, в'язкість, теплоємність тощо), режим її руху (ламінарний турбулентний тощо) та швидкість, геометрична форма тіла, а також температури середовища і тіла.

За механізмом виникнення тепловіддачі розрізняють два типи конвекції: вільну та вимушену. Вільна конвекція відбувається, коли рух рідини спричинений

неоднорідним полем гравітаційних або електромагнітних сил, тоді як вимушена – коли рідина рухається під впливом зовнішніх сил, прикладених на границях, або за рахунок кінетичної енергії, отриманої ззовні системи. У нашому випадку вважається, що конвекція є вільною і виникає через дію гравітаційних сил (витік трансформаторного масла при аварійній розгерметизації трансформатора).

Опис ламінарного руху рідини (масла) передбачає, що окремі частинки та шари рідини рухаються паралельно один до одного без змішування. У цьому режимі передача теплоти між шарами відбувається виключно за рахунок теплообміну. У разі турбулентного руху окремі шари рідини та частинок переміщуються хаотично, утворюючи вихори, однак на межі стінки зберігається тонкий ламінарний шар. При турбулентному режимі перенесення теплоти здійснюється як за рахунок конвекції, так і через теплопровідність. Ламінарний прикордонний шар має значний термічний опір у порівнянні з турбулентною частиною потоку, що спричиняє найбільше зниження температури в цій області.

З огляду на неприривну природу теплового потоку, кількість теплоти, що відводиться від поверхні, відповідно до закону Ньютона-Ріхмана, можна подати у вигляді рівняння (2.5):

$$q \left( \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \right) = T_{e1} - T_{e2} \quad (2.5)$$

де:  $\alpha_1$  - коефіцієнт тепловіддачі з першого боку поверхні (Вт/(м<sup>2</sup>·К)),

$\alpha_2$  - коефіцієнт тепловіддачі з другого боку поверхні (Вт/(м<sup>2</sup>·К)),

$\delta$  - товщина стінки розділової поверхні (м),

$\lambda$  - коефіцієнт теплопровідності матеріалу (Вт/(м·К)),

$T_{e1}$  і  $T_{e2}$  — температури середовищ з обох боків стінки розділової поверхні (°С або К).

Графічне вираження рівняння можна подати у вигляді:

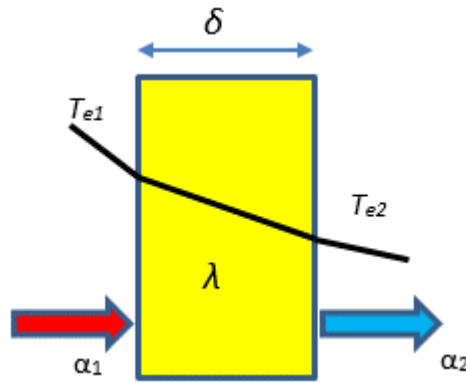


Рисунок 2.1 – графічне вираження закону Ньютона-Ріхмана

Загальний термічний опір системи, що включає конвекцію і теплопровідність:

$R$ ,  $(\text{м}^2 \cdot \text{К})/\text{Вт}$  можна подати через вираз (2.6): ,

$$R = \frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2} \quad (2.6)$$

Коефіцієнт теплопередачі  $K$  ( $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ) характеризує, скільки тепла переходить за одну секунду від теплого до холоднішого теплоносія через площу поверхні теплообміну в  $1 \text{ м}^2$  при середній різниці температур між потоками  $1$  градус. Він є оберненим до сумарного термічного опору системи  $R$  (2.7), що включає конвекцію і теплопровідність (2.8)

$$R = \frac{1}{K} \quad (2.7)$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda} + \frac{1}{\alpha_2}} \quad (2.8)$$

Для трансформаторного масла рівняння теплообміну для нерухомого або рухомого середовища (енергії та нерозривності для нестисливої рідини) [99], можна описати виразами (2.9) та (2.10).

$$c_p \rho \left( \frac{\partial T}{\partial t} + w_x \frac{\partial T}{\partial x} + w_y \frac{\partial T}{\partial y} + w_z \frac{\partial T}{\partial z} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial y} \right) + \frac{\partial}{\partial z} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial z} \right) \quad (2.9)$$

Ліва частина рівняння описує зміну температури  $T$  у середовищі, включаючи час похідної та конвективні члени (перенесення тепла разом із потоком рідини або газу). Права частина є оператором Лапласа в анізотропному середовищі, який враховує теплопровідність у кожному напрямку.

Рівняння Нав'є-Стокса руху в'язкої рідин під дією зовнішніх сил, таких як гравітація:

$$\begin{aligned}\frac{\partial w_x}{\partial t} + w_x \frac{\partial w_x}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_x}{\partial y} + w_z \frac{\partial w_x}{\partial z} &= g\beta(T - T_0) - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \left( \frac{\partial^2 w_x}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w_x}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w_x}{\partial z^2} \right) \\ \frac{\partial w_y}{\partial t} + w_x \frac{\partial w_y}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_y}{\partial y} + w_z \frac{\partial w_y}{\partial z} &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \left( \frac{\partial^2 w_y}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w_y}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w_y}{\partial z^2} \right) \\ \frac{\partial w_z}{\partial t} + w_x \frac{\partial w_z}{\partial x} + w_y \frac{\partial w_z}{\partial y} + w_z \frac{\partial w_z}{\partial z} &= -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \left( \frac{\partial^2 w_z}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w_z}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w_z}{\partial z^2} \right)\end{aligned}\quad (2.10)$$

Це система для нестисливої рідини з врахуванням ефекту буйності (підйомної сили) внаслідок температурних градієнтів. такі рівні використовують для опису речовини або газу.

## **2.2 Визначення критеріїв дослідження залежності зниження температури трансформаторного масла від параметрів теплообмінної системи**

В результаті проведеного аналізу пожеж на підприємствах енергетичної інфраструктури, вивчення вимог закордонних та національних настанов, норм та правил з забезпечення пожежної безпеки на електростанціях та трансформаторних підстанціях з'ясовано, причинами загоряння є аварійні режими електротехнічних виробів. Зокрема, кабельна продукція, яка завдяки тепловим проявам електричного струму може стати причиною виникнення пожежі, а також завдяки значному горючому навантаженню та протяжності, здатна сприяти поширенню пожежі по об'єкту. Також, серед електротехнічних виробів, що застосовні в галузі енергетики масштабними пожежами характеризуються маслonaповнене електротехнічне устаткування: вимикачі, реактори, а серед них – найбільш критичними є трансформатори з наповненнями діелектричною горючою рідиною – мінеральним трансформаторним маслом. Його кількість в силових

трансформаторах може сягати 50 тон. Під час аварійних режимів трансформатора, які можуть включати поганий контакт кабельних з'єднань, короткі замикання в обмотці трансформатора, масло нагрівається до небезпечних температур, і у разі не спрацювання пристроїв захисту, клапанів скиду тиску, температурних реле, реле Бухгольца [100, 101], може спричинити розгерметизацію корпусу трансформатора. Нагріте до небезпечних температур масло (вище температури спалаху) масло від контакту з повітрям може зайнятися і стати причиною пожежі, яка може поширитися по території підстанції та на суміжні об'єкти. Відсутність або недостатність заходів щодо ефективного відведення трансформаторного масла з майданчиків маслоприймачів (системи попередження поширення пожежі) може призвести до збільшення площі пожежі та, відповідно, підвищення рівня конвективного та радіаційного впливу вогню на сусідні споруди, об'єкти, устаткування тощо [102]. В якості таких систем широкого застосування набули маслоприймачі трансформаторів з улаштуванням в якості вогнезагороджувача та охолоджувача масла до безпечних температур засипки з гірських порід [21-26].

На ефективність обмеження поширення пожежі на маслonaповнених трансформаторних підстанціях і охолодження аварійного виливу трансформаторного масла можуть мати вплив конструктивні характеристики маслоприймача (об'єм, лінійні розміри, ухил дна маслоприймача у бік приямка для збору масла, матеріал виготовлення маслоприймача), параметри засипки з гірських порід (матеріал засипки, його насипна густина, теплоємність, теплопровідність, економічна доцільність), а також чинник навколишнього середовища (опади у вигляді дощу чи снігу, обледеніння, засміченість, рослинність тощо [103].

У дослідженні [104] обґрунтовано доцільність застосування результатів моделювання рівня теплового балансу на завершальному етапі проектування розподільних трансформаторів. Одним із ключових елементів математичної моделі є рухома речовина - трансформаторне масло, яке додатково взаємодіє із зовнішнім середовищем, що має нескінченну теплоємність. Проведений аналіз існуючих підходів до врахування процесів нагріву та охолодження розподільчих

трансформаторів, зокрема емпіричного методу, термогідрравлічних кіл, розрахункового методу «перегрів», моделювання стану обмоток осердя, теплового розрахунку та ін. дозволив встановити, виконання розрахунків або математичного моделювання теплових процесів необхідно проводити з огляду на температурні параметри масла.

При розгляді значущості зазначених параметрів щодо їхнього впливу на тепломасообмін між маслом та трубками охолоджуючого контуру теплообмінника, визначено низку чинників, які необхідно враховувати в ході досліджень залежностей зміни температури певного об'єму трансформаторного масла від характеристик охолоджуючого контуру теплообмінника, а саме: діаметра трубок, площі теплообміну тощо.

Головним оцінювальним критерієм ефективності системи попередження поширення пожежі у випадку аварійної розгерметизації маслонаповненого трансформатора з витокм трансформаторного масла є температура масла. Вплинути на цей показник можна за допомогою інженерних підходів в частині інтегрування в маслоприймач теплообмінної системи, що має виконати охолодження нагрітого до пожежонебезпечних температур трансформаторного масла під час аварійного витоку. Тож, критерієм оцінювання ефективності системи попередження поширення пожежі прийнято температуру спалаху – найнижчу пожежонебезпечну температуру горючих ізоляційних рідин.

### **2.3 Теоретичне обґрунтування пожежобезпечного значення температури трансформаторного масла**

Сучасні силові трансформатори переважно використовують систему охолодження із застосуванням мінерального трансформаторного масла. Таке масло заповнює внутрішній простір корпусу трансформатора, витісняючи повітря, та як діелектрик забезпечує надійну електроізоляцію. Крім того, воно ефективно забирає тепло від з обмоток та сердечника трансформатора. Проте мінеральне трансформаторне масло суттєві недоліки, що підвищують ризики виникнення пожежонебезпечних ситуацій, адже воно є горючою рідиною, а його пари,

змішуючись із повітрям, можуть спалахнути під впливом високої температури [105].

Процес гасіння трансформатора пов'язане із охолодженням його нагрітих тепловим потоком компонентів і частин. При цьому охолодження металевих елементів значно подовжує тривалість гасіння, у кілька разів перевищуючи час, необхідний для припинення горіння масла на горизонтальній поверхні. [105].

У праці [46] викладене дослідження стосовно різних методів гасіння масштабних горизонтальних розливів трансформаторного масла. При цьому було досліджено вплив початкової температури палива на масову швидкість вигорання трансформаторного масла. Було виявлено, що швидкість вигорання басейну трансформаторного масла незначно збільшувалася з підвищенням початкової температури масла. Крім того, було оцінено ефективність ручного та лафетного подавання вогнегасних речовин для гасіння розливів масла. Визначено, що ефективність суттєво впливала концентрація вогнегасних речовин і щільність їх подачі. У дослідженнях [50] було здійснено вивчення фізики горіння горизонтального плеса трансформаторного масла в різних ємностях діаметрами від 0,2 м до 1 м. В результаті було отримано дані щодо масової швидкості вигорання, висоти та температури полум'я, температури шарів масла, температуру полум'я та теплового потоку для виведення нової кореляції масової швидкості вигорання масла як функції діаметра басейну. Визначено, що шар під час горіння трансформаторного масла складається з киплячого шару та градієнтного шару, при цьому товщина киплячого шару становить приблизно 2,6 мм незалежно від діаметра ємності. Отримані результати важливі для практичного оцінювання небезпеки теплового випромінювання під час горіння розливів масла на навколишні об'єкти.

У роботі [106] розглянуто особливості розрахунків площ розливів плеса масла для турбін, що у разі аварійної розгерметизації витікає з маслопроводу генераторної установки. Указано, що розлив залежить від витратних характеристик, в'язкості та часу витоку, а радіус горизонтального розтікання рідин на рівних поверхнях виражається рівнянням (2.11):

$$\frac{R}{l} = A \cdot G_a^m \cdot H_0^n \quad (2.11)$$

де:  $R$  – радіус розливу;

$l$  – розмір;

$A$  – константа;

$G_a = g \cdot l^3 / \nu^3$  – критерій Галілея ( $g$  – прискорення вільного падіння,  $\nu$  – кінематична в'язкість);

$H_0 = g \cdot \tau^2 / l$  – критерій гомохронності (час витоку);

$m, n$  – експериментально визначені показники ступеню.

Також, наводяться залежності радіусу розтікання від часу витікання, в'язкості, об'єму та витрати рідини. Для розрахунків приймається, що витрата турбінного масла при розгерметизації системи змазування й ущільнювання генераторного вала має дорівнювати сумі витрат масла крізь підшипники та сальники вала і може досягати до 25 дм<sup>3</sup>/с; що тривалість виливання масла може має складати від 60 с до 300 с і залежить від швидкості спрацювання захисної апаратури [106].

Витрата масла, що витікає з аварійного отвору визначається за рівнянням (2.12), при цьому вважається, що за діаметр отвору береться значення, що дорівнює діаметру маслопроводу:

$$Q = \mu \cdot S \cdot \sqrt{2 \cdot \Delta P / \rho} \quad (2.12)$$

де:  $\mu$  – витратний коефіцієнт;

$S$  – площа отвору, м<sup>2</sup>;

$\Delta P$  – надлишковий тиск в маслопроводі, Па;

$\rho$  – густина масла, кг/м<sup>3</sup>.

Проблематику, пов'язану з аварійними розливами горючих рідин, було розглянуто в праці [107], де проаналізовано чинники, що впливають на процес розливу рідин. У роботі здійснено аналіз методів визначення площі розливу горючих рідин при аваріях, а також приділено увагу визначенню геометричних

параметрів осередку пожежі при витоку турбінного масла з обладнання. Встановлена необхідність проведення експериментальних досліджень щодо розливу та горіння масла на бетонній чи металевій основі відповідно до реальних умов аварій.

Авторами дослідження [47] проведені дослідження параметрів горіння трансформаторного масла під час його вертикального безперервного витоку. Проаналізовано зв'язок між площею горіння та швидкістю витоку палива на стадії квазістабільного згорання та встановлено модель прогнозу для площі горіння пожежі вертикального розливу трансформаторного масла. На основі аналізу теплообміну отримано математичну модель масової швидкості вигорання, що й підтверджено результатами експериментальних досліджень. Визначено, що швидкість горіння розливної пожежі пов'язана з фізичними властивостями поверхні течії, типом палива та швидкістю витікання палива.

У роботі [48] здійснено оцінювання характеристик горіння трансформаторного масла під час струменевого виливу. В ході експериментів з різними діаметрами сопел для формування струменів масла вимірювали швидкість вигорання, осьову центральну температуру факелу вогню та радіаційний тепловий потік. В результаті експериментів отримано залежність висоти полум'я від втрати маси горючого середовища, а також залежність температури полум'я від довщини умовної вісі струменя. Також створено протипожежну модель радіаційного теплового потоку горіння трансформаторного масла під час струменевого витоку на маслonaповненому обладнанні підстанції, яка має вигляд (2.13):

$$q = F_{1-2} \cdot 5,67 \cdot 10^{-8} \cdot 1200^4 [1 - \exp(-5,94r)] \quad (2.13)$$

де:  $r$  – радіус факелу;  $F_{1-2}$  – фактор огляду об'єкта.

Результати дослідження мають значення для прогнозування впливу пожежі на суміжне обладнання та здійснення заходів щодо вдосконалення систем протипожежного захисту на трансформаторних підстанціях.

В праці [49] також було проведено дослідження геометричних характеристик факелу вогню під час горіння трансформаторного масла при

струменевому викиді. Отримані результати дослідження показують, що температурна границя факелу полум'я змінюється в діапазоні 600 К ~ 700 К. Встановлено, що швидкість тепловиділення є функцією висоти факелу полум'я в степені  $2/5$  і ширини факелу полум'я в степені  $1/3$ . Крім того, об'єм факелу полум'я пов'язаний із степенем  $0,85$  швидкості тепловиділення. Отримані результати мають значення для покращення аналізу небезпеки поширення пожежі під час горіння трансформаторного масла під час струменевого аварійного викиду з маслonaповненого обладнання.

У дослідженні [109] розглянуто параметри, що можуть бути застосовані для моделювання явища пожежі турбінного масла. Обґрунтована значущість проведення експериментальних досліджень з визначення питомої масової швидкості вигорання масла з урахуванням його початкової температури, температури горіння, площі та товщини плеса. Також уточнено значення нижчої теплоти згорання, зокрема залежно від терміну експлуатації масла.

У роботі [109] проведено експериментальні дослідження та обґрунтовано дані для моделювання процесу горіння турбінного масла. Зазначено, що використання експериментально отриманих даних про пожежонебезпечні характеристики масла забезпечить коректність моделювання в програмному комплексі Fire Dynamics Simulator (FDS).

Визначення показників пожежної небезпеки моторних масел (мінеральних, напівсинтетичних, синтетичних) викладено у праці [110]. Встановлено, що температура спалаху, температура займання та самозаймання відпрацьованих ізоляційних рідин нижче на 5 % - 14 % від показників нових масел.

А у роботі [111] досліджено імітаційні суміші відпрацьованих трансформаторних масел на займистість. Встановлено, що пари деяких сумішей можуть зайнятися за температури 77 °С за ініціації стороннього джерела (іскри, електричного розряду тощо).

Загалом, за вимогами стандарту Міжнародної електротехнічної комісії показники пожежної небезпеки [31] ізоляційних рідини мають наступну класифікацію в залежності від показників пожежної небезпеки:

- клас L3 - температура займання не нормована, нижня теплота згорання складає менше ніж 32 МДж/кг;
- клас K2 - температура займання має бути більше ніж 300° С, нижня теплота згорання має бути в межах від 32 МДж/кг включно до 42 МДж/кг;
- клас O1 - температура займання має складати 300° С і нижче, нижня теплота згорання не менше ніж 42 МДж/кг.

Нижча теплота згорання – це кількість теплоти, що виділяється під час повного згорання одиниці маси або об'єму палива, без урахування теплоти конденсації водяної пари, яка утворюється при згорянні [112]. Теплоту згорання визначають у калориметричній бомбі за методом [113].

Температура займання, яку визначають за методом відкритого тигля Клівленда [114] – це температура, за якої пара речовини утворює з повітрям горючу суміш, яка може спалахнути за наявності джерела запалювання. При цьому стабільне горіння має спостерігатися принаймні 5 с.

Також, замість температури займання класифікацію ізоляційних рідин проводять [31] за показником температури спалаху за методом Пенського-Мартенса в закритому тиглі [30]. Температура спалаху — це найменша температура речовини, за якої її поверхнею утворюються випари, здатні спалахувати в повітрі від джерела запалювання, при цьому стабільного горіння немає. Спалах має тривати менше 5 с.

Так, відповідно до [31] для ізоляційних рідин класу L3 температура спалаху не визначається, для класу K2 температура спалаху має становити  $\geq 250$  °С, а для класу O1 – менше ніж 250 °С.

За даними [31] трансформаторні мінеральні масла відносяться до класу O1, а пожежі за участю таких рідин відзначаються складністю гасіння та значними матеріальними збитками.

На сьогодні мінеральні трансформаторні масла є високо очищеним продуктом із стабілізуючими добавками і мають відповідати вимогам ІЕС 60296 [29]. Відповідно до цього стандарту температура спалаху трансформаторного масла має становити не менше ніж 135 °С. Наприклад, за даними шведської фірми

«Nynas AB» мінеральне трансформаторне масло марки Nytro 11 GX (що задіяне в експериментальних дослідженнях в рамках цієї роботи) має температуру спалаху 148 °C та температуру самозаймання >270 °C [115].

Для уточнення заявлених фірмою Nynas AB показників пожежної небезпеки трансформаторного масла марки Nytro 11 GX в рамках роботи [53] було проведено експериментальні дослідження [61, 116] з використанням методів, встановлених в національному стандарті ДСТУ 8829 [117].

Загалом методи визначення температури спалаху в закритому та відкритому тиглі, а також температури займання базуються на нагріванні визначеної кількості речовини із заданою швидкістю, періодичному підпалюванні виділених парів і фіксуванні моменту їх займання або відсутності займання при певній температурі.

Температури спалаху та займання визначаються як середнє арифметичне значення температур, отриманих під час випробувань трьох зразків, з урахуванням корекції на атмосферний тиск, що обчислюється [117] за відповідною формулою (2.14).

$$\theta = \frac{T_1 + T_2 + T_3}{3} + 0,27 \cdot (101,3 - p_a), \quad (2.14)$$

де:  $\theta$  – температури спалаху та займання, °C;

$T_1, T_2, T_3$  – виміряні значення температур спалаху і займання, °C;

$p_a$  – атмосферний тиск, кПа.

Метод випробувань для визначення температури самозаймання передбачає введення певного об'єму речовини у простір, нагрітий до встановленої температури, та фіксування факту виникнення або відсутності самозаймання. Випробування проводяться з різними об'ємами проб і температурами доти, доки не буде визначено мінімальну температуру самозаймання.

Температура самозаймання – це найнижча температура навколишнього середовища, за якої в умовах спеціальних випробувань спостерігається самозаймання речовини.

Тож, за результатами виконаних експериментальних досліджень [61, 116] з мінеральним трансформаторним маслом Nytro 11 GX виробництва фірми «Nynas AB» (Королівство Швеція) встановлено таке:

- відповідно до п. 7.5 ДСТУ 8829 [117] температура спалаху у закритому тиглі складає 141 °С;
- відповідно до п. 7.6 ДСТУ 8829 [117] температура спалаху у відкритому тиглі складає 150 °С;
- відповідно до п. 7.7 ДСТУ 8829 [117] температура займання складає 154 °С;
- відповідно до п. 7.9 ДСТУ 8829 [117], температура самозаймання складає 252 °С;
- відповідно до п. 6.1 та п. 7.2.2 ДСТУ 8829 [117] вищезгадане трансформаторне масло класифікується як горюча рідина.

Оцінювання пожежонебезпечних характеристик трансформаторного масла Nytro 11 GX за методами, передбаченими ДСТУ 8829 [117], дозволило визначити діапазон зниження його температури від аварійного пожежонебезпечного значення до значення, яке має бути нижчим за температуру спалаху (150 °С). Це стало основним критерієм для оцінки ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах, базованій на досвіді конструювання теплообмінних апаратів.

## **2.4 Теоретичне описання тепломасообмінного процесу між маслом та охолоджуючим контуром теплообмінника**

Тепловий потік ( $\Phi$ , Вт) [94] – показує кількість тепла, що передається за одиницю часу від одного теплоносія до іншого.

Тепловий баланс - тепло ( $Q_1$ ), що віддається нагрітим теплоносієм витрачається на нагрівання холодного потоку ( $Q_2$ ) і втрати тепла ( $Q_{em}$ ) (2.15) в довкілля [119]:

$$Q_1 = Q_2 + Q_{em} \quad (2.15)$$

Втрати тепла в довкілля невисокі, тому в розрахунках апаратів приймають  $Q_1 = Q_2$ .

Кількість теплоти розраховують за формулою (2.16):

$$Q = m \cdot c \Delta T \quad (2.16)$$

де:  $Q$  – кількість теплоти (Дж),

$m$  – масова витрата води, кг/с;

$c$  – питома теплоємність води, Дж/кг·°С;

$\Delta T$  – різниця температур, °С.

Поверхня теплообміну ( $F$ , м<sup>2</sup>) забезпечує передачу необхідної кількості тепла. Для розрахунку ТОА площа поверхні теплообміну визначається на основі теплового навантаження ( $Q$ ), коефіцієнта теплопередачі та середнього температурного напору (2.17):

$$F = \frac{Q}{K \cdot \Delta T_{cp}} \quad (2.17)$$

де:  $\Delta T_{cp}$  – середня різниця температур між теплоносіями на кінцях апарата (середній температурний напір), °С;

$K$  – коефіцієнт теплопередачі, (Вт/(м<sup>2</sup>·К)).

У теплообмінниках температура гарячого та холодного середовища змінюється вздовж поверхні контакту. Тому логарифмічний середній температурний напір визначають за формулою (2.18) [87] :

$$\Delta T_{cp} = \frac{\Delta T_1 - \Delta T_2}{\ln \cdot \frac{\Delta T_1}{\Delta T_2}} \quad (2.18)$$

$\Delta T_1$  і  $\Delta T_2$  – температурні різниці теплоагента та холодоагента на вході та виході теплообмінника.

3. Кількість теплоти при фазовому переході ( $Q$ ) – це кількість тепла, необхідного для переходу речовини з одного агрегатного стану в інший (наприклад, при кипінні або конденсації). У таких процесах тепла енергія витрачається або на поглинання (ендотермічний процес), або на виділення

(екзотермічний процес) тепла без зміни температури. Визначення теплового навантаження для фазного переходу виконують за формулою (2.19):

$$Q = m \cdot L \quad (2.19)$$

де:  $L$  - питома прихована теплота (у нашому випадку: для води - питома теплота пароутворення), тобто це кількість теплоти, яка необхідна для зміни фази одиничної маси речовини ( $m$  зазвичай 1 кг) без зміни її температури, Дж/кг;

$m$  – маса речовини (води), кг.

Питома прихована теплота є різницею (2.20):

$$L = h_{\text{пар}} - h_{\text{рідини}} \quad (2.20)$$

де:  $h_{\text{пар}}$  - питома ентальпія насиченої пари: теплова енергія, яку має пара при даному тиску (кДж/кг);

$h_{\text{рідини}}$  - питома ентальпія рідини: теплова енергія, яку має рідина при даному тиску (кДж/кг).

Таким чином, якщо під час теплообміну тепло передається за рахунок зміни температури та за рахунок прихованої теплоти фазного переходу, то визначити загальну кількість тепла ( $Q$ ), необхідну для нагрівання речовин до температури фазового переходу та подальшого перетворення її в інший агрегатний стан можна за формулою (2.21) [81]:

$$Q = m \cdot c \cdot \Delta T + m \cdot L = m (c \cdot \Delta T + L) \quad (2.21)$$

$\Delta T$  – зміна температури перед фазним переходом, °C.

Середній температурний напір розраховуємо так (2.22):

$$\Delta T_{\text{ср}} = \frac{\frac{T_{\text{гаряче}} - T_{\text{випар}}}{T_{\text{гаряче}} - T_{\text{вих.холодне}}}}{T_{\text{гаряче}} - T_{\text{випар}}} \quad (2.22)$$

$T_{\text{гаряче}}$  - температура масла на вході, °C;

$T_{\text{випар}}$  - температура фазного переходу води, °C;

$T_{\text{вих.холодне}}$  - температура масла на виході, °C;

Для визначення коефіцієнту теплопередачі необхідно враховувати термічний опір у системі, що є сумою значень термічного опору тепловіддачі з

боку гарячого теплоносія, термічний опір теплопровідності стінки труби та термічного опору тепловіддачі з боку холодного теплоносія (2.23) [88]:

$$R = \frac{1}{\alpha_{\text{внутр}}} + \frac{\delta}{\lambda_{\text{труб}}} + \frac{1}{\alpha_{\text{зовн}}} \quad (2.23)$$

де:  $\alpha_{\text{внутр}}$  - коефіцієнт тепловіддачі внутрішнього потоку (Вт/(м<sup>2</sup>·К));

$\alpha_{\text{зовн}}$  - коефіцієнт тепловіддачі зовнішнього потоку (Вт/(м<sup>2</sup>·К));

$\delta$  - товщина стінки труби (м);

$\lambda_{\text{труб}}$  - коефіцієнт теплопровідності матеріалу стінки труби (Вт/(м·К)).

Для фазного переходу тепловіддача залежить від параметрів кипіння чи конденсації (2.24):

$$\alpha = f(Re, Pr) \quad (2.24)$$

$Re$  – число Рейнольдса. Це співвідношення сили інерції до сили в'язкості та є безрозмірною величиною. Число Рейнольдса використовується для вивчення того, як потік рідини або газу проходить, залежно від різних ситуацій (турбулентний рух або ламінарне).

$Pr$  – число Прандтля. Характеризує подібність фізичних властивостей теплоносіїв. Для краплинних рідин значення  $Pr$  зі збільшенням температури зменшується. Для газів  $Pr \approx 1$ , для рідин  $Pr$  = від 10 до 100.

При інтенсивному кипінні вода рухається всередині труби, цим створюючи умови для турбулентного теплообміну. Для таких умов коефіцієнт тепловіддачі ( $\alpha$ ) визначають згідно з формулою (2.25) [119]:

$$\alpha = C \left( \frac{q}{\Delta T} \right)^u \quad (2.25)$$

$C$  – емпіричний коефіцієнт, який залежить від режиму кипіння води (зазвичай 55-120);

$q$  – густина теплового потоку, Вт/м<sup>2</sup>;

$\Delta T$  - перегрів стінки труби над температурою кипіння холодоагента, °С;

$u$  – емпіричний показник, експонента, (зазвичай 0,6-0,8) [120];

Для кипіння води при атмосферному тиску [119]  $\alpha = 0,55 q^{0,7}$ ,  $q = 10^4 - 10^5$  Вт/м<sup>2</sup>. Число Нуссельта, що характеризує відношення сумарного переносу теплоти конвекцією і теплопровідністю (тобто тепловіддачею) до теплоти, що передається теплопровідністю (2.26) [121]:

$$Nu = C \cdot Re^m \cdot Pr^n \quad (2.26)$$

Коефіцієнт теплопередачі обчислюється згідно з формули 2.27:

$$\alpha = \frac{Nu \cdot \lambda}{d} \quad (2.27)$$

$\lambda$  – коефіцієнт теплопровідності води, Вт/(м·К);

$d$  – діаметр труби, м.

У разі, якщо в теплообміннику використати гофровані труби, то емпірична залежність для тепловіддачі ( $\alpha$ ) має враховувати особливості турбулізації потоку через гофровану поверхню при кипінні води при атмосферному тиску. В таких випадках для формули 2.27 замість діаметру труб ( $d$ ) застосовують значення гідравлічного діаметру ( $d_{гидр}$ ) та використовують модифіковані формули для числа Нуссельта ( $Nu$ ).

Емпірична формула 2.26 для числа Нуссельта в умовах кипіння води в гофрованих трубах (з урахуванням значень коефіцієнтів, що залежать від геометрії гофрованих труб:  $C = 0,023$ ,  $m = 0,8$  (для турбулентного режиму),  $n = 0,4$ ) [121] матиме вигляд (2.28):

$$Nu = 0,023 \cdot Re^{0,8} \cdot Pr^{0,4} \quad (2.28)$$

Число Рейнольдса визначається залежністю з урахуванням гідравлічного діаметра трубок (2.29) [119]:

$$Re = \frac{\rho \cdot \omega \cdot d_{гидр}}{\mu} \quad (2.29)$$

де:  $\rho$  – густина рідини або газу (кг/м<sup>3</sup>).

$\omega$  – швидкість потоку (м/с).

$d_{гидр}$  – гідравлічний діаметр труби (м).

$\mu$  – динамічний коефіцієнт в'язкості води (Па·с або Н·с/м<sup>2</sup>).

Залежність, якою визначають число Прандля (2.30) [119] має вигляд:

$$Pr = \frac{c \cdot \mu}{\lambda} \quad (2.30)$$

де:  $c$  – питома теплоємність води (Дж/(кг·К)).

Під час кипіння додається вплив фазового переходу, і коефіцієнт ( $\alpha$ ) значно збільшується через утворення бульбашок. У таких випадках можна скористатися залежностями для питомої тепловіддачі під час кипіння (2.31):

$$\alpha = C_k \left( \frac{q}{\Delta T} \right)^u \quad (2.31)$$

$C_k$  – емпіричний коефіцієнт для кипіння в гофрованих трубах (зазвичай 500-1000), залежно від інтенсивності турбулізації [122].

$q$  – густина теплового потоку, Вт/м<sup>2</sup>;

$\Delta T$  – різниця між температурою стінки труби та температурою кипіння води, °С;

$u$  – емпіричний коефіцієнт (зазвичай 0,7-0,8) [123].

Для визначення теплового навантаження теплообмінника з фазовим переходом, а саме випаровуванням води, слід врахувати баланс між тепловою енергією нагрітого трансформаторного мастила та теплообмінними властивостями теплообмінника.

Виразимо рівняння теплового навантаження для фазного переходу води (2.18) через закон Бернуллі та закон теплопередачі.

Закон Бернуллі використовуємо для оцінки впливу гідродинамічних параметрів (тиску, швидкості, висоти) на фазовий перехід за допомогою формули (2.32):

$$\frac{\omega^2}{2} + \frac{P}{\rho} + g \cdot z = const \quad (2.32)$$

де:  $\omega$  – швидкість потоку, м/с;

$P$  – тиск, Па;

$\rho$  – густина води, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – прискорення вільного падіння (9,81 м/с<sup>2</sup>);

$z$  – висота, м.

При фазовому переході значення тиску  $P$  та густини  $\rho$  визначають фазовий стан води (рідина чи пара).

Для теплообмінника основне рівняння теплообміну має вигляд (2.33):

$$Q = K \cdot F \cdot \Delta T_{cp} \quad (2.33)$$

де:  $K$  – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м<sup>2</sup>·К);

$F$  – площа теплообміну, м<sup>2</sup>;

$\Delta T$  – середньо логарифмічна різниця температур між середовищами (температурний напір), К.

Для аналізу фазового переходу в теплообміннику слід поєднати рівняння енергетичного балансу (4) – теплового навантаження), динамічнв властивості потоку (закон Бернуллі) та теплопередачу між середовищами.

Поєднуючи основне рівняння теплового балансу (2.17) – теплового навантаження) із законом теплопередачі (2.31) отримаємо рівняння балансу енергії (2.34):

$$m \cdot L = K \cdot F \cdot \Delta T_{cp} \quad (2.34)$$

де:  $L$  - питома прихована теплота пароутворення, (Дж/кг).

Для фазового переходу важливо врахувати зміни швидкості ( $\omega$ ), густини ( $\rho$ ) і тиску (закон Бернуллі). Це дозволяє визначити, як змінюється тиск і густина води або пари в теплообміннику. Поєднавши всі три закони, а саме: енергетичного балансу, Бернуллі та теплопередачі отримаємо масову витрату із урахуванням тиску, швидкості та густини (2.35):

$$m = \rho \cdot \omega \cdot F_{\text{потоку}} \quad (2.35)$$

де:  $F_{\text{потоку}}$  – площа перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

Таким чином, отримаємо вираз (2.36):

$$K \cdot F \cdot \Delta T_{cp} = \rho \cdot \omega \cdot F_{\text{потоку}} \cdot L \quad (2.36)$$

А рівняння Бернуллі набуде вигляду (2.37):

$$\frac{\omega_{\text{вх}}^2}{2} + \frac{P_{\text{вх}}}{\rho_{\text{вх}}} = \frac{\omega_{\text{вих}}^2}{2} + \frac{P_{\text{вих}}}{\rho_{\text{вих}}} \quad (2.37)$$

Отже, залежність теплового навантаження набуває вигляду (2.38):

$$Q = \rho \cdot \omega \cdot F_{\text{поток}} \cdot L = K \cdot F \cdot \Delta T_{\text{ср}} \quad (2.38)$$

Щоб визначити залежність коефіцієнту теплообміну (теплопередачі) теплообмінника ( $K$ ) від швидкості руху потоку математична модель матиме наступний вигляд (2.39):

$$K = \frac{\omega \cdot \rho \cdot F_{\text{поток}} \cdot L}{F \cdot \Delta T_{\text{ср}}} \quad 2.39$$

Застосування цієї формули (2.39) дозволить встановити необхідні площі охолоджуючого контуру теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням) для ефективного охолодження трансформаторного масла до безпечної (нижче температури спалаху).

## Висновки до розділу II

1. Розглянуто фізичну сутність способів передачі тепла, які використовуються в теплообміні: конвекція, теплопровідність і теплове (радіаційне) випромінювання. Встановлено, що для розрахунків теплообмінних процесів в теплообмінниках типів кожухотрубні та двотрубні враховуються конвекція і теплопровідність, а теплове (радіаційне) випромінювання для розрахунків теплообмінних процесів ігнорується, внаслідок незначного впливу.

2. Встановлено, що основним критерієм для оцінки ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах маслонаповнених трансформаторів, базованій на досвіді конструювання теплообмінних апаратів, є температура масла. Система попередження поширення пожежі має ефективно знизити аварійну температур масла до безпечної – нижче температури спалаху, яка за результатами досліджень складає 150 °С.

3. На основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії створено математичну модель визначення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням).

### **РОЗДІЛ 3. ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСІВ ТЕПЛООБМІНУ В ТЕПЛООБМІННИКУ ТА ПЕРЕВІРКА МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ**

#### **3.1. Розроблення програми та методики експериментальних досліджень**

Превентивними заходами для обмеження пожежі на об'єктах енергетичної галузі в частині вимог до кабельної продукції, як електротехнічних виробів зі значною горючою навантагою (неметалеві ізоляційні матеріали кабелів) та значною протяжністю, є застосування кабелів стійких до поширювання полум'я, улаштування кабельних проходок через стіни та перекриття, та застосування вогнезахисних покриттів для кабелів, що викладено в вимогах [21-26]. Наступними елементами на об'єктах енергетичної галузі в частині пожежонебезпечності є маслонаповнене електроустаткування (масло наповнені кабелі, вимикачі, реактори, трансформатори), адже в більшості випадків, в такому устаткуванні для електричної ізоляції та тепловідведення за класифікацією електротехнічної комісії застосовуються горючі електроізоляційні рідини класу О1 [31], а пожежі за участю таких рідин відзначаються масштабністю та значними матеріальними витратами. Найбільш поширеною електроізоляційною горючою рідиною класу О1 за стандартом [29] є мінеральне трансформаторне масло. Найширше воно застосовується для електроізоляцій та відведення тепла в корпусах маслонаповнених силових трансформаторів. Для обмеження поширення пожеж від таких трансформаторів з участю горючої рідини – трансформаторного масла улаштовуються вогнестійкі перегородки, автоматичні системи пожежогасіння, унормовуються відстані між елементами та спорудами енергетичних об'єктів тощо.

Окрім цього, світовою та вітчизняною практикою ПУЕ [22], норми та правила [23-26], IEC 61936-1 [21, 36], IEEE 979 [35], NFPA [32, 33], Guide for Transformer Fire Safety Practices [28] та інш. стало застосування для маслонаповнених трансформаторів маслоприймачів – спеціальних пристроїв

збору розігрітого до небезпечних температур масла, що може витікати з обладнання під час аварійної розгерметизації.

Так, згідно з Правилами налаштування електроустановок [22], для запобігання розтікання масла та посилення пожежі у разі пошкодження маслонаповнених силових трансформаторів, які містять понад 1 тону масла в 1-му баку, необхідно використовувати маслоприймачі з системою відведення масла до маслосбірників. При чому, решітка масловідводу маслоприймача має бути засипаним засипкою з гірських порід - чистим гравієм або гранітним щебнем з розміром фракції часток  $50 \text{ мм} \pm 20 \text{ мм}$ . Товщина засипки повинна бути не менше ніж 250 мм (рисунок 3.1).

Водночас засипка з гірських порід під впливом навколишнього середовища забруднюється, що знижує її пропускну та охолоджувальну ефективність. Це вимагає регулярного збирання, промивання, сушки та повторного засипання, що є трудомістким і витратним процесом. Окрім цього, об'єму засипки з гірських порід, що застосовується на практиці, може бути недостатнім для достатнього зниження температури значного об'єму трансформаторного масла (нижче температури спалаху). Так, наприклад, для охолодження 50 т трансформаторного масла з температури  $250^\circ\text{C}$  до  $150^\circ\text{C}$  необхідно приблизно 114 тон гравію ( $81,5 \text{ м}^3$  при насипній густині  $1,4 \text{ т/м}^3$ ), про що докладніше описано в розділі 1 цієї роботи.

Таким чином, окреслена проблематика є підґрунтям для удосконалення системи попередження поширення пожежі в частині можливості реалізації ефективного (швидкодіючого) засобу для зниження температури масла нижче температури спалаху (нижче  $150^\circ\text{C}$  – за результатами досліджень [61, 116]), здатного замінити з гірських порід в маслоприймачах трансформаторів. Таким засобом можуть стати системи на основі конструкції теплообмінних кожухотрубних та двотрубних теплообмінних апаратів (ТОА).

Основні положення методики експериментальних досліджень (Додаток Б) висвітлено у праці [123].

Кінцева мета дослідження полягала у встановленні закономірності охолодження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху від параметрів та характеристик теплообмінної системи, як підґрунтя для удосконалення заходів щодо обмеження поширення пожеж під час виникнення аварій на маслонаповнених трансформаторних підстанціях.

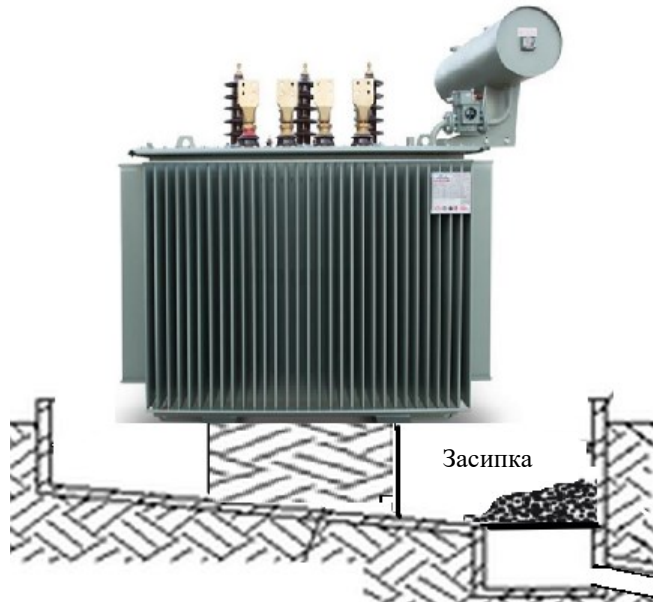


Рисунок 3.1 - Схематичне зображення конструктивного виконання маслоприймачів з відведенням масла до маслозбірника

Під час розроблення програми та методики експериментальних досліджень необхідно було:

- визначити тип і кількість необхідного обладнання та засобів вимірювальної техніки (ЗВТ);
- визначити конструкцію та місце розташування дослідної установки;
- обґрунтувати порядок проведення експериментальних досліджень зміни температури трансформаторного масла під час проходження його через контур теплообмінника;
- виявити закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху в залежності від

конструктивних та геометричних характеристик теплообмінника під час проходження масла через охолоджуючий контур теплообмінника;

- експериментально довести, що конструкція теплообмінника реалізує зниження температури нагрітого масла у режимі реального часу нижче температури спалаху, тобто нижче 150 °С;

- провести верифікацію попередньо розроблених математичних моделей, процесу теплообміну між трансформаторним маслом та охолоджувальним контуром теплообмінника (води) в ході надходження теплоагента (розігрітого до пожежонебезпечних температур трансформаторного масла) в корпус теплообмінника.

Сутність методу досліджень полягає у імітуванні аварійного режиму роботи трансформатора (нагріву масла до критичної температури – температури самозаймання 250 °С), розгерметизування корпусу трансформатора та з подальшим витокм масла у маслоприймач з відведенням масла до маслозбірника [21, 22, 28, 35]. Масло має поступово заповнювати внутрішній простір корпусу теплообмінника та здійснювати проходження через нього протягом часу до 900 с.

Місце проведення експериментальних досліджень.

Місцем проведення експериментальних досліджень визначено пожежно-випробувальний полігон ІНД ЦЗ НУЦЗ України (вул. Центральна, комплекс 60, с. Дмитрівка Бучанського району Київської області)

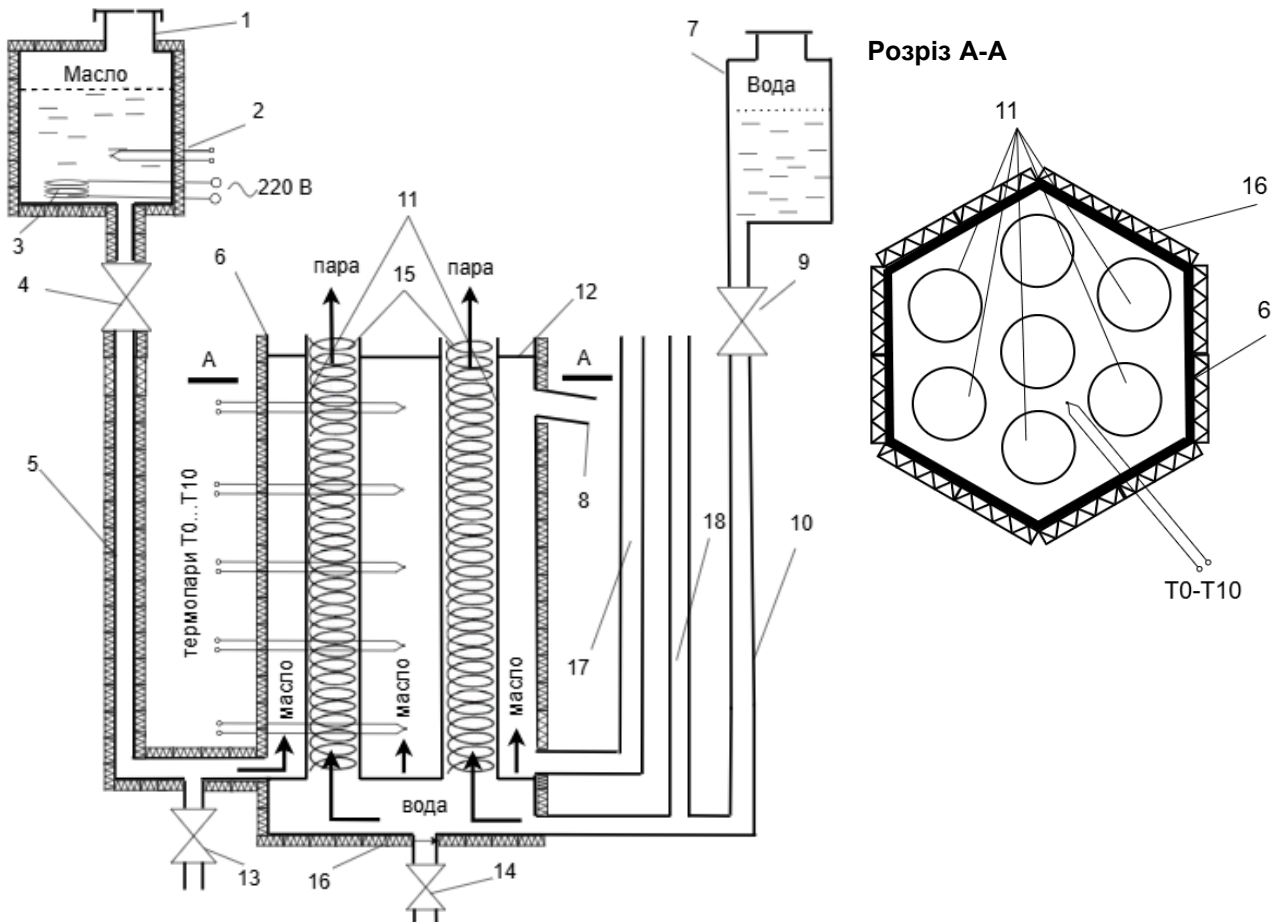
Умови навколишнього середовища

- температура:  $(20 \pm 10)$  °С;
- відносна вологість повітря: від 45 % до 90 %;
- атмосферний тиск: від 84 кПа до 106 кПа.

Обладнання для проведення експериментальних досліджень

Під час експериментальних дослідження використовують обладнання, що включає: експериментальну теплообмінну установку, засоби вимірювальної техніки, засоби для здійснення фото та відео фіксації моментів експерименту.

Схему експериментальної теплообмінної установки наведено на рисунку 3.2.



1 – резервуар для масла; 2 – термопара для вимірювання температури масла ( $T_{11}$ ); 3 – трубчастий нагрівальний елемент (ТЕН) для нагрівання масла; 4 – засувка на магістралі для подавання масла; 5 – труба магістралі для подавання масла; 6 - корпус теплообмінника; 7 - резервуар для води; 8 – патрубок для виходу охолодженого масла з теплообмінника; 9 - засувка на магістралі для подавання води; 10 – труба магістралі для подавання води до охолоджуючого контуру теплообмінника; 11 – гофровані трубки з нержавіючої сталі; 12 – кришка простору заповнення масла – верхня трубна решітка для гофрованих трубок з нержавіючої сталі; 13 – засувка для повного зливу масла з масляного контуру теплообмінника; 14 – засувка для зливу води з теплообмінника;  $T_0$ -  $T_{10}$  - термопари для вимірювання температури масла в масляному контурі теплообмінника, 15 - завихрювачі; 16 – теплоізоляційний матеріал; 17 – скляна кварцова трубка контролю рівня масла; 18 – прозора трубка з ПВХ для контролю рівня води.

Рисунок 3.2 – Схема експериментальної теплообмінної установки

Контейнер, що імітує корпус трансформатора (1) зображено на рисунку 3.2. Він виконаний з теплостійкого матеріалу, а його розміри забезпечують вміщення масла не менше ніж 100 л. Резервуар являє собою циліндр [124], він виготовлений з листової сталі товщиною до 2 мм. Конструкція резервуару має витримувати вплив температури масла до 250 °С. У нижній частині всередині резервуару 1 розміщують трубчатий електричний нагрівач - ТЕН (3) [125], що живиться від джерела струму для підігріву масла до температури 250 °С з метою імітування аварійного режиму роботи трансформатора та термопару типу ТХА (2) [126] для контролю температури масла в резервуарі (1). У дні резервуара (1) улаштовано магістраль подавання розігрітого масла до масляного контуру теплообмінника під дією сили тяжіння. Магістраль виконана за допомогою сталеві труби (6) діаметром 30 мм [127]. Для здійснення перекривання доступу масла до магістралі та контролю витрати масла при подаванні до теплообмінника в магістраль вбудовано засувку (шаровий кран) [128] (4). На практиці вищенаведене реалізовано наступним чином. Для контейнера обрано сталеву циліндричну ємність об'ємом 100 л, укладену на бік. У верхній частині сталеві ємності вирізано отвір для заливу трансформаторного масла та укладення трубчастого електричного нагрівача (ТЕН) та встановлення термопари ТХА (Т11) для контролю температури масла. В якості нагрівача застосовано три ТЕНи, сумарною потужністю 2,9 кВт, паралельно під'єднаних до електричного кола живлення 220 В (рисунок 3.3). Для забезпечення електричної ізоляції мідні фазний та нульовий провідники кола живлення, що знаходяться в межах резервуару (1) облаштовані керамічними ізоляторами, здатними витримувати високі температури [129].

З метою забезпечення вимог охорони праці в частині електробезпеки трубчасті нагрівальні елементи були укладені на діелектричні теплостійкі підставки для обмеження контакту з внутрішньою металевою поверхнею ємності для масла (1), для якої також було здійснено заземлення відповідно до вимог [130].



Рисунок 3.3 – Розміщення ТЕНів для нагрівання масла в резервуарі (1)

Після заливу в ємність трансформаторного масла, отвір закривають кришкою з трубкою для відведення розігрітих парів та облаштовують утеплювачем – мінеральною базальтовою ватою [131] з коефіцієнтом теплопровідності  $0,044 \text{ Вт/м}\cdot\text{К}$  задля мінімізації теплових втрат в навколишнє середовище.

В нижній точці магістралі для подавання розігрітого масла розміщений зливний патрубок з засувкою [128] (шаровим краном) (13) для виліву залишків масла після проведення досліджень в зливну ємність. Для охолодження розігрітого масла в теплообміннику до температури  $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$  застосовують дистильовану воду, яка знаходиться в резервуарі (7), з об'ємом близько 10 л. Для подавання води під дією сили тяжіння до водяного контуру теплообмінника застосовують магістраль, що виготовлена за допомогою поліпропіленової труби (10) діаметром 20 мм [132]. Для здійснення контролю витрати води при подаванні до теплообмінника в магістраль вбудовано засувку [128] (шаровий кран) (9), для забезпечування необхідної витрати води за умов її випаровування в теплообміннику в ході процесу теплообміну з розігрітим маслом.

Корпус теплообмінника (6) виготовлено з листової сталі товщиною 2 мм [133]. З'єднання елементів корпусу теплообмінника має бути герметичним, наприклад зварним. Висота масляного (нагрівального) контуру теплообмінника від дна до верхньої трубної решітки (12) складає 1000 мм. Для контролювання

рівня масла в нижній частині корпусу теплообмінника було улаштовано сталевий патрубок з кутом  $90^\circ$ , в який вертикально паралельно корпусу (6) умонтовано трубку (17) з термостійкого силікатного скла [134]. (рисунк 3.4) Герметизацію зазорів між поверхнями трубки та патрубку було здійснено за допомогою термостійкого силіконового герметика.

Водяний охолоджувальний контур теплообмінника виконаний з семи вертикально розташованих гофрованих трубок (11) (які є сполученими посудинами між собою) внутрішнім діаметром 25 мм (1") з низьковуглецевої аустенітної нержавіючої сталі марки AISI 304 [135]. Промисловість виготовляє такі трубки різних діаметрів – від 15 мм до 50 мм. Для теплообмінника було застосовано труби з внутрішнім діаметром 25 мм з характеристиками [136], що указані в таблиці 3.1

Таблиця 3.1 Характеристики та параметри труб гнучких гофрованих з нержавіючої сталі марки AISI 304 (8X18H10).

| Гнучкі гофровані труби                                                  | Нержавіюча сталь марки AISI 304 (8X18H10) |       |       |       |
|-------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------|-------|-------|-------|
| Гофровані нержавіючі труби відпалені-(HE), невідпалені-(CP), (діаметри) | <b>25 мм</b>                              | 32 мм | 40 мм | 50 мм |
| Зовнішній діаметр гофротруб, мм                                         | <b>31,0</b>                               | 37,6  | 44,6  | 52,2  |
| Внутрішній діаметр гофротруб, мм                                        | <b>26,5</b>                               | 32,0  | 37,8  | 43,3  |
| Допустима похибка, мм                                                   | <b>0,4</b>                                | 0,4   | 0,4   | 0,4   |
| Товщина стінки трубопроводу, мм                                         | 0,27 - 0,4                                |       |       |       |
| Вага 1 п.метр гофротруби, кг                                            | <b>0,30</b>                               | 0,380 | --    | --    |
| Крок гофри у труби, мм                                                  | <b>5,26</b>                               | 5,60  | --    | --    |
| Об'єм води в гофротрубі, літрів/1 п.метр                                | <b>0,71</b>                               | 0,982 | --    | --    |
| Площа поверхні гофротруби, кв.м/1 п.метр                                | <b>0,180</b>                              | 0,204 | --    | --    |
| Робоча температура гофротруб,                                           | від -50 до 400                            |       |       |       |
| Максимальна температура гофротруб,                                      | від -50 до 600                            |       |       |       |
| Максимальний (руйнівний) тиск на гофротруб, атм                         | 200                                       |       |       |       |
| Коефіцієнт лінійного розширення для гофротруби                          | 17                                        |       |       |       |
| Коефіцієнт теплопровідності гофротруб, Вт/м·К                           | 17                                        |       |       |       |

Нижня частина трубок встановлена в нижню трубку решітку, яка є дном теплообмінника та відмежовує масляний контур теплообмінника від ємності для підведення води до гофрованих трубок. Розташування гофрованих трубок

реалізовано за способом правильних шестикутників, що дозволяє максимально раціонально скористуватися внутрішнім об'ємом корпусу 4 (рисунок 3.4), і таке розміщення трубок обрано з урахуванням досвіду конструювання кожухотрубних теплообмінних апаратів [79, 85].

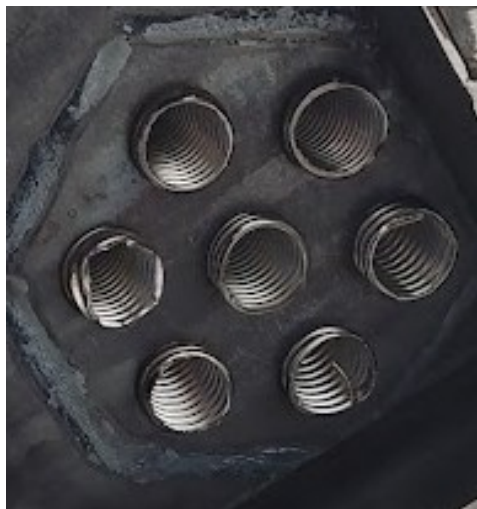


Рисунок 3.4 – Розташування трубок в трубній решітці

Відстань між стінками гофрованих трубок дорівнює 16 мм, що дорівнює  $1/2$  зовнішнього діаметру трубок. Герметизацію трубок в трубній решітці в з'єднанні між собою в нижній частині в трубній решітці (виготовленого з листової сталі товщиною 3 мм), здійснено за допомогою спеціального припою з складом Ag 40%, Cu 26%, Zn 32%, Sn 2% [137]. Висота гофротрубок в теплообміннику (водяний охолоджувальний контур) складає 1000 мм. Для контролювання рівня води в гофрованих трубах було до магістралі подавання води було улаштовано прозору вертикальну трубку [138] (18) паралельно корпусу теплообмінника (6) (рисунок 3.5).

Всередині гофротрубок (11) встановлені спіральні направляючі – завихрювачі (15) з метою зменшення впливу явища плівкового кипіння води, завдяки якому теплообмін між металевою поверхнею гофротрубки та шаром води значно знижується [81]. Спіралі виготовленні з металевої стрічки шириною 4-5 мм і товщиною 0,3 мм. Кут закруту спіралі по відношенню до горизонталі складає приблизно 40 – 50 град (рисунок 3.6).

Гофровані трубки з  
нержавіючої сталі

Корпус  
теплообмінника

Трубка з  
силікатного скла  
для контролю  
рівня масла

Гнучка трубка для  
контролю рівня  
води

Патрубок підведення  
магістралі для  
подавання  
розігрітого масла



Рисунок 3.5 – Зовнішній вигляд корпусу теплообмінника



Рисунок 3.6 – Металеві стрічки – спіралі для улаштування всередині гофротрубок

Проведення експериментальних досліджень забезпечувалося засобами вимірювальної техніки, характеристики яких наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Метрологічні характеристики засобів вимірювальної техніки

| № п/п | Найменування ЗВТ                  | Фізична величина, що вимірюється                        | Діапазон вимірювань                               | Клас точності, невизначеність, похибка засобу вимірювальної техніки                                                                                   |                                          |
|-------|-----------------------------------|---------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1     | IBC “Термоконт”                   | Температура                                             | Від 0 до 1200 °С;                                 | U = 0,3 °С; $\Delta = \pm 0,35$ °С                                                                                                                    |                                          |
| 2     | Термопара ТХА                     | Температура                                             | Від 0 °С до 333 °С;                               | U = 0,5 °С                                                                                                                                            | $\Delta = \pm 2,5$ °С                    |
|       |                                   |                                                         | від 334 °С до 1200 °С                             | U = 0,8 °С                                                                                                                                            | $\Delta = \pm 0,0075 \pm T_{\text{вим}}$ |
| 3     | Лінійка вимірювальна металева     | Лінійні розміри                                         | Від 0 до 1000 мм                                  | U = 0,031 мм; $\Delta = \pm 1,0$ мм                                                                                                                   |                                          |
| 4     | Рулетка «Stanley»                 | Лінійні розміри                                         | Від 0 до 60 м                                     | U = 0,32 мм; $\Delta = \pm 1$ мм                                                                                                                      |                                          |
| 5     | Штангенциркуль ШЦЦП-1-150-0,005   | Лінійні розміри                                         | Від 0 мм до 150 мм                                | 2 клас точності;<br>U = 0,0069 мм; $\Delta = \pm 0,005$ мм                                                                                            |                                          |
| 4     | Барометр-анероїд контрольний М-67 | Атмосферний тиск                                        | Від 610 мм рт. ст. до 790 мм рт. ст.              | U = 1,74 мм рт. ст.<br>$\Delta = \pm 1$ мм рт. ст.                                                                                                    |                                          |
| 5     | Термогігрометр “Testo” 608-H1     | Температура навколишнього середовища, вологість повітря | Від 0 до 50 °С<br>від 2 % до 98 %                 | U = 0,3 °С; $\Delta = \pm 0,5$ °С<br>U = 1,3 %; $\Delta = \pm 3$ %                                                                                    |                                          |
| 6     | Секундомір СОС пр. 2Б-2-010       | Час                                                     | Від 0 до 3600 с;<br>від 0 до 60 с;<br>більше 60 с | 2 клас точності; U = 0,163 с;<br>$\Delta = \pm (0,4 \cdot t_{\text{вим}} / 60)$ с;<br>$\Delta = \pm (0,4 + 1,5 \cdot (t_{\text{вим}} - 60) / 3540)$ с |                                          |
| 7     | Термоанемометр цифровий AR 856    | Швидкість вітру                                         | Від 0,3 м/с до 45 м/с                             | U = 1,44 м/с;<br>$\Delta = \pm 0,2$ м/с                                                                                                               |                                          |

Всередині корпусу теплообмінника (6), між гофротрубками, з кроком 100 мм розміщені одна над одною 11 термопар типу ТХА (Т0-Т11) [126] для здійснення контролю температури масла, яке надходить з ємності (1). Так, термопара Т0 улаштована на дні теплообмінника, на рівні заливного отвору розігрітого масла. Термопара Т10 улаштована на висоті 1000 мм на рівні вихідного отвору мала з корпусу теплообмінника. Термопари закріплені на сталевих штангах товщиною 3 мм, які в свою чергу через висвердлені отвори в верхній трубній решітці в були просунуті в середині корпусу теплообмінника поміж зовнішніх поверхонь гофрованих труб. В верхній частині корпусу теплообмінника для забезпечення виходу з масляного контуру охолодженого нижче температури спалаху масла, встановлено патрубок (8). Спосіб улаштування

термопар з штангами в теплообміннику, встановлення завихрювала та патрубків виходу масла (8) наведено на рисунку 3.7.

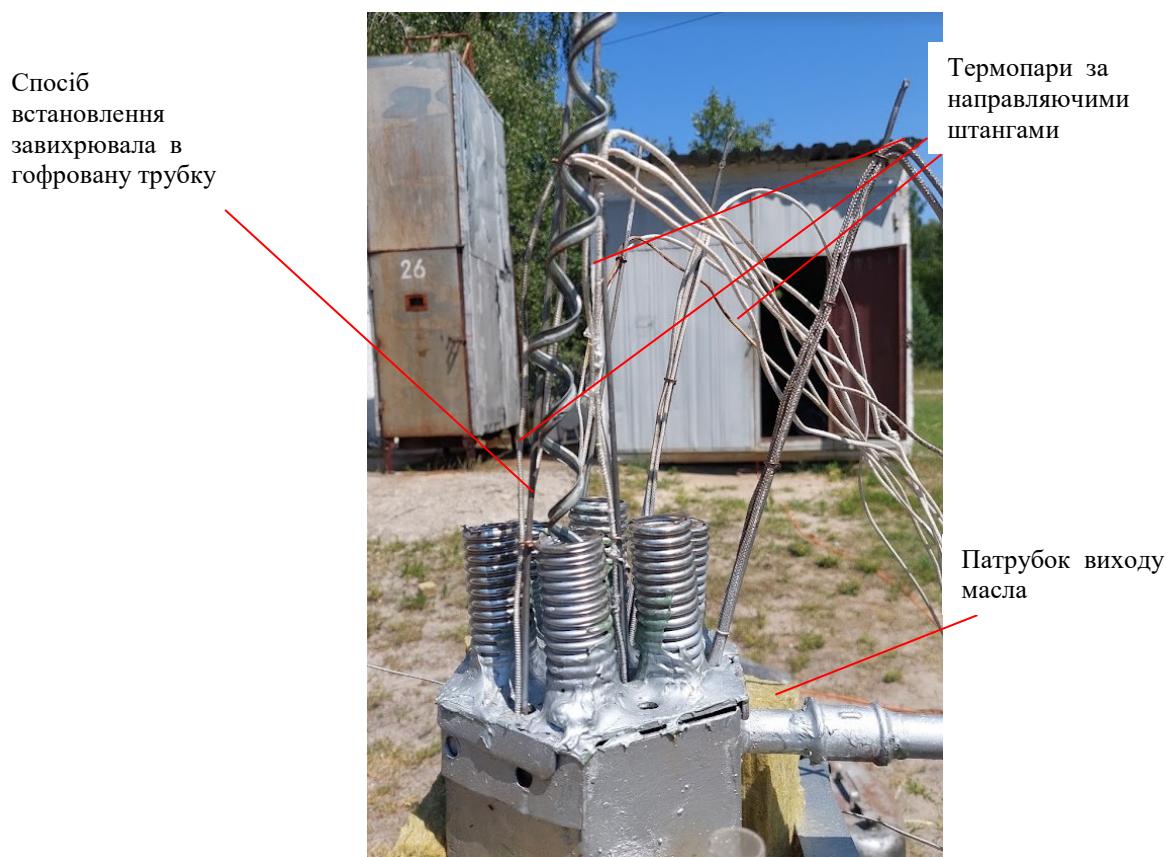


Рисунок 3.7 – улаштування термопар ТХА, завихрювала та патрубка виходу масла теплообмінника

Задля мінімізації теплових втрат в навколишнє середовище резервуар (1), магістраль (5) та корпус теплообмінника (6) опоряджена зовні по периметру теплоізоляцією - мінеральною ватою (16) товщиною 50 мм і коефіцієнтом теплопровідності 0,044 Вт/м·К.

За своїм принципом дії експериментальний теплообмінник є одноходовим, з застосуванням прямотечійної схеми руху теплоносіїв [78-80].

Висота водяного охолоджуючого контуру теплообмінника від нижньої трубної решітки (дна) до патрубка зливу охолодженого масла (8) має складати не менше ніж 1000 мм. Цей параметр був обраний, виходячи значень, отриманих з наступних розрахунків.

Теплове навантаження теплообмінника ( $Q_{\text{тепл}}$ ) становить 13675 кДж, для розрахунку якого було застосовано формулу [30]:

$$Q_{\text{тепл}} = m_{\text{масл}} C_{p_{\text{масл}}} \Delta T_{\text{масл}} \quad (3.1)$$

де:  $m_{\text{масл}}$  – маса масла, 100 кг;

$C_{p_{\text{масл}}}$  – питома середня теплоємність масла 2,735 кДж (кг К) [25];

$\Delta T_{\text{масл}}$  – різниця температури гарячого теплоносія (масла) на вході та на виході з теплообмінника (100 К).

Для утилізації 13675 кДж теплової енергії від нагрітого масла в теплообміннику має випаритися приблизно ( $m_{\text{вод}}$ ) 5,945 кг води, що знайдено за формулою:

$$m_{\text{вод}} = Q_{\text{тепл}} / L_{\text{пар}} \quad (3.2)$$

де  $L_{\text{пар}}$  – питома теплота пароутворення води (2,26 МДж/кг).

Таким чином, щоб вмістити таку масу води, необхідно, щоб висота охолоджуючого контуру (сім гофротрубок) була не менше ніж 1000 мм (внутрішній об'єм однієї трубки складає 0,71 дм<sup>3</sup>/ на 1 п.м [29]).

Для забезпечення заповнення вертикально розташованого теплообмінника маслом та водою під дією атмосферного тиску ємності для масла (1) та води (7) розташовані на підвищеннях, здатних витримувати механічні навантаження.

На рисунку 3.8 (а, б) наведено зовнішній вигляд експериментальної теплообмінної установки.

Нижче наведені деякі розмірні параметри експериментальної теплообмінної установки, що стосуються магістралей для подавання трансформаторного масла та води до теплообмінника. Так, відстань від патрубку для витоку масла з ємності 1 (резервуар для масла) до рівня землі становила 1670 мм.

Відстань від патрубку для витоку води з ємності 2 (резервуар для води) до рівня землі становила 1510 мм.

Довжина патрубку для витоку масла з ємності 2 (резервуар для води) (від корпусу ємності до колінного з'єднувача 90°) становила 290 мм.



а) Експериментальна установка без опорядження теплоізоляційною мінеральною ватою



б) Експериментальна установка з опорядженням теплоізоляційною мінеральною ватою

Рисунок 3.8 – Зовнішній вигляд експериментальної теплообмінної установки у зборі

Довжина патрубкa для заливy масла в теплообмінник (від колінного з'єднувача 90° до корпусу теплообмінника) становила 400 мм.

Довжина вертикальної секції трубопроводу для заливy масла в теплообмінник (між колінними з'єднувачами 90°) становила 1350 мм.

Вимоги до проведення експериментальних досліджень

Суть експерименту зводиться до імітації аварійної ситуації у трансформаторі, під час якої температура масла підвищується до аварійного значення температури самозаймання  $> 250\text{ }^{\circ}\text{C}$ , відбувається розгерметизація корпусу трансформатора з подальшим витокom масла в маслоприймач. В експерименті імітацією корпусу трансформатора є резервуар для масла (1) а засувка на магістралі для подавання масла (4) є імітацією отвору в корпусі. Відповідно до [29] трансформаторне масло є горючою рідиною, показники його пожежної небезпеки уточнені під час експериментальних досліджень, що викладено в праці [61, 116]. Визначені показники дозволили застосувати діапазон зміни значень температури трансформаторного масла: від аварійного значення (температури самозаймання) до температури спалаху (або нижче) через його охолодження під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника.

Час проходження розігрітого масла через теплообмінник має відбуватися впродовж тривалості часу до 15 хв (900 с).

Під час експерименту визначають зміну температури масла в ході його проходження через масляний контур теплообмінника за рахунок теплообміну з стінками гофротруб, наповнених водою.

Під час експерименту інформаційно-вимірювальною системою «Термоконт» вимірюють і реєструють значення температури трансформаторного масла в середині ємкості (1) (термопара T11), та всіх рівнях поверхні теплообмінну а теплообміннику (термопари T0-T10).

При проведенні експерименту повинна виконуватися умова, яка полягає в тому, що температура масла у місці виходу з теплообмінника не повинна перевищувати температуру спалаху ( $150\text{ }^{\circ}\text{C}$ ).

Алгоритм проведення експериментальних досліджень складався з таких етапів:

- підготовчий етап, що передбачав визначення мети, розробку методики та підготовку необхідного обладнання;
- проведення експериментальних досліджень, яке включало здійснення вимірювань та фіксацію отриманих даних;
- аналіз та оцінка результатів, спрямовані на обробку отриманих даних, їх інтерпретацію та формулювання висновків.

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 термопарі Т11 в ємності (1), заливання в ємність (1) трансформаторного масла в об'ємі 100 л та обгортання ємності мінеральною ватою;
- заливання в ємність (7) дистильованої води в об'ємі приблизно 10 л та поданням води до водяного контуру теплообмінника за допомогою відкриття засувки (9).
- монтування термопар Т0-Т10 в теплообміннику, їх під'єднання до системи аналогово-цифрових перетворювачів інформаційно-вимірювальної системи «Термоконт», налаштування системи вимірювання процесу охолодження масла до роботи, налаштування комп'ютера та програмного забезпечення для вимірювання температури (рисунок 3.9);
- встановлення засобів для здійснення фото та відео фіксації моментів експерименту;
- 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 ТЕНів (2).

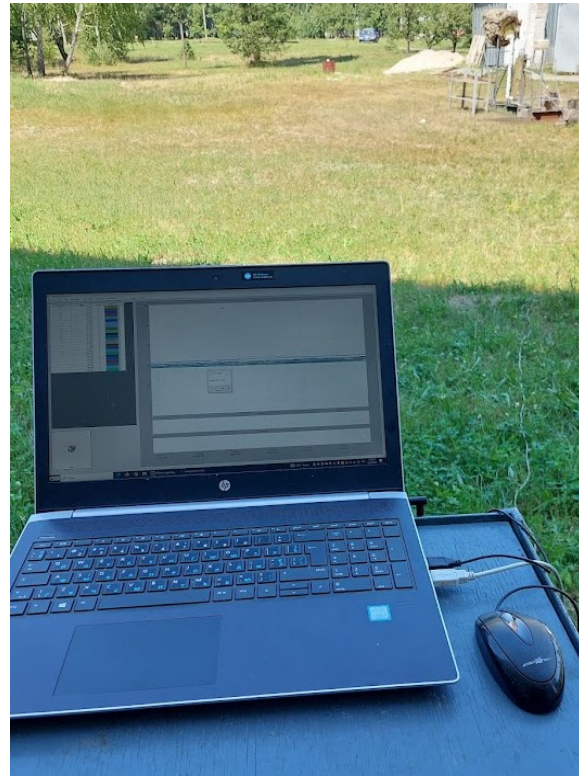


Рисунок 3.9 – система аналогово-цифрових перетворювачів інформаційно-вимірювальної системи «Термоконт» та комп'ютер з програмним забезпеченням для вимірювання та реєстрації температури.

Послідовність проведення експерименту зводиться до такого:

- за досягнення маслом у ємкості (1), що імітує трансформатор, температури, наближеної до аварійних значень (більше 250 °С), вимикалось живлення трубчастих нагрівальних елементів (2);

- відкривався засувка (4) і масло по магістралі (5) під дією сили тяжіння подавалось в масляний контур теплообмінника.

- за допомогою інформаційно-вимірювальної системи «Термоконт» фіксувалася зміна температури масла під час його проходження через теплообмінник завдяки нагріванню та подальшого кипіння води в гофрованих трубках (11);

- охолоджене масло через патрубок (8) зливалось в металеві ємності для повторного використання;

- експеримент тривав до моменту повного витікання масла із ємності (1).

Оцінювання отриманих результатів експериментальних досліджень кожного досліді подаються окремо, з визначенням середнього значення.

За результат дослідження приймають середнє арифметичне значення результатів 4-х експериментів визначення температури трансформаторного масла по кожній термопарі Т0-Т10 та будують залежність зміни його температури під час його проходження через теплообмінник.

За отриманими даними визначається похибка за формулою (4.1):

$$\Delta A = \pm k \sqrt{(\Delta A_1)^2 + (\Delta A_2)^2} \quad (3.3)$$

де:  $\Delta A$  – абсолютна похибка;

$\Delta A_1$  – похибка засобів вимірювання (термопара);

$\Delta A_2$  – похибка вимірювальних пристроїв;

$k$  – коефіцієнт, що залежить від імовірності ( $k=1,1$  при  $P=0,95$ ).

Вимоги безпеки.

До проведення досліджень допускаються особи, які пройшли загальний інструктаж з охорони праці, ознайомились з порядком проведення досліджень, отримали інструктаж із уточненням функцій кожного учасника досліджень.

Під час організації та проведенні досліджень керуються інструкціями ІНД ЦЗ НУЦЗ України, якими встановлено вимоги з безпеки праці безпосередньо на робочому місці, іншими нормативними документами з безпеки праці.

До проведення експерименту необхідно визначити й огородити тимчасовою огорожею небезпечну зону на відстані не менше 3 м від експериментальної теплообмінної установки. До небезпечної зони стороннім особам входити заборонено.

Комп'ютерну техніку, що застосовувалася з інформаційно-вимірювальною системою «Термоконт» необхідно установити на безпечній відстані від експериментальної теплообмінної установки.

До проведення експерименту ємність (1) необхідно заземлити для забезпечення вимог електробезпеки.

Під час проведення досліджень всі учасники повинні бути одягнені у спеціальний одяг, забезпечені захисними касками та засобами захисту очей.

Під час проведення дослідження слід користуватися справними електричними установками без механічних і термічних дефектів (автоматичні вимикачі, електричні розетки, тимчасова електропроводка, ТЕНи).

Місце проведення експериментальних досліджень повинно бути забезпечено засобами пожежогасіння, а саме:

- не менше ніж двома порошковими вогнегасниками із масою заряду порошку не менше ніж 5 кг;
- кошмою, ящиком із піском об'ємом не менше ніж 0,5 м<sup>3</sup> та лопатою;
- металевим відром із водою.

Експериментальні дослідження поводяться не менше ніж двома операторами.

Під час проведення досліджень забороняється заходити у 3-х метрову зону огорожі особам, які не беруть участь у дослідженні; включати електронагрів трансформаторного масла, коли в зоні експериментальної теплообмінної установки перебувають люди; здійснювати залив нагрітого масла в теплообмінник, коли в зоні експериментальної установки перебувають люди, проводити дослідження під час опадів.

На рисунку 3.10 наведено горіння випарів нагрітого трансформаторного масла внаслідок самозаймання під час проведення пробного нагріву масла в ємності (1).



Рисунок 3.10 – аварійна ситуація, що виникла при пробному нагріві трансформаторного масла

Розроблена програма та методика експериментальних досліджень зі встановлення закономірності зниження температури мінерального трансформаторного масла від 250 °С до температури спалаху (150 °С) і нижче під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника

### **3.2. Результати експериментальних досліджень зниження температури трансформаторного масла**

Експериментальні дослідження зниження температури трансформаторного масла в теплообміннику проводилися за методикою [123].

Відомо, що трансформаторне масло призначено для ізоляції частин і вузлів силового трансформатора, що знаходяться під напругою, відведення тепла від нагрітих при роботі трансформатора частин, а також запобігання ізоляції від зволоження. За стандартом міжнародної електротехнічної комісії ІЕС 60596-1-40 [31] трансформаторні мінеральні масла це ізоляційні рідини класу О1, що означає, що температура займання масла становить  $\leq 300$  °С, а нижча теплота згорання  $\geq 42$  МДж/кг. При аварійному режимі роботи маслонаповненого електроустаткування може статися вилив розігрітого вище температури спалаху трансформаторного масла, яке може зайнятися та сприяти розвитку та поширенню пожежі. Вважається, що пожежі за участю викиду ізоляційних рідин

класу О1 [31] приносять найбільші матеріальні втрати. Трансформаторне масло це низько токсична речовина, з температурою застигання: мінус 45 °С, кипіння: 250 °С, розкладання: 280 °С, спалаху: 135-148 °С, займання: 160 °С, самозаймання: >270 °С [115].

Відомо, що густина та теплоємність масла має лінійну залежність від температури, при цьому в літературі [139] вказані дані щодо густини та теплоємності масла до 120 °С. З урахуванням цього, вдалося побудувати лінійну залежність густини та теплоємності трансформаторного масла від температури до 250 °С включно (рисунок 3.11 та 3.12).

При розрахунках за формулою 3.1 було обрано теплоємність масла 2730 Дж/(кг·К), яку отримано, як середнє від значень теплоємностей за температур 250 °С та 150 °С (рисунок 3.11).

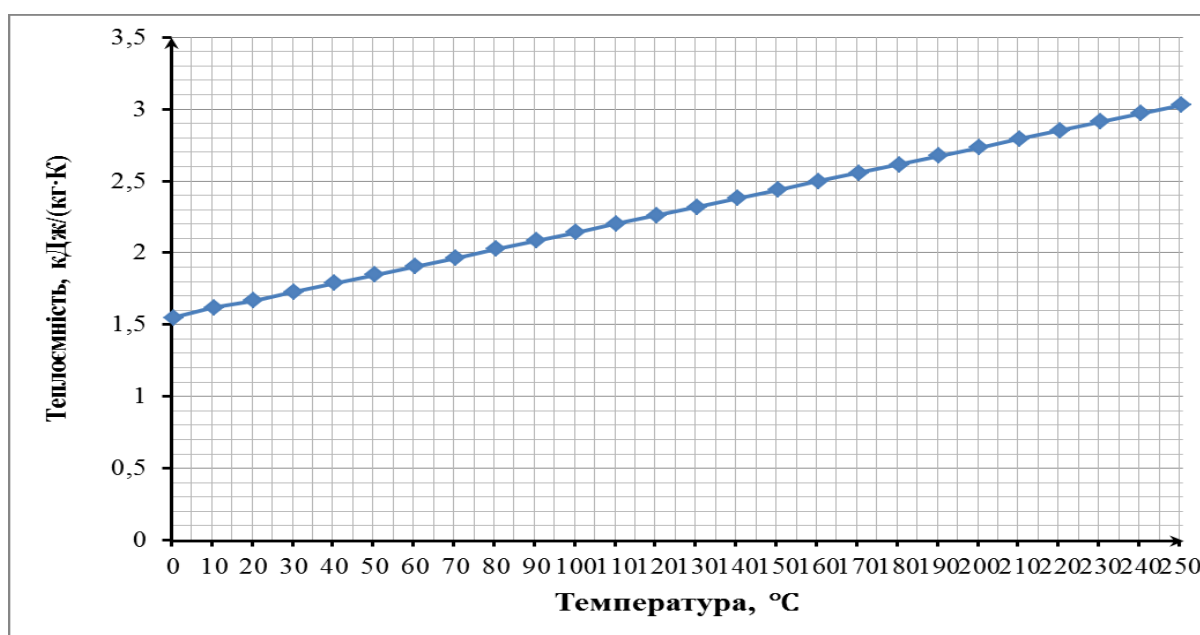


Рисунок 3.11 – Теплоємність масла

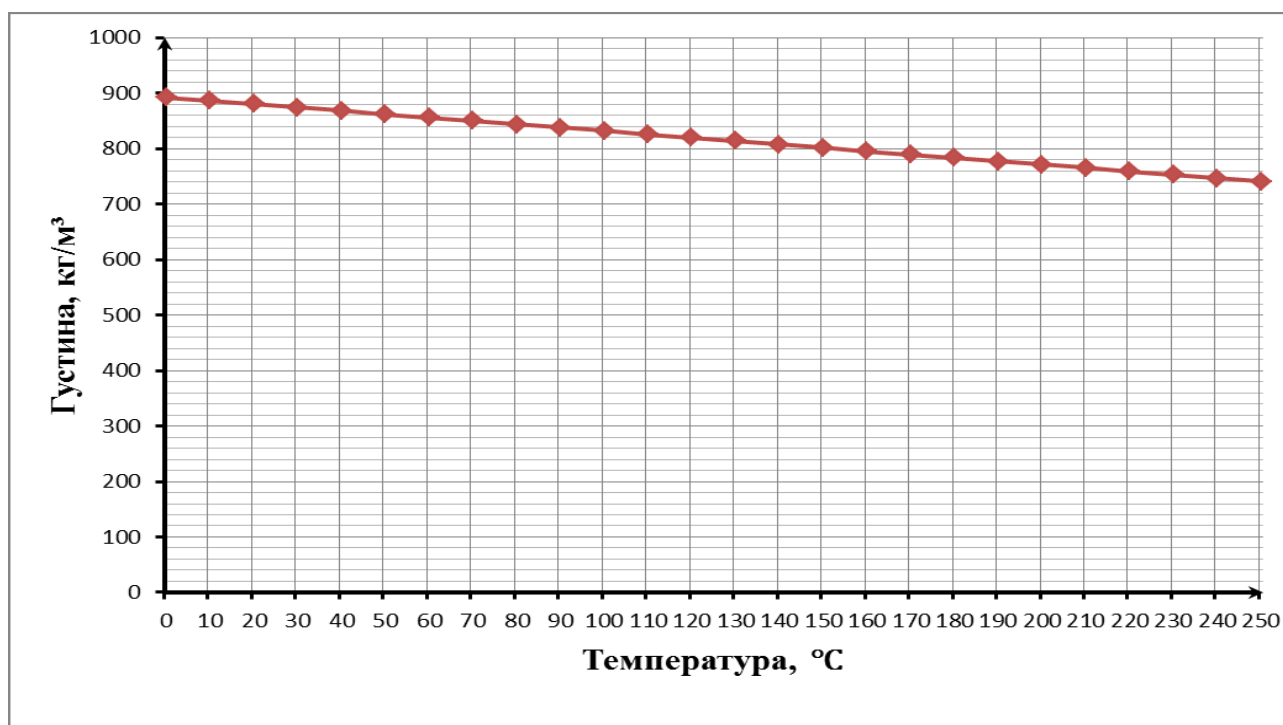


Рисунок 3.12 – Густина масла

У процесі експериментальних досліджень, описаних у [123], використовували трансформаторне масло марки Nytro 11 GX [115], що відповідає стандарту Міжнародної електротехнічної комісії IEC 60296 [29]. Відповідно до заяв виробника – шведської компанії Nynas AB, яка спеціалізується на виробництві нафтових і бітумних масел, цей продукт є високоякісним ізоляційним маслом із покращеними експлуатаційними характеристиками, розробленими для специфічних сфер застосування. Завдяки спеціально підбраному складу, Nytro 11 GX має підвищену стійкість до утворення осаду та окислення, що сприяє подовженню терміну служби трансформаторів і мінімізації витрат на їх обслуговування.

Це масло спеціально створене для використання в маслонаповненому електрообладнанні, зокрема в силових і розподільчих трансформаторах.

Основні експлуатаційні характеристики та переваги цього масла:

Ефективний тепловідвід – низька в'язкість забезпечує ефективне охолодження магнітопроводу та обмоток трансформатора.

Висока стійкість до окислення – завдяки унікальному складу масло має підвищену стабільність, що запобігає утворенню осаду та забезпечує довговічність роботи.

Відмінні низькотемпературні властивості – низький вміст парафіну в нафтеневій основі дозволяє трансформаторам працювати при екстремально низьких температурах без додаткових присадок, що знижують точку застигання.

Висока діелектрична міцність – при дотриманні умов зберігання та експлуатації масло не лише відповідає жорстким вимогам до діелектричних властивостей, а й перевищує їх.

Основні характеристики трансформаторного масла марки Nytro 11 GX [115] наведено у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Характеристики трансформаторного масла марки Nytro 11 GX [115]

| Властивість                                   | Одиниця вимірювання | Гарантовані показники |       | Типові показники |
|-----------------------------------------------|---------------------|-----------------------|-------|------------------|
|                                               |                     | min                   | max   |                  |
| фізичні                                       |                     |                       |       |                  |
| Зовнішній вигляд                              | —                   | прозоре, без осаду    |       | відповідає       |
| Густина за 20 °С                              | кг/дм <sup>3</sup>  | —                     | 0,895 | 0,870            |
| В'язкість за 40 °С                            | мм <sup>2</sup> /Б  | —                     | 11,0  | 9,2              |
| В'язкість за мінус 30 °С                      | мм <sup>2</sup> /Б  | —                     | 1800  | 800              |
| Температура застигання                        | °С                  | —                     | -45   | -51              |
| хімічні                                       |                     |                       |       |                  |
| Кислотне число                                | мг КОН/г            | —                     | 0,01  | < 0,01           |
| Корозійна сірка                               | —                   | некорозійна           |       | некорозійна      |
| Масовий вміст ароматів                        | %                   | —                     | —     | < 5              |
| Антиоксидант, феноли                          | маса %              | 0,3                   | 0,4   | 0,38             |
| Вміст води                                    | мг/кг               | —                     | 30    | < 20             |
| Вміст фурфурала                               | мг/кг               | —                     | 0,1   | < 0,1            |
| електричні                                    |                     |                       |       |                  |
| Тангенс кута діелектричних втрат за 90 °С     |                     | —                     | 0,005 | < 0,001          |
| Міжфазний натяг                               | мН/м                | 40                    | —     | 50               |
| Пробивний натяг:                              |                     |                       |       |                  |
| - перед обробленням                           | кВ                  | 30                    | —     | 40-60            |
| - після оброблення                            | кВ                  | 70                    | —     | > 70             |
| стабільність окисленню                        |                     |                       |       |                  |
| За 120 °С, 500 год                            | —                   | —                     | —     | —                |
| Загальне кислотне число                       | мг КОН/г            | —                     | 1,2   | < 0,20           |
| Осад                                          | маса %              | —                     | 0,8   | < 0,50           |
| Тангенс кута діелектричних втрат / 90 °С      |                     | —                     | 0,500 | < 0,10           |
| безпека, вплив на здоров'я людини та довкілля |                     |                       |       |                  |
| Температура спалаху                           | °С                  | 135                   | —     | 148              |
| Екстрагуємі з'єднання                         | маса %              | —                     | 3     | < 3              |
| ПХБ за ІЕС 61619                              | —                   | не виявлено           |       | не виявлено      |

Фізикохімічні характеристики мінерального трансформаторного масла Nytro 11 GX наведено у таблиці 3.3.

Таблиця 3.3 – Фізикохімічні характеристики мінерального трансформаторного масла Nytro 11 GX [115]

| № з/п | Властивість                                                                  | Показник                                                                                                 |
|-------|------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1     | Вид продукту                                                                 | ізоляційне масло                                                                                         |
| 2     | Фізичний стан                                                                | рідина                                                                                                   |
| 3     | Колір                                                                        | світло-жовтий                                                                                            |
| 4     | Запах                                                                        | без запаху / нафтовий ефір                                                                               |
| 5     | Хімічна стабільність                                                         | стабільне за нормальних умов                                                                             |
| 6     | Умови, що викликають небезпечні зміни                                        | окиснювач                                                                                                |
| 7     | Точка кипіння                                                                | > 250 °C                                                                                                 |
| 8     | Точка розм'якшення                                                           | мінус 60 °C                                                                                              |
| 9     | Температура розкладання                                                      | > 280 °C                                                                                                 |
| 10    | Температура спалаху                                                          | закритий тигель: > 140 °C<br>[Пенські-Мартенса]                                                          |
| 11    | Тиск парів                                                                   | 160 Па за 100 °C                                                                                         |
| 12    | Відносна густина                                                             | 0,87 г/см <sup>3</sup> за 15 °C                                                                          |
| 13    | Розчинність                                                                  | не розчиняється у воді;<br>розчиняється у більшості органічних розчинників                               |
| 14    | В'язкість                                                                    | кінематична (за 40 °C): 0,087 см <sup>2</sup> /с                                                         |
| 15    | Екстрагуємі суміші диметилсульфоксиду для базового масла відповідно до IP346 | < 3 %                                                                                                    |
| 16    | Температура самозаймання                                                     | > 270 °C                                                                                                 |
| 17    | Токсичність (наслідки для здоров'я)                                          | низька токсичність                                                                                       |
| 18    | Екологічна токсичність                                                       | токсичність водного середовища для базового масла: LC50 за значень > 1000 мг/л, що є низькою токсичністю |
| 19    | Здатність до розкладання                                                     | піддається біологічному розкладанню                                                                      |

Основними показниками, що характеризують пожежну небезпеку речовин і матеріалів, зокрема для рідин, є група їх горючості та температури спалаху, займання, самозаймання. З метою уточнення даних виробника масла марки Nytro 11 GX в праці Климася Р.В. [61, 116] було проведено експериментальні дослідження з визначення пожежонебезпечних характеристик трансформаторного масла відповідно до методів, що визначені в ДСТУ 8829 [117].

Тож, в результаті проведення експериментальних досліджень [61, 116] було отримано такі уточнені дані щодо температури спалаху, температури займання та температури самозаймання трансформаторного масла (таблиця 3.4).

Таблиця 3.4 – Результати дослідження [61, 116] трансформаторного масла на показники, що характеризують його пожежну небезпеку

| Методи випробувань за ДСТУ 8829 [117]     |                                            |                          |                              |
|-------------------------------------------|--------------------------------------------|--------------------------|------------------------------|
| Температура спалаху у закритому тиглі, °C | Температура спалаху у відкритому тиглі, °C | Температура займання, °C | Температура самозаймання, °C |
| 141                                       | 150                                        | 154                      | 252                          |

Таким чином, відповідно до вимог п. 6.1 і п. 7.2.2 ДСТУ 8829 [117] трансформаторне масло марки Nytro 11 GX виробництва шведської фірми Nynas AB відноситься до горючих рідин.

Визначення пожежонебезпечних характеристик трансформаторного масла марки Nytro 11 GX [115] за методами, встановленими ДСТУ 8829 [117], дозволило визначити критерії оцінювання ефективності розробленого теплообмінника, а саме: зниження температури трансформаторного масла має відбутися від аварійного значення до температури спалаху (150 °C) і нижче.

Дослідження проводилися на пожежно-випробувальному полігоні Інституту державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту (с. Дмитрівка, Бучанського району, Київської області) за таких умов довкілля:

- температура: 25 °C;
- відносна вологість повітря: 60 %;
- атмосферний тиск: 745 мм.рт. ст.

Створена для проведення експерименту теплообмінна установка складається з трьох основних блоків, схему якого наведено на рисунку 3.13.

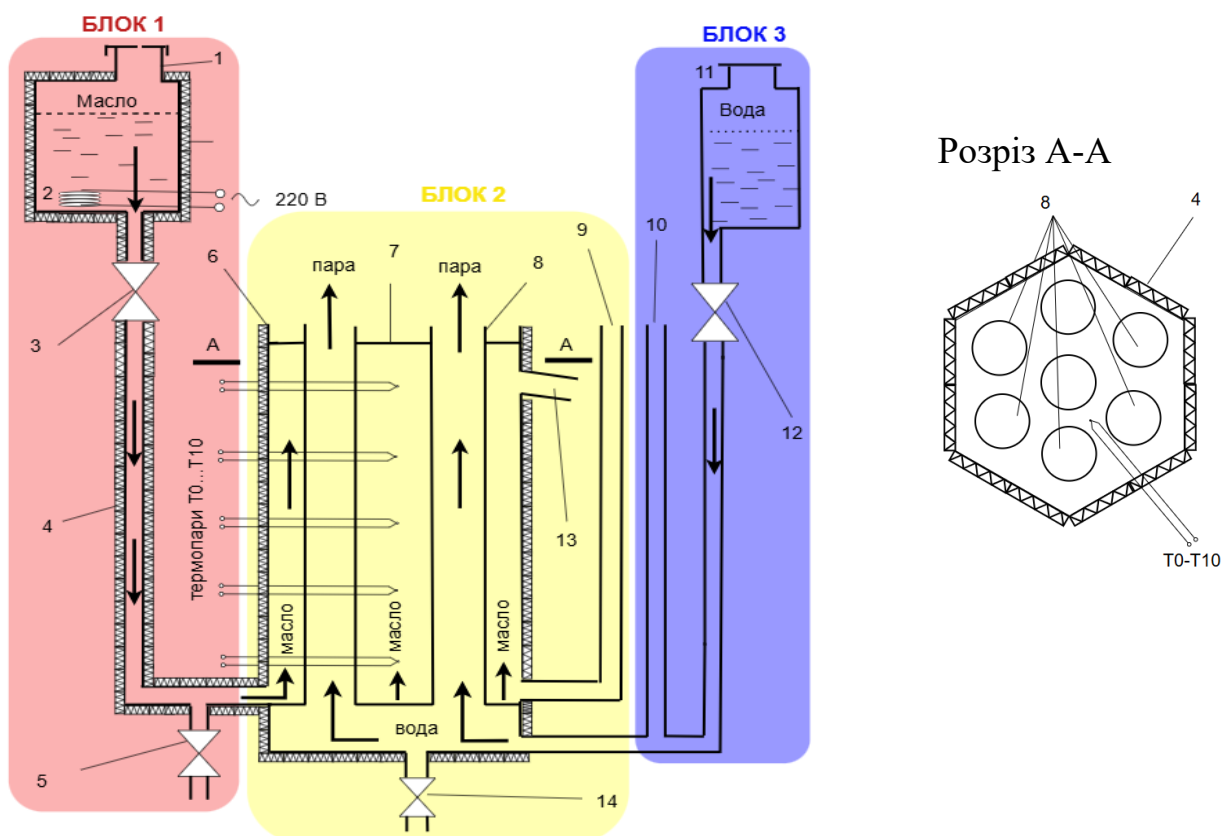


Рисунок 3.13 – Конструкція експериментальної теплообмінної установки

Пояснення до рисунку 3.13:

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

Блок 1, що імітує аварію в маслонаповненому трансформаторі, складається з сталевій ємкості (1) [124], в яку заливалося масло об'ємом 100 л, магістралі для

подавання масла до теплообмінника (імітація аварійного виливу масла), що виготовлена з сталеві трубки внутрішнім діаметром 30 мм [127], засувки для перекривання подавання масла (3); ТЕНу для нагрівання масла потужністю 3 кВт [125]; засувка (5) для повного зливу масла з масляного контуру теплообмінника.

Блок 2 складається із теплообмінника, корпус (6) якого виготовлений з листової сталі [133] та має форму шестикутної призми, всередині якого розташований водяний охолоджуючий контур - сім вертикально розташованих гофрованих трубок (8) внутрішнім діаметром 25 мм (1") з низьковуглецевої аустенітної нержавіючої сталі марки AISI 304 [135]. 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 засувкою (14). Для вимірювання температури масла на різних рівнях всередині корпусу теплообмінника встановлювалися термопари ТХА [126] 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 від дна, термопара Т3 – на відстані 300 мм від дна, термопара Т4 – на відстані 400 мм від дна, термопара Т5 – на відстані 500 мм від дна, термопара Т6 – на відстані 600 мм від дна, термопара Т7 – на відстані 700 мм від дна, термопара Т8 – на відстані 800 мм від дна, термопара Т9 – на відстані 900 мм від дна. 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 [134].

Для зниження втрат тепла елементи Блоків 1 та 2 опоряджено мінеральною ватою (4) [131] з коефіцієнтом теплопровідності 0,044 Вт/м К.

Блок 3 являє собою ємність (11) з магістраллю для подавання дистильованої води до охолоджуючого контуру (8) теплообмінника. Магістраль виконана з поліпропіленові труби [132] 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 [138]. Конструкція засувок 3, 5, 12, 14 виконана з урахуванням вимог [128].

Відповідно до визначених методикою [123] 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 °С).

Алгоритм дій при проведенні експериментальних досліджень включав такі етапи:

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

Вигляд дослідного експериментальної теплообмінної установки з візуалізаційним окресленням блоків 1-3 під час проведення експерименту зображено на рисунку 3.14.

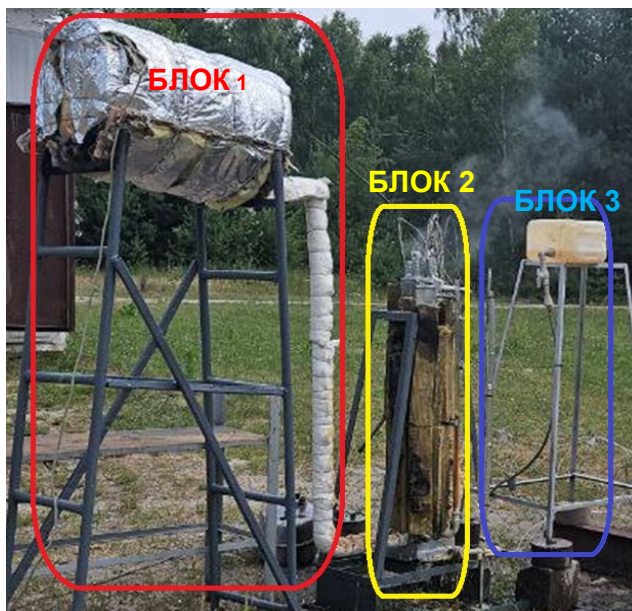


Рисунок 3.14 – Зображення експериментальної теплообмінної установки під час проведення експерименту

Порядок підготовки до проведення експерименту детально описано у розділі 3.1 і в роботі [123].

Проведення експерименту здійснювалось у такій послідовності:

- за досягнення маслом у ємкості (1), що імітує трансформатор, температури, наближеної до аварійних значень (близько 250 °С) (рисунок 3.15), вимикалось живлення ТЕНу (2);

- відкривався засувка (3) і масло по магістралі (6) під дією сили тяжіння подавалось в корпус теплообмінника, всередині якого установлений охолоджувальний контур з гофрованих трубок з нержавіючої сталі з холодоагентом – водою;

- за допомогою системи вимірювання температури за показами термопар Т0-Т10 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 відкривали засувки (5) та (14).

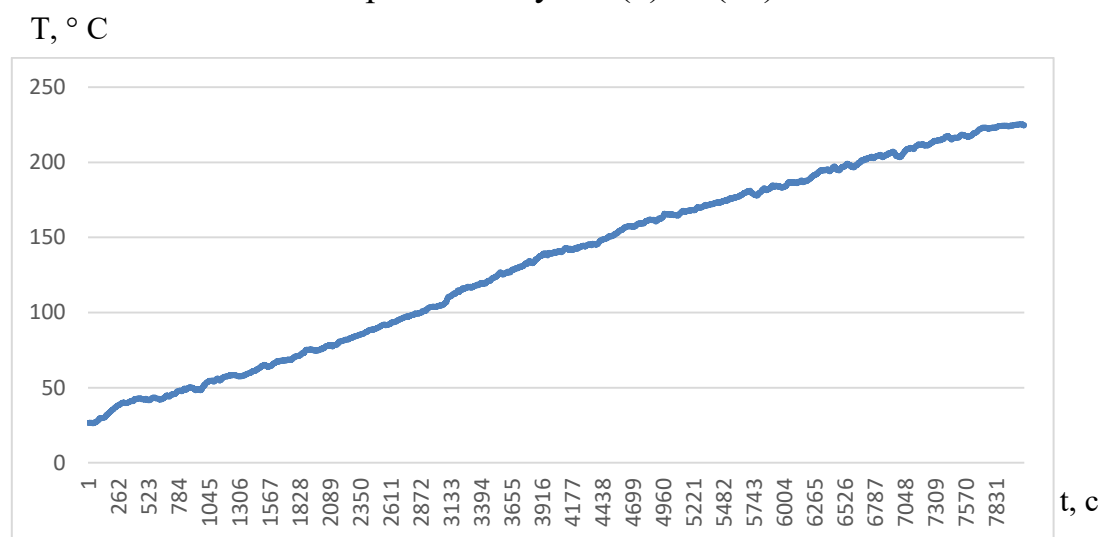


Рисунок 3.15 – Графік процесу нагрівання масла в ємності (1)

Експериментальні дослідження із встановлення закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника проводили чотири рази.

Результати кожного експерименту фіксувалися окремо з визначенням середнього значення.

За результатами чотирьох досліджень за показами термопар T0-T10 побудовані графіки зміни середніх значень температури трансформаторного масла під час його проходження через охолоджуючий контур теплообмінника (рисунок 3.16).

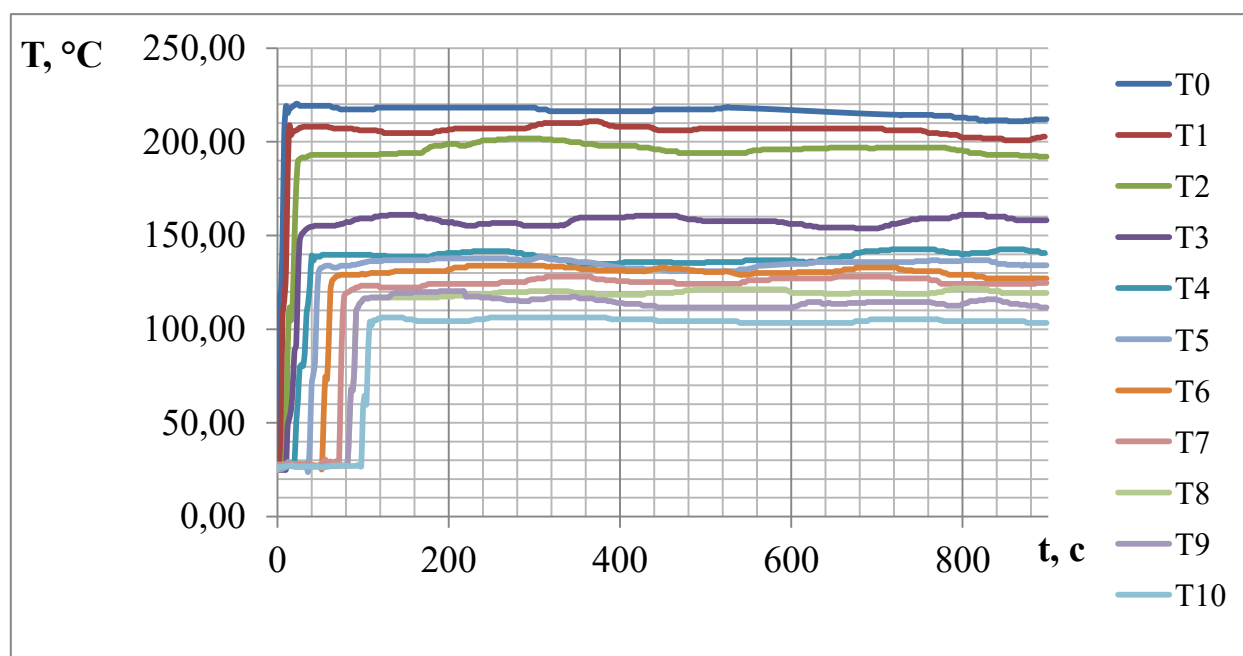


Рисунок 3.16 – Середні значення температур трансформаторного масла під час його проходження теплообмінником за результатами чотирьох експериментів

Результати експериментальних досліджень із встановлення закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника за показами термопар T0 - T10 за результатами чотирьох дослідів наведено у таблиці 3.5.

Суттєва різниця між результатами вимірювання температури термопар 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 3.17 можна зробити висновок, що кипіння води в охолоджуючому контурі стався після досягнення маслом термопари T2.

Відповідно до даних досліджень час досягнення маслом цієї термопари стався складав приблизно 25 с після початку випробування.

Загальний середній час охолодження трансформаторного масла під час його проходження через охолоджуючий контур теплообмінника (довжиною 1000 мм) складав приблизно 100 с.

Таблиця 3.5 - значення температур трансформаторного масла під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника, отримані за показами термопар T0-T10

| Позначення термопар | Середні значення температур, °C      |     |     |     |                                        |
|---------------------|--------------------------------------|-----|-----|-----|----------------------------------------|
|                     | За результатами кожного експерименту |     |     |     | За результатами чотирьох 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                                    |

За даними таблиці 3.5 побудовано графік залежності зниження температури трансформаторного масла від висоти охолоджуючого контуру теплообмінника (рисунок 3.17). Червоними вертикальними лініями указано ділянку з інтенсивним відбором тепла від масла за рахунок кипіння води (впливу прихованої теплоти пароутворення).

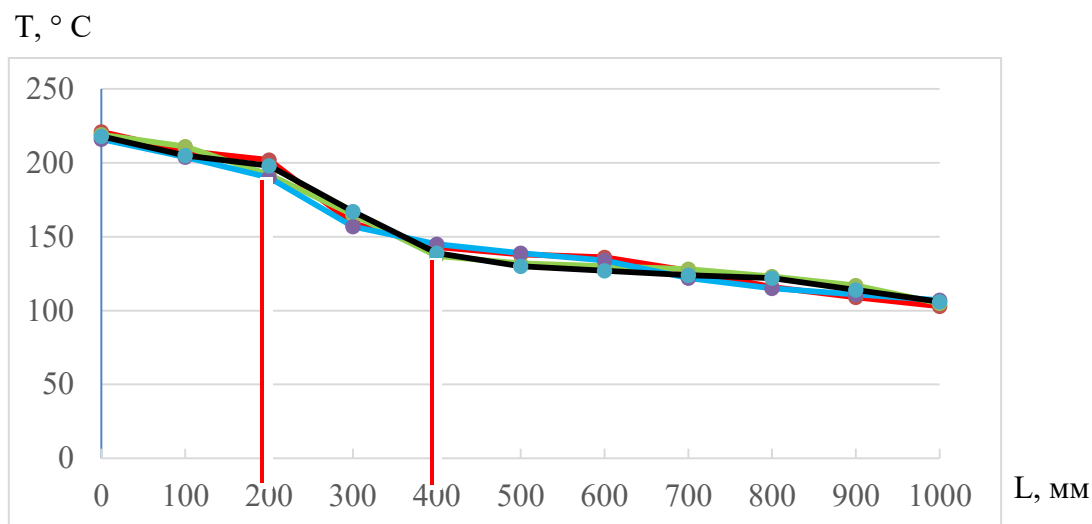


Рисунок 3.17 – залежність температури трансформаторного масла від висоти охолоджуючого контуру теплообмінника за результатами чотирьох експериментів

За результатами середніх значень чотирьох діаграм (рисунок 3.17), що відтворюють зниження температури трансформаторного масла залежно від відстані проходження охолоджуючим контуром теплообмінника встановлено, що залежність зниження температури описується поліномом 3-го порядку і має вигляд (3.4)

$$\Delta T = -33,8 \cdot 10^{-8} \cdot x^3 + 1,6 \cdot 10^{-4} \cdot x^2 - 0,242 \cdot x + 224,87 \quad (3.4)$$

де  $\Delta T$  – температура;

$x$  – висота охолоджуючого контуру теплообмінника.

### 3.3. Оцінювання результатів експериментальних досліджень

Результати експериментальних досліджень оброблялися за допомогою методів математичної статистики у два етапи. На першому етапі здійснювалася перевірка даних на наявність викидів і квазівикидів. Другий етап передбачав порівняння отриманих результатів з метою виявлення розбіжностей у дисперсіях. Для ідентифікації викидів і квазівикидів у результатах використовувався критерій Граббса [140].

$$G_{\max} = \frac{y_{\max} - \bar{y}}{S} \quad \text{та} \quad G_{\min} = \frac{\bar{y} - y_{\min}}{S} \quad (3.5)$$

де:  $\bar{y}$  – середнє значення отриманих результатів;

$S$  – середньоквадратичне відхилення.

Середнє значення  $\bar{y}$  розраховували за формулою 3.6:

$$\bar{y} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n y_i, \quad (3.6)$$

де  $n$  – кількість результатів експериментальних досліджень.

А оцінювання дисперсії та середньоквадратичного відхилення результатів експериментальних досліджень  $S^2$  та  $S$  були відповідно (3.7):

$$S^2 = \frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2 \quad \text{та} \quad S = \sqrt{\frac{1}{n-1} \sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y})^2} \quad (3.7)$$

Для оцінки розрахункових значень  $G_{\max}$  та  $G_{\min}$  з метою визначення викидів і квазівикидів у результатах експериментальних досліджень за критерієм Граббса [140] використовували схему, подану на рисунку 3.18.



Рисунок 3.18 – Визначення в результатах експериментальних досліджень викидів та квазівикидів за критерієм Граббса

У нашому випадку критичні значення (для  $n =$  чотирьох експериментів) для критерію Граббса [140] складають: для 5 % – 1,48 та для 1 % – 1,49 відповідно.

Розрахункові значення  $G_{\max}$  та  $G_{\min}$  (таблиця 3.6), одержані в результаті експериментальних досліджень 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 квазівикидів за критерієм Граббса.

Таблиця 3.6 – Отримані розрахункові значення  $G_{max}$  та  $G_{min}$ 

| Термопара | Середнє значення | $G_{max}$ | $G_{min}$ |
|-----------|------------------|-----------|-----------|
| T0        | 219              | 1,2       | 1,2       |
| T1        | 207              | 1,26      | 0,95      |
| T2        | 196              | 1,18      | 1,0       |
| T3        | 162              | 1,05      | 1,05      |
| T4        | 141              | 1,1       | 1,1       |
| T5        | 135              | 0,96      | 1,07      |
| T6        | 132              | 1,05      | 1,18      |
| T7        | 125              | 1,0       | 1,18      |
| T8        | 119              | 0,98      | 0,98      |
| T9        | 113              | 1,21      | 1,07      |
| T10       | 105              | 1,02      | 1,32      |

Абсолютні, відносні та середньоквадратичні відхилення результатів кожного експерименту від усередненого наведені у таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Максимальні абсолютні, відносні та середньоквадратичні відхилення

| Позначення термопари | Відхилення    |             |                          |
|----------------------|---------------|-------------|--------------------------|
|                      | Абсолютні, °C | Відносні, % | Середньо квадратичні, °C |
| T0                   | 1,5           | 0,686       | 2,08                     |
| T1                   | 2,5           | 1,208       | 3,16                     |
| T2                   | 4,5           | 2,302       | 5,51                     |
| T3                   | 4,0           | 2,469       | 4,76                     |
| T4                   | 3,0           | 2,128       | 3,65                     |
| T5                   | 3,75          | 2,783       | 4,43                     |
| T6                   | 3,25          | 2,467       | 4,03                     |
| T7                   | 2,25          | 1,797       | 2,75                     |
| T8                   | 3,5           | 2,941       | 4,08                     |
| T9                   | 2,75          | 2,439       | 3,5                      |
| T10                  | 1,25          | 1,188       | 1,71                     |

Отримані результати свідчать, що абсолютні відхилення експериментальних даних кожного експерименту від усереднених значень не перевищують 3,7 °C, що у відсоткових значеннях становить 2,8%, а максимальне середньоквадратичне відхилення дорівнює 5,5 °C, що свідчить про задовільну збіжність отриманих експериментальних даних.

Для комплексного аналізу результатів чотирьох експериментів і виявлення відмінностей у дисперсіях було застосовано критерій Фішера (3.8). У процесі порівняли отриману оцінку дисперсії для усіх експериментів.

$$F = \frac{S_1^2}{S_2^2} \quad (3.8)$$

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

Дисперсія відхилень температури трансформаторного масла від середнього значення в залежності від довжини проходження масла крізь охолоджуючий контур теплообмінника зображено на рисунку 3.19.

Отримані значення критерію Фішера, розраховані за результатами експериментальних досліджень, указано у таблиці 3.8.

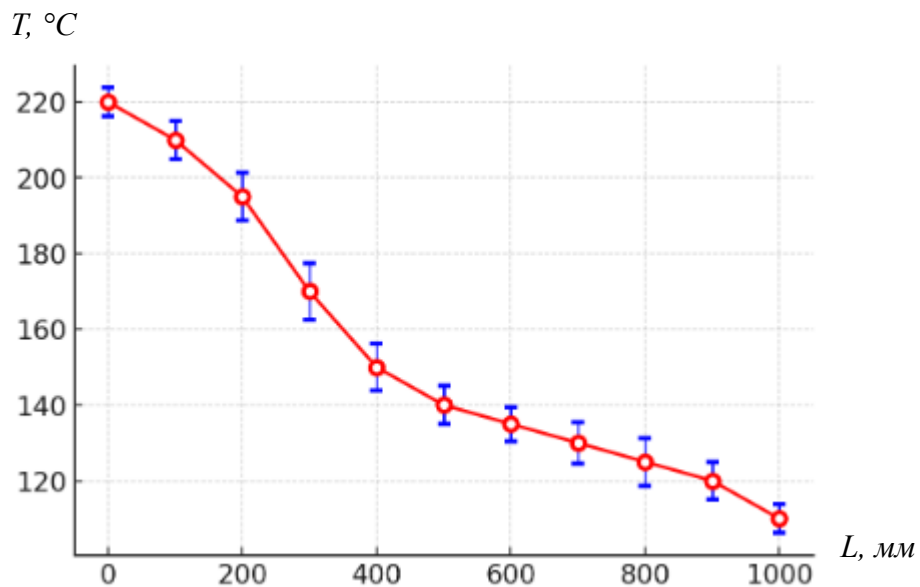


Рисунок 3.19 - Дисперсія відхилень температури трансформаторного масла від середнього значення в залежності від довжини проходження масла крізь охолоджуючий контур теплообмінника

У разі отримання розрахункових значень, які є менші за критичні за критерієм Фішера, слід вважати, що отримані результати експериментальних

досліджень є статистично однорідними та належать до однієї генеральної сукупності, що указує на відсутність суттєвих відмінностей між ними [140].

Таблиця 3.8 – Значення критерію Фішера, розраховані за результатами експериментальних досліджень

| Позначення<br>я<br>термопари | Середні значення температур, °С      |     |     |     |       |
|------------------------------|--------------------------------------|-----|-----|-----|-------|
|                              | За результатами кожного експерименту |     |     |     | $F$   |
|                              | 1                                    | 2   | 3   | 4   |       |
| T0                           | 221                                  | 219 | 216 | 218 | -     |
| T1                           | 208                                  | 211 | 204 | 205 | 2,398 |
| T2                           | 202                                  | 192 | 190 | 198 | 7,0   |
| T3                           | 159                                  | 165 | 157 | 167 | 5,23  |
| T4                           | 143                                  | 137 | 145 | 139 | 3,08  |
| T5                           | 138                                  | 132 | 139 | 130 | 4,50  |
| T6                           | 136                                  | 130 | 134 | 127 | 3,75  |
| T7                           | 127                                  | 128 | 122 | 124 | 1,75  |
| T8                           | 116                                  | 123 | 115 | 122 | 3,84  |
| T9                           | 109                                  | 117 | 111 | 114 | 2,82  |
| T10                          | 103                                  | 105 | 107 | 106 | 1,49  |

За умови ступенів свободи  $k_1 = 3$  та  $k_2 = 3$ , критичне значення за критерієм Фішера становить 9,28. Розрахункові значення за критерієм Фішера, одержані за результатами експериментальних досліджень, менші за критичні. І тому можна вважати, що результати є статистично однорідними та належать до однієї генеральної сукупності, що показує відсутність суттєвих відмінностей між ними.

### Висновки до розділу III

1. Аналіз результатів експериментальних досліджень показав, що температура трансформаторного масла об'ємом 100 л знижується від 219 °С до 105 °С 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 охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника встановлено, що зниження температури

трансформаторного масла ( $\Delta T$ ) від відстані ( $x$ ) 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  $3,7^\circ\text{C}$ , що у відсоткових значеннях становить  $2,8\%$ , а максимальне середньоквадратичне відхилення дорівнює  $5,5^\circ\text{C}$ , що свідчить про задовільну збіжність отриманих експериментальних даних. Отримані розрахункові значення  $G_{max}$  та  $G_{min}$  є меншими за критичні ( $5\% - 1,48$  та для  $1\% - 1,49$ ), тобто результати експериментальних досліджень не містять викидів та квазівикидів за критерієм Граббса. Максимальне отримане розрахункове значення за критерієм Фішера менше за критичне ( $9,28$ ) і складає  $7,0$ . Тобто результати експериментальних досліджень є статистично однорідними та належать до однієї генеральної сукупності, що показує відсутність суттєвих відмінностей між ними.

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 нижче температури спалаху від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника

## РОЗДІЛ 4. ПРОПОЗИЦІЇ ЩОДО ВДОСКОНАЛЕННЯ СИСТЕМИ ПОПЕРЕДЖЕННЯ ПОШИРЕННЯ ПОЖЕЖІ НА МАСЛОПРИЙМАЧАХ ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЙ

### 4.1 Обґрунтування діапазону значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника

У другому розділі цієї роботи на основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії створено математичну модель – формулу (4.1) визначення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням) :

$$K = \frac{\omega \cdot \rho \cdot F_{\text{поток}} \cdot L}{F \cdot \Delta T_{\text{ср}}} \quad (4.1)$$

де:  $\rho$  – густина рідини або газу (кг/м<sup>3</sup>).

$\omega$  – швидкість потоку (м/с).

$L$  - питома прихована теплота (у нашому випадку: для води - питома теплота пароутворення) (Дж/кг);

$\Delta T$  – середньо логарифмічна різниця температур між середовищами (температурний напір), К.

$F$  – площа теплообміну, м<sup>2</sup> ;

$F_{\text{поток}}$  – площа перерізу потоку, м<sup>2</sup>.

Використовуючи рівняння (4.1) можна встановити коефіцієнт теплопередачі теплообмінника, який забезпечить охолодження трансформаторного масла від 250 °С до 150 °С у кількості 50 т упродовж 15 хв, за умови що теплообмінник виконаний з нержавіючої сталі ( $K = 2925 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К})$ ).

Якщо в теплообміннику використати гофровані трубки з нержавіючої сталі, то це дозволяє врахувати ефективність гофрування. За таких умов мінімальна площа теплообмінника, яка забезпечить охолодження трансформаторного масла від 250 °С до 150 °С у кількості 50 т упродовж 15 хв повинна становити не менше

ніж  $35,7 \text{ м}^2$ . Для випадку, коли в теплообміннику використовують не гофровані труби, для аналогічних початкових умов, мінімальна площа теплообмінника повинна становити  $50 \text{ м}^2$ .

Таким чином, при застосуванні формули 4.1 було обґрунтовано діапазон значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника виконаного з гофрованих трубок з нержавіючої сталі із охолоджувачем водою, враховуючи фазний перехід, що забезпечує охолодження нагрітого під час пожежі трансформаторного масла нижче його температури спалаху. Так, для об'єму масла 200 л коефіцієнт теплопередачі становить  $236 \text{ Вт/ м}^2 \cdot \text{К}$ , а для об'єму масла 60 000 л -  $2925 \text{ Вт/ м}^2 \cdot \text{К}$ .

Застосування формули (4.1) дозволить встановити необхідні площі охолоджуючого контуру теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням) для ефективного охолодження трансформаторного масла до безпечної (нижче температури спалаху).

За результатами досліджень на експериментальній установці [141] встановлено, що трансформаторне масло температурою у  $220 \text{ }^\circ\text{C}$  на вході в теплообмінник в результаті проходження крізь охолоджувальний контур на основі гофрованих труб з нержавіючої сталі з заповненням водою охолоджується нижче температури спалаху ( $150 \text{ }^\circ\text{C}$ ).

Для визначення залежності площі теплообміну від об'єму трансформаторного масла, що необхідно охолодити та діаметру гофрованих трубок охолоджувального контуру, було проведено повний факторний обчислювальний експеримент.

Повний факторний експеримент найчастіше реалізується серед методів активного експерименту. При використанні повного факторного експерименту метою дослідника є отримання лінійної та неповної квадратичної статистичної моделі об'єкту, що досліджується – рівняння регресії [142].

У даній роботі для реалізації повного факторного обчислювального експерименту заздалегідь було визначено такі характеристики: об'єм масла в трансформаторі (V) мінімальний – 200 л, максимальний – 60 000 л; діаметр трубок

теплообмінника (d) мінімальний – 50 мм, максимальний – 250 мм; стандартний ряд площ теплообмінника (м<sup>2</sup>) – 0,5, 1, 5, 10, 25, 50, 100, 150.

За результатами проведених розрахунків було визначено температуру охолодження масла залежно від стандартної площі теплообмінника (таблиця 4.1)

Таблиця 4.1 - Розрахункове значення температури охолодження від площі теплообмінника

| Площа теплообмінника, м <sup>2</sup> | Розрахункове значення температури охолодження, °C |        |       |       |
|--------------------------------------|---------------------------------------------------|--------|-------|-------|
|                                      | 1                                                 | 2      | 3     | 4     |
| 0,5                                  | 250                                               | 149,8  | 250   | 231,6 |
| 1,0                                  | 250                                               | 99,63  | 250   | 213,1 |
| 5                                    | 242,8                                             | 148,16 | 243,9 | 65,4  |
| 10                                   | 235,6                                             | 206,32 | 237,7 | -     |
| 25                                   | 214,1                                             | 240,83 | 219,3 | -     |
| 50                                   | 171,4                                             | 241,63 | 188,8 | -     |
| 100                                  | 105,9                                             | 243,27 | 127,7 | -     |
| 150                                  | 33,7                                              | 244,8  | 65,8  | -     |

Тип регресійної залежності площі охолоджуючого контуру теплообмінника для охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника має вигляд (4.2):

$$y = b_0 + b_1x_1 + b_2x_2 + b_3x_1x_2 \quad (4.2)$$

де:  $x_1, x_2$ , – показники, що враховують обрані параметри;

$b_0, b_1, b_2, b_3$  – константи рівняння числової регресії.

Повний факторний експеримент передбачає вивчення всіх можливих комбінацій факторів і рівнів. Для визначення констант рівняння числової регресійної моделі виконано чотири обчислювальні експерименти згідно із заздалегідь сформованою матрицею експериментального планування, що наведена в таблиці 4.2.

Таблиця 4.2 – Матриця планування повного факторного експерименту для побудови математичної моделі

| № експерименту | Показники, що враховують обрані параметри |                |                                 |
|----------------|-------------------------------------------|----------------|---------------------------------|
|                | X <sub>1</sub>                            | X <sub>2</sub> | X <sub>1</sub> , X <sub>2</sub> |
| 1              | +                                         | +              | +                               |
| 2              | -                                         | +              | -                               |
| 3              | +                                         | -              | -                               |
| 4              | -                                         | -              | +                               |

Так, для кожного експерименту розраховано значення площі теплообмінника (м<sup>2</sup>), для всіх обраних значущих параметрів, що наведено в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3 – Розрахункові значення площ теплообмінника

| № експерименту                                | 1   | 2    | 3   | 4    |
|-----------------------------------------------|-----|------|-----|------|
| Значення площі теплообмінника, м <sup>2</sup> | 104 | 0,99 | 128 | 4,06 |

Для обробки даних використовуємо регресійний аналіз щодо оцінки впливу кожного фактора та їхніх взаємодій.

Використовуючи отримані дані та формули (4.3), визначено константи рівняння числової регресії, що наведено у таблиці 4.4.

$$\begin{aligned}
 b_0 &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N S; & b_1 &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N V \cdot S; \\
 b_2 &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d \cdot S; & b_3 &= \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N d \cdot V \cdot S;
 \end{aligned}
 \tag{4.3}$$

де: N = 4 – кількість проектних сценаріїв згідно з планом експерименту;

V (об'єм масла), d (діаметр трубок) – значення параметрів згідно з матрицею планування (Таблиця 4.2);

S – значення площі теплообмінника (Таблиця 4.3).

Таблиця 4.4 – Константи рівняння числової регресії

| Коефіцієнт | b0   | b1     | b2     | b3     |
|------------|------|--------|--------|--------|
| Значення   | 59,2 | -6,768 | 56,737 | -5,232 |

Отже, за результатами проведеного повного факторного експерименту з використанням запропонованих математичних моделей вперше встановлено, що залежність площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла до нежче температури спалаху від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника має наступний вигляд (4.4):

$$S=736,7V+0,29d-1,7Vd-141,8 \quad (4.4)$$

Отримана математична модель дозволить здійснювати уточнене прогнозування закономірності охолодження трансформаторного масла в теплообміннику в умовах його аварійного витoku під час пожежі і може бути реалізована для проектування ефективної системи попередження поширення пожежі на маслonaповнених трансформаторних підстанціях, здатних замінити засипку з гірських порід.

#### **4.2. Економічна ефективність заміни засипки з гірських порід на систему попередження поширення пожежі на основі теплообмінника з фазним переходом холодоагента на прикладі трансформаторів електричних мереж міста Києва**

Оцінка економічного ефекту від впровадження запропонованих рішень, у порівнянні з чинними підходами, представлена для умов міста Києва. За офіційними даними станом на 2024 рік у місті кількість абонентів становить 1,16 млн осіб [143]. Загальна кількість трансформаторних підстанцій (КТ) — 3569 одиниць, обслуговування яких забезпечує 3116 працівників технічного персоналу (КП). Середня заробітна плата одного працівника становить 19 300 грн в місяць,

що відповідає 965 грн за один робочий день. У середньому на одну трансформаторну підстанцію припадає 1,15 технічного працівника (КС) на рік.

Відповідно до вимог [22, 23, 25, 26] зміна засипки з гірських порід або її промивка відбувається один раз на рік. Водночас, у разі сильного засмічення, зростання рослин чи забрудненням маслом засипку замінюють. У правилах технічної експлуатації [24] наголошено, що засипку необхідно перевіряти та очищувати не рідше двох разів на рік. Промивання засипки з гірських порід на території трансформаторного майданчика заборонено для дотримання вимог з охорони праці. З метою проведення таких робіт засипку повністю двіймають та транспортують на спеціалізовані промивні майданчики, де забезпечується її промивання, сушіння та зворотне транспортування для повторного завантаження у маслоприймачі. Загальна тривалість цього процесу становить 7 календарних днів, з яких 4 дні ( $T_{роб}$ ) є робочими та включають операції з транспортування, очищення та повторного завантаження матеріалу, а решта 3 дні припадає на природне сушіння засипки на відкритому майданчику.

Для обґрунтування вибору між доцільністю проведення промивки наявної засипки з гірських порід ( $G_{промивання}$ ), її повною заміною на нову ( $G_{заміни}$ ) та застосування замість них теплообмінної системи з гофрованих трубок виконаємо порівняльні розрахунки, починаючи з виразів (4.5) та (4.6):

$$G_{промивки} = K_c \cdot T_{роб} \cdot ЗП + (E_T + E_B + E_H + E_{ВИЛУЧ} + E_{ЗАСИП}) \cdot 114 \quad (4.5)$$

де:  $K_c$  – середня кількість працівників в рік (1,15);

$T_{роб}$  – кількість робочих днів (4);

$ЗП$  – середня заробітна палата за один робочий день (965 грн);

$E_T$  – затрати на транспортування 1 т вантажу на 1 км (195 грн);

$E_B$  – затрати на подачу та відведення води промивки 1 т засипки (50 грн);

$E_H$  – витрати на експлуатацію водонасосного обладнання промивки 1 т засипки (16 грн);

$E_{ВИЛУЧ}$  – витрати на вилучення 1 т засипки малопріймача (170 грн);

$E_{засип}$  – витрати на засипання 1 т засипки в маслоприймач (120 грн);

Проведемо розрахунки вартості повного вимання та закладання нової засипки з гірських порід ( $G_{заміни}$ ):

$$G_{заміни} = K_c \cdot T_{роб} \cdot 3П + (E_T + E_y + E_{ГЗ} + E_{вилуч} + E_{засип}) \cdot 114 \quad (4.6)$$

де:  $E_y$  – затрати на утилізацію 1 т забрудненої засипки (75 грн/т);

$E_{ГЗ}$  – затрати на закупівлю нової засипки з гірських порід (390 грн/т).

За результатом проведених розрахунків за формулами 4.5) та (4.6) визначено, що щорічні витрати на експлуатаційне обслуговування одного маслоприймача трансформаторних підстанцій складає 67 173 грн на рік – у разі промивки засипки, та 112 759 грн на рік – у разі повної заміни засипки з гірських порід.

Так, затрати на обслуговування всіх трансформаторних підстанцій у місті Києві у разі здійснення промивки засипки з гірських порід можуть бути представлені у вигляді наступного рівняння (4.7):

$$\sum E = K_T \cdot G_{промивки} \quad (4.7)$$

Витрати на заміну засипки з гірських порід для трансформаторів міста Києва (4.8):

$$\sum E = K_T \cdot G_{заміни} \quad (4.8)$$

Тобто загальні експлуатаційні витрати для всіх трансформаторів у місті в разі промивки засипки складатимуть 239 740 437 грн, а загальні експлуатаційні витрати для всіх трансформаторів у місті Києві у разі заміни засипки складатимуть 402 436 871 грн, тобто промивання засипки з гірських порід є на 41 % вигіднішим, ніж його заміна на новий.

Відповідно до вимог [22, 23, 25, 26] дно маслоприймачів з відведенням масла мають засипатися шаром засипки з гірських порід не менше 250 мм. Рівень шару засипки має бути не менше ніж на 7,5 см нижче від верхнього краю борта або рівня землі (рисунки 4.1)

Маса засипки з гірських порід, що використовується для заповнення однієї площадки (для маслоприймачів великих трансформаторів з об'ємом масла 60 000

л) за нормованими параметрами в середньому становить 114 т ( $81,5 \text{ м}^3$  при насипній густині  $1,4 \text{ т/м}^3$ ), про що докладніше описано в розділі 1 цієї роботи.

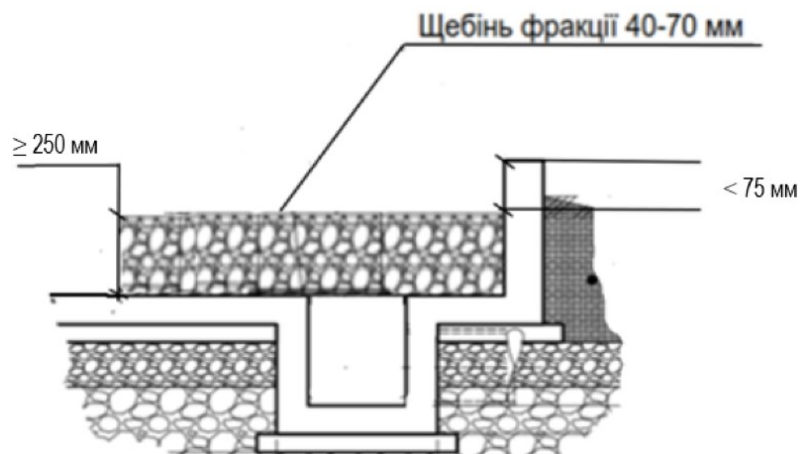


Рисунок 4.1 – Схема улаштування засипки з гірських порід у маслоприймачі трансформатора

За даними розрахунків, для охолодження 1 трансформаторного масла. Ураховуючи вищенаведене, мінімальна площа теплообмінника, яка забезпечить охолодження трансформаторного масла від  $250^\circ\text{C}$  до  $150^\circ\text{C}$  у кількості 50 т упродовж 15 хв повинна становити не менше  $18,7 \text{ м}^2$ , тобто можна округлити до  $20 \text{ м}^2$ .

Для реалізації такої площі теплообміну необхідно 15,7 м гофрованої труби зовнішнім діаметром 250 мм (з урахуванням коефіцієнту гофрування – площа поверхні 1 м гофрованої труби такого діаметру складає  $1,273 \text{ м}^2$ ). Вартість 1 метру такої труби складає 1100 грн [144]. Тобто, для формування теплообмінної системи складе не менші ніж 17 250 грн. Для реалізації необхідної площі теплообміну та компактності в маслоприймач має бути встановлено 32 відрізка гофрованих труб довжиною 500 мм кожна (рисунок 4.2).

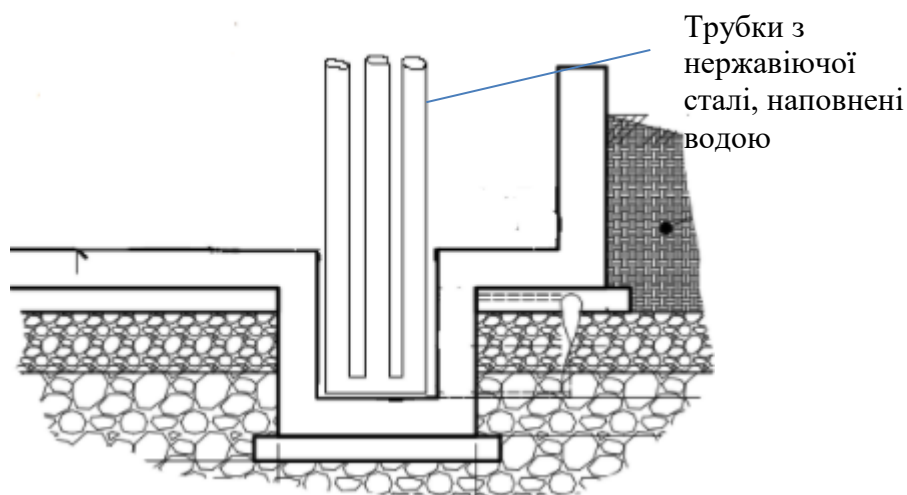


Рисунок 4.2 – Схема улаштування теплообмінної системи з гофрованих труб з нержавіючої сталі заповнених водою замість засипки з гірських порід у маслоприймачі трансформатора

Для виготовлення такої системи необхідно 3 робочих дня (затрати середня заробітна палата за один робочий день (965 грн), для встановлення – 1 робочий день. Тобто, разом складає 2 895 грн.

На заповнення теплообмінної системи необхідно приблизно 0,8 м<sup>3</sup> води (0,8 т). Вартість технічної води складає 30,384 грн. за кубометр, тобто, заповнення системи водою буде вартувати 24,3 грн. Вартість доставки води до маслоприймача складає 195 грн за 1 км. Теплообмінна система потребує нагляду за цілісністю системи принаймні 1 разу на місяць. На рік з урахуванням середньої заробітної плати за один робочий день (965 грн) з це складатиме 11 580 грн.

Тобто, з урахуванням вартості труб, виготовлення та встановлення системи, вартості води та вартості технічного обслуговування, загальні витрати на улаштування системи попередження поширення пожежі на масло приймачі трансформатора складатиме 31944 грн. Загальні експлуатаційні витрати для всіх трансформаторів у місті Києві у разі улаштування тепалообмінної системи замість засипки з гірських порід складатимуть 114 008 136 грн, тобто промивання засипки з гірських порід є на 41 % вигіднішим, ніж його заміна на новий.

Як було окреслено вище, за результатом проведених розрахунків за формулами (4.5) та (4.6) визначено, що щорічні витрати на експлуатаційне обслуговування одного маслоприймача трансформаторних підстанцій складає 67 173 грн на рік – у разі промивки засипки з гірських порід, та 112 759 грн на рік – у разі повної заміни засипки з гірських порід. Таким чином, система попередження поширення пожежі на маслоприймачі трансформатора на 52,5 % є вигіднішою за засипку з гірських порід у разі проведення процедури промивання та на 71,7 % у разі процедури її повної заміни.

#### **4.3. Встановлення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху**

Так, згідно з Правилами налаштування електроустановок [22], для запобігання розтікання масла та посилення пожежі у разі пошкодження маслonaповнених силових трансформаторів, які містять понад 1 тону масла в 1-му баку, необхідно використовувати маслоприймачі з системою відведення масла до маслосбірників (рисунок 4.3). При чому, решітка масловідводу маслоприймача має бути засипаним засипкою з гірських порід - чистим гравієм або гранітним щебнем з розміром фракції часток  $50 \text{ мм} \pm 20 \text{ мм}$ . Товщина засипки повинна бути не менше ніж 250 мм.

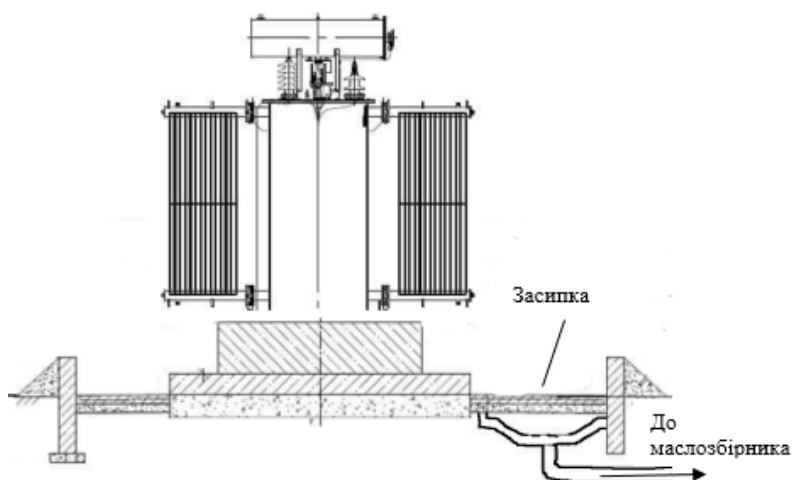


Рисунок 4.3 - Схематичне зображення конструктивного виконання маслоприймача з відведенням масла з засипкою над напрямком для збору масла.

Водночас засипка з гірських порід під впливом навколишнього середовища забруднюється, що знижує її пропускну та охолоджувальну ефективність. Це вимагає регулярного збирання, промивання, сушки та повторного засипання, що є трудомістким і витратним процесом. Окрім цього, об'єму засипки з гірських порід, що застосовується на практиці, може бути недостатнім для достатнього зниження температури значного об'єму трансформаторного масла (нижче температури спалаху). Так, наприклад, для охолодження 50 т трансформаторного масла з температури 250 °С до 150 °С необхідно приблизно 114 тон гравію (81,5 м<sup>3</sup> при насипній густині 1,4 т/ м<sup>3</sup>), про що докладніше описано в розділі 1 цієї роботи.

Проведені теоретичні та експериментальні наукові дослідження в даній роботі виявили можливість заміни засипки з гірських порід без зміни конструкції маслоприймача на теплообмінну систему – систему попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, здатну ефективно здійснити охолодження трансформаторного масла до безпечних температур (нижче температури спалаху 150 °С) у разі його аварійного витоку.

При проектуванні такої системи на маслоприймачах необхідно брати до уваги об'єм масла в трансформаторі і відштовхуючись від цього здійснювати підбір необхідної площі теплообміну та діаметру трубок, здатних його забезпечити. Для цього обґрунтовано довідкову таблицю для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху (таблиця 4.5).

Таблиця 4.5 – Площі теплообміну гофрованих трубок для зниження температури масла певного об'єму

| Об'єм масла, л | Площа теплообмінника, м <sup>2</sup> |        |        |
|----------------|--------------------------------------|--------|--------|
|                | Діаметр трубок, мм                   |        |        |
|                | 50                                   | 150    | 250    |
| 200            | 0,1302                               | 0,0962 | 0,0623 |
| 500            | 0,3257                               | 0,241  | 0,156  |
| 1000           | 0,6516                               | 0,482  | 0,312  |
| 10000          | 6,52                                 | 4,82   | 3,12   |
| 60000          | 39,10                                | 28,90  | 18,7   |

За результатами проведених досліджень розроблено методичну базу, що є підґрунтям для створення нормативного забезпечення для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху.

Таким чином було сформовано пропозиції стосовно внесення змін до Правил улаштування електроустановок [22], а саме: є доцільним до абзацу дев'ять п. 4.2.67 [22] додати наступний зміст:

«У маслоприймачах з відведенням масла замість засипки з гірських порід можна використовувати теплообмінну систему на основі гофрованих трубок з нержавіючої сталі з наповненням водою. При цьому з маслоприймача приймається засипка з гірських порід та решітка над прямком масловідводу. При проектуванні такої системи на маслоприймачах необхідно брати до уваги об'єм масла в трансформаторі і відштовхуючись від цього здійснювати підбір необхідної площі теплообміну та діаметру трубок, здатних його забезпечити (дивись таблицю 4.6).

Таблиця 4.6 – Площі теплообміну гофрованих трубок для зниження температури масла певного об'єму

| Об'єм масла, л | Площа теплообмінника, м <sup>2</sup> |        |        |
|----------------|--------------------------------------|--------|--------|
|                | Діаметр трубок, мм                   |        |        |
|                | 50                                   | 150    | 250    |
| 200            | 0,1302                               | 0,0962 | 0,0623 |
| 500            | 0,3257                               | 0,241  | 0,156  |
| 1000           | 0,6516                               | 0,482  | 0,312  |
| 10000          | 6,52                                 | 4,82   | 3,12   |
| 60000          | 39,10                                | 28,90  | 18,7   |

#### Висновки до розділу IV

1. На основі розробленої математичної моделі коефіцієнту теплопередачі обґрунтовано діапазон значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника виконаного з гофрованих трубок з нержавої сталі із охолоджувачем водою, враховуючи фазний перехід, що забезпечує охолодження нагрітого під час пожежі

трансформаторного масла нижче його температури спалаху, який становить 236-2925 Вт/ м<sup>2</sup>·К для об'єму 200 л – 60 000 л;

2. Розроблено математичну модель процесу тепломасообміну трансформаторного масла і охолоджуючого контуру теплообмінника; проведено обчислювальний експеримент, який дав змогу виявити закономірності охолодження трансформаторного масла до безпечного значення температури у 150 °С.

3. Проведений повний факторний обчислювальний експеримент дозволив запропонувати математичну модель залежності площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху від об'єму трансформаторного масла ( $V_m$ ) та діаметра гофрованих трубок ( $d_T$ ) теплообмінника, яка має вигляд:

$$S_{TO} = 736,7 V_m + 0,29 d_T - 1,7 V_m d_T - 141,8$$

4. За результатами проведених досліджень розроблено методичну базу, що є підґрунтям для створення нормативного забезпечення для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху, а саме – оформлено довідкову таблицю для підбору площ теплообміну в залежності від параметрів гофрованих трубок та від кількості трансформаторного масла.

5. Сформульовано пропозиції щодо внесення змін до Правил улаштування електроустановок (ПУЕ) [22], а саме: вважаємо за доцільне дев'ятий абзац п. 4.2.67 ПУЕ доповнити наступним змістом:

«У маслоприймачах з відведенням масла замість засипки з гірських порід можна використовувати теплообмінну систему на основі гофрованих трубок з нержавіючої сталі з наповненням водою. При цьому з маслоприймача приймається засипка з гірських порід та решітка над прямком масловідводу. При проектуванні такої системи на маслоприймачах необхідно брати до уваги об'єм масла в трансформаторі і відштовхуючись від цього здійснювати підбір необхідної площі теплообміну та діаметру трубок, здатних його забезпечити (дивись таблицю 4.6).

| Об'єм масла, л | Площа теплообмінника, м <sup>2</sup> |        |        |
|----------------|--------------------------------------|--------|--------|
|                | Діаметр трубок, мм                   |        |        |
|                | 50                                   | 150    | 250    |
| 200            | 0,1302                               | 0,0962 | 0,0623 |
| 500            | 0,3257                               | 0,241  | 0,156  |
| 1000           | 0,6516                               | 0,482  | 0,312  |
| 10000          | 6,52                                 | 4,82   | 3,12   |
| 60000          | 39,10                                | 28,90  | 18,7   |

Економічний ефект від запропонованих технічних рішень стосовно заміни засипки з гірських порід на теплообмінну систему – систему попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, здатну ефективно здійснити охолодження трансформаторного масла до безпечних температур (нижче температури спалаху 150 °С) у разі його аварійного витоку складає 52,5 % у разі проведення процедури промивання засипки та 71,7 % у разі процедури її повної заміни.

## ВИСНОВКИ

У дисертаційній роботі, що є завершеним науковим дослідженням, наведено результати вирішення актуального науково-прикладного завдання, що пов'язане з попередженням поширення пожеж на маслонаповнених трансформаторних підстанціях на основі охолодження трансформаторного масла до пожежобезпечних температур (нижче температури спалаху 150 °С), що є обґрунтованою теоретичною базою для створення передумов для підвищення ефективності системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторних підстанцій, при цьому одержано такі науково-практичні результати, при цьому одержано такі науково-практичні результати:

1. В результаті аналізування статистичної інформації про пожежі в Україні та їх наслідків, встановлено, що кожен рік опосередковано близько 50 вісотків від пожеж в енергетичній галузі припадає на трансформаторне обладнання і, зазвичай, пожежі такого характеру супроводжуються аварійним розливанням мінерального ізоляційного масла з корпусу трансформатора та його займанням. Визначено, що для обмеження поширення пожеж за участю маслонаповнених трансформаторів застосовуються системи пожежогасіння, вогнестійкі перегородки та пристрої збору розігрітого (палаючого) масла, що при аваріях може витікати з обладнання (маслоприймачі). За результатами проведеного огляду статистики пожеж, що виникають в ході експлуатування підстанцій з маслонаповненими трансформаторами, літературних джерел, положень нормативної бази стосовно конструктивних характеристик засипок з гірських порід в маслоприймачах та вимог щодо її утримання встановлено, що на сьогодні методологія експлуатації систем попередження поширення пожежі на основі засипки з гірських порід є малоефективною в частині утилізації тепла від нагрітого масла та економічно затратною в частині проведення заходів обслуговування. За результатами розрахунків визначено, що реалізація засобу попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів на основі алюмінієвих теплоприймальних елементів є економічно затратним заходом з

огляду на їх значний об'єм. В результаті аналізу конструктивних особливостей теплообмінних апаратів встановлено, що удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах трансформаторів, здатної замінити засипку з гірських порід, доцільно провести на основі застосування гофрованих труб з використанням води в якості холодоагенту з фазним переходом.

2. Побудовано математичну модель теплообмінника з застосуванням холодоагенту з фазним переходом (випаровуванням). Модель створено на основі рівняння Бернуллі та рівняння балансу енергії. Виходячи з цієї моделі обґрунтовано діапазон значення коефіцієнта теплопередачі теплообмінника виконаного з гофрованих трубок з нержавіючої сталі із охолоджувачем водою, враховуючи фазний перехід, що забезпечує охолодження нагрітого під час пожежі трансформаторного масла нижче його температури спалаху, який становить 236-2925 Вт/м<sup>2</sup> · К для об'єму 200 л – 60 000 л.

3. Під час виконання роботи створено експериментальну установку, що дозволяє досліджувати процеси тепломасообміну трансформаторного масла під час його проходження через охолоджувальний контур теплообмінника.

За розробленою програмою та методикою на експериментальній теплообмінній установці були проведені експериментальні дослідження зі встановлення закономірності охолодження температури мінерального трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження через охолоджуючий контур теплообмінника в результаті яких встановлено, що зниження температури трансформаторного масла від відстані проходження охолоджуючого контуру може бути апроксимовано поліноміальною залежністю 3-го порядку. Встановлено, що абсолютні відхилення експериментальних даних кожного експерименту від усереднених значень не перевищують 3,7 °С, що у відсоткових значеннях становить 2,8 %, а максимальне середньоквадратичне відхилення дорівнює 5,5 °С, що свідчить про задовільну збіжність отриманих експериментальних даних. Отримані розрахункові значення  $G_{max}$  та  $G_{min}$  є меншими за критичні (5 % – 1,48 та для 1 % – 1,49), тобто результати експериментальних досліджень не містять викидів та квазівикидів за критерієм

Грabbса. Максимальне отримане розрахункове значення за критерієм Фішера менше за критичне (9,28) і складає 7,0. Тобто результати експериментальних досліджень є статистично однорідними та належать до однієї генеральної сукупності, що показує відсутність суттєвих відмінностей між ними.

7. На основі проведеного повного факторного обчислювального експерименту побудовано регресійну залежність площі охолоджуючого контуру теплообмінника, що забезпечує при пожежі охолодження трансформаторного масла нижче температури спалаху, від об'єму трансформаторного масла та діаметра гофрованих трубок теплообмінника.

8. За результатами проведених досліджень розроблено методичну базу, що є підґрунтям для створення нормативного забезпечення для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху, а саме – оформлено довідкову таблицю для визначення конструктивних параметрів теплообмінника, що забезпечує охолодження при пожежі трансформаторного масла нижче температури його спалаху

9. Результати проведених досліджень впроваджені у практичну діяльність компаній ПП «ПроектБудСтар» та ТОВ НВП «АЛАЙ». Результати проведених досліджень також впроваджені у діяльність Департаменту запобігання надзвичайним ситуаціям Державної служби України з надзвичайних ситуацій і в освітній процес Національного університету цивільного захисту України.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ:

1. Аналітична довідка про пожежі та їх наслідки в Україні [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://dsns.gov.ua/statystichni-dovidki/2024-rik>
2. Статистика пожеж та їх наслідків в Україні за 2009-2012 роки: Статистичний збірник аналітичних матеріалів. За загальною редакцією В.С. Кропивницького. К.: УкрНДІЦЗ, 2018. 102 с.
3. Статистика пожеж та їх наслідків в Україні за 2013-2016 роки: Статистичний збірник аналітичних матеріалів. За загальною редакцією В.С. Кропивницького. К.: УкрНДІЦЗ, 2018. 100 с.
4. National Fire Protection Association (NFPA). *Fire Protection Handbook*, 20th edition, edited by A. Cote. Quincy, MA, USA: National Fire Protection Association, 2023. [Electronic resource]. Available at: <https://www.nfpa.org> (accessed January 15, 2025).
5. Salvi, U., Lattimer, B. Y., Alhadhrami, S., Wang, J., & Jia, Q. (2022). *Analysis of historic fires to determine most frequent challenging events*. Progress in Nuclear Energy, 147, 104146. DOI: 10.1016/j.pnucene.2022.104146
6. Fritze, N., & Berg, H. P. (2013). Risk and consequences of transformer explosions and fires in nuclear power plants. Journal of KONBiN, 23(1), 23–35. <https://doi.org/10.2478/jok-2013-0003>
7. ДСТУ EN 60076-1:2016. Трансформатори силові. Частина 1. Загальні відомості (EN 60076-1:2011, IDT). – Чинний від 2017-01-01. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2016. – 36 с.
8. ДСТУ 3429-96. Електрична частина електростанції та електричної мережі. Терміни та визначення. – Чинний від 1997-01-01. – К.: Держстандарт України, 1996. – 35 с.
9. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD) Nuclear Energy Agency (NEA) Committee on the Safety of Nuclear Installations (CSNI), “FIRE Project Report: Collection and Analysis of Fire Events (2010-2013) – Extensions in the Database and Applications,” NEA/CSNI/R (2015)14. (December 2015).

10. Державна служба України з надзвичайних ситуацій: офіційний веб-портал. [Електронний ресурс]. Режим доступу: <https://dsns.gov.ua>.
11. Power Transformer Fire and Explosion: Causes and Control [Електронний ресурс] / Taylor's University. – Режим доступу: [https://serialsjournals.com/index.php?route=product/product/volumearticle&issue\\_id=192&product\\_id=365](https://serialsjournals.com/index.php?route=product/product/volumearticle&issue_id=192&product_id=365).
12. Heathcote, M., Arnold, Ray. J&P Transformer Book: 14th Edition / Heathcote, M., Arnold, Ray. – London: Elsevier, 2016. – 928 с.
13. Інформаційні матеріали Міненерго України стосовно стану пожежної та техногенної безпеки в паливно-енергетичному комплексі. [Електронний ресурс]. Режим доступу: [http://www.mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat\\_id=245293181](http://www.mpe.kmu.gov.ua/minugol/control/uk/publish/officialcategory?cat_id=245293181).
14. Климась Р.В., Одинець А.В. Аналіз стану з пожежами та їх наслідків в Україні у 2020 році. Пожежна та техногенна безпека. К.: № 3 (90), 2021. С. 3-5.
15. Щоденний Львів [Електронний ресурс] Режим доступу: [https://kse.ua/wp-content/uploads/2024/04/01.01.24\\_Damages\\_Report.pdf](https://kse.ua/wp-content/uploads/2024/04/01.01.24_Damages_Report.pdf).
16. Офіційний сайт Київської Школи Економіки [Електронний ресурс] Режим доступу: <https://dailylviv.com/news/ekonomika/rosiya-pidirvala-250-tonni-transformatory-yaki-zhyvyly-khersonsku-i-mykolayivsku-oblasti-video-104786>.
17. ДБН В.1.1-7:2016 Пожежна безпека об'єктів будівництва. - К.: Мінрегіон України, 2017. - 35 с.
18. ДБН В.1.2-7:2021. Основні вимоги до будівель і споруд. Пожежна безпека. Київ: Мінрегіон України, 2021. 12 с.
19. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту. Зі Зміною №1. Київ: Мінрегіон України, 2014. 124 с.
20. ДБН В.2.5-23:2010 Інженерне обладнання будинків і споруд. Проектування електрообладнання об'єктів цивільного будівництва. Київ, Мінрегіонбуд України, 2010. 104 с.

21. ДСТУ EN IEC 61936-1:2022. Електроустановки понад 1 кВ змінного струму та 1,5 кВ постійного струму. Частина 1. Змінний струм (EN IEC 61936-1:2021, IEC 61936-1:2021, IDT). Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. 124 с.
22. Правила улаштування електроустановок (ПУЕ): затверджено Міністерством енергетики України. 9-те вид. Харків: Техноцентр, 2020. 712 с.
23. ВБН В.1.1-034-2003 (НАПБ 03.005-2002, ГНД 34.03.307-2004, ВБН В.1.1-034-03.307-2003). Протипожежні норми проектування атомних електростанцій з водо-водяними енергетичними реакторами. – [Чинний від 2003-12-29]. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2003. – 124 с.
24. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила (у редакції наказу від 21.06.2019 № 271). – [Чинний від 2019-06-21]. – К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2019. – 356 с.
25. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-88:2013. Правила будови електроустановок. Пожежна безпека електроустановок. Інструкція (НАПБ В.01.056-2013/111). – [Чинний від 2013-07-01]. – К.: Міністерство енергетики та вугільної промисловості України, 2013. – 75 с.
26. Правила пожежної безпеки в компаніях, на підприємствах та в організаціях енергетичної галузі України. Затверджено наказом Міністерства палива та енергетики України від 26.09.2018 № 491. – [Чинний від 2018-09-26]. – К.: Міністерство палива та енергетики України, 2018. – 102 с.
27. ДСТУ EN 60332-1-2:2017. Вогневі випробування електричних та волоконно-оптичних кабелів. Частина 1-2. Випробування на вертикальне поширення полум'я одиничного ізолюваного проводу чи кабелю. Метод випробування полум'ям попередньо змішаного типу потужністю 1 кВт (EN 60332-1-2:2004; A1:2015; A11:2016, IDT; IEC 60332-1-2:2004; A1:2015, IDT). – [Чинний від 2018-01-01]. – К.: ДП «УкрНДНЦ», 2018. – 14 с.
28. Guide for Transformer Fire Safety Practices: CIGRÉ Technical Brochure No. 537. – June 2013. – 139 p.

29. IEC 60296:2020. Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2020. – 22 p.
30. ISO 2719:2016. Determination of flash point — Pensky-Martens closed cup method. Geneva: International Organization for Standardization, 2016. – 32 p.
31. IEC 60695-1-40:2013. Fire hazard testing – Part 1-40: Guidance for assessing the fire hazard of electrotechnical products – Insulating liquids. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2013. – 34 p.
32. NFPA 850: Recommended Practice for Fire Protection for Electric Generating Plants and High Voltage Direct Current Converter Stations [Електронний ресурс]. Quincy, MA: NFPA, 2020.
33. NFPA 851: Recommended Practice for Fire Protection for Hydroelectric Generating Plants. Quincy, MA: NFPA, 2020. 84 с.
34. NFPA 15: Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection. Quincy, MA: NFPA, 2022. 76 с.
35. IEEE Std 979-2012. IEEE Guide for Substation Fire Protection. New York: Institute of Electrical and Electronics Engineers, 2012. – 87 p.
36. IEC 61936-1:2021. Power installations exceeding 1 kV AC and 1.5 kV DC – Part 1: AC. – 3rd ed. – Geneva: International Electrotechnical Commission, 2021. – 250 p.
37. Тепловий баланс котельної установки: Методичні вказівки / Уклад.: О. В. Кондратенко, В. І. Кондратенко. – Харків: УкрДУЗТ, 2015. – 36 с.
38. Transformer Oil Handbook / Edited by John Smith. 2nd ed. New York: Wiley, 2018. – 320 p. – ISBN 978-1-119-35000-1.
39. Clauser, C., & Huenges, E. (1995). Thermal conductivity of rocks and minerals. Rock physics and phase relations: a handbook of physical constants, 3, 105-126.
40. Ніжник В.В., Поздєєв С.В., Жартовський С.В., Фещук 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.

41. Palchykov, R., Ballo, Y., Nizhnyk, V., Mykhailov, V., Gavryliuk, A., Loik, V., Synelnikov, O., Synelnikov, S., Stepanenko, V., & Nuianzin, O. (2024). Substantiating the parametric temperature mode during a fire on transformers placed inside protective structures. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 6(10 (132)), 37–45. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2024.317332>

42. Kravchenko, R., Illiuchenko, P., Onyshchuk, A., & Zazymko, O. (2021). Improvement of test methods and criteria for evaluation of resistance to flame propagation of long elements of the wiring system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 6(10 (114)), 57–68. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.249105>

43. Tsapko, Y., Likhnyovskyi, R., Tsapko A., Kovalenko, V., Slutska, O., Illiuchenko, P., Kravchenko, R., & Sukhanevych, M. (2023). Determining the thermal-physical characteristics of a coke foam layer in the fire protection of cable articles with foaming coating. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 2(10 (122)), 22–30. <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.275550>

44. Novak, S., Drizhd, V., & Illiuchenko, P. (2019). Підвищення стійкості кабелів до поширення полум'я шляхом облицювання металевого кабельного коробу реактивним вогнезахисним матеріалом. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*, 1(1(7)), 64–75. <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.1.64-75>.

45. Novak, S., Dobrostan, O., Drizhd, V., & Illyuchenko, P. (2020). Дослідження вогнестійкості кабельних проходок із застосуванням реактивного вогнезахисного матеріалу «ендотерм хт-150». *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*, (2(8)), 3–13. <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.2.3-13>.

46. 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. <https://DOI: 10.1007/s10694-020-01012-x>.

47. 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. <https://DOI:10.1016/j.psep.2021.10.044>.

48. 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). <https://doi.org/10.1021/acsomega.1c04551>.

49. 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. <https://DOI: 10.1080/15567036.2021.1991053>.

50. 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. <https://DOI:10.1021/acs.energyfuels.0c00175>.

51. 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.

52. Шаршанов, А.Я., Бабенко, О.В., Луценко, Ю.В. (2001) Аналіз умов самозгасання полум'я рідких вуглеводнів у напівзамкнених об'ємах АПБУ. *Проблеми пожежної безпеки*. 2001. С. 109-112. URL: <http://repositsc.nuczu.edu.ua/handle/123456789/4050> (дата звернення 14.11.2023).

53. 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.

54. Іллюченко, П. (2024). Щодо підвищення ефективності способу запобігання поширення пожежі під час аварійної розгерметизації маслонаповнених трансформаторів. Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека, (2 (18)), 90-100.

55. Акмен Р. Г. Тепло- та масообмін. Текст лекцій і задачі з коментарями до розв'язання : для студентів спеціальностей 7.050601-01 «Теплоенергетика», 7.050601-02 «Енергетичний менеджмент» / Р. Г. Акмен. - Харків : НТУ "ХПІ", 2009. - 148 с.

56. О.С. Миронов, М.Р. Брижа, В.Б. Бойко, О.В. Золотовська. Теплотехніка. Основи термодинаміки, теорія теплообміну, використання тепла в сільському господарстві. Навчальний посібник. Дніпропетровськ: ТОВ «ЕНЕМ», 2011.- 424 с.

57. Incropera, F. P. Fundamentals of Heat and Mass Transfer [Текст] / F. P. Incropera, D. P. DeWitt. 7th ed. New York : John Wiley & Sons, 2017. 997 p.

58. Mills, K. C. (2002). Recommended values of thermophysical properties for selected commercial alloys. Woodhead publishing.

59. Thermophysical Properties of Matter. Vol. 1: Thermal Conductivity of Metallic Solids [Текст] / редактор Y. S. Touloukian. New York : IFI/Plenum, 1970. 1200 p.

60. James F. Shackelford, William Alexander. Materials Science and Engineering Handbook. 3rd Edition. Boca Raton: CRC Press, 2001. 1848 p.

61. 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. Pp. 574-578.

62. Драганов Б. Х., Бесараб О. С., Долінський А. А., Лазоренко В. О. Теплотехніка: підручник / за ред. Б. х. Драганова. – 2-е вид., перероб. і доп. – К.: Фірма «ІНКОС», 2005. – 400 с.

63. ASTM E1269-23. Standard Test Method for Determining Specific Heat Capacity by Differential Scanning Calorimetry [Електронний ресурс]. – West

Conshohocken, PA: ASTM International, 2023. 6 с. Режим доступу: <https://www.astm.org/e1269-23.html>, дата звернення: 29.01.2025.

64. ISO 11357-4:2021. Plastics. Differential scanning calorimetry (DSC) Part 4: Determination of specific heat capacity [Електронний ресурс]. – Geneva: International Organization for Standardization, 2021. – 16 с. – Режим доступу: <https://www.iso.org/standard/80335.html>, дата звернення: 29.01.2025.

65. Saenko I., Engelhardt H., Hornig P., Fabrichnaya O. Specific heat capacity of intermetallic compounds: A computational approach [Електронний ресурс].- Calphad. – 2021. – № 74. – С. 102045. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0364591621000456>, дата звернення: 29.01.2025.

66. Kittel C. (Ed.). Handbook of Metal Physics [Electronic resource]. – Amsterdam: Elsevier, 2008. – 512 p. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1570002X0700002X>, дата звернення: January 29, 2025.

67. Brandes E.A., Brook G.B. (Eds.). Smithells Metals Reference Book. – 8th ed. – Amsterdam: Elsevier, 2013. – 1504 p.

68. London Metal Exchange. Про LME. [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://www.lme.com/en/about?sc\\_camp=8B7AEB5E26784CA4F20FFDECD42BF35C](https://www.lme.com/en/about?sc_camp=8B7AEB5E26784CA4F20FFDECD42BF35C) (дата звернення: 28.01.2025). – Лондонська біржа металів.

69. Лабай В. Й. Тепломасообмін : Підручник для ВНЗ. – Львів: Тріада Плюс, 2004. – 260 с.

70. Кулінченко В. Р., Шевченко О. Ю., Піддубний В. А. Теплопередача з елементами масообміну (теорія і практика процесу) [Електронний ресурс] / В. Р. Кулінченко, О. Ю. Шевченко, В. А. Піддубний. – Київ: НУХТ, 2014. – 212 с. – Режим доступу: <https://dspace.nuft.edu.ua/jspui/bitstream/123456789/19149/1/13.pdf>, вільний.

71. ТОВАЖНЯНСЬКИЙ Л.Л., БУХКАЛО С.І., КАПУСТЕНКО П.О., АРСЕНЬЄВА О.П., ОЛЬХОВСЬКА О.І., ОРЛОВА Є.І. Загальна технологія харчової промисловості у прикладах і задачах: Підручник. Київ: Центр учбової літератури, 2011. 832 с.

72. Kulacki F. A. (Ed.). Handbook of Thermal Science and Engineering / F. A. Kulacki. – Cham: Springer International Publishing, 2018. – 2800 p. – ISBN 978-3-319-26695-4. – DOI: 10.1007/978-3-319-26695-4.
73. А.П. Врагов. Теплообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв: Навч. посібник. – Суми: Вид-во СумДУ, 2006. – 262с.
74. Kakaç, S., Liu, H., & Pramuanjaroenkij, A. (2002). Heat exchangers: selection, rating, and thermal design. CRC press.
75. G F. Hewitt, editor. Heat Exchanger Design Handbook 2008/ Begell House, New York, 2008/
76. Масакбаева С.Р., Елубай М.А. Теплообменные аппараты. Учебное пособие. – Павлодар: Кереку, 2018. – 108 с.
78. Shah R.K., Sekulic D.P. Fundamentals of Heat Exchanger Design. Hoboken: John Wiley & Sons, 2003. 976 p.
79. Thulukkanam K. Heat Exchanger Design Handbook. Boca Raton: CRC Press, 2013. 1260 p.
80. Проектування теплообмінних апаратів: навчальний посібник [Електронний ресурс]. Харків: НТУ «ХПІ», 2023. 192 с. Режим доступу: <https://web.kpi.kharkov.ua/krio/wp-content/uploads/sites/41/2023/03/Proektuvannya-terploobminnih-apatativ.pdf> (дата звернення: 09.01.2025).
81. Fraas A. P. Heat Exchanger Design / A. P. Fraas. – New York: Wiley, 1991. – 496 с.
82. ГСТУ 3-17-204-2000. Теплообмінники труба у трубі розбірні малогабаритні. Конструкція та розміри. Київ: Держстандарт України, 2000. 25 с.
83. Методичні вказівки до виконання розрахункової роботи для студентів напрямку підготовки: 6.051301 «Хімічна технологія» з дисципліни «Процеси та апарати хімічних виробництв» [Електронний ресурс] / НТУУ «КПІ». – Київ, 2012. – 46 с. – Режим доступу: [https://ci.kpi.ua/METODA/rozrah\\_PANV.pdf](https://ci.kpi.ua/METODA/rozrah_PANV.pdf), вільний. – Назва з екрана.

84. Кожухотрубні теплообмінники Secespol [Електронний ресурс] // Termoprom. – Режим доступу: <https://termoprom.com.ua/uk/teploobmenniki/po-brendu/kozhuhotrubnye-teploobmenniki-secespol>, вільний. – Дата доступу: 29 січня 2025 р. – Назва з екрана.

85. В.В. Іванченко. Конструювання та розрахунок кожухотрубчастих теплообмінних апаратів/. В.В. Іванченко, О.І Барвін, Ю.М Штонда: – Луганськ: Вид-во СНУ ім. В. Даля. – 2006. – 208 с.

86. ГСТУ 3-071-2004. Апарати кожухотрубчасті теплообмінні та повітряного охолодження. Кріплення труб в трубних решітках [Електронний ресурс] / ВАТ «УкрНДІхіммаш» ; розроб. В. Проголаєв, О. Савін, Ю. Данилов, В. Федорченко, Г. Бугай. – Київ: Мінпромполітики України, 2004. – [62] с. – Режим доступу: [[https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id\\_doc=64142](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page?id_doc=64142)], вільний. – Дата доступу: 29 січня 2025 р. – Назва з екрана.

87. Shah R.K., Sekulic D.P. Heat exchangers. Handbook of Heat Transfer. – 1998. – 1056 р. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://www.academia.edu/download/46239555/Heat\\_20Exchangers.pdf](https://www.academia.edu/download/46239555/Heat_20Exchangers.pdf).

88. Сухий І.М., Демченко В.А. Теплотехніка та теплоенергетика: навч. посіб. – Львів: Львівська політехніка, 2018. – 356 с.

89. Cengel Y.A., Boles M.A. Thermodynamics: An Engineering Approach. – 9th ed. – McGraw-Hill, 2019. – 1024 p.

90. Гільчук А.В., Халатов А.А., Доник Т.В. Теорія теплопровідності: навчальний посібник [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спец. 105 «Прикладна фізика та наноматеріали» / КПІ ім. Ігоря Сікорського. Електронні текстові дані (1 файл: 4.56 Мбайт). К.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2020. 153 с.

91. Яворський Б.М., Детлаф А.А. Курс фізики. Теплота. – Київ: Вища школа, 2004. – 512 с.

92. Winterton R.H.S. Newton's law of cooling. Contemporary Physics. – 1999. – Т. 40, №3. – С. 205–212. – DOI: 10.1080/001075199181549.

92. Cengel, Y. A., Ghajar, A. J. Heat and Mass Transfer: Fundamentals and Applications . – 5th ed. – New York : McGraw-Hill Education, 2015. – 960 p.

93. Співак О. Ю., Резидент Н. В. Тепломасообмін. Частина I : навч. посіб. Вінниця: ВНТУ, 2021. 113 с.
94. ДСТУ ISO 7345:2005. Теплоізоляція. Фізичні величини та визначення. – [Чинний з 2006-01-01]. – К.: Держспоживстандарт України, 2006. – 19 с.
95. Шмиг Р.А., Боярчук В.М., Добрянський І.М., Барабаш В.М.; за заг. ред. Р.А. Шмига. Теплопровідність. Львів, 2010. 222 с.
96. Халатов А., Гільчук А., Доник Т. Теорія теплопровідності : підручник / А. Халатов, А. Гільчук, Т. Доник. – Київ : НТУУ «КПІ», 2022. – [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/f2c859d5-be0b-486f-80c1-7e3fc320b662/download>.
97. Дубровська В. В., Шкляр В. І. Технологія виробництва електричної енергії [Електронний ресурс] / В. В. Дубровська, В. І. Шкляр. – Київ: НТУУ «КПІ», 2022. – 198 с. – Режим доступу: <https://ela.kpi.ua/bitstreams/aa67af18-8677-49fb-b6b3-dc3135a079a0/download>, вільний.
98. Борисова А.С., Ніжник В.В. Сучасний стан щодо визначення критичного значення поверхневої густини теплового потоку. Геотехнічна механіка. № 152, 2020. С. 99-106.
99. Кучерук І.М., Горбачук І.Т., Луцик П.П. Загальний курс фізики: у 3-х т. / за ред. І.М. Кучерука. 2-ге вид. К.: Техніка, 2006. Т. 1: Механіка. Молекулярна фізика і термодинаміка. 532 с.
100. IEEE Standard C57.12.00-2015. IEEE Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers. New York: IEEE, 2015. 86 с. DOI: 10.1109/IEEESTD.2016.7422426.
101. IEC 60076-7:2018. Power transformers – Part 7: Loading guide for mineral-oil-immersed power transformers. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2018. 72 p.
102. Климась Р.В., Ніжник В.В., Фещук Ю.Л., Стилик І.Г., Некора В.С., Несенюк Л.П. Щодо обмеження поширення пожеж під час аварій на трансформаторному обладнанні. Збірник наукових праць: Пожежна безпека. Львів: № 39, 2021. С. 85-93. DOI: <https://doi.org/10.32447/20786662.39.2021.10>.

103. Klymas R., Nizhnyk V., Nekora O., Nekora V., Stylyk I. Justification of minimum parameters of gravel backfill of the oil receiver of the transformer substation. The Scientific heritage. Budapest, Hungary: vol. 1, № 79 (79), 2021. Pp. 36-44. DOI: <https://doi.org/10.24412/9215-0365-2021-79-1-36-44>.

104. Байдак Ю.В., Масарік Міхал, Матухно В.А. Моделювання процесу конвективного теплообміну маслом з поверхні розподільчого трансформатора. Журнал: Refrigeration Engineering and Technology. Одеса: № 53 (1), 2021. С. 44-53. DOI: <https://dx.doi.org/10.15673/ret.v53i1.542>.

105. Заїка П.І., Заїка Н.П., Лукашів Т.В. Особливості пожежної небезпеки трансформаторів. Теорія і практика гасіння пожеж та ліквідації надзвичайних ситуацій: Матеріали XII Міжнародної науково-практичної конференції. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 2021. С. 176-178.

106. Семичаєвський С.В., Копильний М.І. Аналіз підходів щодо визначення площі аварійних розливів горючих рідин. Міжнародний науковий журнал «Інтернаука». К.: т. 1, № 16 (78), 2019. С. 60-63.

107. Семичаєвський С.В., Якіменко М.Л., Осадчук М.В. Щодо аварійного розливу горючих рідин. Науковий журнал: Вчені записки Таврійського національного університету ім. В.І. Вернадського. Серія: Технічні науки. К.: Видавничий центр «Гельветика», т. 32 (71), № 3, 2021. С. 219-225.

108. Огурцов С.Ю., Семичаєвський С.В. К вопросу необходимости обоснования исходных данных для моделирования процессов горения турбинного масла. Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека. К.: № 2 (2), 2016. С. 44-48.

109. Семичаєвський С.В., Огурцов С.Ю. Експериментальне обґрунтування вихідних даних для моделювання горіння турбінної оливи марки ТП-22. Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека. К.: № 2 (4), 2017. С. 85-89.

110. Гаврилюк А.Ф., Гудым В.И., Паснак И.В., Дурнота Т.П. Экспериментальное исследование показателей пожарной опасности моторных масел. Научный журнал: Вестник Кокшетаутского технического института

Комитета по чрезвычайным ситуациям МВД Республики Казахстан. Кокшетау: КТИ КЧС МВД РК, № 2 (22), 2016. С. 33-38.

111. El-Harbawi M., Al-Mubaddel F. Risk of fire and explosion in electrical substations due to the formation of flammable mixtures // Scientific Reports. – 2020. – Vol. 10. – P. 6295. DOI: 10.1038/s41598-020-63354-4.

112. ISO 13943:2023. Fire safety — Vocabulary. Effective from 2023-03. Official edition. Geneva: ISO, 2023. 52 p.

113. ISO 1716:2018. Reaction to fire tests for products — Determination of the gross heat of combustion (calorific value). Effective from 2018-05. Official edition. Geneva: ISO, 2018. 20 p.

114. ISO 2592:2017. Petroleum and related products — Determination of flash and fire points — Cleveland open cup method. Effective from 2017-08. Official edition. Geneva: ISO, 2017. 18 p.

115. Nytro 11 GX – Transformer Oil [Electronic resource] // [http://www.energynet.com.ua/transformatornye\\_masla\\_nynas/nytro\\_11gx.html](http://www.energynet.com.ua/transformatornye_masla_nynas/nytro_11gx.html)](free access. – Access dat [14.11.2024].

116. 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. Pp. 574-578.

117. ДСТУ 8829:2019 Пожежовибухонебезпечність речовин і матеріалів. Номенклатура показників і методи їхнього визначення. Класифікація. Чинний від 2020-01-01. К.: ДП «УкрНДНЦ», 2020. 78 с.

118. Lienhard JH IV, Lienhard JHV A Heat Transfer Textbook [Електронний ресурс]. 5-е вид. Cambridge: Phlogiston Press, 2019. 762 с. Режим доступу: <http://web.mit.edu/lienhard/www/ahtt.html> , вільний. Дата звернення: 03.02.2025.

119. ASHRAE Handbook: Fundamentals [Електронний ресурс]. – Atlanta: American Society of Heating, Refrigerating and Air-Conditioning Engineers, 2021. – 1356 с. – Режим доступу: <https://www.ashrae.org> (дата звернення: [вказіть дату]).

120. Jafari, D., Safaei, M.R., & Mahian, O. A critical review of the Dittus–Boelter equation for single-phase convective heat transfer in mini/micro channels / D. Jafari, M.R. Safaei, O. Mahian // *Thermal Science and Engineering Progress*. – 2019. – Vol. 13. – Article ID: 100383. – DOI: 10.1016/j.tsep.2019.100383.

121. Abed, N. K. A Numerical Investigation of Heat Transfer and Flow Quantities Through a Change The Longitudinal and Transverse Pitches in Inline Tube Bundles using URANS models [Електронний ресурс] / Nabeel Khaleel Abed // ResearchGate. – 2020. – 150 р. – Режим доступу: <https://www.researchgate.net/publication/346448349>, вільний. – Дата звернення: 04.02.2025.

122. Benoit, H., Spreafico, L., Gauthier, D., Flamant, G. Review of heat transfer fluids in tube-receivers used in concentrating solar thermal systems: Properties and heat transfer coefficients [Електронний ресурс] // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. – 2016. – Vol. 53. – P. 968–984. – Режим доступу: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032115011387>, вільний. – Дата

123. 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).

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

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

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

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

128. 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.

129. ДСТУ EN 60672-3:2022 Керамічні та скляні ізоляційні матеріали. Частина 3. Специфікації окремих матеріалів (EN 60672-3:1997, IDT; IEC 60672-3:1997, IDT). – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. – 25 с.

130. НПАОП 40.1-1.32-01 Правила будівництва електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок. – Чинний від 01.01.2002. – Київ: Держнаглядохоронпраці, 2001. – 150 с.

131. 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.

132. 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.

133. 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.

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

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

136. Kofulso. *Directory information* [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [https://www.kofulso.net/dir\\_info.htm](https://www.kofulso.net/dir_info.htm). – Дата звернення: [дата].

137. ДСТУ EN ISO 17672:2019 Паяння. Присадні матеріали (EN ISO 17672:2016, IDT; ISO 17672:2016, IDT). – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2019. – 26 с.

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

139. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення. К / Упор. В.Я. Чабанний. – Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. – 353с.

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

141. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Ратушний О. Щодо розроблення експериментальної установки для зниження температури трансформаторного масла при імітації його аварійного витоку. Матеріали XIV Всеукраїнської науково-практичної конференції з міжнародною участю «Надзвичайні ситуації: безпека та захист». Черкаси : ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 2024. С. 97-99.

142. Горбунов О. Д. Конспект лекцій з дисципліни «Інженерний експеримент» для здобувачів вищої освіти другого (магістерського) рівня спеціальності 144 «Теплоенергетика» очної та заочної форм навчання. Кам'янське: ДДТУ, 2016. 42 с.

143. План розвитку електричних мереж оператора системи розподілу ПРАТ «ДТЕК Київські електромережі» на 2020-2024 роки. Технічний звіт, 2019. 208 с.

144. Гофровані труби: [Електронний ресурс]. – Режим доступу: [[https://epicentrk.ua/ua/shop/dymokhody/filter/prop\\_6598-is-200.0000/prop\\_10009-is-c436da5bac56a8956c2217dc4d3d9130/prop\\_9936-is-vvnasook/apply/](https://epicentrk.ua/ua/shop/dymokhody/filter/prop_6598-is-200.0000/prop_10009-is-c436da5bac56a8956c2217dc4d3d9130/prop_9936-is-vvnasook/apply/)]

## ДОДАТКИ

## **ДОДАТОК А**

Список публікацій за темою дисертації

## СПИСОК ПУБЛІКАЦІЙ ЗА ТЕМОЮ ДИСЕРТАЦІЇ

1. Новак С., Дріжд В., Іллюченко П. Підвищення стійкості кабелів до поширення полум'я шляхом облицювання металевого кабельного коробу реактивним вогнезахисним матеріалом. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2019. № 1 (7). С. 64–75. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.1.64-75>.

2. Новак С., Добростан О., Дріжд В., Іллюченко П. Дослідження вогнестійкості кабельних проходок із застосуванням реактивного вогнезахисного матеріалу «Ендотерм ХТ-150». *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2020. № 2 (8). С. 3–13. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2019.2.3-13>.

3. Іллюченко, П., Ніжник, В., Нікулін, О. 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*. 2023. № 1 (15). С. 116–127. DOI: [https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1\(15\).116-127](https://doi.org/10.33269/nvcz.2023.1(15).116-127).

4. Іллюченко П.О. Щодо підвищення ефективності способу запобігання поширенню пожежі під час аварійної розгерметизації маслонаповнених трансформаторів. *Науковий вісник: Цивільний захист та пожежна безпека*. 2024. № 2 (18). С. 90–100. DOI: <https://doi.org/10.33269/nvcz.2024.2.90-100>.

5. Kravchenko, R., **Illiuchenko, P.**, Onyshchuk, A., Zazymko, O.. Improvement of test methods and criteria for evaluation of resistance to flame spread of long elements of the wiring system. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2021. № 6 (10 (114)), С. 57–68. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2021.249105>.

6. Maryna Sukhanevych Yuriy Tsapko, Ruslan Likhnyovskyi, Alesii Tsapko, Vitalii Kovalenko, Oksana Slutskaaya, **Pavlo Illiuchenko**, Rostyslav Kravchenko. Determining the thermal-physical characteristics of a coke foam layer in the fire protection of cable articles with foaming coating. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*. 2023. № 2/10 (122). С. 22–30. DOI: <https://doi.org/10.15587/1729-4061.2023.275550>.

7. Іллюченко П.О., Ніжник В.В., Нікулін О.Ф. Про удосконалення системи попередження розвитку пожежі на маслоприймачах. *Теорія і практика гасіння пожеж та ліквідації надзвичайних ситуацій*: матеріали XIII Міжн. наук.-практ. конф. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 26 квітн. 2022. С. 127-129.

8. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Кравченко Ю. Розроблення методики експериментальних досліджень щодо зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XII Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 27-28 жовт. 2024. С. 97-98.

9. Іллюченко П., Ніжник В., Нікулін О., Ратушний О. Щодо розроблення експериментальної установки для зниження температури трансформаторного масла при імітації його аварійного витоку. *Надзвичайні ситуації: безпека та захист*: матеріали XIV Всеук. наук.-практ. конф. з міжн. уч. м. Черкаси: ЧПБ ім. Героїв Чорнобиля НУЦЗ України, 24-25 жовт. 2024. С. 97-99.

## **ДОДАТОК Б**

Акти впровадження результатів дисертаційної роботи

ЗАТВЕРДЖУЮ

Тимчасово виконуючий обов'язки  
директора Департаменту запобігання  
надзвичайним ситуаціям ДСНС

Олександр ЧЕКРИГІН

\_\_\_\_\_ 20\_\_ року

АКТ

впровадження результатів дисертаційної роботи

ІЛЛЮЧЕНКА Павла Олександровича

за темою: «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на  
маслоприймачах»

Цей акт засвідчує, що результати дисертаційної роботи Іллюченка П.О. за темою: «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах» може бути в перспективі впроваджено шляхом розроблення пропозицій щодо внесення змін до «Правил улаштування електроустановок» в частині застосування на маслоприймачах трансформаторів замість засипки з гірських порід теплообмінної системи на основі гофрованих трубок з нержавкої сталі з наповненням водою для охолодження температури трансформаторного масла під час аварійного витоку.

Заступник начальника відділу  
нормативної роботи та ліцензування  
управління державного пожежного нагляду  
Департаменту запобігання надзвичайним  
ситуаціям ДСНС

Павло КУЛИК

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 20\_\_ року

ЗАТВЕРДЖУЮ

Перший проректор Національного  
університету цивільного захисту України  
з навчальної роботиОлександр ДЖУЛАЙ  
«\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2025 року

АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи  
за темою «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на  
маслоприймачах» автора Іллюченка Павла Олександровича

Комісія у складі:

голови – начальника навчально-наукового інституту пожежної безпеки, кандидата  
технічних наук, доцента Мельника В.П.та членів – доцента кафедри пожежної профілактики у населених пунктах, PhD з  
цивільної безпеки Рашкевич Н.В.;– старшого викладача кафедри пожежної профілактики у населених пунктах  
Майбороди Р.І.

склали акт, який підтверджує, що результати дисертаційної роботи «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах» мають теоретичне та практичне значення для освітнього процесу. Запропонована методика застосування на маслоприймачах трансформаторів замість засипки з гірських порід теплообмінної системи на основі гофрованих трубок з нержавкої сталі з наповненням водою для охолодження температури трансформаторного масла під час аварійного витoku впроваджена в освітній процес на кафедрі пожежної профілактики у населених пунктах Національного університету цивільного захисту України в навчальній дисципліні «Пожежна безпека будівель та споруд» при підготовці здобувачів другого (магістерського) рівня вищої освіти за спеціальністю 261 «Пожежна безпека». Впровадження результатів досліджень даної дисертаційної роботи дозволяє підвищити якість проведення лекційних та практичних занять шляхом розширення знань здобувачів за рахунок практичного застосування нових наукових даних.

Голова комісії:

начальник навчально-наукового інституту  
пожежної безпеки,  
кандидат технічних наук, доцент

Валентин МЕЛЬНИК

Члени комісії:

доцент кафедри пожежної профілактики  
у населених пунктах навчально-наукового інституту  
пожежної безпеки,  
PhD з цивільної безпеки

Ніна РАШКЕВИЧ

старший викладач кафедри пожежної профілактики  
у населених пунктах навчально-наукового інституту  
пожежної безпеки

Роман МАЙБОРОДА

ЗАТВЕРДЖУЮ

Директор  
приватного підприємства  
«ПроектБудСтар»

Наталія КОНОГРАЙ

2024 року

## АКТ

про впровадження результатів дисертаційної роботи за темою  
«Удосконалення системи попередження поширення пожежі на маслоприймачах»  
автора Ілпюченка Павла Олександровича

Комісія в складі:

голови – головного інженера проекту приватного підприємства  
«ПроектБудСтар» Романа ПУРДЕНКА

та членів – інженера приватного підприємства «ПроектБудСтар»  
Владислава КОВАЛЬ, інженера приватного підприємства «ПроектБудСтар»  
Катерини СЕКРЕТ складала даний акт про те, що результати дисертаційної роботи  
за темою «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на  
маслоприймачах» впроваджені в діяльність приватного підприємства  
«ПроектБудСтар» в частині удосконалення вимог пожежної безпеки на  
підприємстві стосовно застосування на маслоприймачах силових  
трансформаторів замість засипки щебню, гравію теплообмінника на основі  
гофротрубок з нержавкої сталі з водою для охолодження температури  
трансформаторного масла нижче температури спалаху під час аварійного витoku.

Даний акт не є підставою для одержання премій та інших винагород із  
фондів Національного університету цивільного захисту України.

Голова комісії:

головний інженер проекту

приватного підприємства «ПроектБудСтар»

Роман ПУРДЕНКА

Члени комісії:

інженер

приватного підприємства «ПроектБудСтар»

Владислав КОВАЛЬ

інженер

приватного підприємства «ПроектБудСтар»

Катерина СЕКРЕТ

**АКТ**

про впровадження результатів дисертаційної роботи

**Іллюченка Павла Олександровича**

за темою: «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на  
маслоприймачах»

Даний акт складено про те, що в компанії ТОВ «Науково-виробниче підприємство «АЛАЙ» були впроваджені в практичну діяльність результати дисертаційної роботи Іллюченка Павла Олександровича за темою: «Удосконалення системи попередження поширення пожежі на трансформаторних підстанціях» в частині удосконалення вимог пожежної безпеки стосовно застосування на маслоприймачах масляних трансформаторів теплообмінної системи на основі тонкостінних гофрованих трубок з нержавіючої сталі (з холодоагентом – водою) для забезпечення ефективного охолодження температури трансформаторного масла нижче пожежонебезпечної (нижче 150 °C) під час аварійного витoku в ході аварійної розгерметизації корпусу трансформатора замість традиційної засипки з гравію або щебню.

ТОВ НВП «АЛАЙ»



Олег ПУШКАР

## **ДОДАТОК В**

Програма та методика експериментальних досліджень зі встановлення закономірності зниження пожежнонебезпечної температури трансформаторного масла нижче температури спалаху під час проходження охолоджуючого контура теплообмінника

Інститут державного управління та наукових досліджень з цивільного захисту  
(ІДУ НД ЦЗ)

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

Керівник дисертаційної НДР:  
начальник науково-дослідного центру  
протипожежного захисту ІДУ НД ЦЗ  
д-р техн. наук, професор



В.В. Ніжник

**ПРОГРАМА ТА МЕТОДИКА**

експериментальних досліджень в рамках виконання  
дисертаційної роботи за темою «Удосконалення системи попередження та  
поширення пожежі на маслоприймачах»

## **1 ПІДСТАВА ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ**

1.1 Робота виконується відповідно до календарного плану дисертаційної роботи за темою «Удосконалення системи попередження та поширення пожежі на маслоприймачах».

## **2 ОБ'ЄКТ ТА ПРЕДМЕТ ДОСЛІДЖЕНЬ**

2.1 Об'єкт досліджень – процеси теплообміну між трансформаторним маслом, що горить та матеріалом теплообмінника.

2.2 Предмет досліджень – залежність зміни температури трансформаторного масла від конструктивних та геометричних характеристик теплообмінника.

## **3 МЕТА І ЗАДАЧІ ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ**

3.1 Мета досліджень – встановлення закономірності зниження температури трансформаторного масла від параметрів та характеристик теплообмінника, як підґрунтя для удосконалення заходів щодо обмеження поширення пожеж під час виникнення аварій на маслонаповнених трансформаторних підстанціях.

3.2 Задачі досліджень:

3.2.1 Виявити закономірності зниження температури трансформаторного масла нижче температури спалаху масла в залежності від конструктивних та геометричних характеристик теплообмінника під час проходження охолоджуючим контуром теплообмінника.

3.2.2 Експериментально довести, що конструкція теплообмінника реалізує зниження температури нагрітого масла у режимі реального часу нижче температури спалаху, тобто нижче 150 °C;

3.2.3 Провести верифікацію попередньо розроблених математичних моделей, процесу теплообміну між трансформаторним маслом (далі – маслом) та холодоагентом теплообмінника під час заливання масла в корпус теплообмінника.

#### **4 МІСЦЕ ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ**

Дослідження проводять на пожежно-випробувальному полігоні ІДУ НД ЦЗ (с. Дмитрівка, Києво-Святошинського району, Київської області).

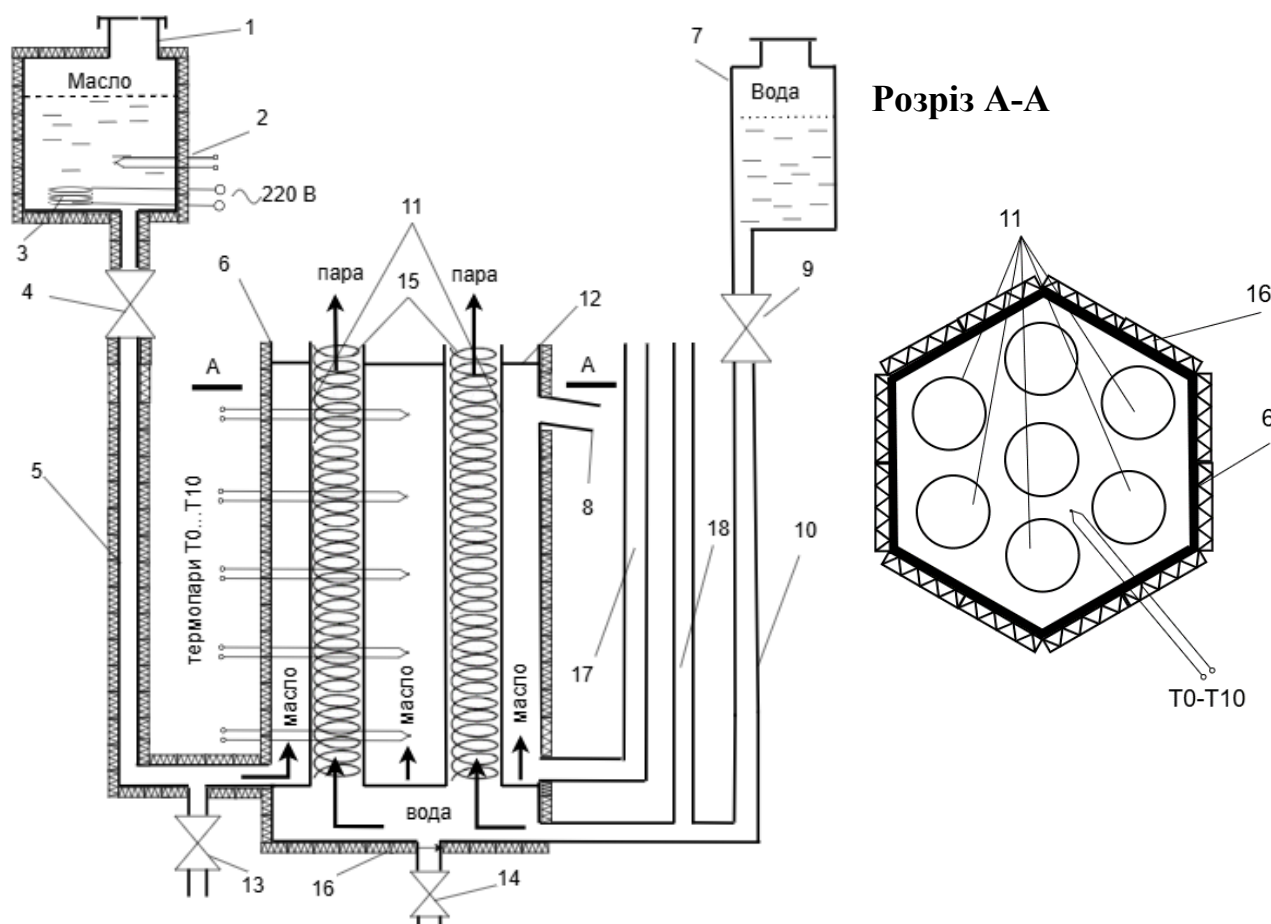
Дослідження проводяться за наступних умов навколишнього середовища:

- температура –  $(20 \pm 10) ^\circ\text{C}$ ;
- відносна вологість повітря – від 45 % до 90 %;
- атмосферний тиск – від 84 до 106 кПа.

#### **5 МЕТОДИКА ПРОВЕДЕННЯ ДОСЛІДЖЕНЬ**

Сутність методу досліджень полягає у імітуванні аварійного режиму роботи трансформатора (нагріву масла до критичної температури – температури самозацмання  $250 ^\circ\text{C}$ ), розгерметизації корпусу трансформатора з подальшим виливанням масла у маслоприймач без займання масла. Масло має поступово заповнювати внутрішній об'єм корпусу теплообмінника продовж тривалості часу до 900 с.

Схема дослідного експериментальної теплообмінної установки наведена на рисунку 1.



1 – резервуар для масла; 2 – термопара для вимірювання температури масла (T11); 3 – трубчастий нагрівальний елемент (ТЕН) для нагрівання масла; 4 – засувка на магістралі для подавання масла; 5 – труба магістралі для подавання масла; 6 – корпус теплообмінника; 7 – резервуар для води; 8 – патрубок для виходу охолодженого масла з теплообмінника; 9 – засувка на магістралі для подавання води; 10 – труба магістралі для подавання води до охолоджуючого контуру теплообмінника; 11 – гофровані трубки з нержавіючої сталі; 12 – кришка простору заповнення масла – верхня трубна решітка для гофрованих трубок з нержавіючої сталі; 13 – засувка для повного зливу масла з масляного контуру теплообмінника; 14 – засувка для зливу води з теплообмінника; T0- T10 – термопари для вимірювання температури масла в масляному контурі теплообмінника, 15 – завіхрювачі; 16 – теплоізоляційний матеріал; 17 – скляна кварцова трубка контролю рівня масла; 18 – прозора трубка з ПВХ для контролю рівня води.

Рисунок 1 – Схема експериментальної теплообмінної установки

### 5.1 Обладнання для проведення досліджень

Під час дослідження використовують обладнання, що включає: експериментальну теплообмінну установку рисунок 1, засоби виміральної техніки (таблиця 1), засоби для здійснення фото та відео фіксації моментів експерименту.

Контейнер, що імітує корпус трансформатора (1) зображено на рисунку 3.2. Він виконаний з теплостійкого матеріалу, а його розміри забезпечують вміщення

масла не менше ніж 100 л. Резервуар являє собою циліндр, він виготовлений з листової сталі товщиною до 2 мм. Конструкція резервуару має витримувати вплив температури масла до 250 °С. У нижній частині всередині резервуару 1 розміщують трубчатий електричний нагрівач - ТЕН (3), що живиться від джерела струму для підігріву масла до температури 250 °С з метою імітуванні аварійного режиму роботи трансформатора та термопару типу ТХА (2) для контролю температури масла в резервуарі (1). У дні резервуара (1) улаштовано магістраль подавання розігрітого масла до масляного контуру теплообмінника під дією сили тяжіння. Магістраль виконана за допомогою сталевих труби (6) діаметром 30 мм.

Для здійснення перекривання доступу масла до магістралі та контролю витрати масла при подаванні до теплообмінника в магістраль вбудовано засувку (шаровий кран) (4). На практиці вищенаведене реалізовано наступним чином. Для контейнера обрано сталеву циліндричну ємність об'ємом 100 л, укладену на бік. У верхній частині сталевих ємності вирізано отвір для заливу трансформаторного масла та укладення трубчастого електричного нагрівача (ТЕН) та встановлення термопар ТХА (Т11) для контролю температури масла. В якості нагрівача застосовано три ТЕНи, сумарною потужністю 2,9 кВт, паралельно під'єднаних до електричного кола живлення 220 В. Для забезпечення електричної ізоляції мідні фазний та нульовий провідники кола живлення, що знаходяться в межах резервуару (1) облаштовані керамічними ізоляторами, здатними витримувати високі температури.

З метою забезпечення вимог охорони праці в частині електробезпеки трубчасті нагрівальні елементи були укладені на діелектричні теплостійкі підставки для обмеження контакту з внутрішньою металевою поверхнею ємності для масла (1), для якої також було здійснено заземлення відповідно до вимог.

Після заливу в ємність трансформаторного масла, отвір закривають кришкою з трубкою для відведення розігрітих парів та облаштовують утеплювачем – мінеральною базальтовою ватою з коефіцієнтом теплопровідності 0,044 Вт/м·К з метою зменшення втрат тепла в навколишнє середовище.

В нижній точці магістралі для подавання розігрітого масла розміщений зливний патрубок з засувкою (шаровим краном) (13) для виливу залишків масла після проведення досліджень в зливну ємність. Для охолодження розігрітого масла в теплообміннику до температури 150 °С застосовують дистильовану воду, яка знаходиться в резервуарі (7), з об'ємом близько 10 л. Для подавання води під дією сили тяжіння до водяного контуру теплообмінника застосовують магістраль, що виготовлена за допомогою поліпропіленової труби (10) діаметром 20 мм.

Для здійснення контролю витрати води при подаванні до теплообмінника в магістраль вбудовано засувку (шаровий кран) (9), для забезпечування необхідної витрати води за умов її випаровування в теплообміннику в ході процесу теплообміну з розігрітим маслом.

Корпус теплообмінника (6) виготовлено з листової сталі товщиною 2 мм. З'єднання елементів корпусу теплообмінника має бути герметичним, наприклад зварним. Висота масляного (нагрівального) контуру теплообмінника від дна до верхньої трубної решітки (12) складає 1000 мм. Для контролювання рівня масла в нижній частині корпусу теплообмінника було улаштовано сталевий патрубок з кутом 90°, в який вертикально паралельно корпусу (6) умонтовано трубку (17) з термостійкого силікатного скла. Герметизацію зазорів між поверхнями трубки та патрубку було здійснено за допомогою термостійкого силіконового герметика.

Водяний охолоджувальний контур теплообмінника виконаний з семи вертикально розташованих гофрованих трубок (11) (які є сполученими посудинами між собою) внутрішнім діаметром 25 мм (1") з низьковуглецевої аустенітної нержавіючої сталі марки AISI 304. Промисловість виготовляє такі трубки різних діаметрів – від 15 мм до 50 мм. Для теплообмінника було застосовано гофровані труби з внутрішнім діаметром 25 мм.

Відстань між стінками гофрованих трубок дорівнює 16 мм, що дорівнює 1/2 зовнішнього діаметру трубок. Герметизацію трубок в трубній решітці в з'єднанні між собою в нижній частині в трубній решітці (виготовленого з листової сталі товщиною 3 мм), здійснено за допомогою спеціального припою з складом Ag 40%, Cu 26%, Zn 32%, Sn 2%. Висота гофротрубок в теплообміннику (водяний охолоджувальний контур) складає 1000 мм. Для контролювання рівня води в

гофрованих трубах було до магістралі подавання води було улаштовано прозору вертикальну трубку (18) паралельно корпусу теплообмінника (6).

Всередині гофротрубок (11) встановлені спіральні направляючі – завихрювачі (15) з метою зменшення впливу явища плівкового кипіння води, завдяки якому теплообмін між металевою поверхнею гофротрубки та шаром води значно знижується. Спіралі виготовленні з металевої стрічки шириною 4-5 мм і товщиною 0,3 мм. Кут закруту спіралі по відношенню до горизонталі складає приблизно 40 – 50 град (рисунок 1).

Всередині корпусу теплообмінника (6), між гофротрубками, з кроком 100 мм розміщені одна над одною 11 термопар типу ТХА (Т0-Т11) для здійснення контролю температури масла, яке надходить з ємності (1). Так, термопара Т0 улаштована на дні теплообмінника, на рівні заливного отвору розігрітого масла. Термопара Т10 улаштована на висоті 1000 мм на рівні вихідного отвору мала з корпусу теплообмінника. Термопари закріплені на сталевих штангах товщиною 3 мм, які в свою чергу через висвердлені отвори в верхній трубній решітці в були просунуті в середині корпусу теплообмінника поміж зовнішніх поверхонь гофрованих труб. В верхній частині корпусу теплообмінника для забезпечення виходу з масляного контуру охолодженого нижче температури спалаху масла, встановлено патрубок (8). Спосіб улаштування термопар з штангами в теплообміннику, встановлення завихрювача та патрубок виходу масла (8) наведено на рисунку 3.7.

З метою зменшення втрат тепла в навколишнє середовище резервуар (1), магістраль (5) та корпус теплообмінника (6) опоряджена зовні по периметру теплоізоляцією - мінеральною ватою (16) товщиною 50 мм і коефіцієнтом теплопровідності 0,044 Вт/м·К. За своїм принципом дії експериментальний теплообмінник є одноходовим, з застосуванням прямотечійної схеми руху теплоносіїв.

Висота водяного охолоджуючого контуру теплообмінника від нижньої трубної решітки (дна) до патрубка зливу охолодженого масла (8) має складати не менше ніж 1000 мм. Цей параметр був обраний, виходячи значень, отриманих з наступних розрахунків.

Нижня частина трубок встановлена в нижню трубну решітку, яка є дном теплообмінника та відмежовує масляний контур теплообмінника від ємності для підведення води до гофрованих трубок. Розташування гофрованих трубок реалізовано за способом правильних шестикутників, що дозволяє максимально раціонально скористуватися внутрішнім об'ємом корпусу 4, і таке розміщення трубок обрано з урахуванням досвіду конструювання кожухотрубних теплообмінних апаратів.

Всередині гофровані трубки (15) по внутрішніх стінках обладнані спіральними направляючими (14) з метою уникнення явища плівкового кипіння води, завдяки якому теплообмін між металевою поверхнею трубки та шаром води значно знижується. Спіралі виготовленні з тонкої сталевий стрічки шириною 5 мм, кут нахилу спіралі по відношенню до горизонталі приблизно 40 – 50 град. Всередині корпусу теплообмінника (11), між трубками, в геометричному центрі рівностороннього трикутника, який вони утворюють, з кроком 100 мм розміщені одна над одною з 16 термопар типу ТХА (7) для здійснення контролю температури масла, яке надходить з резервуара 1.

Вище трубчатої решітки в корпусі теплообмінника улаштовано трубку повертання конденсованої води з пару (24) до магістралі для подавання води (23).

## 5.2 Засоби вимірювальної техніки

Перелік засобів вимірювальної техніки, що використовують під час досліджень, а також їх технічні характеристики приведені у таблиці 1.

Таблиця 1 – Технічні характеристики засобів вимірювальної техніки

| № п/п | Найменування ЗВТ              | Фізична величина, що вимірюється | Діапазон вимірювань   | Клас точності, невизначеність, похибка засобу вимірювальної техніки |                                          |
|-------|-------------------------------|----------------------------------|-----------------------|---------------------------------------------------------------------|------------------------------------------|
| 1     | ІВС “Термоконт”               | Температура                      | Від 0 до 1200 °С;     | U = 0,3 °С; $\Delta = \pm 0,35$ °С                                  |                                          |
| 2     | Термопара ТХА                 | Температура                      | Від 0 °С до 333 °С;   | U = 0,5 °С                                                          | $\Delta = \pm 2,5$ °С                    |
|       |                               |                                  | від 334 °С до 1200 °С | U = 0,8 °С                                                          | $\Delta = \pm 0,0075 \pm T_{\text{вим}}$ |
| 3     | Лінійка вимірювальна металева | Лінійні розміри                  | Від 0 до 1000 мм      | U = 0,031 мм; $\Delta = \pm 1,0$ мм                                 |                                          |
| 4     | Рулетка «Stanley»             | Лінійні розміри                  | Від 0 до 60 м         | U = 0,32 мм; $\Delta = \pm 1$ мм                                    |                                          |

Закінчення таблиці 1

|   |                                        |                                                                     |                                                   |                                                                                                                                                   |
|---|----------------------------------------|---------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 5 | Штангенциркуль<br>ШЦЦП-1-150-<br>0,005 | Лінійні розміри                                                     | Від 0 мм до 150 мм                                | 2 клас точності;<br>$U = 0,0069$ мм; $\Delta = \pm 0,005$<br>мм                                                                                   |
| 6 | Барометр-анероїд<br>контрольний М-67   | Атмосферний<br>тиск                                                 | Від 610 мм рт. ст.<br>до 790 мм рт. ст.           | $U = 1,74$ мм рт. ст.<br>$\Delta = \pm 1$ мм рт. ст.                                                                                              |
| 7 | Термогігрометр<br>“Testo”<br>608-H1    | Температура<br>навколишнього<br>середовища,<br>вологість<br>повітря | Від 0 до 50 °C<br>від 2 % до 98 %                 | $U = 0,3$ °C; $\Delta = \pm 0,5$ °C<br>$U = 1,3$ %; $\Delta = \pm 3$ %                                                                            |
| 8 | Секундомір<br>СОС пр. 2Б-2-010         | Час                                                                 | Від 0 до 3600 с;<br>від 0 до 60 с;<br>більше 60 с | 2 клас точності; $U = 0,163$ с;<br>$\Delta = \pm (0,4 \cdot \text{твим} / 60)$ с;<br>$\Delta = \pm (0,4 + 1,5 \cdot (\text{твим} - 60) / 3540)$ с |
| 9 | Термоанемометр<br>цифровий AR 856      | Швидкість<br>вітру                                                  | Від 0,3 м/с<br>до 45 м/с                          | $U = 1,44$ м/с;<br>$\Delta = \pm 0,2$ м/с                                                                                                         |

### 5.3 Вимоги для проведення досліджень

Під час дослідження визначають зміну температури масла, що надходить до теплообмінника завдяки теплообміну з водяним контуром теплообмінника.

Дослідження проводять не менше 4-х разів.

При цьому повинна виконуватися така умова:

- температура масла в ємності (1) має бути 250 °C;
- масло має заповнити масляний контур теплообмінника за час тривалістю до 900 с.

Під час проведення досліджень інформаційно-вимірювальною системою вимірюють та реєструють значення температури в середині ємності для розміщення масла (1) та по всередині корпусу теплообмінника навколо охолоджуючого контуру теплообмінника (11).

### 5.4 Порядок проведення дослідження

#### 5.4.1 Порядок проведення дослідження складається із таких етапів:

- 1) Підготовка для проведення досліджень;
- 2) Проведення досліджень;
- 3) Оцінювання результатів досліджень.

#### 5.4.2 Підготовка до проведення досліджень включає в себе:

- монтування термопар (2) та (7), під'єднання їх до інформаційно-

вимірювальної системи «Термоконт» та налаштування роботи системи вимірювання температури масла;

- заповнення ємкості (1) маслом у кількості 15 л;
- заповнення ємкості (10) водою 30 л;
- заповнення водяного охолоджуючого контуру (гофротрубок) теплообмінника водою, шляхом відкриття шарового крану (12) до рівня (22), де температура масла в масляному контурі знизиться нижче 130 °С;
- переконатися, що шарові крани (4), (16) та (17) знаходяться в у закритому положенні;
- установлення засоби для здійснення фото та відео фіксації моментів експерименту;
- вимірювання та реєстрацію умов навколишнього середовища;
- перевірка цілісності захисного огороження встановлення та попереджувальних знаків;
- підготовка засобів пожежогасіння;
- одягання оператора досліджень у захисний одяг (штани, куртка, чоботи, рукавиці, каска із захистом органів зору);
- за допомогою ТЕНа (3) нагрівання масла до температури 250 °С;

#### 5.4.3 Проведення дослідження:

- за досягнення маслом у ємкості (1), що імітує трансформатор, температури, наближеної до аварійних значень (більше 250 °С), вимикають живлення трубчастих нагрівальних елементів (2);
- відкривають засувку (4) і масло по магістралі (5) під дією сили тяжіння подається в масляний контур теплообмінника.
- за допомогою інформаційно-вимірювальної системи «Термоконт» фіксують зміну температури масла під час його проходження через теплообмінник завдяки нагріванню та подальшого кипіння води в гофрованих трубках (11);
- охолоджене масло через патрубок (8) зливають металеві ємності для повторного використання;

- експеримент має тривати до моменту повного витікання масла із ємкості (1).

#### 5.4.4 Оцінювання результатів дослідження

За результат дослідження приймають значення результатів визначення температури масла та будують залежність зміни температури масла від часу.

За отриманими даними визначається похибка досліджень за формулою:

$$\Delta A = \pm k \sqrt{(\Delta A_1)^2 + (\Delta A_2)^2} \quad (1)$$

де  $\Delta A$  – абсолютна похибка;

$\Delta A_1$  – похибка засобів вимірювання (термопара);

$\Delta A_2$  – похибка вимірювальних пристроїв;

$k$  – коефіцієнт, який залежить від імовірності ( $k=1,1$  при  $P=0,95$ ).

### ВИМОГИ БЕЗПЕКИ

1. До проведення досліджень допускаються особи, які пройшли загальний інструктаж з охорони праці, ознайомились з порядком проведення досліджень, отримали інструктаж з уточненням функцій кожного учасника досліджень.

2. Під час проведення досліджень керуються вимогами [1, 2], інструкціями ІДУ НД ЦЗ, якими встановлено вимоги з безпеки праці безпосередньо на робочому місці, іншими нормативними документами з безпеки праці.

3. До проведення досліджень необхідно визначити та обгородити тимчасовою огорожею небезпечну зону на відстані не менше 3 м від експериментальної теплообмінної установки. До небезпечної зони стороннім особам входити заборонено.

4. Під час проведення досліджень всі учасники повинні бути одягнені у спеціальний одяг, забезпечені захисними касками та засобами захисту очей.

5. Під час експериментального дослідження слід користуватися справними електричними установками без механічних та термічних дефектів (електричні розетки, тимчасова електропроводка, ТЕН).

6. Місце проведення експериментальних досліджень повинно бути забезпечено засобами пожежогасіння, а саме:

- не менше ніж двома порошковими вогнегасниками із масою заряду порошка не менше ніж 5 кг;

- кошмою;

- ящиком із піском об'ємом не менше ніж 0,5 м<sup>3</sup> та лопатою;

- металевим відром із водою.

7. Експериментальні дослідження проводяться не менше ніж двома операторами.

8. Забороняється:

- під час проведення досліджень заходити у 3-х метрову зону огорожі особам, які не беруть участь у дослідженні;

- здійснювати залив гарячого масла в теплообмінник, коли в зоні експериментальної теплообмінної установки перебувають люди;

- проводити дослідження під час опадів.

## ЛІТЕРАТУРА

1. ПУЕ-2017. Правила улаштування електроустановок. – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 617 с

2. Правила безпеки праці в органах і підрозділах МНС України.

### Розробники:

Начальник НДЦ протипожежного захисту ІДУНДЦЗ,  
д-р техн. наук, професор



Вадим НІЖНИК

Начальник відділу електротехнічних виробів науково-випробувального центру ІДУНДЦЗ



Павло ІЛЮЧЕНКО

### Метрологічне забезпечення:

Начальник сектору метрології ІДУНДЦЗ



Ігор СТИЛИК