
Удосконалення методу комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи

Сергій Зайцев

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

ORCID 0000-0002-1166-3243

Андрій Маргаза

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

ORCID 0009-0006-8434-4581

Для цитування цієї статті:

Зайцев Сергій, Маргаза Андрій. Удосконалення методу комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи. *International Science Journal of Engineering & Agriculture*. Vol. 4, No. 2, 2025, pp. 153-170.

doi: 10.46299/j.isjea.20250402.10.

Надійшла до редакції: 13 березня 2025 р.; **Схвалено:** 31 березня 2025 р.;

Опубліковано: 01 квітня 2025 р.

Анотація: Обладнання атомних електростанцій (АЕС), що містить в собі турбінні оливи, часто працює в умовах підвищених вібрацій. Це може: впливати на розвиток акустичної кавітації в турбінних оливах під час їх експлуатації в обладнанні; призводити до деградації компонентів турбінної оливи та погіршенню її якості. Актуальною проблемою є визначення характеру одночасного впливу акустичної кавітації та температури на руйнування компонентів турбінної оливи. Метою дослідження є удосконалення методу комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи з визначенням в ній вмісту газів і присадок та вмісту газоподібних компонентів у повітрі або водні над поверхнею цієї турбінної оливи. Предметами досліджень є свіжа мінеральна турбінна олива «Тп-22С (марка 1)», яка містить в собі присадки «Іонол», «В-15/41», «Д-157» та потоки повітря або водню, що знаходяться над поверхнею цієї турбінної оливи. Під час виконання досліджень: 1) удосконалено установку для комплексного визначення характеру руйнування компонентів турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С; 2) встановлено, що у присутності повітря та під впливом ультразвукових коливань на турбінну оливу в інтервалі температур 20–80 °С та частотах цих коливань 28 кГц і 40 кГц, в турбінній оливі: генеруються гази C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, COS, CS₂, NO, NO₂; присадки підлягають деградації та зменшують значення своїх концентрацій; підвищення температури призводить до підвищення концентрацій генерованих газів в турбінній оливі; підвищення частоти ультразвукових коливань від 28 кГц до 40 кГц призводить до зниження впливу на кавітаційну деградацію компонентів турбінної оливи. 3) Аналогічний результат отримано при дослідженні впливу ультразвукових коливань у присутності водню на турбінну оливу. При цьому в її об'ємі генеруються гази C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, H₂S, NH₃. Отримані результати дозволяють застосувати значення концентрацій газів COS, CS₂, NO+NO₂ в атмосфері повітря або газів H₂S, NH₃ в атмосфері водню над мінеральною турбінною оливою в процесі її експлуатації для ідентифікації в оливонаповненому енергетичному обладнанні АЕС дефектів, які обумовлені кавітацією в мінеральних турбінних оливах. Подальші перспективи досліджень полягають у виявленні

впливу акустичної кавітації на показники «Кислотне число» та «рН водної витяжки» для мінеральних турбінних олив.

Ключові слова: оливнонаповнене обладнання, турбінна олива, вібрація обладнання, акустична кавітація, розчинені гази, присадка, атомна електростанція.

1. Вступ

В обладнанні електростанцій, в тому числі атомних електростанцій (АЕС), широко застосовують турбінні оливи, які забезпечують надійну експлуатацію оливнонаповненого енергетичного обладнання (ОНЕО) [1, 2]. ОНЕО – тепломеханічне, гідромеханічне та електротехнічне обладнання загального призначення, в технологічних системах якого оливи використовуються в якості робочих рідин [3]. В тепломеханічному обладнанні енергоблоків АЕС України використовують мінеральні турбінні оливи, які постійно удосконалюються [4–6]. Одними із сновних видів ОНЕО в структурі АЕС є: електродвигуни головних циркуляційних насоси ядерного реактора та оливні насоси цих електродвигунів з системами циркуляції турбінної оливи у вузлах цього обладнання; системи циркуляційного оливопостачання турбоагрегатів з турбогенераторами (ТГ) з водневим охолодженням та з оливними насосами, фільтрами, теплообмінниками. В обладнанні теплових електростанцій України на даний час знаходяться в експлуатації мінеральні турбінні оливи марок Т-22С, Т-22Б, Тп-30, Тп-46 [3]. Під час експлуатації в ОНЕО електростанцій у процесі дії вібрації на це обладнання, турбінні оливи підлягають безперервній деградації за рахунок виникнення гідродінамичної та акустичної кавітації, і в цих оливах утворюються розчинені гази CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , H_2 , CO , CO_2 , H_2S [7]. Вібрації у вузлах тепломеханічного ОНЕО електростанцій призводять до виникнення в них акустичних коливань, які в свою чергу можуть бути джерелом акустичної кавітації в турбінних оливах, що циркулюють в цих вузлах тепломеханічного ОНЕО. Таким чином, є необхідність у виконанні досліджень, які спрямовані на розвиток та удосконалення методів визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи під впливом акустичної, в тому числі ультразвукової (УЗ), кавітації [7, 8]. Підтвердженням цьому є значна кількість публікацій [1–33], які містять інформацію про наслідки руйнування мінеральних турбінних олив під час експлуатації в оливнонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій. Зважаючи на викладене вище, до важливих наукових та практичних завдань експлуатації ОНЕО АЕС слід віднести постійне удосконалення методів комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральних турбінних олив. Це дозволить: застосувати існуючі або розробити нові діагностичні моделі для діагностування стану мінеральних турбінних олив під час експлуатації ОНЕО електростанцій [9, 10]; розробити технічні заходи для недопущення такої деградації або для зниження її впливу на якість турбінних олив у процесі їх експлуатації в оливнонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій, та підвищити надійність, наприклад, головних циркуляційних насосів АЕС або турбогенераторів з водневим охолодженням [8].

2. Об'єкт і предмет дослідження

Об'єктом досліджень є метод комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи.

Предметами досліджень є: свіжа мінеральна турбінна олива «Тп-22С (марка 1)», яка містить в собі присадки «Іонол», «В-15/41», «Д-157»; потоки повітря або водню, що знаходяться над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи та містять в собі компоненти C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , COS , CS_2 , NO , NO_2 , H_2S , NH_3 .

3. Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є удосконалення методу комплексного визначення характеру кавітаційного руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи з визначенням в ній вмісту газів і присадок та вмісту газоподібних компонентів у повітрі або водні над поверхнею цієї турбінної оливи.

Завдання дослідження: 1) удосконалення установки для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С; 2) дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи при потужності УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $P = 120$ Вт і частоті опромінення мінеральних турбінних $f_1 = 28$ кГц або $f_2 = 40$ кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С з визначенням вмісту газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 і присадок «Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральній турбінній оливі та вмісту COS , $NO+NO_2$ у повітрі над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи; 3) дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи при потужності УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $P = 120$ Вт і частоті опромінення мінеральних турбінних $f_1 = 28$ кГц або $f_2 = 40$ кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С з визначенням вмісту газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 і з попередньо доданими до неї присадками Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральній турбінній оливі та вмісту COS , $NO+NO_2$ у повітрі над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками; 4) дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи при потужності УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $P = 120$ Вт і частоті опромінення мінеральних турбінних $f_1 = 28$ кГц або $f_2 = 40$ кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С з визначенням вмісту газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 і присадок Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральній турбінній оливі та вмісту H_2S , NH_3 у водні над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи; 5) дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи при потужності УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $P = 120$ Вт і частоті опромінення мінеральних турбінних $f_1 = 28$ кГц або $f_2 = 40$ кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С з визначенням вмісту газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 і з попередньо доданими до неї присадками Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральній турбінній оливі та вмісту H_2S , NH_3 у водні над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками; 6) дослідження вмісту COS , CS_2 , $NO+NO_2$ у повітрі над поверхнею свіжої мінеральної турбінної оливи після її опромінення УЗ коливаннями при потужності УЗ опромінювання $P = 120$ Вт, частоті опромінення $f_1 = 28$ кГц і температурі $t = 40$ °С, та тривалості цього опромінення в інтервалі $\tau = 1–30$ хв.

4. Аналіз літератури

В роботі [11] показано, що на АЕС України мінеральні турбінні оливи застосовують в такому обладнанні або у їх вузлах, як: системи змащування і регулювання парових турбін; системи змащування і ущільнення валів генераторів; системи змащування головних циркуляційних насосів та насосів системи охолодження води; системи змащування конденсатних електронасосів, насосів перекачування технічної води відповідальних та невідповідальних споживачів; системи змащування та регулювання турбоживильних

насосних агрегатів і насосів відкачування сепарату; оливні насоси; охолоджувачі турбінної оливи; обладнання для очищення, осушення, дегазації та регенерації турбінних олив; баки для тимчасового зберігання турбінних олив.

Для АЕС в системах циркуляції мінеральних турбінних олив у вузлах головних циркуляційних насосів типу ГЦН-195М та живильних насосних агрегатів типів ПЕА-850-65, ЦН-60-180, КсА-1500-240-2а, ПТА-3800-20, ПТА-3750-75 [12], турбінних агрегатів у складі парових турбін типів К-1000-60/3000, К-1000-60/1500, К-220-44 [5] та турбогенераторів типів ТВВ-220, ТВВ-1000 [13, 14] з водневим охолодженням, на якість цих мінеральних турбін впливає повітря (в умовах дії температури та вібрації), з яким ці турбінні оливи знаходяться у контакті. Одночасно, при циркуляції мінеральних турбінних олив у вузлах турбогенераторів типів ТВВ-220, ТВВ-1000 з водневим охолодженням, на якість цих мінеральних турбін також впливає водень (в умовах дії температури та вібрації), з яким ці турбінні оливи знаходяться у контакті [7, 15].

У роботах [14, 15] зазначено, що ущільнення турбогенераторів з водневим охолодженням називають вузол розташовані з двох боків турбогенератора в місцях виходу валу ротора із зовнішніх торцевих щитів. Оливні ущільнення валу застосовуються для запобігання витоку водню з корпусу турбогенератора по валу його ротора. У турбогенераторах ТВВ-1000-4УЗ конструкції оливних ущільнень виконано циліндричними (рис. 1), перевагою яких над торцевими є можливість осьових переміщень відносно валу під час теплових розширень і більш висока експлуатаційна надійність.

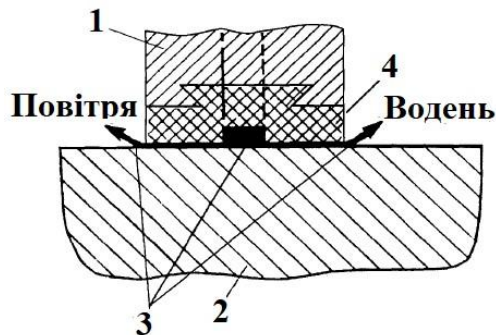


Рис. 1. Тип конструкції циліндричних ущільнень: 1 – вкладиш ущільнення; 2 – вал ротору; 3 – потік турбінної оливи; 4 – бабітова заливка.

Турбінна олива, що зливається з ущільнень, надходить у головний оливний бак турбіни. При цьому: турбінна олива, що зливається на «водневий бік», надходить у головний оливний бак турбіни через рідинний затвор; а турбінна олива, що зливається через вкладиш на стороні «повітря», відводиться в картер опорного підшипника турбогенератора і далі також надходить у головний оливний бак турбіни; турбінна олива, що знаходиться у вузлах турбогенератора, зазнає впливу вібрації та можливої кавітаційної деградації [7].

У роботі [16] зазначено, що під час експлуатації головного циркуляційного насоса АЕС типу ГЦН-195М необхідно виконувати вимоги, що стосуються його вібрації, які не повинні порушувати роботу самого насоса та пов'язаних з ним систем, в тому числі системи циркуляції мінеральної турбінної оливи. Наявність значень вібрації понад встановлених нормативними документами призводить до старіння вузлів головного циркуляційного насоса АЕС та знижує його надійність, в тому числі впливає на якість мінеральної турбінної оливи [7].

У роботі [15] наведено газову схему водневого охолодження турбогенераторів, технологічну схему оливопостачання ущільнень валу кільцевого типу турбогенераторів єдиної серії потужністю 60–300 МВт та конструктивні схеми найбільш поширених ущільнень валу турбінною оливою, в яких можливий розвиток вібрацій та виникнення кавітації в турбінних оливах [17].

Хімічний склад мінеральних турбінних олив, які отримані із нафти, залежить від хімічного складу цієї нафти, і такі турбінні оливи можуть включати в себе різні гомологічні ряди компонентів похідної нафти [18]: 1) вуглеводні: алкани (C_nH_{2n+2}); моноциклічні циклоалкани (C_nH_{2n}); поліциклічні циклоалкани (C_nH_{2n-p} при $p=2, 4, 6, 8, 10$); моноциклічні арени (C_nH_{2n-6}); поліциклічні арени (C_nH_{2n-p} при $p=12, 14, 18, 20, 24, 30, 36$); цикло-алкано-арени (C_nH_{2n-p} при $p=8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22$). 2) Сірковмісні сполуки: насичені ациклічні ($C_nH_{2n+2}S$); насичені циклічні ($C_nH_{2n-p}S$ при $p=0, 2, 4, 6$); тіофенові ($C_nH_{2n-4}S$); тіофено-циклоалкано-аренові ($C_nH_{2n-p}S$ при $p=6, 8, 10, 14, 16, 18, 22, 24, 26, 28, 30, 32$). 3) Азотовмісні сполуки: насичені ациклічні ($C_nH_{2n+2}N$); гетероциклічні (піридини; хіноліни) ($C_nH_{2n-p}N$ при $p=5, 11$); циклоалкано-аренові ($C_nH_{2n-p}N$ при $p=7, 11, 13, 17$). 4) Карбонові кислоти: ациклічні ($C_nH_{2n+1}COOH$); циклоалканові ($C_nH_{2n-p}COOH$ при $p=1, 3, 5$); циклоалкано-аренові ($C_nH_{2n-p}COOH$ при $p=7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29$) [18, 19]. Тому під час деградації таких турбінних олив продукти цієї деградації можуть містити у собі, наприклад, C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , H_2O , H_2S , COS , CS_2 , SO_2 , NO , NO_2 , NH_3 [20].

У роботі [21] наведено інформацію про якісно-кількісний вміст функціональних присадок у мінеральній турбінній оливі Тп-22С (марка 1). На рис. 2 наведено структурні хімічні формули функціональних присадок у мінеральній турбінній оливі Тп-22С (марка 1).

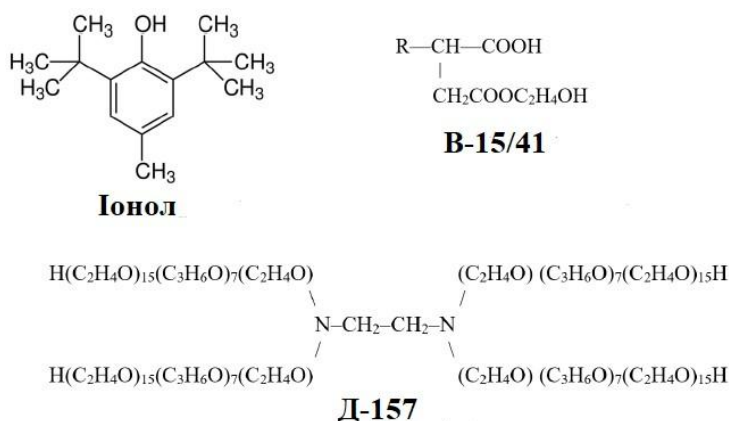


Рис. 2. Структурні хімічні формули функціональних присадок у мінеральній турбінній оливі Тп-22С (марка 1): Іонол – дібутилпаракрезол; B-15/41 – кислий ефір алкенілянтарної кислоти та етиленгліколю; D-157 – азотовмісний блок-сополімер окису етилену та окису пропілену; R – органічний радикал.

Під час енергетичного впливу на вуглеводні нафтопродуктів, можуть утворюватися не тільки моноуглецеві радикали, а й радикали з великою кількістю атомів вуглецю, і утворення як граничних, так і ненасичених вуглеводневих газів може відбуватися не тільки шляхом возз'єднання моноуглецевих радикалів, а й під час послідовного розщеплення вуглеводнів нафтопродукту, і такі самі процеси можуть відбуватися і в мінеральних турбінних маслах [22].

Деградація змащувальної оливи, особливо з підвищеним вмістом емульсійної води, часто відбувається з виділенням газів, і наявність цих газів, їхні концентрації та швидкість їхнього збільшення можуть бути використані під час діагностування технічного стану поверхонь, що труться, наприклад, у підшипниках оливнонаповненого енергетичного обладнання [23].

У роботі [24] досліджено наслідки деградації ізоляційних рідин під дією часткових електричних розрядів, тепла та ультразвукового поля з утворенням у цих ізоляційних рідинах газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 .

Відомо, що: при гідруванні нафтопродуктів газоподібним воднем, в отриманих рідких продуктах гідрування утворюються такі компоненти, як H_2S , H_2O , NH_3 [20].

У роботі [25] 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 [20]). Визначення вмісту H_2S у сірковмісних мінеральних енергетичних оливах може бути використане для ідентифікації теплового дефекту в оливонаповненому енергетичному обладнанні в зоні дефекту при $t = 300$ °C і вище, наприклад, у зонах контакту тертьових поверхонь у підшипниках, оснащених системою примусової циркуляції мінеральної турбінної оливи, яка безперервно змащує ці поверхні [8, 26].

У роботі [27] показано, що акустична кавітація в рідині часто супроводжується звукохімічними (сонохімічними) реакціями. При цьому в міру підвищення частоти кавітацію можуть здійснювати бульбашки дедалі меншого і меншого радіуса. При цьому поріг кавітаційної міцності рідини підвищуватиметься. Це вказує на те, що за постійної інтенсивності акустичної кавітації підвищення частоти, як правило, призведе до зниження швидкостей протікання звукохімічних реакцій, що викликають деградацію рідини. Підвищення температури рідини призводить до підвищення тиску в парогазовій бульбашці, зменшення поверхневого натягу рідини, внаслідок чого радіуси бульбашок зростуть і кавітаційна міцність рідини знизиться [27].

В роботах [28, 29] зазначено, що під час кавітації змикання кавітаційних бульбашок супроводжуються місцевими гідравлічними мікроударами з високими коливаннями температури (до 1700 K) і тиску (до 200 МПа) в центрах цих бульбашок. При цьому пульсації кавітаційних бульбашок та їх захоплення створюють у мікрооб'ємах рідин: інтенсивні мікротечії, ударні хвилі, кумулятивні струмені, сонолюмінесценцію і локальне підвищення температури та тиску; умови для протікання звукохімічних (сонохімічних) реакцій. Зазначені ефекти кавітації впливають на процеси в гетерогенних рідинних технологічних середовищах, ініціюючи різні фізико-хімічні перетворення й змінюючи фізико-хімічні властивості рідини [28, 29].

У роботі [30] зазначено, що: 1) при збільшенні частоти в діапазоні часто 20 кГц – 100 кГц сила окремої кавітаційної події (схлопування бульбашок) у рідині знижується, але збільшується кількість подій за одиницю часу. Це створює баланс між локальною потужністю та загальною інтенсивністю. На низьких частотах (20–30 кГц) кавітація має більш високу інтенсивність (силу). Це пов'язано з тим, що на низьких частотах бульбашки, які виникають у рідині, встигають рости до значних розмірів перед схлопуванням. При цьому енергія, що виділяється в момент схлопування бульбашок, вища. Такі частоти часто використовують де потрібна сильна ерозія або руйнування (наприклад, в ультразвуковому очищенні або дробленні). У діапазоні середніх частот 30–60 кГц сила кавітації дещо зменшується порівняно з низькими частотами, оскільки бульбашки не встигають досягати таких великих розмірів перед схлопуванням. Однак число бульбашок збільшується, що може покращувати рівномірність кавітаційного впливу. У діапазоні високих частот (60–100 кГц) кавітація стає менш інтенсивною, оскільки бульбашки схлопуються швидше, не досягаючи великих розмірів. Однак кількість бульбашок продовжує збільшуватися, що робить кавітацію більш рівномірною. В цілому, можна стверджувати, що сила кавітації знижується за підвищенням частоти; 2) В той же час, за однієї і тієї ж частоти збільшення амплітуди підвищує інтенсивність кавітації. Зі збільшенням амплітуди хвилі, яка в свою чергу залежить від потужності та конструкції випромінювача, енергія кавітаційного процесу зростає, що сприяє утворенню більших бульбашок навіть при високій частоті [30].

У роботах [31, 32] показано, що: у низькочастотних акустичних полях за частот від 7 до 200 Гц у рідинах за присутності H_2O виникають окисно-відновні хімічні реакції, зумовлені утворенням радикальних продуктів розщеплення H_2O та з утворенням H_2O_2 ; з пониженням частоти збільшується швидкість окисно-відновних хімічних реакцій; в акустичному полі можливе утворення NO в рідині, насиченій повітрям.

У роботі [33] наведено результати удосконалення методу визначення деградації турбінних олив «Азмол Тп-22с», «Агрінол Тп-22», «Тп-30» під впливом акустичної кавітації при потужності ультразвукового (УЗ) випромінювача 20 Вт з частотами до 125 кГц у присутності

повітря або водню. Встановлено, що під впливом УЗ кавітації в турбінних оливах: генеруються гази C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , H_2S , SO_2 ; вміст присадок «Іонол», «В-15/41», «Д-157» знижується.

У роботі [3] викладено методику визначення вмісту присадок «Іонол», «В-15/4», «Д-157» в енергетичних оливах методом високоефективної рідинної хроматографії (ВЕРХ).

Наведена інформація в літературних джерелах [1–33] вказує на неповноту відомостей про вплив акустичної кавітації на деградацію мінеральних турбінних олив. Попри наявності вже відомих результатів досліджень впливу акустичної кавітації на деградацію енергетичних олив, удосконалення методу комплексного визначення результатів кавітаційного руйнування компонентів сучасної мінеральної турбінної оливи є необхідністю для діагностування її стану та розробки заходів для недопущення такого руйнування або зниження його впливу на якість мінеральних турбінних олив в процесі їх експлуатації в оливонаповненому тепломеханічному обладнанні АЕС. Усе це вимагає проведення відповідних досліджень із залученням сучасних мінеральних турбінних олив, що знаходяться в експлуатації в оливонаповненому тепломеханічному обладнанні АЕС в Україні.

5. Методи досліджень

Для досягнення поставлених мети та завдань в роботі використано такі методи досліджень: газової хроматографії (ГХ) – для визначення вмісту розчинених газів: C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 [34, 35] та присадки «Іонол» [36] в мінеральних турбінних оливах; CS_2 – в повітрі над поверхнею мінеральних турбінних олив [37]; високоефективної рідинної хроматографії – для визначення вмісту присадок «Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральних турбінних оливах [3, 38]; кулонометричного титрування – для визначення вмісту H_2O у мінеральних турбінних оливах за методикою К. Фішера [39]; колориметричного визначення вмісту H_2S , NH_3 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ в газових потоках із застосуванням відповідних індикаторних трубок [40]; спектрофотометричного визначення вмісту $NO+NO_2$ в потоках повітря [41]; визначення результатів термічної дії на мінеральні турбінні оливи під час генерування в них газів H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , H_2S , NH_3 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ під впливом температури [42]. При визначенні вмісту розчинених газів в мінеральних турбінних оливах використано: статичний варіант методу ГХ вимірювань із застосуванням газоподібного екстрагента і відповідних варіантів методик аналізів рівноважної газової фази в системах «мінеральна турбінна олива – розчинений компонент – газоподібний екстракт»; метод абсолютного градуювання при визначенні вмісту компонентів в газоподібних екстрактах з використанням відповідних газоподібних градувальних сумішей [34, 35].

6. Результати досліджень

Досліджувані речовини: 1) свіжа мінеральна турбінна олива «Тп-22С (марка 1)», яка містить в собі присадки «Іонол» – 0,8 % маси, «В-15/41» – 0,02 % маси, «Д-157» – 0,02 % маси, та сірку – 0,3 % маси (проба № 1); 2) свіжа мінеральна турбінна олива «Тп-22С (марка 1)», яка містить в собі присадки «Іонол» – 15 % маси, «В-15/41» – 8 % маси, «Д-157» – 8 % маси, та сірку – 0,3 % маси (проба № 2); 3) потоки повітря, що містять в собі компоненти C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ та знаходяться над поверхнею мінеральної турбінної оливи; 4) потоки водню, що містять в собі компоненти C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , H_2S , NH_3 , та знаходяться над поверхнею мінеральної турбінної оливи.

Під час удосконалення установки для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С було використано:

1. Засоби вимірювальної техніки: а) газовий хроматограф «Кристалл-2000М» для визначення вмісту розчинених газів: C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 [34, 35] та присадки «Іонол» – в мінеральних турбінних оливах [36]; CS_2 – в повітрі над над поверхнею мінеральних турбінних олив [37]; б) індикаторні трубки типу «Dräger-Tube» [40] для визначення вмісту: CS_2 – в газових потоках повітря (діапазон вимірювань 3–95 ppm для CS_2); $NO+NO_2$ – в газових потоках повітря (діапазони вимірювань 0,2–6/5–30/5–100 ppm для $NO+NO_2$); H_2S – в газових потоках водню (діапазони вимірювань 0,2–5/0,5–15/20–200 ppm для H_2S); NH_3 – в газових потоках водню (діапазони вимірювань 0,25–3,0/5–100/50–600 ppm для NH_3); в) індикаторні трубки типу «GASTEC» [43] для визначення вмісту COS – в газових потоках повітря (діапазони вимірювань 0,63-1,25/1,25-2,5/2,5-50/50-100 ppm для COS). До опромінювання мінеральних турбінних олив УЗ коливаннями, гази H_2S , NH_3 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ у відповідних газових фазах над поверхнею цих турбінних олив відсутні; г) рідинний мікроколоночний хроматограф «Міліхром» для визначення вмісту присадок «Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральних турбінних оливах [3, 38]; д) спектрофотометр «СФ-11» для визначення вмісту $NO+NO_2$ в повітрі [41]; е) кулонометричний титратор «DL-32» – для визначення вмісту води у відповідних мінеральних турбінних оливах за методом К. Фішера [39]; е) градуйовані газоподібні суміші H_2 , CH_4 , C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CO , CO_2 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ в газоподібному Ar за вимогами [34, 35].

2. Пристрій для прискорення досягнення екстракційної рівноваги з обертовим барабаном для розміщення в ньому шприців об'ємами до 50 см^3 з аналізованими пробами мінеральних турбінних олив і газоподібними екстрагентами для встановлення фазових рівноваг у системах «мінеральна турбінна олива – екстрагент (газоподібний аргон (Ar))» [7];

3. Установку для забезпечення впливу акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–60 °С в умовах дії на мінеральну турбінну оливу [44].

4. Удосконалену установку для забезпечення впливу акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С в статичних умовах дії на мінеральну турбінну оливу в атмосфері повітря або водню [7].

5. УЗ ванну «TUS-20RF», потужність УЗ опромінення до $P=120\text{ Вт}$ при частотах $f_1=28\text{ кГц}$ або $f_2=40\text{ кГц}$ та тривалості опромінення $\tau=1\text{–}30\text{ хв}$.

Умови виконання ГХ досліджень під час визначення вмісту в мінеральних турбінних оливах: розчинених газів – відповідають вимогам [34, 35]; розчинених присадок – відповідають вимогам [3, 38]. При дослідженні вмісту H_2S , NH_3 , COS , CS_2 , $NO+NO_2$ в газових потоках під впливом УЗ кавітації на відповідні мінеральні турбінні оливи, застосовано пристрій для приготування ізоляційної оливи, що насичена відповідним розчиненим газом за методикою [34]. Початковий вміст компонентів у свіжих мінеральних турбінних оливах не перевищував значення: 0,03 % маси – для води [2]; порогів визначення – для розчинених газів [34]. Вимірювання вмісту компонентів в мінеральних турбінних оливах та в газових фазах над ними виконано при температурі $t_i = (20 \pm 0,5)^\circ\text{C}$. Тривалість газової екстракції компонентів із мінеральних турбінних олив за допомогою газоподібного аргону – не менше, ніж 1 година. Тривалість дії температури на мінеральні турбінні оливи при значеннях 20 °С, 50 °С та 80 °С у відсутності впливу на них УЗ опромінювання була по $\tau = 3\text{ год}$ для кожної температури. Тривалість УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $\tau=1\text{–}10\text{ хв}$. при потужності УЗ опромінення мінеральних турбінних олив $P = 120\text{ Вт}$ і частоті УЗ опромінення мінеральних турбінних $f_1 = 28\text{ кГц}$ або $f_2 = 40\text{ кГц}$ в інтервалі температур 20–80 °С.

На рис. 3 показано удосконалену установку для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С [7].

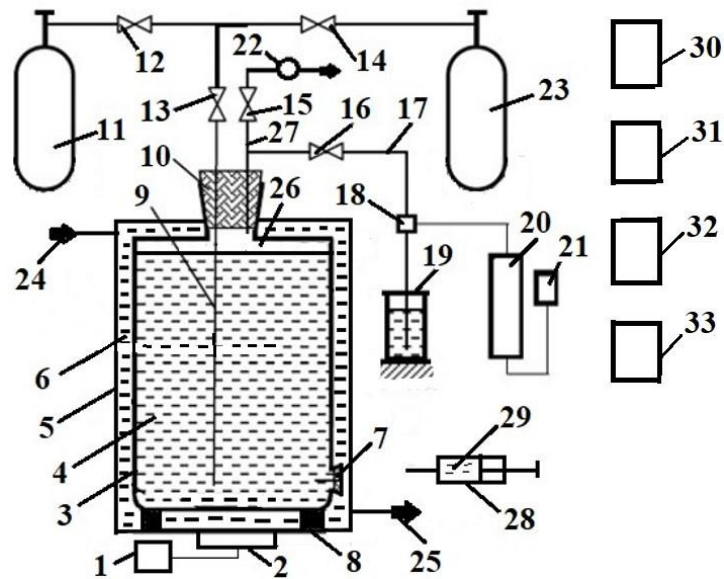


Рис. 3. Установа для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С: 1 – УЗ генератор; 2 – УЗ випромінювач; 3 – посудина для турбінної оливи; 4 – турбінна олива; 5 – УЗ ванна; 6 – теплоносій (вода) 7 – вузол введення або відбору турбінної оливи; 8 – опори; 9, 17, 27 – трубопроводи; 10 – гумова кришка; 11 – газовий балон з воднем; 12–16 – газові крани; 18 – перемикач газових потоків; 19 – рідинний затвор; 20 – індикаторна трубка (або газовий хроматограф); 21 – ротаметр; 22 – вакуумний насос; 23 – газовий балон з повітрям; 24 та 25 – вхід та вихід теплоносія (води), відповідно; 26 – газоподібний водень (або повітря) над поверхнею турбінної оливи; 28 – шприц; 29 – проба відібраної турбінної оливи; 30 – рідинний хроматограф; 31 – кулонометричний титратор; 32 – спектрофотометр; 33 – пристрій для прискорення досягнення екстракційної рівноваги.

Удосконалена установа для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах (рис. 3) відрізняється від аналогічної відомої установки [7] тим, що дає змогу виконувати дослідження в інтервалі температур 20-80 °С, частотах УЗ опромінення мінеральної турбінної 28 кГц і 40 кГц та потужності цього опромінення до 120 Вт з можливістю її регулювання. Удосконалена установа (рис. 4) працює таким чином: 1) за допомогою вакууметра поз. 22 вакуумують посудину поз.3 для турбінної оливи до залишкового тиску не більше 0,3 мм рт. ст.; 2) заповнюють посудину поз.3 дегазованою турбінною оливою на 90 % від об'єму посудини поз. 3; 3) за допомогою шприца поз. 28 відбирають пробу турбінної оливи поз. 29 для визначення в ній вмісту розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 та присадок; 4) пропускають через турбінну оливу потік водню за використанням газового балону поз. 11 або потік повітря за використанням газового балону поз. 23; 5) за допомогою відповідних індикаторних трубок поз. 20 визначають у газовому потоці: а) водню – вміст газів H_2S , NH_3 ; б) повітря – вміст газів COS , CS_2 , $NO+NO_2$; 6) за допомогою газового хроматографа і за використанням перемикача газових потоків поз. 18 визначають у газовому потоці: а) водню – вміст газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , CO , CO_2 ; б) повітря – вміст газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , COS , CS_2 (вміст $NO+NO_2$ визначають за допомогою спектрофотометра); 7) розміщують посудину поз. 3 для турбінної оливи в УЗ ванну поз. 5; 8) подають по лінії поз. 24 теплоносій (воду) поз. 6 в УЗ ванну поз. 5 та виводять відпрацьований теплоносій (воду) із УЗ ванни поз. 5 по лінії поз. 25; 9) за допомогою УЗ генератора поз. 1 та УЗ випромінювача поз. 2 піддають УЗ опроміненню турбінну оливу поз. 4 в посудині поз. 3 на протязі заданого часу УЗ опромінення в інтервалі $\tau = 1-30$ хв.; 10) після закінчення УЗ опромінення виймають

посудину поз. 3 для турбінної оливи із УЗ ванни поз. 5 та: а) відбирають пробу турбінної оливи поз. 29 за допомогою шприца поз. 28 для визначення в цій оливі вмісту C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , присадок; 11. При виконанні досліджень у присутності водню над поверхнею мінеральної турбінної оливи: а) відбирають пробу турбінної оливи поз. 29 за допомогою шприца поз. 28 для визначення в цій оливі вмісту C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 за допомогою газового хроматографа; б) пропускають через опромінену турбінну оливу потік водню за використанням газового балона поз. 11 і визначають у потоці водню вміст газів H_2S , NH_3 за допомогою відповідних індикаторних трубок поз. 20, та вміст газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 за допомогою газового хроматографа. 12. При виконанні досліджень у присутності повітря над поверхнею мінеральної турбінної оливи: а) відбирають пробу турбінної оливи поз. 29 за допомогою шприца поз. 28 для визначення в цій оливі вмісту C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 за допомогою газового хроматографа; б) пропускають через опромінену турбінну оливу потік повітря за використанням газового балона поз. 23 і визначають у потоці повітря вміст газів COS , CS_2 , $NO+NO_2$ за допомогою відповідних індикаторних трубок поз. 20, та вміст газів C_2H_6 , C_2H_4 , C_2H_2 , CH_4 , H_2 , CO , CO_2 , CS_2 за допомогою газового хроматографа. Вміст $NO+NO_2$ визначають за допомогою спектрофотометру.

1. В табл. 1 наведено результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 1) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи. При цьому мінеральна турбінна олива насичена повітрям.

Таблиця 1. Результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 1) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи

t , $^{\circ}C$	У мінеральній турбінній оливі										У повітрі	
	CH_4 , ppm	C_2H_4 , ppm	C_2H_6 , ppm	C_2H_2 , ppm	H_2 , ppm	CO , ppm	CO_2 , ppm	In, % маси	B- 15/41, % маси	Д- 157, % маси	COS , ppm	$NO+$ NO_2 , ppm
Вплив УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу відсутній												
20	1	0,5	0	0	0	40	50	0,8	0,02	0,02	0	0
50	3	1,2	1	0	1	45	60	0,8	0,02	0,02	0	0
80	20	20	6	0	30	60	90	0,8	0,02	0,02	0	0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_1 = 28$ кГц												
20	1900	4300	550	800	3400	60	200	0,75	0,015	0,015	1,0	2,0
30	2100	4500	600	880	3700	70	250	0,70	0,01	0,01	1,5	2,5
40	2300	5000	670	970	4100	80	280	0,70	0	0	2,5	3,5
50	2500	5450	740	1050	4500	90	320	0,60	0	0	4,0	5,0
60	2800	5900	800	1150	5000	99	360	0,60	0	0	6,0	7,0
70	3050	6300	900	1300	5300	110	400	0,50	0	0	8,0	10,0
80	3300	6900	990	1500	5800	130	460	0,50	0	0	12,0	13,0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_2 = 40$ кГц												
20	1800	4100	500	750	3200	55	190	0,75	0,018	0,018	1,0	2,0
30	2000	4300	530	800	3500	65	220	0,70	0,01	0,01	1,2	2,1
40	2200	4800	610	900	3800	75	250	0,70	0	0	2,0	3,0
50	2300	5200	700	990	4200	80	290	0,65	0	0	3,0	4,0
60	2500	5700	730	1000	4700	88	300	0,65	0	0	5,0	6,0
70	2900	6100	850	1150	5000	100	380	0,55	0	0	6,0	8,0
80	3100	6700	900	1300	5300	115	420	0,55	0	0	10,0	11,0

Примітки: In – присадка «Іонол»; t – температура, $^{\circ}C$; f – частота УЗ коливань, кГц

З табл. 1 випливає, що у присутності повітря над поверхнею мінеральної турбінної оливи: 1) у відсутності впливу УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при температурах 20 °С, 50 °С та 80 °С, підвищення температури: а) не впливає на вміст присадок в цій турбінній оливі; б) призводить до незначного підвищення концентрацій розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, CH₄, H₂, CO, CO₂, та не змінює концентрацій розчиненого газу C₂H₂ в цій турбінній оливі; в) не змінює концентрацій газів COS, NO+NO₂ в повітрі над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу температури на мінеральну турбінну оливу, який відзначено для рідин в роботах [31, 32]; 2) під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при частотах цього опромінення $f_1 = 28$ кГц або $f_1 = 40$ кГц, підвищення температури в інтервалі температур 20–80 °С призводить до: а) підвищення концентрацій розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, CH₄, H₂, CO, CO₂, C₂H₂ в цій турбінній оливі; б) зниження концентрацій відповідних присадок до значень, що менше, ніж пороги їх визначення в цій турбінній оливі (це вказує на те, що ці присадки у мінеральній турбінній оливі піддаються деструкції під впливом акустичної (УЗ) кавітації); в) підвищення концентрацій газів COS, NO+NO₂ в повітрі над цією турбінною оливою; 3) підвищення частоти УЗ опромінення мінеральної турбінної оливи від $f_1 = 28$ кГц до $f_1 = 40$ кГц в інтервалі температур 20–80 °С призводить до зниження концентрацій: а) розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, CH₄, H₂, CO, CO₂, C₂H₂ – в цій турбінній оливі; б) газів COS, NO+NO₂ – в повітрі над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу частоти акустичного, в тому числі УЗ, опромінення на мінеральну турбінну оливу, який відзначено в роботі [30].

2. В табл. 2 наведено результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 2) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками. При цьому мінеральна турбінна олива насичена повітрям.

Таблиця 2. Результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 2) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності повітря над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками

t, °C	У мінеральній турбінній оливі										У повітрі	
	CH ₄ , ppm	C ₂ H ₄ , ppm	C ₂ H ₆ , ppm	C ₂ H ₂ , ppm	H ₂ , ppm	CO, ppm	CO ₂ , ppm	In, % маси	В- 15/41, % маси	Д- 157, % маси	COS, ppm	NO+NO ₂ , ppm
Вплив УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу відсутній												
20	1	0,5	0	0	0	40	50	15,0	8,0	8,0	0	0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_1 = 28$ кГц												
20	1950	4350	550	800	3500	65	250	14,0	7,0	6,8	1,2	4
30	2050	4550	650	900	3800	75	280	14,0	6,5	6,4	1,6	5,1
40	2350	5000	700	1000	4200	85	320	12,5	6,5	6,3	2,4	7,1
50	2450	5500	750	1200	4600	95	360	12,0	6,0	5,9	4,2	9,9
60	2800	5850	800	1250	5000	100	400	11,5	5,8	5,7	5,9	13,1
70	2900	6350	900	1400	5400	120	450	11,0	5,6	5,7	8,1	20,5
80	3400	6900	1000	1550	5900	140	500	10,5	5,4	5,5	11,9	27
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_2 = 40$ кГц												
20	1850	4250	500	740	3400	60	240	14,5	7,5	7,0	1,0	2,9
30	1950	4400	600	820	3650	70	260	14,5	7,0	6,8	1,3	4,5
40	2100	4800	650	900	4100	80	300	13,0	7,0	6,6	2,0	6,7
50	2300	5300	700	1100	4500	90	320	13,0	6,5	6,3	3,8	9,0

Продовження таблиці 2

60	2700	5600	740	1200	4800	96	380	12,0	6,0	6,0	5,5	12
70	2800	6100	850	1300	5200	110	400	12,0	6,0	6,0	7,8	16
80	3200	6700	900	1400	5700	120	450	11,0	5,7	5,8	10,5	22
<i>Примітки:</i> Іп – присадка «Іонол»; <i>t</i> – температура, °С; <i>f</i> – частота УЗ коливань, кГц												

З табл. 2 випливає, що у присутності повітря над поверхнею мінеральної турбінної оливи: 1) під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при частотах цього опромінення $f_1 = 28$ кГц або $f_1 = 40$ кГц, підвищення температури в інтервалі температур 20–80 °С призводить до: а) підвищення концентрацій розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, CH₄, H₂, CO, CO₂, C₂H₂ в цій турбінній оливі; б) зниження концентрацій відповідних присадок в цій турбінній оливі; в) підвищення концентрацій газів COS, NO+NO₂ в повітрі над цією турбінною оливою; 2) підвищення частоти УЗ опромінення мінеральної турбінної оливи від $f_1 = 28$ кГц до $f_1 = 40$ кГц в інтервалі температур 20–80 °С призводить до зниження концентрацій: а) розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, CH₄, H₂, CO, CO₂, C₂H₂ – в цій турбінній оливі; б) газів COS, NO+NO₂ – в повітрі над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу частоти акустичного, в тому числі УЗ, опромінення на мінеральну турбінну оливу, який відзначено в роботі [30]; 3) порівняно з результатами табл. 1 підвищення концентрації NO+NO₂ у повітрі над поверхнею мінеральної турбінної оливи може бути зумовлене більш високим вмістом у цій турбінній оливі присадки «Д-157», що має у своєму складі атоми азоту (див. рис. 2), і це вказує на те, що присадка «Д-157» у мінеральній турбінній оливі піддається деструкції під впливом акустичної кавітації.

3. В табл. 3 наведено результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжою мінеральної турбінної оливи (проба № 1) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи. При цьому мінеральна турбінна олива насичена воднем.

Таблиця 3. Результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжою мінеральної турбінної оливи (проба № 1) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи

<i>t</i> , °С	У мінеральній турбінній оливі									У водні	
	CH ₄ , ppm	C ₂ H ₄ , ppm	C ₂ H ₆ , ppm	C ₂ H ₂ , ppm	CO, ppm	CO ₂ , ppm	Іп, % маси	В-15/41, % маси	Д-157, % маси	H ₂ S, ppm	NH ₃ , ppm
Вплив УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу відсутній											
20	1,0	0,5	0	0	40	50	0,8	0,02	0,02	0	0
50	2	1,3	1	0	45	65	0,8	0,02	0,02	0	0
80	15	15	5	0	65	95	0,8	0,02	0,02	0	0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_1 = 28$ кГц											
20	1900	4100	650	700	50	190	0,75	0,018	0,018	1,0	0,5
30	2100	4300	680	780	60	230	0,70	0,015	0,015	3,0	2,0
40	2300	4800	740	870	70	250	0,70	0,01	0,01	5,0	3,5
50	2500	5000	800	950	80	300	0,65	0	0	6,5	5,0
60	2800	5200	890	1000	90	330	0,65	0	0	8,0	7,0
70	3050	6000	950	1100	100	380	0,55	0	0	10,0	9,0
80	3300	6200	1100	1300	110	410	0,55	0	0	13,0	12,0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_2 = 40$ кГц											
20	1700	4000	600	650	45	170	0,75	0,019	0,019	0,7	0,3
30	1900	4100	630	700	50	200	0,70	0,01	0,01	2,3	1,4
40	2150	4600	680	800	60	210	0,70	0	0	4,3	2,8

Продовження таблиці 3

50	2350	5080	750	900	70	180	0,67	0	0	6,0	4,0
60	2550	5100	800	950	80	280	0,67	0	0	7,4	6,0
70	2950	5800	890	1050	90	320	0,60	0	0	8,9	7,4
80	3050	6000	990	1200	100	390	0,60	0	0	11,0	10,6
<i>Примітки:</i> In – присадка «Іонол»; t – температура, $^{\circ}\text{C}$; f – частота УЗ коливань, кГц											

З табл. 3 випливає, що у присутності водню над поверхнею мінеральної турбінної оливи:

1) у відсутності впливу УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при температурах 20°C , 50°C та 80°C , підвищення температури: а) не впливає на вміст присадок в цій турбінній оливі; б) призводить до незначного підвищення концентрацій розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , CH_4 , CO , CO_2 , та не змінює значення концентрацій розчиненого газу C_2H_2 в цій турбінній оливі; в) не змінює значень концентрацій газів H_2S , NH_3 у водні над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу температури на мінеральну турбінну оливу, який відзначено для рідин в роботах [31, 32]; 2) під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при частотах цього опромінення $f_1 = 28$ кГц або $f_1 = 40$ кГц, підвищення температури в інтервалі температур $20\text{--}80^{\circ}\text{C}$ призводить до: а) підвищення концентрацій розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 в цій турбінній оливі; б) зниження концентрацій відповідних присадок до значень, що менше, ніж пороги їх визначення в цій турбінній оливі (це вказує на те, що ці присадки у мінеральній турбінній оливі піддаються деструкції під впливом акустичної (УЗ) кавітації); в) підвищення концентрацій газів H_2S , NH_3 у водні над цією турбінною оливою; 3) підвищення частоти УЗ опромінення мінеральної турбінної оливи від $f_1 = 28$ кГц до $f_1 = 40$ кГц в інтервалі температур $20\text{--}80^{\circ}\text{C}$ призводить до зниження концентрацій: а) розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 – в цій турбінній оливі; б) газів H_2S , NH_3 – у водні над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу частоти акустичного, в тому числі УЗ, опромінення на мінеральну турбінну оливу, який відзначено в роботі [30].

4. В табл. 4 наведено результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 2) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками. При цьому мінеральна турбінна олива насичена воднем.

Таблиця 4. Результати дослідження вмісту продуктів руйнування свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 2) під впливом на неї температури та УЗ коливань у присутності водню над поверхнею цієї мінеральної турбінної оливи з попередньо доданими до неї присадками

t , $^{\circ}\text{C}$	У мінеральній турбінній оливі									У водні	
	CH_4 , ppm	C_2H_4 , ppm	C_2H_6 , ppm	C_2H_2 , ppm	CO , ppm	CO_2 , ppm	In, % маси	B-15/41, % маси	D-157, % маси	H_2S , ppm	NH_3 , ppm
Вплив УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу відсутній											
20	1,0	0,5	0	0	40	50	15,0	8,0	8,0	0	0
Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_1 = 28$ кГц											
20	1950	4350	550	800	65	250	14,0	7,0	6,8	1,0	0,7
30	2050	4550	650	900	75	280	14,0	6,5	6,4	3,0	2,5
40	2350	5000	700	1000	85	320	12,5	6,5	6,3	5,0	4,5
50	2450	5500	750	1200	95	360	12,0	6,0	5,9	6,5	6,0
60	2800	5850	800	1250	100	400	11,5	5,8	5,7	8,0	8,0
70	2900	6350	900	1400	120	450	11,0	5,6	5,7	10,0	10,0
80	3400	6900	1000	1550	140	500	10,5	5,4	5,5	13,0	14,0

Продовження таблиці 4

Під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу, $f_2 = 40$ кГц											
20	1850	4200	500	700	60	200	14,5	7,5	7,0	0,8	0,5
30	2000	4400	600	800	70	250	14,5	7,0	6,8	2,5	1,9
40	2200	4800	650	900	80	290	13,0	7,0	6,6	4,4	3,9
50	2300	5100	700	1000	90	330	13,0	6,5	6,3	5,9	5,0
60	2650	5700	740	1050	95	380	12,0	6,0	6,0	7,5	7,0
70	2750	6100	800	1200	100	420	12,0	6,0	6,0	9,0	8,5
80	3000	6700	900	1340	110	460	11,0	5,7	5,8	11,2	12,0
Примітки: Іп – присадка «Іонол»; t – температура, $^{\circ}\text{C}$; f – частота УЗ коливань, кГц											

З табл. 4 випливає, що у присутності водню над поверхнею мінеральної турбінної оливи:

1) під впливом УЗ коливань на мінеральну турбінну оливу при частотах цього опромінення $f_1 = 28$ кГц або $f_1 = 40$ кГц, підвищення температури в інтервалі температур 20–80 $^{\circ}\text{C}$ призводить до: а) підвищення концентрацій розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 в цій турбінній оливі; б) зниження концентрацій відповідних присадок в цій турбінній оливі; в) підвищення значень концентрацій газів H_2S , NH_3 у водні над цією турбінною оливою; 2) підвищення частоти УЗ опромінення мінеральної турбінної оливи від $f_1 = 28$ кГц до $f_1 = 40$ кГц в інтервалі температур 20–80 $^{\circ}\text{C}$ призводить до зниження концентрацій: а) розчинених газів C_2H_6 , C_2H_4 , CH_4 , CO , CO_2 , C_2H_2 – в цій турбінній оливі; б) газів H_2S , NH_3 – у водні над цією турбінною оливою. Ці результати відповідають аналогічному характеру впливу частоти акустичного, в тому числі УЗ, опромінення на мінеральну турбінну оливу, який відзначено в роботі [30]; 3) порівняно з результатами табл. 3 підвищення концентрації NH_3 у водні над поверхнею мінеральної турбінної оливи може бути зумовлене більш високим вмістом у цій турбінній оливі присадки «Д-157», що має у своєму складі атоми азоту (див. рис. 1), і це вказує на те, що присадка «Д-157» у мінеральній турбінній оливі піддається деструкції під впливом акустичної кавітації.

5. В табл. 5 наведено результати дослідження вмісту COS , CS_2 , $\text{NO}+\text{NO}_2$ у повітрі над поверхнею свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 1) після її опромінювання УЗ коливаннями при потужності опромінення $P = 120$ Вт, частоті опромінювання $f_1 = 28$ кГц і температурі $t = 40$ $^{\circ}\text{C}$, та тривалості цього опромінення в інтервалі $\tau = 1-30$ хв.

Таблиця 5. Результати дослідження вмісту COS , CS_2 , $\text{NO}+\text{NO}_2$ у повітрі над поверхнею свіжої мінеральної турбінної оливи (проба № 1) після її опромінення УЗ коливаннями

τ , хв.	1	5	10	15	20	25	30
$X(\text{COS})$, ppm	1,0	1,5	2,5	4,0	6,0	9,0	12,0
$X(\text{CS}_2)$, ppm	< 3	< 3	3,0	4,0	5,0	7,0	10,0
$X(\text{NO}+\text{NO}_2)$, ppm	0,3	1,0	3,5	5,0	7,0	10,0	14,0
Примітки: $X(\text{COS})$, $X(\text{CS}_2)$, $X(\text{NO}+\text{NO}_2)$ – вміст COS , CS_2 , $\text{NO}+\text{NO}_2$, відповідно, у повітрі над поверхнею мінеральної турбінної оливи після її УЗ опромінення, ppm							

З табл. 5 випливає, що вміст COS , CS_2 , $\text{NO}+\text{NO}_2$ у повітрі над поверхнею мінеральної турбінної оливи після її опромінення УЗ коливаннями при потужності УЗ опромінювання $P = 120$ Вт, частоті опромінення $f_1 = 28$ кГц і температурі $t = 40$ $^{\circ}\text{C}$, підвищується в залежності від підвищення тривалості цього опромінення в інтервалі $\tau = 1-30$ хв. При цьому, можна припустити, що збільшення тривалості УЗ опромінення в інтервалі $\tau = 1-30$ хв. при температурі 40 $^{\circ}\text{C}$ мінеральної турбінної оливи, яка містить в собі органічні сполуки сірки, призводить до деградації цих сполук сірки та підвищенню концентрацій COS і CS_2 у повітрі над поверхнею цієї турбінної оливи. Потік повітря видаляє із цієї турбінної оливи продукти її деградації у вигляді COS і CS_2 .

Отримані в табл. 1– табл. 5 результати дозволяють застосувати значення концентрацій газів COS, CS₂, NO+NO₂ у повітрі або газів H₂S, NH₃ у водні над поверхнею мінеральної турбінної оливи в процесі її експлуатації для ідентифікації в ОНЕО дефектів, які характеризують наявність кавітації.

7. Перспективи подальшого розвитку досліджень

Подальші перспективи досліджень полягають у: 1) виявленні впливу акустичної кавітації на показники «Кислотне число» та «рН водної витяжки» для мінеральних турбінних олив, та частоти акустичних коливань в інтервалі часто від 50 Гц до 20 кГц на кавітаційне руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи, в тому числі на деградацію присадок в цій оливі, у присутності повітря або газоподібного водню; 2) розробці методів визначення вмісту H₂S, NH₃, COS, CS₂, NO, NO₂ в мінеральних турбінних оливах.

8. Висновки

Удосконалена установка для комплексного визначення характеру руйнування компонентів мінеральної турбінної оливи в атмосфері повітря або водню в статичних умовах під впливом акустичної кавітації при частотах УЗ коливань 28 кГц або 40 кГц, та/або температури в інтервалі температур 20–80 °С дозволяє досліджувати характер змінювання вмісту розчинених газів C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, H₂S, NH₃, COS, CS₂, NO, NO₂ та присадок «Іонол», «В-15/41», «Д-157» в мінеральних турбінних оливах.

Встановлено, що у присутності повітря та під впливом УЗ коливань на турбінну оливу в інтервалі температур 20–80 °С та частотах цих коливань 28 кГц і 40 кГц, в турбінній оливі: генеруються гази C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, COS, CS₂, NO, NO₂; присадки підлягають деградації та зменшують значення своїх концентрацій; підвищення температури призводить до підвищення концентрацій генерованих газів в турбінній оливі; підвищення частоти УЗ коливань від 28 кГц до 40 кГц призводить до зниження впливу на кавітаційну деградацію компонентів турбінної оливи. Аналогічний результат отримано при дослідженні впливу УЗ коливань у присутності водню на турбінну оливу. При цьому в її об'ємі генеруються гази C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, H₂S, NH₃. Досліджено, що вміст COS, CS₂, NO+NO₂ у повітрі над поверхнею мінеральної турбінної оливи після її УЗ опромінювання УЗ при потужності УЗ опромінення $P = 120$ Вт, частоті опромінення 28 кГц і температурі $t = 40$ °С, підвищується в залежності від підвищення тривалості УЗ опромінення в інтервалі $\tau = 1-30$ хв. Отримані результати можуть дозволити застосувати значення концентрацій газів COS, CS₂, NO+NO₂ в атмосфері повітря або газів H₂S, NH₃ в атмосфері водню над турбінною оливою в процесі її експлуатації для ідентифікації в ОНЕО АЕС дефектів, які обумовлені кавітацією в турбінних оливах.

Список літератури:

- 1) Technical operation of power plants and networks. Rules. (2003). GKD 34.20.507-2003. Kyiv: OEP "GRIFRE".
- 2) Turbine oils for nuclear power equipment. Operating rules. (2020). SOU NAEK 085:2020. Kyiv: NAEK "Energoatom".
- 3) Energy oils and oil farms of enterprises of the energy sector of Ukraine, and enterprises where similar equipment is used. Organization of operation and maintenance. Norms and requirements. (2015). SOU VEA. 100.1/01:2015. Kyiv: Standart "VEA".
- 4) Zaitsev, S. (2023). Improvement of methods for determining the influence of electric discharges on the degradation of turbine oils. *Technical Sciences and Technologies*. 4(34), 147–162. DOI: 10.25140/2411-5363-2023-4(34)-147-162
- 5) Gunaza, S.O. *Analysis of the experience of operating turbine oils in the SP NPP*. (2024). Retrieved from: <https://www.ntseu.net.ua/docs/gunaza>

6) Gunaza, S.O. *Theoretical and practical foundations of the operation of energy oils in the equipment of VP NPPs*. (2024). Retrieved from: <https://old.ntseu.net.ua/stories>

7) Zaitsev, S.V., Kishnevsky, V.A., Oborsky, G.A., Prokopovich, I.V. (2019). Modern methods of monitoring energy oils and their degradation products to ensure the reliable operation of oil-filled electrical equipment of power plants and networks. Odessa: Ecology.

8) Kuznietsov, P., Tykhomyrov, A., Biedunkova, O., Zaitsev, S. (2022). Improvement of methods for controlling power oil of cooling tower recycling water supply units at Rivne nuclear power plant. *Scientific Horizon*. 25(12), 69–79. DOI: 10.48077/scihor.25(12).2022.69-79.

9) Zharov, A. P. (1974). Prevention of failures of steam turbine bearings. Moscow: Energia.

10) Diagnostics of oil-filled transformer equipment based on the results of chromatographic analysis of free gases taken from a gas relay and gases dissolved in insulating oil. (2007). SOU-N EE 46.501:2006. Kyiv: OEP "GRIFRE".

11) Turbine oils for nuclear power equipment. Technical requirements for quality, acceptance and storage conditions. (2018). SOU NAEK 006:2018. Kyiv: NAEK "Energoatom".

12) Kirov, V.S. (2018). Nuclear power plants. Part 2. Odessa: ONPU.

13) Water-chemical regime of the cooling system of stator windings of TVV-type turbogenerators of Ukrainian NPPs. Technical requirements and methods of ensuring the quality of the cooling medium. (2018). SOU NAEK 172:2018. Kyiv: NAEK "Energoatom".

14) Standard operating instructions for gas-oil hydrogen cooling system of generators. (1997). RD 153-34.0-45.512-97. Moscow: Research Institute of JSC Electrosila.

15) Bazhenov, O.G., Boyko, V.O., Brayersky, V.M., Vaskovsky, O.P. (2004). Manual for studying the Rules of technical operation of electric stations and networks. Electrical equipment of electric stations and networks, operational and dispatching control. Kyiv: State Enterprise NTUKC "Aselenergo".

16) Kucher, S.A., Giryа, M.P. (2016). Study of parameters determining aging of main circulation pumps of nuclear power plants of Ukraine. *Compressor and power engineering*. 1(43), 14–24.

17) Standards for testing electrical equipment. (2007). SOU-N EE 20.302:2007. – Kyiv: OEP "GRIFRE".

18) Batueva, I.Yu. (1984). Chemistry of Oil. Leningrad: "Chemistry".

19) Gumenyuk, O.I., Rubanenko, O.E., Ostapchuk, O.M., Taloverya, V.L., Shapovalov, Yu.O. (2012). Technology of repair and operation of high-voltage inputs and their design features. Kyiv: "NTUKTS".

20) Lipshteyn, R. A. (1983). Transformer oil. Moscow: Energoatomizdat.

21) Guidelines for introducing additives into turbine oil Tp-22S and Tp-30. (1988). RD 34-43-104-88. Moscow: SPO "STE"..

22) Boyarchukov, G.M. (2010). Practical problems of assessing the condition of high-voltage equipment based on the gas content in transformer oil. *Energy News*. 7, 23–33.

23) Lyashenko, Ya.A. (2011). Tribological system in the boundary friction mode under periodic external influence. *Journal of Technical Physics*. 81(6), 125–132.

24) Arakelian, V.G., Dar'yan, L.A., A.K. Lokhanin, A.K. (1988). Decomposition of insulating liquids under the influence of partial discharges, heat and ultrasonic field. *Electricity*. 5, 33–36.

25) Zaitsev, S.V., Kishnevsky, V.A., Savich, S.L. (2014). Development of methods for gas chromatographic determination of dissolved component contents in energy oils. *Eastern European Journal of Advanced Technologies*. 6/6(72): 34–42. DOI: 10.15587/1729-4061.2014.29389

26) Zaitsev, S., Kishnevsky, V., Chichenin, V., Tykhomyrov, A. (2020). 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*. 6/6(108), 59–70. DOI: 10.15587/1729-4061.2020.21723

27) Sirotyuk, M.G. (2008). Acoustic cavitation. Moscow: Nauka.

28) Didur V.A., Savchenko, O.D., Zhuravel, D.P., Movchan, S.I. (2008). Hydraulics and its use in the agro-industrial complex. Kyiv: Agrarian Education.

29) Didur, V.A., Zhuravel, D.P., Palishkin, M.A. (2015). Hydraulics. Textbook. Kherson: OLDI-PLUS.

30) *What does the intensity of cavitation in water depend on?* (2025). Retrieved from: <https://kvintal.com.ua/vid-chogo-zalezhit-intensivnist-kavitatsiya-u-vodi/>

31) Margulis, M.A. (1986). Sound-chemical reactions and sonoluminescence. Moscow: Chemistry.

32) Margulis, M.A. (1986). Fundamentals of sound chemistry. Chemical reactions in acoustic fields. Moscow: Chemistry.

33) Zaitsev, S. Improvement of the method for determining the degradation of energy oils under the influence of acoustic cavitation. (2024). *Technical Sciences and Technologies: Scientific Journal*. 1(35), 178–189. DOI: 10.25140/2411-5363-2024-1(35)-178-189

34) 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 guidelines method. (2007). SOU-N EE 46.302:2006. Kyiv: OEP "GRIFRE".

35) Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases. (1992). IEC 60567:1992-07. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.

36) Acceptance, application and operation of transformer oils. Quality assessment standards. (2009). SOU-N EE 43.101:2009. Kyiv: "KVITS".

37) Guidelines for gas chromatographic measurement of carbon disulfide concentration in the air of the working area. (1986). MU 3973-1986. Moscow: "VNIOT".

38) Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils. (2010). IEC 60666:2010. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.

39) Insulating liquids – Oil-impregnated paper and pressboard –Determination of water by automatic coulometric Karl Fischer titration Paperback. (1997). IEC 60814:1997. Standard by International Organization for Standardization. Switzerland, Geneva.

40) *Guide to Dräger indicator tubes and CMS chips. Analysis of soil, water and air, as well as technical gases. Lübeck: Dräger Safety AG & Co. KGaA.* (2015). Removed from: https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow_tester.

41) Guidelines for photometric measurement of nitrogen oxide and dioxide concentrations in the air of the working area. (1986). MU 4187-1986. Moscow: "Research Institute of Gas and Petroleum Industry".

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

43) *Indicator tubes of the type "GASTEC 21LA Carbonyl Sulphide".* (2025). Removed from: <https://labtime.ua/trubki-indikatornye-na-serouglerod-0-63-1-25-1-25-2-5-2-5-50-50-100-ppm-upak-10-sht-gastec-p110141>

44) Tikhomirov, A.Yu. (2021). *Improving monitoring regimes of technological environments in order to increase the reliability of operation of technological equipment of NPPs.* (PhD thesis). Odesa Polytechnic National University, Odesa.

Improvement of the method of complex determination of the nature of cavitation destruction of mineral turbine oil components

Serhii Zaitsev

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

Andrii Margaza

Department of Nuclear Power Plants, Odesa Polytechnic National University, Odesa, Ukraine
ORCID 0009-0006-8434-4581

Abstract: Nuclear power plant (NPP) equipment containing turbine oils often operates under conditions of high vibrations. This can: affect the development of acoustic cavitation in turbine oils during their operation in equipment; lead to degradation of turbine oil components and deterioration of its quality. An urgent problem is to determine the nature of the simultaneous effect of acoustic cavitation and temperature on the destruction of turbine oil components. The aim of the study is to improve the method for comprehensively determining the nature of cavitation destruction of mineral turbine oil components with the determination of the content of gases and additives in it and the content of gaseous components in the air or water above the surface of this turbine oil. The subjects of the research are fresh mineral turbine oil “TP-22S (grade 1)”, which contains additives “Ionol”, “B-15/41”, “D-157” and air or hydrogen flows above the surface of this turbine oil. During the

research: 1) an installation was improved to comprehensively determine the nature of destruction of turbine oil components in the atmosphere of air or hydrogen under static conditions under the influence of acoustic cavitation at ultrasonic vibration frequencies of 28 kHz or 40 kHz and/or temperature in the temperature range of 20–80 °C; 2) it was established that in the presence of air and under the influence of ultrasonic vibrations on turbine oil in the temperature range of 20–80 °C and the frequencies of these vibrations of 28 kHz and 40 kHz, in turbine oil C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, COS, CS₂, NO, NO₂ gases are generated; additives are subject to degradation and reduce their concentrations; an increase in temperature leads to an increase in the concentrations of generated gases in turbine oil; an increase in the frequency of ultrasonic vibrations from 28 kHz to 40 kHz leads to a decrease in the effect on the cavitation degradation of turbine oil components. 3) A similar result was obtained when studying the effect of ultrasonic vibrations in the presence of hydrogen on turbine oil. At the same time, the gases C₂H₆, C₂H₄, C₂H₂, CH₄, H₂, CO, CO₂, H₂S, NH₃ are generated in its volume. The obtained results make it possible to use the values of the concentrations of COS, CS₂, NO+NO₂ gases in the air atmosphere or H₂S, NH₃ gases in the hydrogen atmosphere above the mineral turbine oil during its operation to identify defects in the oil-filled power equipment of NPPs caused by cavitation in mineral turbine oils. Further research prospects are to determine the effect of acoustic cavitation on the “acid number” and “pH of the water extract” for mineral turbine oils.

Keywords: oil-filled equipment, turbine oil, equipment vibration, acoustic cavitation, dissolved gases, additive, nuclear power plant.
