

<https://doi.org/10.31891/2219-9365-2023-76-13>

УДК 621.314.212.001:621.315.615.2.004

ЗАЙЦЕВ Сергій

Національний університет «Одеська політехніка»

<https://orcid.org/0000-0002-1166-3243>

e-mail: [sdjavdet@ukr.net](mailto:sdjavdet@ukr.net)

## УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДУ ВИЗНАЧЕННЯ ВМІСТУ РОЗЧИНЕНИХ ГАЗІВ У ЗВОЛОЖЕНИХ ТУРБІННИХ ОЛИВАХ

Представлені результати дослідження при удосконаленні методу визначення вмісту розчинених діагностичних газів  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  в зволожених мінеральних оливах «Agrinol Тп-30», «Азмол Тп-22с», «Тп-22 (марка 1)» та в синтетичній вогнестійкій турбінній оливі «Fyrquel®L» із застосуванням методик газової хроматографії. Досліджено: розчинність цих газів в мінеральній турбінній оливі «Тп-22с (марка 1)» та в синтетичній вогнестійкій турбінній оливі «Fyrquel®L» із вмістом в них води 0,002 % маси (гомогенні рідини) при температурі 25 °С; залежність величин розчинності для  $\text{H}_2\text{S}$  від температури в системі «мінеральна турбінна олива – розчинений газ  $\text{H}_2\text{S}$ » в інтервалі температур 15–80 °С; коефіцієнти розподілу розчинених газів в рідинах при температурі 20 °С в системах «турбінна олива – розчинений газ – газоподібний екстрагент (аргон)» або «турбінна олива – розчинений газ – вода»; вміст розчинених газів в модельних синтетичних вогнестійких турбінних оливах «Fyrquel®L» за методом додатку.

Ключові слова: турбінні оливи, розчинені гази, газова хроматографія, діагностування, атомна енергетика, коефіцієнти розподілу, розчинність газів.

ZAITSSEV Serhii

National University "Odesa Polytechnic"

## IMPROVEMENT OF THE METHOD FOR DETERMINING THE CONTENT OF DISSOLVED GASES IN MOISTENED TURBINE OILS

The paper presents the results of a study on improving the method for determining the content of dissolved diagnostic gases  $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  in moistened mineral oils "Agrinol Tp-30", "Azmol Tp-22c", "Tp-22 (grade 1)" and in synthetic fire-resistant turbine oil "Fyrquel®L" using gas chromatography techniques. **Purpose:** ensuring the reliability of the results of the study of the content of diagnostic dissolved gases in samples of moistened mineral and synthetic fire-resistant turbine oils for further diagnosis of bearings with forced circulation of these oils. **Methods:** a) determination of the moisture content of energy oils by coulometric titration; b) gas chromatographic determination of: concentrations of dissolved gases in energy oils; concentrations of gases in gas mixtures; distribution coefficients for gases dissolved in energy oils in the system "energy oil – dissolved gas – gaseous extractant". **Results:** the solubility of these gases in mineral turbine oil "Tp-22c (grade 1)" and in synthetic fire-resistant turbine oil "Fyrquel®L" with a moisture content of 0.002 % by weight (homogeneous liquids) at a temperature of 25 °C; the dependence of solubility values for  $\text{H}_2\text{S}$  on temperature in the system "mineral turbine oil – dissolved  $\text{H}_2\text{S}$  gas" in the temperature range of 15–80 °C; distribution coefficients for these dissolved gases in liquids at a temperature of 20 °C in the systems "turbine oil – dissolved gas – gaseous extractant (argon)" or "turbine oil – dissolved gas – water"; content of dissolved diagnostic gases in model synthetic fire-resistant turbine oils "Fyrquel®L" by the method of the appendix. **Conclusions:** a) the values of the distribution coefficients for the corresponding dissolved  $i$ -th gases (or their solubility) in the studied liquids practically do not depend on the nature of turbine oils (mineral or fire-resistant synthetic turbine oils), or the content of water in them in the range of its concentrations of 0.002–0.05 % by weight; b) for the turbine oil "Tp-22c (grade 1)", an increase in temperature leads to a decrease in the values of the distribution coefficients (or solubility) for  $\text{H}_2\text{S}$ ; c) the possibility of determining the content of dissolved diagnostic gases in model synthetic fire-resistant turbine oils "Fyrquel®L" by the application method is shown.

Keywords: turbine oils, dissolved gases, gas chromatography, diagnostics, nuclear power, distribution coefficients, gas solubility.

### Постановка проблеми у загальному вигляді

#### та її зв'язок із важливими науковими чи практичними завданнями

У тепломеханічному обладнанні атомних електростанцій (АЕС) мають застосовуватися турбінні оливи, які вказані в технічній документації виробника обладнання або допущені до застосування технічним рішенням експлуатуючої організації згідно з порядком використання таких олив [1]. В обладнанні АЕС турбінні оливи застосовують в системах змащування і регулювання парових турбін, системах змащування і ущільнення валів генераторів, системах змащування головних циркуляційних насосів та насосів системи охолодження води, системах змащування конденсатних електронасосів, насосів перекачування технічної води відповідальних та невідповідальних споживачів, систем змащування та регулювання турбоживильних насосних агрегатів і насосів відкачування сепарату [2]. На даний час в тепломеханічному обладнанні енергоблоків АЕС України знаходяться: а) мінеральні турбінні оливи «Тп-22с», «Тп-22б», «Тп-22», «Агрінол Тп-22с», «Агрінол Тп-30», «Агрінол Тп-46» «Азмол Тп-22с»; б) синтетичні вогнестійкі турбінні оливи «Fyrquel®L», «Reolube®ОМТІ», «Reolube®46 RS» [3]. Часто ці турбінні оливи містять в собі розчинену воду та нерозчинену воду у вигляді емульсії (гетерогенна система) [4]. Все це потребує безперервного удосконалення методів діагностування оливонаповненого обладнання АЕС, в тому числі за результатами контролю вмісту діагностичних компонентів в них, наприклад, розчинених газів ( $\text{CH}_4$ ,

$C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ) [5, 6], в тому числі в гетерогенних системах типу «турбіна олива – розчинений газ – вода».

#### Аналіз досліджень та публікацій

В роботі [7] наведено перелік оливнонаповненого електротехнічного обладнання, технічний стан якого можна виявляти за результатами газохроматографічного (ГХ) аналізу проб ізоляційних олив із цього обладнання, а також показано, що контроль обладнання, яке не ввійшло у вищезазначений перелік, може виконуватися за результатами ГХ аналізу проб ізоляційних олив з цього обладнання за рішенням технічного керівництва підприємства для отримання додаткових результатів про технічний стан обладнання. Відомо, що підвищена забрудненість робочих рідин в енергетичному обладнанні спричиняє прискорений знос підшипників, знижує надійність системи регулювання та ущільнень вала генератора, призводить до прискорення зносу наполегливих колодок і вкладишів підшипників, погіршує їхні експлуатаційні властивості, скорочує термін служби обладнання [8]. При цьому забруднювальні домішки надходять в оливу ззовні й утворюються безпосередньо в об'ємі робочої рідини. Швидкість надходження зовнішніх забруднень, таких як продукти зносу сполучених пар тертя, атмосферний пил тощо, у разі сталого режиму роботи турбоагрегата і незмінності зовнішніх умов можна вважати постійною і незалежною від роботи оливної системи [9]. Відомо також, що електроерозія підшипників турбоагрегатів проявляється в поступовому руйнуванні деталей підшипника і дотичної з ними поверхні вала паразитними електричними струмами. Сам процес електроерозії може протікати при цьому досить тривалий час, без будь-яких зовнішніх проявів, проте в деякий момент часу може виникати швидке механічне руйнування бабітових вкладишів підшипників і навіть пошкодження поверхні вала [10, 11]. Імовірність електроерозійних процесів зростає в підшипниках з підвищеним питомим навантаженням або з перекосом вала (дуже тонкий шар оливи; не налагоджена система гідростатичного підйому шийки вала), за умови обводнення оливи, а також підвищеного вмісту розчинених газів, що стимулюють іонізацію електричного струмопровідного «містка» [12]. Електроерозія призводить до деградації змащувальної оливи, зокрема з виділенням газів (газоутворення при електроерозійному пошкодженні підшипників). Наявність цих газів, їхні концентрації та швидкість їхнього збільшення можуть бути використані під час діагностування технічного стану поверхонь, що труться, у підшипниках [13]. У роботі [5] за методом ГХ було досліджено режими моніторингу фізико-хімічних та теплофізичних властивостей мінеральної турбінної оливи «Тп-30» системи циркуляційного зворотного водопостачання випарних градирень Рівненської АЕС у процесі виявлення причин відмови підшипників в електричному насосному агрегаті в системі його циркуляційного оливозабезпечення з виявлення в цій оливі розчинених діагностичних газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ). Вологовміст цієї оливи відповідав встановленим нормам і не перевищував значення 0,03 % маси [2]. Отримані результати дають змогу виконувати статистичне накопичення даних для розроблення діагностичної моделі при визначенні в підшипниках дефектів термічного або електричного характеру на підставі відповідних діагностичних моделей, які застосовують для електротехнічного обладнання [7]. У роботі [6] за методом ГХ було визначено вміст розчинених газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ) в пробах експлуатаційної турбінної оливи «Тп-22с (марка 1)» із головного оливного бака системи циркуляційного оливозабезпечення паротурбінної установки (турбіна К-210-130-3) з турбогенератором ТГВ-200 з водневим охолодженням. При цьому вологовміст проб турбінних олив не вказано. Отримані результати дають змогу виконувати статистичне накопичення даних для розроблення діагностичної моделі при визначенні технічного стану турбогенератора з водневим охолодженням за умови визначення виникнення в підшипниках дефектів термічного або електричного характеру на підставі відповідних діагностичних моделей, які застосовують для електротехнічного обладнання [7]. В роботі [14] зазначено, що масова частка сірки в свіжих мінеральних турбінних оливах має значення: для «Тп-22с (марка 1)» – не більше 0,5 % маси; для «Agrinol Тп-30» – не більше 0,8 % маси; для «Азмол Тп-22с» – не більше 0,5 % маси. В процесі експлуатації цих мінеральних турбінних олив показник «масова частка сірки» не визначається [2, 14]. В роботі [15] зазначено, що при  $t = 300$  °С і вище сірковмісні мінеральні оливи розкладаються з накопиченням у них розчинених газів  $H_2S$ ,  $COS$ , які здатні брати участь у хімічній корозії конструкційних матеріалів із кольорових металів та утворювати електропровідні колоїдні частинки в об'ємі цієї оливи (за рахунок сорбції води, органічних кислот, шламу [16]). Визначення вмісту  $H_2S$  у сірковмісних мінеральних енергетичних оливах може бути використане для ідентифікації теплового дефекту в оливнонаповненому енергетичному обладнанні в зоні дефекту при  $t = 300$  °С і вище, наприклад, у зонах контакту тертьових поверхонь у підшипниках, оснащених системою примусової циркуляції мінеральної турбінної оливи, яка безперервно змащує ці поверхні [5, 17]. Так, в роботі [17] наведено розроблену принципову технологічну схему циркуляційного оливо- та водопостачання під час експлуатації водо-водяного енергетичного реактора АЕС під тиском із аналізом проб мінеральної турбінної оливи для визначення за методом ГХ вмісту діагностичних компонентів – розчинених газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ). В той же час, в роботі [18] зазначено, що результат визначення вмісту  $H_2S$  в рідких середовищах, що містять воду, із застосуванням методу ГХ за газовою екстракцією та із використанням коефіцієнтів розподілу для  $H_2S$ ,

залежить від рН рідких середовищ, що в свою чергу впливає на ступінь дисоціації  $H_2S$  у частках води та на коефіцієнти розподілу для  $H_2S$  в рівноважних гетерогенних екстракційних системах «мінеральна олива – вільна вода – розчинений дисоційований  $H_2S$  – газоподібний екстрагент». В цьому випадку застосування методу додатку  $H_2S$  в пробу аналізованої зволоженої гетерогенної мінеральної оливи може підвищити достовірність результатів вимірювань вмісту  $H_2S$  в ній без застосування значень коефіцієнтів розподілу для  $H_2S$ . В роботі [6] наведено значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для розчинених газів в мінеральній турбінній оливі «Азмол Тп-22с», але значення концентрації води  $W$  в цій оливі не вказані. Відомо, що для розчинених в осушених електроізоляційних мінеральних оливах газів ( $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ), зміна температури від 18 до 25 °С призводить до зміни коефіцієнтів розподілу в системі «електроізоляційна мінеральна олива – розчинений газ – газоподібний екстрагент» в межах  $\pm 5$  % відносних (% відн.) [19]. Таким чином, є необхідність у виявленні достовірності результатів дослідження вмісту діагностичних розчинених газів в пробах зволжених мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних оливах, що містять розчинену і вільну (емульсійну) воду, та відібраних із оливонаповненого обладнання АЕС.

### Формулювання цілей статті

**Мета роботи** є забезпечення достовірності результатів дослідження вмісту діагностичних розчинених газів в пробах зволжених мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних оливах для подальшого діагностування підшипників з примусовою циркуляцією цих олиव. Завданнями роботи є: а) удосконалення математичного опису фазової рівноваги в екстракційній системі «зволожена турбінна олива – розчинений і-й газ – газоподібний екстрагент (аргон)»; б) виявлення впливу концентрацій і-х розчинених газів у зволжених турбінних оливах на значення коефіцієнтів розподілу для і-х розчинених газів в екстракційних системах «зволожена турбінна олива – розчинений і-й газ – газоподібний екстрагент (аргон)»; в) виявлення впливу концентрацій води у зволжених турбінних оливах на значення коефіцієнтів розподілу для і-х розчинених газів в екстракційних системах «зволожена турбінна олива – розчинений і-й газ – газоподібний екстрагент (аргон)»; г) дослідження розчинності і-х діагностичних газів в осушених та зволжених турбінних оливах при температурі 20 °С.

### Виклад основного матеріалу

Досліджувані середовища: суміші діагностичних компонентів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2O$ ,  $H_2S$ ) в мінеральних турбінних оливах «Agrinol Тп-30», «Азмол Тп-22с», «Тп-22 (марка 1)»; суміші вище означених діагностичних компонентів, окрім  $H_2S$ , у вогнестійкій турбінній оливі «Fuguel®L». При виконанні досліджень використано методи: а) визначення вологовмісту енергетичних олив кулонометричним титруванням [2]; б) ГХ визначення: концентрацій розчинених газів в енергетичних оливах; концентрацій газів у газових сумішах; коефіцієнтів розподілу для розчинених в енергетичних оливах газів у системі «енергетична олива – розчинений газ – газоподібний екстрагент» [20, 21]. Всі проби турбінних олив перед визначення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для розчинених газів попередньо осушені при  $t = 20$  °С за допомогою гранул  $CaCl_2$  до остаточного вмісту вологи  $W$  не більше, ніж 0,002 % маси (вимірювання  $W$  – за методикою кулонометричного титрування із реактивом К. Фішера [2]). Умови виконання ГХ досліджень під час визначення вмісту розчинених газів у турбінних оливах відповідають вимогам [20, 21]. При виконанні вимірювань використано: газовий хроматограф з газовими дозаторами, метанатором (для перетворення  $CO$  і  $CO_2$  у  $CH_4$ ), детектором за теплопровідністю (ДТП), полум'яно-іонізаційним детектором (ПІД), полум'яно-фотометричним детектором (ПФД), рідинними випарниками; пристрій для прискорення досягнення рівноваги з обертовим барабаном (ППДР) для розміщення в ньому шприців об'ємами 20  $cm^3$  або 50  $cm^3$  з аналізованими пробами рідких середовищ і газоподібними екстрагентами для встановлення фазових рівноваг в системах «рідке середовище – екстрагент»; екстрагент – газоподібний аргон (Ar); градуйовані газоподібні суміші  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2S$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  в аргоні; суміші турбінних олив з дистильованою водою. Вимірювання виконані при температурі  $t_i = (20 \pm 0,5)$  °С. Тривалість газової екстракції компонентів з рідких технологічних середовищ – не менше, ніж 1 година. У хроматографі реєстрація компонентів виконана за допомогою: ДТП – для  $H_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ; ПІД – для  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ; ПФД – для  $H_2S$ . При визначенні вмісту компонентів в рідинах використано: статичний варіант методу ГХ вимірювань із застосуванням газоподібного екстрагенту і відповідних варіантів методик аналізів рівноважної газової фази в системах «рідке середовище – розчинений компонент – газоподібний екстракт»; метод абсолютного градуювання при визначенні вмісту компонентів в газоподібних екстрактах з використанням відповідних газоподібних градуювальних сумішей [20, 21]. Для визначення порогів визначень концентрацій компонентів в рідких середовищах та коефіцієнтів розподілу  $k_i$  використано суміші газів  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2S$ ,  $O_2$ ,  $N_2$  в газоподібному аргоні при концентрації кожного газу не менше, ніж 0,5 % об'ємних (% об.). На Рисунку 1 показано удосконалений пристрій для встановлення фазових рівноваг при визначенні коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для і-х розчинених газів та їх концентрацій в досліджуваних рідинах [19].

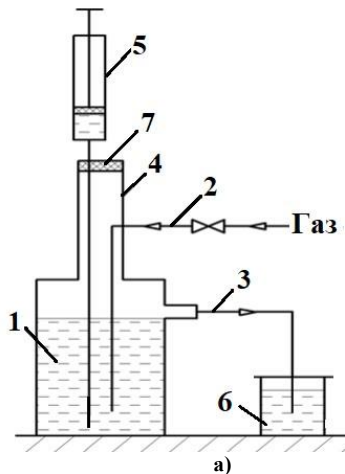


Рис.1. Пристрій для встановлення фазових рівноваг при визначенні коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $i$ -х розчинених газів та їх концентрацій в досліджуваних рідинах: а) пристрій для насичення проби рідкого середовища  $i$ -м газом із його потоку в динамічних умовах: 1 – посудина з рідким середовищем (турбінна олива; або вода; або суміш турбінної оливи та води); 2 – трубка з вентилям для підведення  $i$ -го газу; 3 – трубка для відведення потоку  $i$ -го газу; 4 – перехідник з гумовою прокладкою; 5 – скляний шприц; 6 – рідинний затвір; 7 – гумова прокладка; б) пристрій для прискорення досягнення екстракційної рівноваги в умовах газової екстракції  $i$ -х газів з рідин (ППДР)

Пристрій для насичення рідини потоком  $i$ -го газу (або сумішшю газів із заданою в ній концентрацією  $C_T$  для  $i$ -го досліджуваного газу) (Рис. 1-а) працює наступним чином. Посудину 1 заповнюють заданим об'ємом рідини. Вводять голку шприца 5 крізь гумову прокладку 7 перехідника 4 в посудину 1, подають  $i$ -й газ в лінію 2 і продувають рідину  $i$ -м газом протягом 30 хвилин зі швидкістю приблизно  $5 \text{ см}^3/\text{хв}$ . Через трубку 3 надлишок  $i$ -го газу виводиться через рідинний затвір 6 в атмосферу. Після закінчення продувки пристрій витримують протягом не менше 15 хвилин. Після цього набирають в шприц 5 необхідний об'єм рідини, насиченої  $i$ -м газом, витягують шприц 5 з голкою із перехідника 4 і герметизують голку шприца гумовою пробкою. Для прискорення досягнення екстракційної рівноваги в умовах газової екстракції використано пристрій ППДР барабанного типу с обертовим барабаном для розміщення в ньому шприців, які містять проби рідин (Рис. 1-б). Принцип дії ППДР наведено в роботі [19, 20], при цьому для шприца об'ємом  $20 \text{ см}^3$  і швидкістю обертання  $60 \text{ об/хв}$  барабану, тривалість  $\tau_e$  встановлення екстракційної рівноваги в системі «рідина – розчинений  $i$ -й газ – газоподібний екстрагент» при об'ємі рідини приблизно  $10 \text{ см}^3$  складає не менше, ніж 1 год.

При ГХ визначенні концентрації  $C_{i,0}$  розчиненого компонента в рідкому середовищі використано формулу для розрахунку процесу однократної ізотермічної екстракції [19, 20, 22]:

$$C_{i,0} = \frac{S_k}{K_g} \cdot \left( k_i + \frac{V_e}{V_{e0}} \right), \quad (1)$$

де  $S_k$  – площа ГХ піку для компонента;  $K_g$  – градувальний коефіцієнт для газового хроматографа для  $i$ -го компонента;  $V_{e0}$  – об'єм проби рідкого середовища;  $V_e$  – об'єм екстрагенту;  $k_i$  – коефіцієнт розподілу для  $i$ -го компонента.

Коефіцієнти розподілу  $k_i$  для розчинених газів визначені за методом газової хроматографії шляхом послідовної дворазової ізотермічної екстракції розчиненого  $i$ -го газу з рідкого технологічного середовища однаковими об'ємами чистого газоподібного екстрагенту та з використанням розрахункової формули [19, 21]:

$$k_i = \frac{S_1}{S_2 - S_1} \cdot \frac{V_e}{V_{e0}}, \quad (2)$$

де  $S_1, S_2$  – площі ГХ піків для  $i$ -го компонента після першої та другої його газової екстракції.

Визначення вмісту розчинених газів, наприклад в турбінних оливах, що містять в собі нерозчинені частки води, при застосуванні методу додатку включає в себе наступні операції: 1) в пробу турбінної оливи із відомим її об'ємом додають відомий об'єм газоподібного чистого екстрагенту (наприклад, аргону), що не містить в собі  $i$ -го компонента; 2) виконують газову екстракцію  $i$ -го компонента з об'єму турбінної оливи в об'єм газоподібного екстрагенту; 3) за методом ГХ визначають вміст  $i$ -го компонента в об'ємі газоподібного екстрагенту; 4) в пробу турбінної оливи із відомим її об'ємом додають відомий об'єм газоподібного екстрагенту (наприклад, аргону), що містить в собі  $i$ -й компонент із відомим його вмістом; 5) виконують газову екстракцію  $i$ -го компонента з об'єму турбінної оливи в об'єм газоподібного екстрагенту; 6) за

методом ГХ визначають вміст  $i$ -го компоненту в об'ємі газоподібного екстрагенту; 7) розраховують концентрацію вміст  $i$ -го компоненту в об'ємі турбінної оливи.

Математичний опис фазових рівноваг при цьому полягає у застосуванні відомих співвідношень [6, 22]:

$$C_{i,0} \cdot V_{eo} = C_{i,eo,1} \cdot V_{eo} + C_{i,1,e} \cdot V_e \quad (3)$$

$$C_{i,0} \cdot V_{eo} + C_{i,d} \cdot V_e = C_{i,eo,2} \cdot V_{eo} + C_{i,2,e} \cdot V_e \quad (4)$$

де  $C_{i,0}$  – концентрація  $i$ -го компоненту в об'ємі турбінної оливи, в тому числі в зволоженої;  $V_{eo}$  – об'єм цієї турбінної оливи;  $C_{i,eo,1}$  – концентрація  $i$ -го компоненту в об'ємі турбінної оливи після газової екстракції чистим екстрагентом, що не містить  $i$ -й компонент;  $V_e$  – об'єм доданого чистого екстрагенту;  $C_{i,1,e}$  – вміст  $i$ -го компоненту в об'ємі газоподібного екстрагенту після газової екстракції;  $C_{i,d}$  – концентрація  $i$ -го компоненту в об'ємі газоподібного екстрагенту, що додають до проби турбінної оливи;  $C_{i,eo,2}$  – концентрація  $i$ -го компоненту в об'ємі турбінної оливи після газової екстракції екстрагентом, що містить  $i$ -й компонент із відомим його вмістом;  $C_{i,2,e}$  – вміст  $i$ -го компоненту в об'ємі газоподібного екстрагенту після газової екстракції.

Формула для розрахунку вмісту  $i$ -го компоненту  $C_{i,0}$  в об'ємі турбінної оливи, що отримана із рівнянь (3) та (4), має вигляд:

$$C_{i,0} = \frac{V_e}{V_{eo}} \cdot \frac{C_{i,1,e} \cdot C_{i,d}}{C_{i,2,e} - C_{i,1,e}} \quad (5)$$

Застосування методу додатку не потребує визначення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $i$ -х розчинених газів.

Експериментально отримані значення порогів визначень концентрацій компонентів в рідких середовищах при виконанні вимірів за методами ГХ [6]: 2 ppm – для  $H_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ,  $H_2S$ ; 1 ppm – для  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ; 0,5 ppm – для  $C_2H_2$ ; 5 ppm – для  $CO$ ,  $CO_2$ . Значення межі припустимої відносної похибки  $\delta_i$ , % відн., визначення концентрацій розчинених газів  $C_i$  за результатами ГХ аналізів рідких середовищ в залежності від діапазону концентрацій відповідають вимогам [6].

В Таблиці 1 наведено коефіцієнти розподілу  $k_i$  для розчинених газів в турбінних оливах або воді при  $t = 20^\circ C$  в рівноважних системах «турбінна олива (або вода) – розчинений  $i$ -й газ – газоподібний екстрагент (аргон)» або «турбінна олива – розчинений  $i$ -й газ – вода».

Таблиця 1

**Коефіцієнти розподілу  $k_i$  для розчинених газів в турбінних оливах або воді при  $t = 20^\circ C$  в рівноважних системах «турбінна олива (або вода) – розчинений  $i$ -й газ – газоподібний екстрагент (аргон)» або «турбінна олива – розчинений  $i$ -й газ – вода»**

Розчинені гази											
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	H <sub>2</sub> S
Коефіцієнти розподілу $k_i$											
«Азмол Тп-22с – аргон», $W=0,002$ % маси (гомогенна рідина)											
0,44	2,76	1,80	1,30	8,30	8,80	0,053	0,12	1,18	0,17	0,09	15,2
«Азмол Тп-22с – аргон», $W = 0,03$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,42	2,70	1,85	1,35	8,35	8,85	0,050	0,12	1,20	0,17	0,09	15,3
«Азмол Тп-22с – аргон», $W = 0,05$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,42	2,72	1,88	1,40	8,30	8,75	0,05	0,11	1,19	0,17	0,1	15,4
«Agrinol Тп-30 – аргон», $W=0,002$ % маси (гомогенна рідина)											
0,43	2,60	1,76	1,35	8,20	8,90	0,05	0,12	1,06	0,16	0,10	15,3
«Agrinol Тп-30 – аргон», $W=0,03$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,44	2,70	1,80	1,28	8,26	8,75	0,05	0,12	1,15	0,17	0,10	15,1
«Agrinol Тп-30 – аргон», $W=0,05$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,45	2,65	1,70	1,30	8,20	8,70	0,05	0,11	1,18	0,16	0,10	15,2
«Тп-22с (марка 1) – аргон», $W=0,002$ % маси (гомогенна рідина)											
0,43	2,74	1,75	1,25	8,25	8,75	0,05	0,12	1,18	0,17	0,09	15,2
«Тп-22с (марка 1) – аргон», $W=0,03$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,43	2,70	1,80	1,30	8,25	8,75	0,05	0,11	1,16	0,16	0,09	15,3
«Тп-22с (марка 1) – аргон», $W=0,05$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,42	2,65	1,75	1,25	8,20	8,60	0,05	0,11	1,17	0,16	0,09	15,4
«Furquel®L – аргон», $W=0,002$ % маси (гомогенна рідина)											
0,50	2,70	1,85	1,40	8,40	8,90	0,05	0,11	1,20	0,18	0,10	відс.
«Furquel®L – аргон», $W=0,03$ % маси (гетерогенна рідина)											
0,50	2,65	1,80	1,35	8,35	8,80	0,05	0,12	1,20	0,17	0,10	відс.
Вода**[22]											
0,0367	0,0514	0,128	1,108	0,216	0,0424	0,0194	0,0249	0,937	0,0334	0,0169	2,792
Суміш «Тп-22с (марка 1) – вода», $W=0,05$ % маси (гетерогенна рідина)											
11,7	46,7	13,3	1,08	8,30	8,70	2,6	4,8	1,2	0,16	0,09	5,4
Суміш «Furquel®L – вода», $W=0,05$ % маси (гетерогенна рідина)											
12	45	12,5	1,2	8,4	8,9	2,7	5	1,3	0,17	0,10	відс.

Примітка:  $W$  – вміст вологи в турбінній оливі, % маси; відс. – відсутнє

З Таблиці 1 випливає, що значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для відповідних розчинених  $i$ -х газів в досліджених рідинах практично не залежать від природи турбінних олиив (мінеральні або вогнестійка синтетична турбінна олиив), або вмісту в них води в інтервалі її концентрацій 0,002–0,05 % маси.

В Таблиці 2 наведено результати дослідження характеру впливу температури на значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$  – екстрагент (аргон)» від температури газової екстракції в інтервалі температур від 15 °С до 80 °С для турбінної олиив «Тп-22с (марка 1)» [15].

Таблиця 2

**Залежність коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$  – екстрагент (аргон)» від температури газової екстракції**

$t_i$ , °С	15	20	25	30	40	50	60	70	80
$T_i$ , К	288	293	298	303	313	323	333	343	353
$k_i$	16,1	15,0	14,0	13,1	11,6	10,3	9,2	8,3	7,5
$\gamma_i$ , %	7,3	0	- 6,7	- 12,7	- 22,7	- 31,3	- 38,7	- 44,7	- 50,0

**Примітки:**  $k_i$  – коефіцієнти розподілу для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$  – екстрагент (аргон)»;  $\gamma_i$  – відносні відхилення значень коефіцієнтів  $k_i$  (% відн.) при виміряних температурах  $t_i$  від значення  $\gamma_i = 0$ , отриманого при  $t = 20$  °С.

З Таблиці 2 випливає, що в інтервалі температур  $t_i = 15–25$  °С зміни значень  $k_i$  не перевищують величину 7,3 % відносний, що припустимо для технічних розрахунків, та газову екстракцію  $H_2S$  з мінеральної турбінної олиив газоподібним аргоном рекомендовано виконувати при  $t_i = (20 \pm 2)$  °С. В інтервалі температур  $t_i = 15–80$  °С значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$  – екстрагент (аргон)» в залежності від температури газової екстракції можуть бути розраховані за емпіричною формулою:

$$\ln k_i = 1194,4 \cdot T^{-1} - 1,368, \quad (6)$$

де  $k_i$  – коефіцієнт розподілу для  $H_2S$ ;  $T_i$  – температура газової екстракції, К.

В Таблиці 3 наведено результати дослідження характеру впливу температури на розчинність  $X_i$  для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$ » в інтервалі температур від 15 °С до 80 °С. Розчинність  $X_i$  для  $H_2S$  визначено як кількість розчиненого об'єму  $H_2S$  в одному об'ємі мінеральної турбінної олиив «Тп-22с (марка 1)».

Таблиця 3

**Залежність величин розчинності для  $H_2S$  від температури в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$ »**

$t_i$ , °С	15	20	25	30	40	50	60	70	80
$T_i$ , К	288	293	298	303	313	323	333	343	353
$X_i$ , % об.	4,36	4,06	3,79	3,54	3,14	2,79	2,49	2,25	2,03

**Примітки:**  $X_i$  – розчинність для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$ », % об.

З Таблиці 3 випливає, що в інтервалі температур  $t_i = 15–25$  °С підвищення температури знижує розчинність  $H_2S$  в мінеральній турбінній олиив. В інтервалі температур  $t_i = 15–80$  °С значення величин розчинності  $X_i$  для  $H_2S$  в системі «мінеральна турбінна олиив – розчинений газ  $H_2S$ » в залежності від температури можуть бути розраховані за емпіричною формулою:

$$\ln X_i = 1203,1 \cdot T^{-1} - 2,705, \quad (7)$$

де  $X_i$  – розчинність  $H_2S$  в мінеральній турбінній олиив, об'єм  $H_2S$  в одному об'ємі мінеральної турбінної олиив;  $T_i$  – температура, К.

В Таблиці 4 наведено результати дослідження розчинності газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ) в енергетичних олиивах (в мінеральній трансформаторній олииві [16] та в турбінних олиивах «Тп-22с (марка 1)» і «Fuguel®L») при  $t = 25$  °С.

З Таблиці 4 випливає, що: розчинності газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $C_3H_6$ ,  $C_3H_8$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ,  $O_2$ ,  $N_2$ ) в енергетичних олиивах (в мінеральній трансформаторній олииві [16] та в турбінних олиивах «Тп-22с (марка 1)» і «Fuguel®L») при  $t = 25$  °С практично не залежать від природи енергетичних олиив.



Таблиця 4

**Розчинність газів в енергетичних оливах при  $t = 25\text{ }^{\circ}\text{C}$**

Розчинність газів в енергетичних оливах, % об.										
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
Мінеральна трансформаторна олива [15]										
30	280	280	400	1200	1900	7	9	120	16	8,6
Мінеральна турбінна олива «Тп-22с (марка 1)», W=0,002 % маси (гомогенна рідина)										
28	270	265	430	1250	2000	6,5	8,5	115	15	9
Синтетична вогнестійка турбінна олива «Furquel®L», W=0,002 % маси (гомогенна рідина)										
35	290	290	450	1300	2100	7	9	120	17	10

Дослідження сталості значень коефіцієнтів розподілення  $k_i$  в заданому діапазоні концентрацій розчинених в рідині  $i$ -х діагностичних газів виконано за методом послідовної багатократної газової екстракції  $i$ -х газів із рідин, що дозволяє побудувати лінійну залежність  $\lg C_{i,e} = f(n)$ , де  $C_{i,e}$  – концентрація  $i$ -го газу в газовому екстрагенті над рідиною після  $n$ -ої послідовної газової екстракції. При цьому значення  $k_i$  для  $i$ -го розчиненого газу розраховані за формулою [22] із урахуванням концентрацій розчиненого газу в газовому екстракті над рідиною після першої ( $C_1$ ) і після  $n$ -ої ( $C_n$ ) екстракції розчиненого газу із рідини при  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ :

$$k_i = \frac{V_e}{V_{eo}} \cdot \frac{(C_n)^{\frac{1}{n}}}{(C_1)^{\frac{1}{n}} - (C_n)^{\frac{1}{n}}} \quad (8)$$

На Рисунку 2 наведено узагальнений графік результатів визначення сталості значень коефіцієнтів розподілення  $k_i$  для розчинених газів в пробі турбінної оливи «Furquel®L», W = 0,002 % маси (гомогенна рідина).

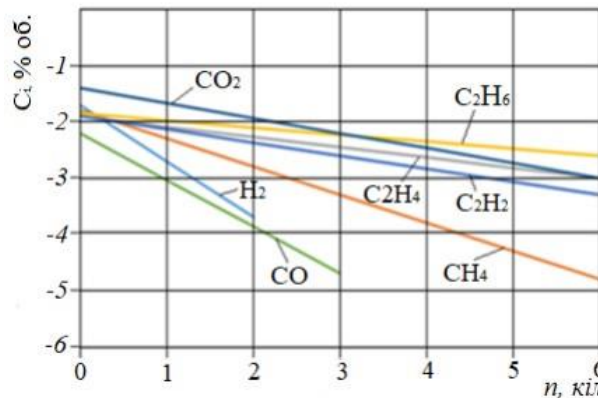


Рис. 2. Графік результатів визначення сталості значень коефіцієнтів розподілення  $k_i$  для розчинених газів в турбінній оливі «Furquel®L»:  $C_i = \lg C_{i,i}$ ;  $C_{i,i}$  – концентрація  $i$ -го газу в газоподібному екстрагенті над поверхнею енергетичної оливи, % об.;  $n$  – кількість послідовних газових екстракцій після заміни екстрагенту на його чисту порцію вихідного об'єму

Аналогічні результати отримані при визначенні сталості значень коефіцієнтів розподілення  $k_i$  для розчинених газів в інших досліджених осушених турбінних оливах (гомогенні рідини). Сталість значень коефіцієнтів розподілення в досліджуваному інтервалі вимірюваних концентрацій розчинених в турбінних оливах газів в залежності від кількості виконаних екстракцій, вказує на можливість застосування в досліджуваному діапазоні вимірюваних концентрацій розчинених в турбінних оливах газів рівняння газової екстракції (формули (1) та (2), а також на відтворюваність умов фазової рівноваги в ППДР.

В Таблиці 5 наведено результати дослідження вмісту  $i$ -х розчинених газів в модельних синтетичних вогнестійких турбінних оливах «Furquel®L» за методом додатку при  $t = 20\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Таблиця 5

**Результати дослідження вмісту  $i$ -х розчинених газів в модельних синтетичних вогнестійких турбінних оливах «Furquel®L» за методом додатку**

Концентрація $i$ -х розчинених газів $C_{i,0}$ , % об.										
CH <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	C <sub>2</sub> H <sub>2</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>6</sub>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	H <sub>2</sub>	CO	CO <sub>2</sub>	O <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>
«Furquel®L», W = 0,002 % маси (гомогенна рідина)										
0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,2	0,2	1,0	2,0	5,9
«Furquel®L», W = 0,7 % маси (гетерогенна рідина)										
0,11	0,09	0,11	0,12	0,33	0,28	0,2	0,2	1,1	2,0	5,9
Показник $\gamma_i$ , % відн.										
+10	-10	+10	+12	+10	-7,6	0	0	+10	0	0

**Примітки:**  $\gamma_i$  – відносні відхилення (% відн.) значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи W = 0,7 % маси (гетерогенна рідина) від значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи W = 0,002 % маси (гомогенна рідина).

З Таблиці 5 випливає, що відносні відхилення  $\gamma_i$  (% відн.) значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи  $W = 0,7$  % маси (гетерогенна рідина) від значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи  $W = 0,002$  % маси (гомогенна рідина), не перевищують величину 12 % відн., що припустимо для виконання технічних розрахунків.

#### Висновки з даного дослідження і перспективи подальшого розвитку у даному напрямі

1. Удосконалено математичний опис фазової рівноваги в екстракційній системі «зволожена турбінна олива – розчинений  $i$ -й газ – газоподібний екстрагент (аргон)».

2) Встановлено, що: а) значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для відповідних розчинених  $i$ -х газів в досліджених рідинах практично не залежать від природи турбінних олив (мінеральні або вогнестійка синтетична турбінна олива), або вмісту в них води в інтервалі її концентрацій 0,002–0,05 % маси; б) розчинності газів ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{C}_3\text{H}_6$ ,  $\text{C}_3\text{H}_8$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{O}_2$ ,  $\text{N}_2$ ) в енергетичних оливах (в мінеральній трансформаторній оливі та в турбінних оливах «Тп-22с (марка 1)» і «Furquel®L») при  $t = 25$  °С практично не залежать від природи енергетичних олив; в) сталість значень коефіцієнтів розподілення в досліджуваному інтервалі вимірюваних концентрацій розчинених в турбінних оливах газів в залежності від кількості виконаних газових екстракцій, вказує на можливість застосування в досліджуваному діапазоні вимірюваних концентрацій розчинених в турбінних оливах газів відомого рівняння газової екстракції (1).

3. Досліджено: а) характер впливу температури на значення коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $\text{H}_2\text{S}$  в системі «мінеральна турбінна олива – розчинений газ  $\text{H}_2\text{S}$  – екстрагент (аргон)» в інтервалі температур від 15 °С до 80 °С для турбінної оливи «Тп-22с (марка 1)», і встановлено, що підвищення температури призводить до зниження значень коефіцієнтів розподілу  $k_i$  для  $\text{H}_2\text{S}$ . Аналогічний результат отримано при дослідженні залежності величин розчинності для  $\text{H}_2\text{S}$  від температури в системі «мінеральна турбінна олива – розчинений газ  $\text{H}_2\text{S}$ »; б) вміст  $i$ -х розчинених газів в модельних синтетичних вогнестійких турбінних оливах «Furquel®L» за методом додатку при  $t = 20$  °С, та показано що відносні відхилення  $\gamma_i$  (% відн.) значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи  $W = 0,7$  % маси (гетерогенна рідина) від значень  $C_{i,0}$  при вологовмісті турбінної оливи  $W = 0,002$  % маси (гомогенна рідина), не перевищують величину 12 % відн., що припустимо для виконання технічних розрахунків.

4. Перспективність отриманих результатів досліджень полягає у можливості їх подальшого використання для: а) визначення впливу вологи, температури, теплових, електричних та акустичних полів на деградацію турбінних олив; б) удосконалення елементів системи забезпечення надійності експлуатації обладнання АЕС.

#### Література

1. ГКД 34.20.507-2003. *Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила*. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України. 2003: 598.
2. СОУ НАЕК 085:2020. *Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації*. Київ: НАЕК «Енергоатом». 2020: 53.
3. Гуназа С.О. *Аналіз досвіду експлуатації турбінних олив у ВП АЕС*. 2021: 16. URL: <https://www.ntseu.net.ua/docs/gunaza>
4. Коновалов В.М., Скрицкий В.Я., Рокшевский В.А. *Очистка рабочих жидкостей в гидродвидах станков*. Москва: «Машиностроение». 1976: 261.
5. Kuznietsov P., Tykhomyrov A., Biedunkova O, Zaitsev S. *Improvement of methods for controlling power oil of cooling tower recycling water supply units at Rivne nuclear power plant*. Scientific Horizon. 2022; Vol. 25, № 12: 69–79. DOI:10.48077/scihor.25(12).2022.69-79
6. Зайцев С.В., Кишневикий В.А., Оборский Г.А., Прокопович И.В. *Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного электрооборудования электрических станций и сетей*. Одесса: «Экология». 2019: 304.
7. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. *Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі*. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України. 2007: 99.
8. Гладышев Г.П., Аминов Р.З., Гуревич В.З. *Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС*. Москва: Высшая школа. 1991: 303.
9. Линдорф Л.С., Мамиконянц Л.Г. *Эксплуатация турбогенераторов с непосредственным охлаждением*. Москва: «Энергия». 1972: 351.
10. Ляшенко Я.А. *Трибологическая система в режиме граничного трения под периодическим внешним воздействием*. Журнал технической физики. 2011; Том 81(6): 125–132.
11. Сафонов Л.П., Вол А.А., Малеев В.В., Алфеев А.А. *Электроэрозия турбоагрегатов*. Теплоэнергетика. 1986; №6: 20–23.
12. Kazansky V.N. *Lubrication systems of steam turbines*. Moscow: «Energoatomizdat». 1986: 152.



13. РД 153-34.0-43.210-00. *Масла турбинные, нефтяные и огнестойкие. Метод определения объемного воздухоудержания масла.* Москва: АООТ «ВТИ». 2000: 21.
14. СОУ ВЕА.100.1/01:2015. *Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги.* Київ: Стандарт «ВЕА». 2014: 216.
15. Зайцев С.В., Кишневский В.А., Савич С.Л. *Разработка методов газохроматографических определений содержания растворенных компонентов в энергетических маслах.* Східно-Європейський журнал передових технологій. 2014; 6/6(72): 34–42. DOI: 10.15587/1729-4061.2014.29389
16. Липштейн Р.А., Шахнович М.И. *Трансформаторное масло.* Москва: «Энергоатомиздат». 1983: 296.
17. Zaitsev S., Kyshnevsky V., Chichenin V., Tykhomyrov A. *Development of methods of gas chromatographic analysis of technological media of the main circulation pumps of a nuclear power plant.* East-European Journal of Advanced Technologies. 2020; 6/6(108): 59–70. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.21723
18. Аранович Г.И., Коршунов Ю.Н., Ляликов Ю.С. *Справочник по физико-химическим методам исследования объектов окружающей среды.* Ленинград: «Судостроение». 1979: 648.
19. РД 34.46.303-89. *Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов.* Москва: «ГНТУЭЭ». 1990: 58.
20. СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006. *Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслонаповненого електрообладнання. Методичні вказівки.* Київ: ОЕП «ГРІФРЕ», Міністерство палива та енергетики України. 2007: 70.
21. International Standard. (1992). *Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases* (IEC publication 60567:1992-07).
22. Витенберг А.Г., Иоффе Б.В. *Газовая экстракция в хроматографическом анализе. Парофазный анализ и родственные методы.* Ленинград: «Химия». 1982: 280.

#### References

1. GCD 34.20.507-2003. *Technical operation of power plants and networks. Rules.* Kyiv: OEP "GRIFRE", Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2003: 598.
2. SOU NAEK 085:2020. *Turbine oils for power equipment of nuclear power plants. Rules of operation.* Kyiv: NAEK "Energoatom". 2020: 53.
3. Gunaza S. *Analysis of the experience of operating turbine oils in NPPs.* 2021: 16. URL: <https://www.nts.eu.net.ua/docs/gunaza>
4. Kononov V.M., Skritskiy V.Ya., Rokshevskiy V.A. *Cleaning of working fluids in hydraulic drives of machine tools.* Moscow: "Mashinostroenie". 1976: 261.
5. Kuznetsov P., Tykhomyrov A., Biedunkova O., Zaitsev S. *Improvement of methods for controlling power oil of cooling tower recycling water supply units at Rivne nuclear power plant.* Scientific Horizon. 2022; Vol. 25, № 12: 69–79. DOI:10.48077/sciHor.25(12).2022.69-79
6. Zaitsev S.V., Kishnevskiy V.A., Oborsky G.A., Prokopovich I.V. *Modern methods of control of power oils and products of their degradation for maintenance of reliability of operation of oil-filled electrical equipment of electric power stations and networks.* Odessa: "Ecology". 2019: 304.
7. SOU-N EE 46.501:2006. *Diagnostics of oil-filled transformer equipment based on the results of chromatographic analysis of free gases taken from the gas relay and gases dissolved in insulating oil.* Kyiv: OEP "GRIFRE", Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2007: 99.
8. Gladyshev G.P., Aminov R.Z., Gurevich V.Z. *Reliability of Heat Power Equipment of TPP and NPP.* Moscow: "Vysshaya Shkola". 1991: 303.
9. Lindorf L.S., Mamikonyants L.G. *Operation of turbogenerators with direct cooling.* Moscow: "Energiya". 1972: 351.
10. Lyashenko Ya.A. *Tribological system in the regime of boundary friction under periodic external influence.* Journal of Technical Physics. 2011; Vol. 81(6): 125-132.
11. Safonov L.P., Vol A.A., Maleev V.V., Alfeev A.A. *Electrical erosion of turbine units.* Teploenergetika. 1986; №6: 20–23.
12. Kazansky V.N. *Lubrication systems of steam turbines.* Moscow: Energoatomizdat. 1986: 152.
13. RD 153-34.0-43.210-00. *Turbine, petroleum and flame retardant oils. Method of determination of volumetric air content of oil.* Moscow: АООТ "ВТИ". 2000: 21.
14. SOU ВЕА.100.1/01:2015. *Energy oils and oil farms of enterprises of the energy sector of Ukraine and enterprises where similar equipment is used. Organisation of operation and maintenance. Norms and requirements.* Kyiv: Standard "VEA". 2014: 216.
15. Zaitsev S.V., Kishnevskiy V.A., Savich S.L. *Development of methods of gas chromatographic determinations of dissolved components in energy oils.* East-European Journal of Advanced Technologies. 2014; 6/6 (72): 34–42. DOI: 10.15587/1729-4061.2014.29389
16. Lipstein R.A., Shakhnovich M.I. *Transformer oil.* Moscow: Energoatomizdat. 1983: 296.
17. Zaitsev S., Kyshnevsky V., Chichenin V., Tykhomyrov A. *Development of methods of gas chromatographic analysis of technological media of the main circulation pumps of a nuclear power plant.* East-European Journal of Advanced Technologies. 2020; 6/6(108): 59–70. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.21723
18. Аранович Г.И., Коршунов Ю.Н., Ляликов Ю.С. *Reference book on physico-chemical methods of investigation of environmental objects.* Ленинград: "Судостроение". 1979: 648.
19. RD 34.46.303-89. *Methodical instructions on preparation and carrying out of chromatographic analysis of gases dissolved in oil of power transformers.* Moscow: "GNTUEE". 1990: 58.
20. SOU-N EE 46.302:2006. *Preparation and conduct of chromatographic analysis of free gases taken from a gas relay and gases dissolved in insulating oil of oil-filled electrical equipment. Methodological instructions.* Kyiv: "GRIFRE", Ministry of Fuel and Energy of Ukraine. 2007: 70.
21. International Standard. (1992). *Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases* (IEC publication 60567:1992-07).
22. Vitenberg A.G., Ioffe B.V. *Gas extraction in chromatographic analysis. Vapour-phase analysis and related methods.* Ленинград: "Khimiya". 1982: 280.