

---

## **Аналіз сучасних елементів системи діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції за результатами контролю властивостей технологічних середовищ**

**Сергій Зайцев**

Кафедра атомних електростанцій, Національний університет «Одеська політехніка»,  
м. Одеса, Україна

ORCID 0000-0002-1166-3243

**Максим Мазник**

Кафедра атомних електростанцій, Національний університет «Одеська політехніка»,  
м. Одеса, Україна

ORCID 0009-0007-0106-4363

### **Для цитування цієї статті:**

Зайцев Сергій, Мазник Максим. Аналіз сучасних елементів системи діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції за результатами контролю властивостей технологічних середовищ. *International Science Journal of Engineering & Agriculture*. Vol. 4, No.1, 2025, pp. 66-78. doi: 10.46299/j.isjea.20250401.06.

**Надійшла до редакції:** 10 січня 2025 р.; **Схвалено:** 31 січня 2025 р.;

**Опубліковано:** 01 лютого 2025 р.

---

**Анотація:** Актуальною проблемою є постійне вдосконалення існуючих методів діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції, що зумовлено постійним вдосконаленням і модернізацією цього обладнання та значними матеріальними та економічними витратами при забезпеченні його безпечної та надійної експлуатації. До важливих наукових та практичних завдань експлуатації оливонаповненого обладнання атомної електростанції слід віднести дослідження та впровадження перспективних елементів системи діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції за результатами контролю властивостей проб технологічних середовищ, відібраних із цього обладнання. Метою роботи є аналіз існуючих елементів системи діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції за результатами контролю властивостей технологічних середовищ для забезпечення процесів підвищення достовірності технічного діагностування цього обладнання. На підставі процесного підходу виявлено типові існуючі елементи систем діагностування оливонаповненого атомної обладнання електростанції, в тому числі за результатами контролю властивостей технологічних середовищ для забезпечення достовірності технічного діагностування цього обладнання. Надано рекомендації щодо застосування: процесного підходу до діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції при експлуатації в ньому технологічних середовищ з визначенням показників якості цих технологічних середовищ під час функціонування окремих елементів системи діагностування оливонаповненого обладнання у структурі атомної електростанції; додаткових методів визначення показників якості технологічних середовищ оливонаповненого обладнання атомної електростанції для діагностування цього обладнання. Подальші перспективи досліджень полягають у виявленні та застосуванні на основі процесного підходу оптимальних методів діагностування оливонаповненого обладнання атомної електростанції та принципів функціонування елементів систем такого діагностування з урахуванням станів технологічних середовищ в процесі їх експлуатації в цьому обладнанні.

**Ключові слова:** оливнонаповнене обладнання, система діагностування, технічний стан, дефект, прогнозування, технологічне середовище, атомна електростанція.

---

## 1. Вступ

Розвиток України викликає постійний попит на електричну енергію, виробництво, передача і споживання якої регламентовано Законом України «Про ринок електричної енергії». У енергетичному обладнанні атомних електростанцій (АЕС) використовуються такі технологічні середовища (ТС), як: а) енергетичні оливи – турбінні (ТуО), трансформаторні (ТрО), трансмісійні, індустриальні, гідравлічні, компресорні, вакуумні; б) газоподібні, рідкі, тверді речовини (водень, вода, адсорбенти та інші) [1]. Стан цих ТС в свою чергу впливає на технічний стан оливнонаповненого обладнання (ОНО). Стан цих ТС визначають на основі принципів процесного підходу [2, 3], і його постійне удосконалення до діагностування ОНО АЕС на підставі результатів визначення властивостей проб ТС з цього обладнання є актуальним. Так, відомо, що імовірність співпадіння прогнозованого і наявності фактичного дефекту в ОНО при використанні методів діагностування, заснованих на використанні газохроматографічного (ГХ) визначення вмісту в енергетичних оливах діагностичних газів і швидкостей зміни їх концентрації, сягає 95 % [4]. Ключовим в даному контексті є достовірність діагностування ОНО АЕС, і саме тому проблема удосконалення елементів систем діагностування такого обладнання не втрачає актуальності. Підтвердженням цьому є значна кількість публікацій [1–37], які містять інформацію про функціонування сучасних систем діагностування енергетичного обладнання, в тому числі на основі результатів визначення властивостей проб ТС з такого обладнання. Існуючі методи діагностування ОНО АЕС потребують постійного вдосконалення, що зумовлено значними матеріальними та економічними витратами при забезпеченні безпечної та надійної експлуатації цього обладнання. Зважаючи на викладене вище, до важливих наукових та практичних завдань експлуатації ОНО АЕС слід віднести дослідження та впровадження сучасних елементів системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС, відібраних із цього обладнання.

## 2. Об'єкт і предмет дослідження

Об'єктом досліджень є елементи системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС, відібраних цього обладнання.

Предметом досліджень є методи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС, відібраних з цього обладнання.

## 3. Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є аналіз існуючих елементів системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС для забезпечення процесів підвищення достовірності технічного діагностування цього обладнання.

**Завдання дослідження:** 1. На підставі процесного підходу виявити типові існуючі елементи систем діагностування ОНО АЕС, в тому числі за результатами контролю властивостей ТС, для забезпечення достовірності технічного діагностування цього обладнання. 2. Надати рекомендації щодо застосування процесного підходу до діагностування ОНО АЕС при експлуатації в ньому ТС з визначенням показників якості цих ТС під час функціонування окремих елементів системи діагностування ОНО АЕС. 3. Надати рекомендації щодо застосування додаткових методів визначення показників якості ТС в ОНО АЕС для подальшого його діагностування.

#### 4. Аналіз літератури

Відомо, що ОНО – це тепломеханічне, гідромеханічне та електротехнічне обладнання загального призначення, в технологічних системах якого використовуються мінеральні або синтетичні енергетичні оливи в якості ТС [5].

Найбільший обсяг енергетичних олив, що експлуатують в оливнонаповненому обладнанні АЕС України, належить ТрО і ТуО, і в цьому обладнанні на даний час в експлуатації знаходяться: а) ТуО: мінеральні – марок Тп-22, Т-22С, Тп-22Б, Енергоойл Тп-22с, Агрінол Тп-22, Агрінол Тп-22с, Агрінол Тп-30, Агрінол Тп-46; синтетичні вогнестійкі турбінні оливи (СВТО) – марок Reolube®ОМТІ, Reolube®46RS, Fyrquel®L, Енергоойл Турбо 46 [1]; б) ТрО: мінеральні – марок ГК, Т-1500, Т-1500У, Т-750, ТКп, Nytro10XN(10X), Nytro11GBX(11GX), Shell Diala S4 ZX-1; синтетична – марки HyVolt III [1, 6].

Під час експлуатації ТрО і ТуО в ОНО АЕС України виявлено таке: 1) для мінеральних турбінних олив і СВТО застосовують такі показників якості, як: кінематична в'язкість; температури спалаху у відкритому тиглі; кислотне число; вміст водорозчинних кислот; масова частка води; масова частка механічних домішок; клас промислової чистоти; рН водної витяжки; число деемульсації; вміст розчиненого шламу; антикорозійні властивості; схильність до піноутворення; час деаерації; стабільність до окиснення; об'ємний вміст повітря («ОВП») [7]; 2) для мінеральних і синтетичних ТрО застосовують такі показників якості, як: густина; кінематична в'язкість; температури спалаху у закритому тиглі; температура застигання; кислотне число; вміст водорозчинних кислот; масова частка води (вологовміст); масова частка механічних домішок; клас промислової чистоти; рН водної витяжки; наявність механічних домішок; наявність нерозчиненої води; вміст протиокисної присадки «Іонол» та фуранових сполук; антикорозійні властивості; натрова проба; прозорість; колір; показник заломлення; вміст сірки; розчинений і нерозчинений осад (шлам); стабільність проти окиснення; об'ємний вміст повітря (газовміст); вміст розчинених газів; пробивна електрична напруга; тангенс кута діелектричних втрат [6]. Ці показники якості застосовують для діагностування відповідного ОНО АЕС [6, 7].

В роботах [8–10] наведено основні вимоги до показників якості таких ТС під час технічної експлуатації турбогенератора з водневим охолодженням та його вузлів (поплавковому гідрозаслоні, бачку продування і водневідокремлювальному баку оливоочищувального пристрою, картерах підшипників, в екранованих струмопроводах, у кожухах лінійних і нульових виводів) та допоміжного обладнання, як: газоподібний водень (вміст: водню, кисню, продуктів піролізу електричної ізоляції обмотки статора, вільних газів, пару води, пару турбінної оливи, добове витікання водню за робочого тиску); інертний газ – азот (вміст: водню, кисню); охолоджуюча вода для теплообмінників типу «турбінна олива – вода» (вміст турбінної оливи у воді); охолоджуюча вода для теплообмінників типу «водень – вода» (вміст водню у воді); охолоджуюча вода у системі охолодження обмотки статора турбогенератора (вміст водню у воді).

В роботі [11] наведено основні вимоги до якості ТС обладнання другого контуру АЕС, які встановлюють способи корекційної обробки ТС обладнання другого контуру, та застосовуються у якості діагностичних параметрів, на різних стадіях життєвого циклу обладнання другого контуру АЕС, під час експлуатації; вимоги до методів, засобів і обсягу хімічного контролю якості ТС [11].

В роботах [6, 12] наведено основні вимоги до якості ТС – адсорбентів та іонообмінних смол (розмір зерен, вологовміст, залишковий вологовміст).

В роботі [13] викладено метод визначення показника «ОВП» в СВТО на основі триксиленилфосфатів (ТКФ) на виході з головного оливного баку (ГОБ), але цей метод не дозволяє виконувати відбір проб потоків СВТО з трубопроводів. Одночасно в роботі [7] показано, що для СВТО на основі ТКФ у процесі їх експлуатації, на виході потоку СВТО із ГОБ системи змащування (регулювання) турбінними оливами вузлів турбоагрегатів не

повинні містити повітря. При цьому вимоги до конкретного числового значення «ОВП» в СВТО не наведено. В той же час згідно з вимогами [14] значення «ОВП» в СВТО не повинно перевищувати 1,5 % об'ємних. Отримання результатів визначення показника «ОВП» дозволяє виконувати діагностування ОНО систем циркуляції  $\text{TuO}$  цього обладнання для визначення джерел потрапляння в нього повітря, та виконання процедур по зниженню ризику окислювальної деградації  $\text{TuO}$  [13, 15].

На даний час відомі методи діагностування: а) вузлів оливонаповненого обладнання за результатами контролю вмісту продуктів корозії металевих поверхонь у потоках енергетичних олив у цих вузлах, які базуються на визначенні концентрацій таких металів, як Cr, Cu, Cd, Fe, Pb, Ni, Ag, Sn, Zn [16, 17]; б) турбогенератора з водневим охолодженням за рахунок визначення наявності продуктів деструкції твердої ізоляції в потоці охолоджуючого водню в цьому турбогенераторі за використанням, наприклад, результатів контролю вмісту газів у потоці водню за методами ГХ [8, 18].

В роботі [19] показано структурну схему діагностування електричного ОНО за результатами ГХ визначення вмісту в  $\text{TrO}$  діагностичних газів (діагностованих параметрів), та відзначено, що: а) для створення ефективної системи експлуатаційного контролю електричного ОНО необхідно: узагальнити та проаналізувати досвід експлуатації, виявити дефекти, що призводять до відмов, причини їх виникнення та перебіг розвитку; визначити спостережувані характеристики (параметри) обладнання, зміна яких пов'язана з виникненням та розвитком дефектів; виявити зв'язки між значеннями параметрів та технічним станом обладнання; установити граничні значення параметрів, що характеризують перехід об'єкта в інший клас технічних станів; розробити методи вимірювання цих параметрів в умовах експлуатації, виявити джерела перешкод, визначити зміни параметрів, що реально виявляються (чутливість методу вимірювання); виходячи із взаємозв'язку змін сукупності спостережуваних параметрів і технічного стану устаткування, визначити обсяг і періодичність випробувань, а також їхню послідовність (алгоритм контролю); установити критерії бракування, що враховують усю сукупність спостережуваних змін технічного стану, оцінку їхніх тенденцій і умов експлуатації; б) достовірність методу діагностування визначається ступенем зв'язку технічного стану об'єкта з параметрами, що його відображають. Як правило, цей зв'язок – стохастичний. Крім того, існує неоднозначність зв'язку значень контрольованих параметрів зі станом об'єкта за різних видів дефектів, що створює помилки діагностування, пов'язані з недосконалістю методів контролю [19].

У роботі [20] зазначено, що: 1) під час реалізації структурного підходу до процесу діагностування обладнання, цей процес описується через такі елементи, як структурні схеми, таблиці процесів і таблиці несправностей, які являють собою послідовність відповідей на запитання, що постають перед фахівцем із діагностування під час діагностування обладнання. Структурні схеми використовують для загального огляду подій і опису їхніх особливостей, тоді як таблиці процесів дають змогу провести більш поглиблений аналіз цих подій. Таблиці несправностей використовують, щоб пов'язати основні події, які можуть статися з обладнанням, і способи, якими вони себе проявляють. При цьому структурний підхід до діагностування обладнання у загальному вигляді визначено як: а) збір загальної інформації про обладнання; можливі дефекти в обладнанні; джерела виникнення дефектів та технічний стан обладнання; б) отримання відповідей на запитання, що спрямовані на діагностування характерних несправностей в обладнанні; в) аналіз можливих дій, пов'язаних з отриманим діагнозом. При цьому: а) методи діагностування обладнання в загальному випадку являють собою послідовність логічних дій, що визначаються досвідом діагностування обладнання різних видів; б) існують також інші підходи до діагностування обладнання, що добре зарекомендували себе та ґрунтуються на принципах: штучного інтелекту; накопичення баз знань; розпізнавання образів; нейронних мереж; в) рекомендації щодо коригувальних дій, які мають бути здійснені після встановлення технічного діагнозу, повинні бути засновані на аналізі ризиків і враховувати ступінь їх достовірності (зокрема, чи правильно ставився

аналогічний діагноз щодо іншого подібного обладнання; тип виявленої несправності; питання безпеки та економічної доцільності продовження роботи несправного обладнання) [21].

В роботі [22] показано структурну схему та алгоритм технічного діагностування і усунення дефектів за результатами вимірювань із застосуванням засобів інфрачервоної техніки для обладнання енергетичних підприємств України, і яка включає в себе такі основні блоки, як: відомості про обладнання; база даних; облік неусунених дефектів; графік обстеження обладнання; доремонтне обстеження обладнання; аналіз та класифікація дефектів з виявленням аварійних дефектів; планування усунення дефектів; післяремонтне обстеження обладнання; співставлення з даними випробувань і вимірювань іншими методами, аналіз, видача рекомендацій по дефектах; облік неусунених дефектів; складання звіту, видача попередніх рекомендацій. Така структурна схема показує зони відповідальності: спеціалістів, відповідальних за випробування обладнання; персоналу діагностування обладнання; ремонтного персоналу [22].

В роботі [23] наведено блок-схему процесів діагностування енергетичного обладнання, яка містить у собі такі основні блоки, як: а) мета діагностування; б) вибір: ознак технічного стану, методів та засобів діагностування; аналіз та оформлення результатів діагностування; в) прогнозування технічного стану за розробленими моделями: утворення і розвитку дефекту; відновлення обладнання; г) оформлення результатів прогнозування; д) обґрунтування обсягів і термінів ремонтних робіт. Використання такої блок-схеми дає змогу ухвалити одне з таких рішень щодо подальшої експлуатації обладнання: а) виявлені дефекти не розвиваються в часі й обладнання може працювати без вимкнення та обмеження його продуктивності (при цьому дефекти усуваються під час планового ремонту); б) виявлені дефекти не розвиваються в часі тільки за певних режимів роботи обладнання (за таких режимів роботи обладнання виявлені дефекти усуваються під час планового ремонту); в) виявлені дефекти швидко розвиваються і можуть призвести до аварійних ситуацій (в цьому разі потрібен терміновий ремонт обладнання) [23].

В роботі [24]: розроблено принципову технологічну схему оливної системи головних циркуляційних насосів АЕС; наведено розроблену на підставі процесного підходу блок-схему діагностування обладнання оливної системи головних циркуляційних насосів АЕС, яка дозволяє за результатами контролю властивостей циркулюючої мінеральної  $TuO$  та охолоджуючої води виконувати діагностування такого обладнання, як: оливний бак; оливні насоси та фільтри; охолоджувачі типу « $TuO$  – вода»; установка вакуумно-термічної дегазації потоків  $TuO$ ; блоків сорбційної очистки охолоджуючої води. Це дозволяє виявити такі дефекти, як: кавітація в оливних насосах та в охолоджувачах  $TuO$ , деградація присадки «Іонол» в  $TuO$ , дефекти термічного та окислювального характеру в  $TuO$ , проникнення  $TuO$  в охолоджуючу воду та проникнення охолоджуючої води в  $TuO$ , працездатність установка вакуумно-термічної дегазації  $TuO$  [24].

Результати аналітичного аналізу літературних джерел, що присвячені діагностуванню ОНО на підставі результатів визначення показників якості проб ТС з цього обладнання, можуть бути застосовані для газоподібних, рідких, твердих ТС в ОНО АЕС. Надійність системи діагностування ОНО АЕС може бути забезпечена за рахунок впровадження процесного підходу до цього діагностування. На даний час процеси модернізації ОНО АЕС є постійними та необхідними, що потребує розширювати вимоги до діагностування цього обладнання, і тому є необхідність в постійному удосконаленні процесного підходу до діагностування цього обладнання.

## 5. Методи досліджень

Для досягнення поставлених мети та завдань в роботі використано такі методи досліджень: аналіз науково-технічної літератури та інформаційних матеріалів за тематикою роботи, порівняльний аналіз, аналіз сучасних елементів системи діагностування ОНО

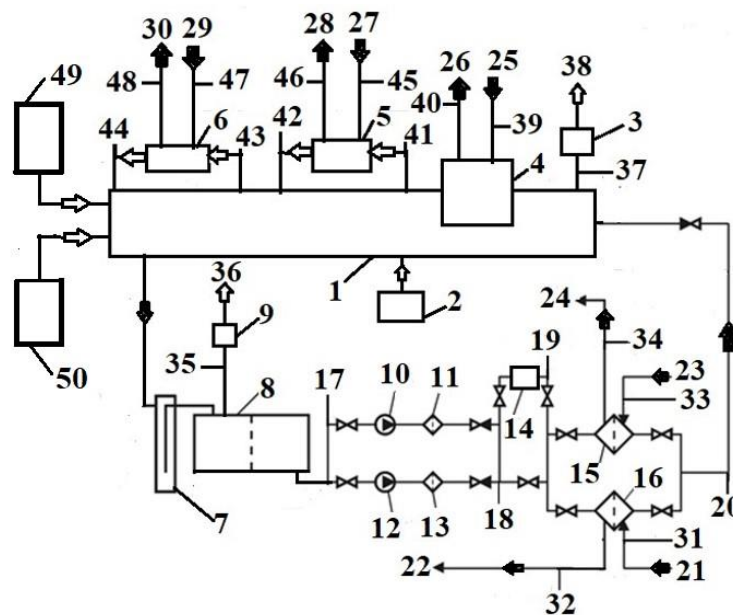
електростанцій, в тому числі для системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей ТС, відібраних з цього обладнання.

## 6. Результати досліджень

На підставі результату аналізу робіт [5, 7] можна прийняти, що технологічні ТС в ОНО АЕС – це газоподібні, рідкі, тверді речовини або їх суміші, що знаходяться в ОНО для забезпечення його функціонування в таких видах його оперативних станів, як робота за призначенням, резервування, консервація, технічне обслуговування і ремонт, або видаляються з цього обладнання примусово або мимоволі в інше обладнання або в навколишнє середовище.

До ОНО АЕС України віднесено: а) електричні силові трансформатори та трансформаторне обладнання (шунтувальні реактори, високовольні вводи, пристрої перемикачів під навантаженням силових електричних трансформаторів, вимірювальні трансформатори струму і току, силові електричні кабельні лінії), конденсаторні установки, електричні генератори та синхронні компенсатори [25]; б) електродвигун та його оливний насос для головного циркуляційного насоса ядерного реактора, системи циркуляційного постачання оливами турбоагрегатів з оливними насосами, оливні насоси (системи змащення резервної дизель-електричної станції АЕС, системи продувки-підживлення першого контуру АЕС, низькотемпературних повітророзподільних установок у складі обладнання АЕС), установки для термічної та термічно-вакуумної обробки енергетичних олив, охолоджувачі типу «олива – вода» і «олива – повітря», ємності для тривалого і короткочасного зберігання енергетичних олив, гідравлічні турбіни (у структурі Південно-Української АЕС) [15].

В якості прикладу для турбогенератора з водневим охолодженням ротора і статора та водяного охолодження обмотки статора і на підставі процесного підходу при систематизації можливих станів ТС в ОНО АЕС з урахуванням його оперативних та технічних станів для діагностування цього турбогенератора, на рис. 1 наведено удосконалену принципову схему розподілу ТС в цьому турбогенераторі з системою циркуляції ТуО для змащування і охолодження вузлів турбогенератора і з відбором проб ТС для діагностування турбогенератора [8, 10].



**Рис. 1.** Принципова схема розподілу ТС в турбогенераторі з водневим охолодженням ротора і статора та водяного охолодження обмотки статора: 1 – турбогенератор; 2 – блок генерування очищеного та осушеного потоку водню в турбогенератор 1; 3 – блок видалення водню (або азоту; або повітря) з турбогенератора; 4 – блок водяного охолодження обмотки статора турбогенератора; 5 – блок водяного охолодження потоку водню в турбогенераторі; 6 – блок

видалення парів води та  $TuO$  з потоку водню; 7 – рідинний затвор; 8 – бак для  $TuO$ ; 9 – блок видалення вентиляційних газоподібних викидів із баку 8 в атмосферу; 10, 12 – оливні насоси; 11, 13 – оливні фільтри; 14 – установка відновлення потоку  $TuO$ ; 15, 16 – охолоджувачі  $TuO$  типу « $TuO$  – вода»; 17–20 – точки відбору проб  $TuO$ ; 21, 23, 25, 27, 29 – входи потоків охолоджуючої води; 22, 24, 26, 28, 30 – виходи потоків охолоджуючої води; 31–34, 39, 40, 45–48 – точки відбору проб охолоджуючої води; 35 – точка відбору проби вентиляційних газоподібних викидів із баку 8; 36 – вихід вентиляційних газоподібних викидів із баку 8 в атмосферу; 37 – точка відбору проби водню перед блоком 3; 38 – вихід потоку водню (або азоту; або повітря) в атмосферу; 41, 42 – вхід та вихід потоку водню в блок 5, відповідно; 43, 44 – вхід та вихід потоку водню в блок 6, відповідно; 49 – блок генерування очищеного та осушеного потоку повітря; 50 – блок генерування очищеного та осушеного потоку азоту

На рис. 1 визначено точки відбору проб ТС для діагностування вузлів турбогенератора з системою циркуляції  $TuO$ : 1) для циркулюючих потоків  $TuO$ : стан  $TuO$  після баку 8 для  $TuO$  (точка відбору проби 17); стан  $TuO$  до та після установки 14 відновлення потоку  $TuO$  (точки відбору проби 18, 19, відповідно)]; стан  $TuO$  після охолоджувачів типу « $TuO$  – вода» 15, 16 (точка відбору проби 20); 2) для газоподібного водню в системі його циркуляції в турбогенераторі з водневим охолодженням: стан водню в турбогенераторі 1 (точки відбору проби 37, 41, 42, 43, 44); стан вентиляційних газоподібних викидів із баку 8 в атмосферу (точка відбору проби 35); стан вентиляційних газоподібних викидів інертного газу (азоту) із: поплавкового гідрозаслону, бачку продування, водневідокремлювального баку оливоочищувального пристрою, повітряного об'єму оливного баку, картерів підшипників, екранованих струмопроводів, кожухів лінійних і нульових виводів турбогенератора (на рис. 1 умовно не показано); 3) для охолоджуючої води в системі циркуляції потоків  $TuO$ : стан охолоджуючої води до та після охолоджувачів типу « $TuO$  – вода» 15, 16 (точки відбору проб 31–34); 4) для охолоджуючої води в системі її циркуляції в охолоджувачах та в електричних обмотках статора в турбогенераторі 1 з водневим охолодженням: стан охолоджуючої води блоку водяного охолодження потоку водню в турбогенераторі 5 (точки відбору проб 45, 46); стан охолоджуючої води блоку видалення парів води та  $TuO$  із потоку водню 6 (точки відбору проб 47, 48); 5) для адсорбентів або іонообмінних смол в системі циркуляції потоків  $TuO$ : стан адсорбентів в фільтрах 11, 13 (точки відбору проб 17, 18); стан адсорбентів або іонообмінних смол установки 14 відновлення потоку  $TuO$  (точки відбору проб 18, 19); 6) для адсорбентів в системі циркуляції газоподібного водню в турбогенераторі 1 з водневим охолодженням: стан потоку газоподібного водню скрізь блок видалення водню 3 з турбогенератора 1 (або азоту; або повітря) (точка відбору проби 37); стан потоків газоподібного водню скрізь блок видалення вентиляційних газоподібних викидів 9 із баку 8.

На рис. 2 показано удосконалену принципову схему процесу діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС [2, 22, 26].



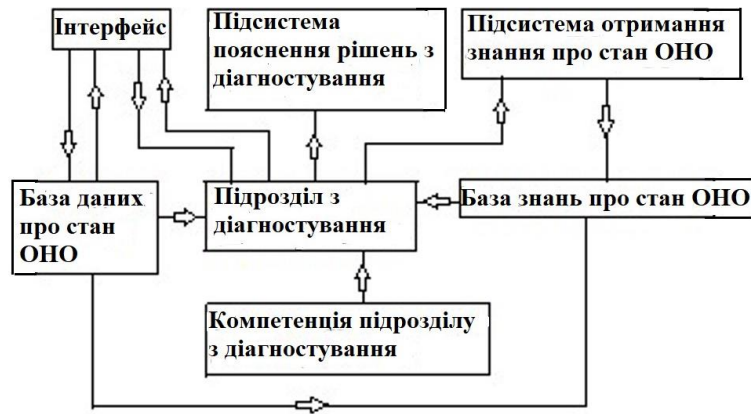


**Рис. 2.** Принципова схема процесу діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС: 1.1 – вибір діагностичного забезпечення; 1.2 – вибір засобів діагностування ОНО; 1.3 – вибір алгоритму діагностування ОНО; 2.1 – технічний стан ОНО; 2.2 – місце відбору проб ТС із ОНО; 2.3 – нормативні показники: якості для ТС; діагностованих параметрів для ОНО; 3.1 – відповідність встановленим нормам для ТС та ОНО; 3.2 – невідповідність встановленим нормам для ТС та ОНО; 4.1 – ступень об'єктивної відповідності діагнозу дійсному технічному стану ОНО; 4.2 – ступень об'єктивної відповідності результату прогнозування технічному стану ОНО; 5.1 – результат визначення виду стану ТС в ОНО та стану ОНО; 5.2 – результат визначення можливих причин зміну стану ТС в ОНО та стану ОНО; 5.3 – результат прогнозування стану ТС в ОНО та стану ОНО; 5.4 – висновок про результат діагностування ОНО; 6.1 – аналітичний опис стану ОНО; 6.2 – табличний опис стану ОНО; 6.3 – графічний опис стану ОНО; 6.4 – інші форми опису стану ОНО.

Згідно з рис. 2: 1) вибір об'єкта діагностування включає в себе: визначення ОНО, яке підлягає діагностуванню за результатами періодичного або безперервного контролю властивостей проб ТС, відібраних із цього обладнання, з урахуванням вимог до контролепридатності ОНО; 2) база даних для ОНО включає в себе сукупність взаємозалежних даних, організованих згідно із схемою бази такої чином, щоб з ними міг працювати користувач. При цьому дані – це інформація, надана у форматі вигляді, придатному для передачі, інтерпретації або обробки за участю людини або автоматичних засобів; 3) результати визначення діагностованих параметрів ОНО включають в себе встановлення: показників достовірності і точності діагностування; техніко-економічних показників; 4) оцінювання достовірності результатів визначення діагностованих параметрів ОНО включає в себе виявлення ступеню об'єктивної відповідності: діагнозу дійсному технічному стану ОНО; результату прогнозування технічному стану ОНО; 5) результат діагностування ОНО включає в себе: оцінку характеристик властивостей ОНО; встановлення відповідності ОНО заданим вимогам за даними випробувань; результати аналізу якості функціонування ОНО в процесі випробувань; 6) вибір або розробка діагностичної моделі для формалізованого опису стану ОНО включає в себе формальний опис ОНО, яке піддається діагностуванню, необхідний для вирішення завдань діагностування [26].

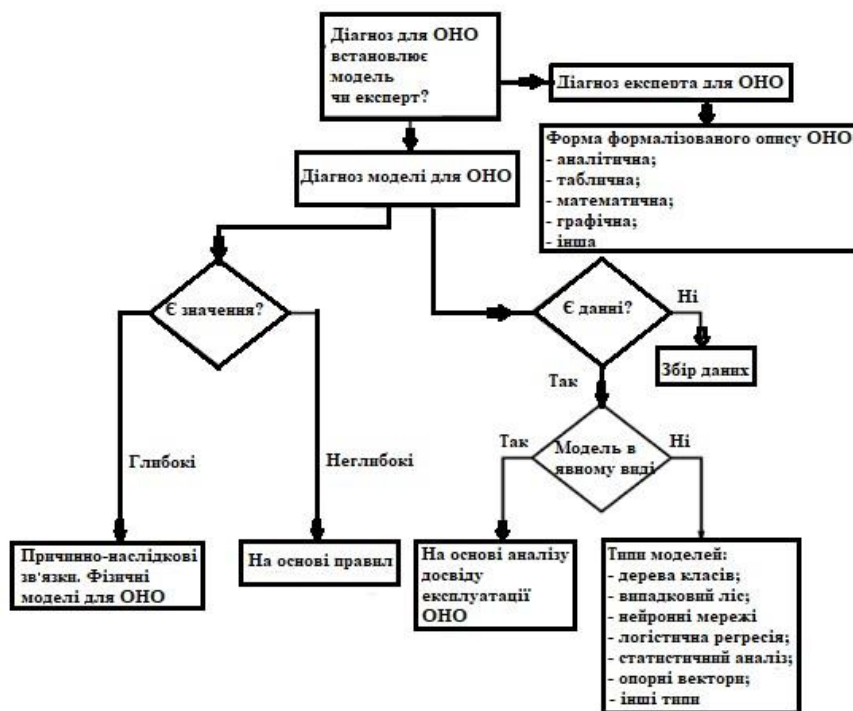
На рис. 3 показано удосконалену принципову структурну схему статичної експертної системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання [22, 27, 28].





**Рис. 3.** Принципова структурна схема статичної експертної системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання

Під час функціонування статичної експертної системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання: 1) підрозділ з діагностування включає в себе сукупність засобів, об'єкта та виконавців діагностування, необхідна для діагностування за правилами, встановленими технічною документацією з урахуванням компетенцій випробувальної лабораторії та лабораторії з діагностування ОНО; 2) інтерфейс організовує дружнє спілкування користувачів з усіма частинами системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС проб із цього обладнання в ході виконання покладених на цю систему завдань; 3) база даних про стан ОНО служить для зберігання вихідних і проміжних даних розв'язуваної в поточний момент задачі з діагностування; 4) підсистема пояснення рішень з діагностування пояснює, як було отримано рішення, які знання при цьому використовувалися, полегшує тестування цієї системи, підвищує довіру користувачів до отриманого результату; 5) підсистема отримання знання про стан ОНО автоматизує процес поповнення знаннями експертну систему; 6) база знань про стан ОНО служить для зберігання даних, що описують предметну область для ОНО, і правил, що описують доцільні перетворення даних у цій області [27, 28].



**Рис. 4.** Удосконалена принципова блок-схема загального підходу до вибору діагностичної моделі ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання

На рис. 4 показано удосконалену принципову блок-схему загального підходу до вибору діагностичної моделі ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання [28].

Вибір відповідного підходу до діагностичної моделі (рис. 4) залежить від: застосовуваного ОНО; кінцевого користувача результатів застосування діагностичної моделі; методу моніторингу; рівня складності знань, що мають бути включені до моделі; потреби в поясненні зв'язку між несправностями та їхніми ознаками; потреби в регулярному перенавчанні моделі; наявності даних спостережень у нормальному й несправному станах ОНО; розділення елементів процедури діагностування в реальному та не в реальному масштабах часу з урахуванням наявних програмних і апаратних засобів (після цього зазначені елементи слід об'єднати в єдиний процес діагностування) [28].

Удосконалені принципові схеми (рис. 1 – рис. 4) можуть бути застосовані для діагностування турбогенератора з водневим охолодженням ротора і статора та водяного охолодження обмотки статора за результатами контролю властивостей проб ТС із відповідних вузлів цього турбогенератора (рис. 1).

6.7. Рекомендована система діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання включає в себе сукупність елементів: об'єктів діагностування (ОНО АЕС); засобів діагностування (апаратура та програми, за допомогою яких здійснюється діагностування ОНО АЕС), правил діагностування за вимогами технічної документації; виконавців діагностування ОНО АЕС [26, 29].

6.8. Рекомендовані такі додаткові методи визначення показників якості ТС в ОНО АЕС для подальшого діагностування цього обладнання, як: 1) методи визначення вмісту: а) в ТрО: присадки «Іонол» в ОНО з вмістом ТрО до 10 т [6]; фуранових сполук в ОНО з целюлозною електричною ізоляцією [30]; сполук міді в ОНО [31]; б) в ТуО: присадок (в мінеральних ТуО) [15, 32]; повітря [13]; води [15] та газів [33, 34] в ТуО за процедурами ГХ; газів в ТуО під час їх генерування під впливом температури [35]; розчинених та нерозчинених металів (та їх сполук), як Al, Ba, B, Ca, Cr, Cu, Cd, Fe, Pb, Mg, Mn, Mo, Ni, P, K, Na, Si, Ag, S, Sn, Ti, V, Zn (в мінеральних ТуО та в СВТО) [16, 31]; в) у газоподібному водні – вмісту парів ТуО та води з застосуванням індикаторних трубок [36], та газів за процедурами ГХ [33, 34]; 2) метод визначення змінювання кінематичної в'язкості під впливом акустичної кавітації [37]; 3) методи діагностування стану ТуО за результатами ГХ контролю в них вмісту розчинених газів [25].

## 7. Перспективи подальшого розвитку досліджень

Подальші перспективи досліджень полягають у виявленні та застосуванні оптимальних методів діагностування ОНО АЕС на основі процесного підходу та принципів функціонування елементів систем такого діагностування з урахуванням станів ТС в процесі їх експлуатації в цьому обладнанні.

## 8. Висновки

Аналіз сучасних елементів системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей ТС, відібраних із цього обладнання, показав необхідність в постійному удосконаленні процесного підходу до діагностування ОНО в структурі АЕС. Процесний підхід застосовано для: виявлення типових існуючих елементів систем діагностування ОНО АЕС; надання рекомендацій щодо діагностування ОНО АЕС при експлуатації в ньому ТС за визначенням показників якості цих ТС, а саме удосконалено принципові схеми: розподілу ТС в турбогенераторі з водневим охолодженням і з системою циркуляції ТуО для змащування і охолодження вузлів турбогенератора з відбором проб ТС для діагностування турбогенератора; процесу діагностування ОНО АЕС; статичної експертної системи діагностування ОНО АЕС за результатами контролю властивостей проб ТС із цього обладнання; загального підходу до

вибору діагностичної моделі ОНО АЕС. Надано рекомендації щодо застосування: а) додаткових методів визначення показників якості ТС в ОНО АЕС для подальшого діагностування цього обладнання, а саме методів визначення вмісту: в ТрО або ТуО – присадок, фуранових сполук, газів, металів; б) у газоподібному водні – парів ТуО та води. Такі рішення дозволяють оптимізувати процеси діагностування ОНО АЕС.

---

### Список літератури:

- 1) Гуназа, С.О. *Теоретичні та практичні основи експлуатації енергетичних олив в обладнанні ВП АЕС*. (2024). Вилучено із: <https://old.ntseu.net.ua/stories>
- 2) Назарова, И.Г., Карташова, А.В. (2003). Процессный подход в системе менеджмента качества аналитических лабораторий. *Заводская лаборатория. Диагностика материалов*. 2(69), 65–68.
- 3) Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій. (2020). ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019. Київ: ДП «УкрНДНЦ».
- 4) Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. (1990). РД 34.46.303-89. Москва: ГНТУЭ.
- 5) Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України, та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги. (2015). СОУ ВЕА. 100.1/01:2015. Київ: Стандарт «ВЕА».
- 6) Fluids for electrotechnical applications – Unused mineral insulating oils for transformers and switchgear. (2020). IEC 60296:2020. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.
- 7) Турбинні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації. (2020). СОУ НАЕК 085:2020. Київ: НАЕК «Енергоатом».
- 8) Баженов О.Г., Бойко В.О., Браєрський В.М., Васьковський О.П. (2004). Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування. Київ: ДП НТУКЦ «Аселенерго».
- 9) Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. (2003). ГКД 34.20.507-2003. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ».
- 10) Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов. (1997). РД 153-34.0-45.512-97. Москва: НИИ АО «Электросила».
- 11) Водно-хімічний режим другого контуру атомних електростанцій з реакторами типу ВВЕР. Технічні вимоги до якості робочого середовища другого контуру. (2018). СОУ НАЕК 171:2018. Київ: НАЕК «Енергоатом».
- 12) *Оборудование для диагностики и очистки рабочих жидкостей. Корпорация PALL*. (2024). Вилучено із: [http://www.eprom.net.ua/doc/masla/PallОчистка%20\\_масел.pdf](http://www.eprom.net.ua/doc/masla/PallОчистка%20_масел.pdf)
- 13) Масла турбинные, нефтяные и огнестойкие. Метод определения объемного воздуходождения масла. (2000). РД 153-34.0-43.210-00. Москва: ОАО «ВТИ».
- 14) Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойких турбинных масел типа ОМТИ. (2002). РД 153-34.1-43.106-2001. Москва: ОАО «ВТИ».
- 15) Зайцев, С.В., Кишневский, В.А., Оборский, Г.А., Прокопович, И.В. (2019). Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного электрооборудования электрических станций и сетей. Одесса: Экология.
- 16) Чабанний, В.Я., Магопечь, С.О., Мажейка, О.Й., Осипов, І.М., Солових, Є.К., Аулін, В.В., Павлюк-Мороз, В.А., Попов, Г.А. (2008). Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення. Кіровоград: Центрально-Українське видавництво.

- 17) Standard Test Method for Multielement Determination of Used and Unused Lubricating Oils and Base Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES). (2018). ASTM D 5185-18. ASTM International Standards.
- 18) Алексеев, Б.А., Борозинец, Б.В. (2000). Определение местных перегревов в турбогенераторах по продуктам пиролиза в охлаждающем газе. Москва: НТФ «Энергопрогресс».
- 19) Сви, П.М. (1992). Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. Москва: Энергоатомиздат.
- 20) Condition monitoring and diagnostics of machines – Vibration condition monitoring – Part 3: Guidelines for vibration diagnosis. (2015). ISO 13373-3:2015. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.
- 21) Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics techniques – Part 1: General guidelines. (2012). ISO 13379-1:2012. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.
- 22) Технічне діагностування електрообладнання та контактних з'єднань електроустановок і повітряних ліній електропередачі засобами інфрачервоної техніки. (2007). СОУ-Н ЕЕ 20.577:2007. Київ: ДП НЕК «Укренерго».
- 23) Беркович, Я.Д. (1989). О диагностике энергетического оборудования. *Электрические станции*, 6, 49–51.
- 24) Zaitsev, S., Kyshnevsky, V., Chychenin, V., Tykhomyrov, A. (2020). Improvement of methods of gas chromatographic analysis of technological media of the main circulation pumps of a nuclear power plant. *Eastern-European Journal of Enterprise Technologies*, 6/6(108), 59–70. doi: 10.15587/1729-4061.2020.217234.
- 25) Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. Методичні вказівки. (2007). СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Київ: ОЕП «ГРІФРЕ».
- 26) Технічне діагностування та контроль технічного стану. Терміни та визначення. (1994). ДСТУ 2389-94. Київ: Державний стандарт України.
- 27) Давиденко, И.В., Осотов, В.Н. (2003). Системы диагностирования высоковольтного маслonaполненного силового электрооборудования. Екатеринбург: ГОУ ВПО «УГТУ – УПИ».
- 28) Condition monitoring and diagnostics of machines – Data interpretation and diagnostics techniques – Part 1: General guidelines. (2012). ISO 13379-1:2012. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.
- 29) Управління кваліфікацією персоналу. Підготовка персоналу ДП «НАЕК «Енергоатом». Терміни та визначення. (2021). СОУ НАЕК 101:2021. Київ: ДП «НАЕК «Енергоатом».
- 30) Mineral insulating oils. Method for the determination of 2-furfural and related compounds. (1993). IEC 61198:1993-09. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.
- 31) Standard Test Method for Multielement Determination of Used and Unused Lubricating Oils and Base Oils by Inductively Coupled Plasma Atomic Emission Spectrometry (ICP-AES). (2018). ASTM D 5185-18. ASTM International Standards.
- 32) Зайцев, С.В., Кишнеvский, В.А., Савич, С.Л. (2014). Разработка методов газохроматографических определений содержаний растворенных компонентов в энергетических маслах. *Восточно-Европейский журнал передовых технологий*. 6/6 (72), 34–42. doi:10.15587/1729-4061.2014.29389
- 33) Standard Test Method for Analysis of Gases Dissolved in Electrical Insulating Oil by Gas Chromatography. (2012). ASTM D 3612-012. ASTM International Standards.
- 34) Duval, M. (2003). New techniques for dissolved gas–oil analysis. *IEEE Electrical Insulation Magazine*. 19(2), 6–15.

35) Standard Test Method for the Determination of Gassing Characteristics of Insulating Liquids Under Thermal Stress. (2020). ASTM D 7150. ASTM International Standards.

36) *Справочник по индикаторным трубкам и CMS чипам компании Dräger. Анализ почвы, воды и воздуха, а также технических газов. 17-е издание. Dräger Safety AG & Co. KGaA. Lübeck.* (2015). Вилучено із: [https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow\\_tester](https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow_tester)

37) Олива АМГ-10. Технічні умови. (2019). ДСТУ ГОСТ 6794:2019. Київ: Державний стандарт України.

---

## **Analysis of modern elements of the diagnostic system for oil-filled equipment of a nuclear power plant based on the results of process media properties control**

**Serhii Zaitsev**

Department of Nuclear Power Plants, Odesa Polytechnic National University, Odesa, Ukraine  
ORCID 0000-0002-1166-3243

**Maxim Maznik**

Department of Nuclear Power Plants, Odesa Polytechnic National University, Odesa, Ukraine  
ORCID 0009-0007-0106-4363

---

**Abstract:** An urgent problem is the continuous improvement of existing methods for diagnosing oil-filled equipment of a nuclear power plant, which is due to the continuous improvement and modernisation of this equipment and significant material and economic costs in ensuring its safe and reliable operation. Important scientific and practical tasks of operation of oil-filled equipment of a nuclear power plant include research and implementation of promising elements of the system for diagnosing oil-filled equipment of a nuclear power plant based on the results of controlling the properties of samples of process media taken from this equipment. The aim of the study is to analyse the existing elements of the system for diagnosing oil-filled equipment of a nuclear power plant based on the results of controlling the properties of samples of technological media to ensure the processes of improving the reliability of technical diagnostics of this equipment. On the basis of the process approach, typical existing elements of diagnostic systems for oil-filled power plant equipment have been identified, including the results of controlling the properties of technological media to ensure processes for improving the reliability of technical diagnostics of this equipment. Recommendations are given on the application of: a process approach to diagnosing oil-filled equipment of a nuclear power plant during the operation of technological media in it with the determination of quality indicators of these technological media during the functioning of individual elements of the system for diagnosing oil-filled equipment in the structure of a nuclear power plant; additional methods for determining the quality indicators of technological media of oil-filled equipment of a nuclear power plant for diagnosing this equipment. Further research prospects are to identify and apply, on the basis of a process approach, promising optimal methods for diagnosing oil-filled equipment of a nuclear power plant and the principles of functioning of elements of such diagnostic systems, taking into account the states of technological media during their operation in this equipment.

**Keywords:** oil-filled equipment, diagnostic system, technical condition, defect, prognostication, technological environment, nuclear power plant.

---