

**Сергій Зайцев**

кандидат технічних наук, інженер кафедри атомних електростанцій  
Національний університет «Одеська політехніка» (Одеса, Україна)  
E-mail: [sdjavdet@ukr.net](mailto:sdjavdet@ukr.net). ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1166-3243>

## УДОСКОНАЛЕННЯ МЕТОДІВ ВИЗНАЧЕННЯ ВПЛИВУ ЕЛЕКТРИЧНИХ РОЗРЯДІВ НА ДЕГРАДАЦІЮ ТУРБІННИХ ОЛИВ

Стаття є публікацією науково-методичного характеру. Наведено результати удосконалення методів визначення впливу електричних розрядів на деградацію сучасних мінеральної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» та синтетичної вогнестійкої турбінної оливи «Furquel®L» в залежності від вмісту в них води. Розроблено принципову схему установки для дослідження впливу імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних олив. Досліджено: характер залежності електричної пробивної напруги для цих турбінних олив від вмісту в них вологи в інтервалі температур  $t = 20-100$  °C; характер залежності показника «тангенс кута діелектричних втрат» для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» від вмісту в ній мурашиної кислоти при температурі  $t = 20$  °C; вплив імпульсної електричної напруги на деградацію цих турбінних олив в залежності від вмісту в них води і з утворенням в них розчинених газів  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ . Вперше досліджено наявність у відповідних турбінних оливах процесу їх деградації під дією імпульсних електричних розрядів з утворенням газоподібних  $H_2S$ ,  $PH_3$ ,  $SO_2$ . Отримані результати досліджень дозволяють визначення вплив електричних розрядів на деградацію турбінні оливи для подальшого діагностування їх стану та розробляти заходи для недопущення такої деградації або зниження її впливу на якість турбінних олив у процесі їх експлуатації в оливнонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій.

**Ключові слова:** електротехнічне оливнонаповнене обладнання; мінеральна турбінна олива; синтетична вогнестійка турбінна олива; електричний пробій оливи; розчинені гази; газова хроматографія.

Табл.: 4. Рис.: 5. Бібл.: 27.

**Актуальність теми дослідження.** Стаття є публікацією науково-методичного характеру. В обладнанні атомних електростанцій (АЕС) турбінні оливи застосовують у системах змащування і регулювання парових турбін, системах змащування та ущільнення валів генераторів, системах змащування головних циркуляційних насосів та насосів системи охолодження води, системах змащування конденсатних електронасосів, насосів перекачування технічної води відповідальних та невідповідальних споживачів, систем змащування та регулювання турбоживильних насосних агрегатів і насосів відкачування сепарату [1; 2]. Ці турбінні оливи забезпечують надійну експлуатацію оливнонаповненого енергетичного обладнання і виконують функції змащувального, охолоджувального, електроізоляційного, дугогасного та інформаційного середовища [3]. На даний час в тепломеханічному обладнанні енергоблоків АЕС України знаходяться мінеральні турбінні оливи, наприклад «Тп-22с (марка 1)» і синтетичні вогнестійкі турбінні оливи, наприклад «Furquel®L» [4]. Часто ці турбінні оливи містять у собі розчинену воду та нерозчинену воду у вигляді емульсії (гетерогенна система) [5]. Усе це потребує безперервного удосконалення методів діагностування оливнонаповненого обладнання АЕС, зокрема й за результатами контролю вмісту діагностичних компонентів в них, наприклад, розчинених газів ( $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ) [6; 7]. При цьому турбінні оливи для відповідного оливнонаповненого тепломеханічного обладнання постійно удосконалюються, у тому числі за рахунок застосування нових сумішей із різними фізико-хімічними та електрофізичними властивостями. Таким чином, удосконалення методів визначення впливу електричних розрядів на деградацію сучасних мінеральних або синтетичних вогнестійких турбінних олив, є необхідністю для діагностування стану цих турбінних олив.

**Постановка проблеми.** Доволі часто внутрішні дефекти у підшипниках турбоагрегатів виникають за рахунок дефектів електричного характеру в підшипниках турбоагрегатів. При цьому на розвиток цих дефектів впливають характеристики якості змащувальних турбінних олив, у тому числі від наявності в них емульсійної форми води, вмісту розчинених або не розчинених газів [8]. Таким чином: а) у науковій літературі практично

відсутня інформація про вплив електричних розрядів на деградацію турбінних олив, наприклад, у вузлах підшипників турбінних агрегатів із системами безперервної циркуляції турбінних олив у вузлах підшипників; б) є необхідність у постійному удосконаленні методів визначення впливу електричних розрядів на деградацію турбінних олив для подальшого діагностування стану цих турбінних олив та розробки заходів для недопущення такої деградації або для зниження її впливу на якість турбінних олив у процесі їх експлуатації в оливнонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій, у тому числі та на надійність турбогенераторів із водневим охолодженням.

**Аналіз останніх досліджень і публікацій.** У роботі [9] наведено перелік оливнонаповненого електротехнічного обладнання, технічний стан якого можна виявляти за результатами газохроматографічного (ГХ) аналізу проб ізоляційних олив із цього обладнання, а також показано, що контроль обладнання, яке не ввійшло у вищезазначений перелік, може виконуватися за результатами ГХ аналізу проб ізоляційних олив з цього обладнання за рішенням технічного керівництва підприємства для отримання додаткових результатів про технічний стан обладнання. Відомо, що: підвищена забрудненість робочих рідин в енергетичному обладнанні спричиняє прискорений знос підшипників, знижує надійність системи регулювання та ущільнень вала генератора, призводить до прискорення зносу наполегливих колодок і вкладишів підшипників, погіршує їхні експлуатаційні властивості, скорочує термін служби обладнання [10]; електроерозія підшипників турбоагрегатів проявляється в поступовому руйнуванні деталей підшипника і дотичної з ними поверхні вала паразитними електричними струмами [11]; електроерозія призводить до деградації змащувальної оливи, зокрема з виділенням газів (газоутворення при електроерозійному пошкодженні підшипників), і наявність цих газів, їхні концентрації та швидкість їхнього збільшення можуть бути використані під час діагностування технічного стану поверхонь, що труться, у підшипниках [12].

У роботі [7] за методом ГХ було визначено вміст розчинених газів ( $\text{CH}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ) у пробах експлуатаційної турбінної оливи «Тп-22с (марка 1)» з головного оливного бака системи циркуляційного оливозабезпечення паротурбінної установки (турбіна К-210-130-3) з турбогенератором ТГВ-200 з водневим охолодженням. Отримані результати дають змогу виконувати статистичне накопичення даних для розроблення діагностичної моделі при визначенні технічного стану турбогенератора з водневим охолодженням за умови визначення виникнення в підшипниках дефектів електричного характеру на підставі відповідних діагностичних моделей, які застосовують для електротехнічного обладнання [9].

Хімічний склад енергетичних олив, в тому числі 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: 1) вуглеводні: алкани ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$ ); моноциклічні циклоалкани ( $\text{C}_n\text{H}_{2n}$ ); поліциклічні циклоалкани ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}$  при  $p=2, 4, 6, 8, 10$ ); моноциклічні ацени ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-6}$ ); поліциклічні ацени ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}$  при  $p=12, 14, 18, 20, 24, 30, 36$ ); цикло-алкано-арени ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}$  при  $p=8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 22$ ); 2) сірковмісні сполуки: насичені ациклічні ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}\text{S}$ ); насичені циклічні ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{S}$  при  $p=0, 2, 4, 6$ ); тіофенові ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-4}\text{S}$ ); тіофено-циклоалкано-аренові ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{S}$  при  $p=6, 8, 10, 14, 16, 18, 22, 24, 26, 28, 30, 32$ ); 3) азотовмісні сполуки: насичені ациклічні ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}\text{N}$ ); гетероциклічні (піридини; хіноліни) ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{N}$  при  $p=5, 11$ ); циклоалкано-аренові ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{N}$  при  $p=7, 11, 13, 17$ ); 4) карбонові кислоти: ациклічні ( $\text{C}_n\text{H}_{2n+1}\text{COOH}$ ); циклоалканові ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{COOH}$  при  $p=1, 3$ ); 5) циклоалкано-аренові ( $\text{C}_n\text{H}_{2n-p}\text{COOH}$  при  $p=7, 9, 11, 13, 15, 17, 19, 21, 23, 25, 27, 29$ ) [13; 14].

Вогнестійка турбінна рідина, яка експлуатується в парових турбінах К-1000-60/3000 на АЕС України, як хімічна речовина належить до групи фосфору і його поєднань, а емпірична формула вогнестійких турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів має вигляд  $C_{24}H_{27}O_4P$  [4].

Під час деградації мінеральних ізоляційних олив у присутності кисню, в цих оливах утворюються такі розчинені леткі водорозчинні органічні кислоти, як: мурашина, оцтова, пропіонова, масляна, ізовалеріанова. Аналогічні кислоти можуть утворюватися і під час деградації мінеральних турбінних олив [15].

Нині відомі механізми деградації мінеральних ізоляційних олив під впливом теплових та електричних полів із генеруванням в цих оливах розчинених газів  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  [16; 17]. Результати визначення вмісту цих розчинених газів у турбінних оливах можуть бути застосовані для діагностування технічного стану підшипників турбоагрегатів із системами безперервної циркуляції турбінних олив у вузлах цих підшипників з урахуванням відомих діагностичних моделей [9; 18].

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 [19].

Відомо, що: при гідруванні нафтопродуктів газоподібним воднем ( $H_2$ ), в отриманих рідких продуктах гідрування утворюються такі компоненти, як сірководень ( $H_2S$ ), вода, аміак ( $NH_3$ ) [15]; у мінеральній ізоляційній оливі під час тривалого впливу на неї електричного й теплового полів відбуваються процеси розкладання насичених вуглеводнів, перетворення поліароматичних вуглеводнів у моноароматичні вуглеводні, а вільна вода при цьому в оливі зв'язується з ароматичним кільцем вуглеводню, що призводить до різкого зниження електричної міцності оливи, і, відповідно, до зниження її електричної пробивної напруги [20].

У роботі [15] показано характер впливу: а) електричної напруги – на значення електричної пробивної напруги  $U$  для мінеральних трансформаторних олив залежно від вмісту в них води в діапазоні температур від мінус  $20\text{ }^{\circ}C$  до  $60\text{ }^{\circ}C$ , у тому числі при наявності розчиненої або емульсійної форми води в цих оливах; б) електричної напруги – на деградацію ізоляційних олив із генеруванням в них розчинених газів  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ; в) концентрації оцтової кислоти – на показник «тангенс кута діелектричних втрат ( $tg\delta$ )» при температурі  $t = 20\text{ }^{\circ}C$ ; г) концентрації води в мінеральних трансформаторних оливах – на показники « $tg\delta$ » залежно від температури цих олив.

Відомо, що електрична міцність ізоляційної оливи характеризується її електричною пробивною напругою, і змінюється при зволоженні та забрудненні оливи, і тому може слугувати діагностичною ознакою, і інформацію про наявність зволоження оливи може дати її показник « $tg\delta$ », проте за наявності в оливі води в розчиненому стані, цей показник не є інформативним: різке зростання « $tg\delta$ » відбувається тільки за умови виникнення в оливі водної емульсії [3].

Електричні генератори є складними електричними машинами, надійна робота яких залежить від успішної роботи всіх допоміжних пристроїв, до яких, належать системи циркуляції оливи [21]. У турбогенераторах з водневим охолодженням запобігання витоку водню в місці виходу валу ротора з корпусу генератора здійснюється за допомогою спеціальних оливних ущільнень валу. Робочі поверхні вкладишів ущільнень в підшипниках залиті бабітом і мають спеціальне оброблення. Велика частина оливи, що пройшла через ущільнення і зняла теплові втрати тертя, зливається на бік повітря в картер підшипника,

менша частина оливи зливається на сторону водню, а потім по трубопроводу в гідравлічний затвор системи оливопостачання ущільнень. Досвід експлуатації показує, що аварійні режими подачі оливи часто супроводжуються проривом водню через ущільнення і виплавлянням бабіту вкладиша відповідного підшипника. При експлуатації на валу синхронних електричних машин наводиться електрорушійна сила, тому в контурі «вал – підшипник – фундамент – інший підшипник або інший бік валу (стосовно генератора)» може проходити електричний струм: за щільністю струму, який проходить через ковзну поверхню вкладишів підшипників і шийки валу,  $0,2 \text{ A/cm}^2$  і більше можуть виникати uszkodження, що призводять до деградації оливи, електроерозії з утворенням газів [8; 21]. Електрична напруга на валу у разі дуже малого електричного опору контуру (в тому числі при зменшенні кількості оливи в зоні терті в підшипнику), може призвести до проходження електричних струмів, обчислювальних сотнями й навіть тисячами ампер, унаслідок чого можливо uszkodження валу і вкладишів, намагнічування елементів турбіни й надмірне нагрівання її елементів. Аналогічні процеси протікають і під час електричного замикання «на землю». Контроль за вмістом утворених газів, що розчиняються в оливі, дозволяє визначати початок таких uszkodжень [21]. Відомо, що електроерозійні uszkodження металу підшипників мають активно-ємнісний характер [21]. У вигляді конденсатора виступає конструкція: «вкладиш підшипника – олива – вал». Електричний пробій оливної плівки може статися за досить високої напруги, або в разі перекошу самого підшипника (наприклад внаслідок вібрації), коли з'являються зони з надмірно тонким (відносно норми) шаром оливи. На рис. 1 показано розповсюдження можливих паразитних контурних електричних токів.

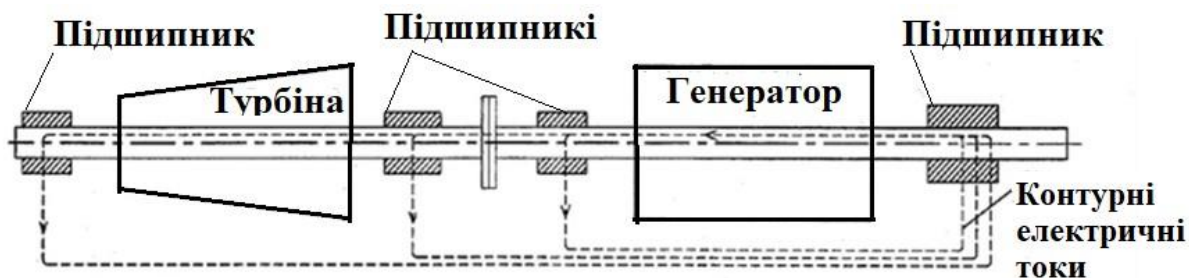


Рис. 1. Паразитні контурні електричні токи

Джерело: адаптовано з роботи [21].

Наведена інформація в літературних джерелах [1–21] вказує на неповноту відомостей про вплив імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію мінеральних або синтетичних вогнестійких турбінних олив. Усе це вимагає проведення відповідних досліджень із залученням сучасних мінеральних або синтетичних вогнестійких турбінних олив, що знаходяться в експлуатації в оливонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій в Україні.

**Виділення недосліджених частин загальної проблеми.** Попри наявність великої кількості досліджень впливу електричних розрядів на деградацію мінеральних електроізоляційних олив, удосконалення методів визначення впливу електричних розрядів на деградацію сучасних мінеральних або синтетичних вогнестійких турбінних олив, є необхідністю для діагностування стану цих турбінних олив та розробки заходів для недопущення такої деградації або зниження її впливу на якість турбінних олив у процесі їх експлуатації в оливонаповненому тепломеханічному обладнанні електростанцій.

**Мета статті.** Головною метою статті є підвищення надійності результатів діагностування стану турбінних олив за рахунок удосконалення методів визначення впливу електричних розрядів на деградацію сучасних мінеральних або синтетичних вогнестійких турбінних олив.

Завдання дослідження: 1) розроблення принципової схеми установки для дослідження впливу імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних олив; 2) дослідження характеру залежності електричної пробивної напруги турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» від вмісту в ній води; 3) дослідження характеру залежності електричної пробивної напруги для турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» від вмісту в них води  $W$  в інтервалі температур  $t = 20 - 100$  °C; 4) дослідження залежності показника «тангенс кута діелектричних втрат ( $tg\delta$ )» для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» від вмісту в ній мурашиної кислоти при температурі  $t = 20$  °C; 5) дослідження впливу імпульсної електричної напруги на деградацію осушених турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» з утворюванням в них розчинених газів в залежності від вмісту води в цих оливах при температурі  $t = 20$  °C; 6) дослідження наявності сірководню ( $H_2S$ ) у водні над поверхнею осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним воднем; 7) дослідження наявності діоксиду сірки ( $SO_2$ ) у повітрі над поверхнею осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним повітрям; 8) дослідження наявності фосфіну ( $PH_3$ ) у водні над поверхнею осушеної турбінної оливи «Furquel®L» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним воднем.

**Виклад основного матеріалу.** Об'єкти досліджень: методи визначення впливу електричних розрядів на деградацію турбінних олив. Предмети досліджень: а) мінеральна турбінна олива «Тп-22 (марка 1)» та вогнестійка синтетична турбінна олива «Furquel®L» (на основі трикселенілфосфатів), що містять у собі розчинені гази  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ; воду в інтервалі 0,0005–0,11 % маси; б) потоки водню або повітря, що знаходяться над поверхнею відповідної турбінної оливи, та містять у собі гази  $H_2S$ ,  $PH_3$ ,  $SO_2$ .

При виконанні досліджень було використано:

1. Засоби вимірювальної техніки (ЗВТ) та випробувальне обладнання: а) газовий хроматограф «Кристалл-2000М» для визначення вмісту розчинених газів  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  в турбінних оливах за методами ГХ [16; 17]; б) установка «УИМ-90» – для визначення електричної пробивної напруги  $U$  для турбінних олив за методом [22]; в) установка «Тангенс-3М» – для визначення показника « $tg\delta$ » для турбінних олив за методом [22]; г) індикаторні трубки типу SPH-1L (діапазон вимірювань 0,05–2,5 ppm для  $PH_3$ ) [23] для визначення вмісту  $PH_3$  в газових потоках; індикаторні трубки типу Dräger-Tube (діапазон вимірювань: 0,2–5 ppm для  $H_2S$  та 0,1–3 ppm для  $SO_2$ ) для визначення вмісту  $H_2S$  та  $SO_2$  в газових потоках [24]. До виконання електричних пробів гази  $H_2S$ ,  $SO_2$ ,  $PH_3$  у газових фазах над поверхнею осушених турбінних олив відсутні; д) пристрій для прискорення досягнення рівноваги з обертовим барабаном для розміщення в ньому шприців об'ємами до  $50$  см<sup>3</sup> з аналізованими пробами турбінних олив і газоподібними екстрагентами для встановлення фазових рівноваг у системах «турбінна олива – екстрагент (газоподібний аргон (Ar))»; градуйовані газоподібні суміші  $H_2$ ,  $CH_4$ ,  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$  в аргоні; суміші турбінних олив із дистильованою водою. Вимірювання вмісту газів у турбінних оливах виконано при температурі  $t_i = (20 \pm 0,5)$  °C. Тривалість газової екстракції компонентів із турбінних олив – не менше, ніж 1 година.

2. Методи: а) визначення вмісту води в турбінних оливах кулонометричним титруванням [2]; б) ГХ визначення концентрацій розчинених газів у турбінних оливах; колориметричного визначення вмісту  $PH_3$ ,  $H_2S$ ,  $SO_2$  в газових потоках із застосуванням індикаторних трубок [23; 24]. При визначенні вмісту розчинених газів в турбінних оливах використано: статичний варіант методу ГХ вимірювань із застосуванням газоподібного екстрагента і відповідних варіантів методик аналізів рівноважної газової фази в системах

«турбінна олива – розчинений компонент – газоподібний екстракт»; метод абсолютного градування при визначенні вмісту компонентів в газоподібних екстрактах з використанням відповідних газоподібних градувальних сумішей [16; 17]. Умови виконання ГХ досліджень під час визначення вмісту розчинених газів у турбінних оливах відповідають вимогам [16; 17]. При дослідженні вмісту  $\text{PH}_3$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{SO}_2$  в газових потоках після впливу імпульсної електричної напруги на відповідні турбінні оливи, застосовано пристрій для приготування ізоляційної оливи, що насичена розчиненим газом за методикою [7].

1. На рис. 2 показано розроблену схему установки для дослідження (УД) впливу імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних олив.

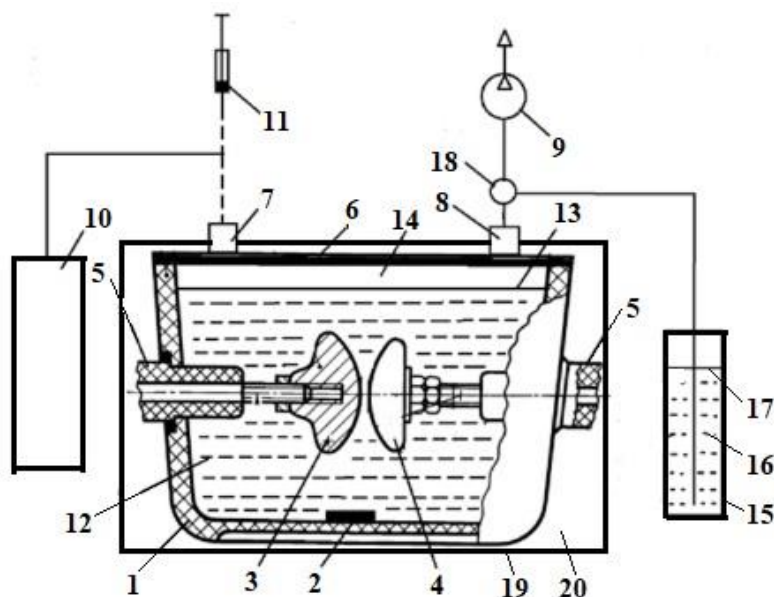


Рис. 2. Схема установки для дослідження впливу імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію турбінної оливи:

- 1 – корпус вимірювальної комірки; 2 – магнітна мішалка; 3, 4 – електроди;  
 5 – електричні вводи; 6 – герметизуюча кришка; 7 – вузол для підведення потоку повітря (або  $\text{H}_2$ ) або для відбирання проби турбінної оливи; 8 – вузол для під'єднання вакуумного насоса або відведення потоку повітря (або  $\text{H}_2$ ); 9 – вакуумний насос;  
 10 – генератор потоку повітря (або  $\text{H}_2$ ); 11 – шприц для відбирання проби турбінної оливи; 12 – досліджувана турбінна олива; 13 – рівень досліджуваної турбінної оливи;  
 14 – повітря (або  $\text{H}_2$ ); 15 – рідинний затвор; 16 – турбінна олива;  
 17 – рівень турбінної оливи; 18 – перемикач газових потоків;  
 19 – термостат; 20 – теплоносії у термостаті

Джерело: розроблено автором.

Установка УД працює таким чином: 1) розміщують ДІ у витяжній шафі; 2) встановлюють вимірювальну комірку 1 у спеціальне гніздо автоматичної вимірювальної установки для визначення електричної пробивної напруги ізоляційних олив, наприклад, типу УИМ-90 з магнітною мішалкою (на рис. 1 – УИМ-90 умовно не показано); 3) готують турбінну оливу із заданою концентрацією в ній води за методикою [16]; 4) при заданій температурі наливають цю турбінну оливу у вимірювальну комірку 1; 5) підключають вакуумний насос 9 до перемикача газових потоків 18 і вакуумують простір над досліджуваною турбінною оливою до залишкового тиску приблизно 100 Па. Відключають вакуумний насос 9 від перемикача газових потоків 18; 6) тимчасово підключають генератор

поток воздуха (или H<sub>2</sub>) 10 до узла 7 для подведения потока воздуха (или H<sub>2</sub>) и продувают им пространство над исследуемой турбинной оливой протягом 5 минут со скоростью приблизительно 5 см<sup>3</sup>/с. Поток воздуха (или H<sub>2</sub>) с этого пространства скидают в атмосферу через ридинный затвор 15, заполненный турбинной оливой; 7) выключают генератор потока воздуха (или H<sub>2</sub>) 10 от узла 7 для подведения потока воздуха (или H<sub>2</sub>); 8) выполняют заданное количество электрических пробоев, например, n = 48, при работающей магнитной мешалке 2 в измерительной камере 1; 9) после выполнения необходимой количества электрических пробоев, через узел 7 выбирают пробу турбинной оливы с помощью шприца 11 для определения в ней концентраций исследуемых компонентов, в том числе с помощью ГХ.

2. В табл. 1 приведены результаты исследования характера зависимости электрической пробивной напряжки U турбинных олив «Тп-22 (марка 1)» (плотность  $\rho_{мо} = 0,90 \text{ г/см}^3$  [25]) и «Furquel®L» (плотность  $\rho_{во} = 1,13 \text{ г/см}^3$  [2]) от содержания в них воды W. Перед выполнением исследований эти турбинные оливы были насыщены воздухом при температуре  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$  с помощью [16].

Таблиця 1 – Залежність електричної пробивної напруги турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» від вмісту в них води при  $t = 2020 \text{ }^\circ\text{C}$

Вміст води, W, % маси											
0,0005	0,001	0,002	0,004	0,006	0,008	0,01	0,03	0,05	0,07	0,09	0,11
Пробивна напруга U для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)», кВ											
45	30	27	19	15	12	11	10	9	9	9	9
Пробивна напруга U для турбінної оливи «Furquel®L», кВ											
50	32	29	20	16	13	12	11	10	10	10	10
Примітки: W – вміст води, % маси; U – електрична пробивна напруга для турбінної оливи, кВ											

Джерело: розроблено автором.

На рис. 3 для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» в графічному вигляді показано характер залежності електричної пробивної напруги від вмісту води  $U = f(W)$  при температурі  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ .

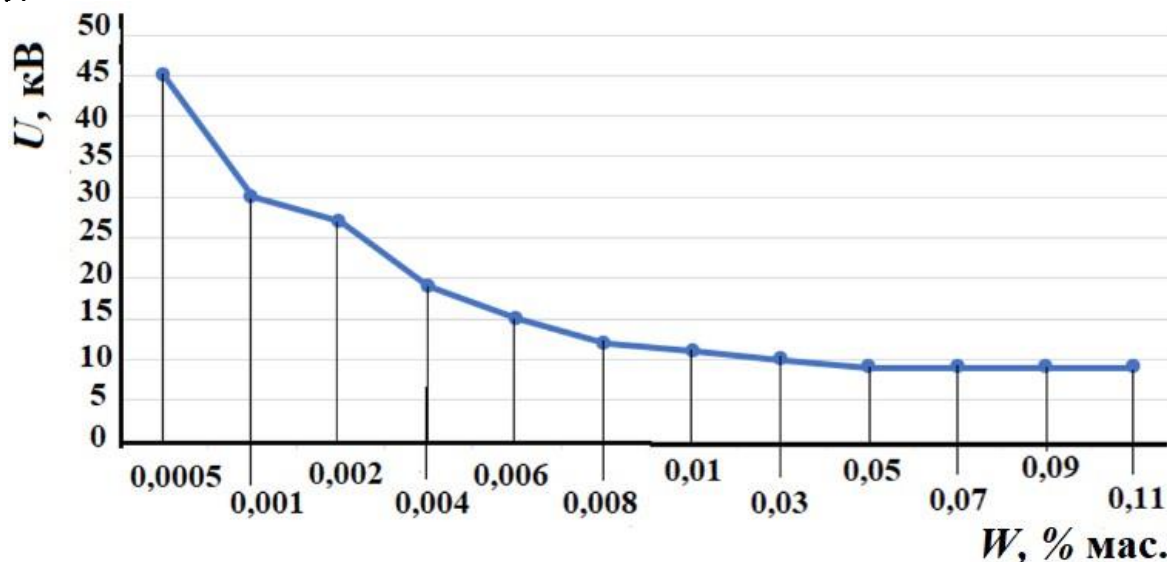


Рис. 3. Залежність електричної пробивної напруги для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» від вмісту води при температурі  $t = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ :

U – електрична пробивна напруга для турбінної оливи, кВ; W – вміст води, % маси

Джерело: розроблено автором.

Аналогічний характер залежності  $U = f(W)$  виявлено для турбінної оливи «Furquel®L».

З табл. 1 та рис. 3 випливає, що: 1) підвищення концентрації води в досліджених турбінних оливах призводить до зниження електричної пробивної напруги  $U$ ; 2) для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» за концентрацій води від 0,03 % маси й вище, електрична пробивна напруга практично не змінює свого значення. Це можна пояснити тим, що: рівноважний вміст розчиненої форми води в цій турбінній оливі не змінюється; надмірний вміст вільної форми води не буде більше розчинятися в цій турбінній оливі, й опускається на дно вимірювальної комірки (густина вільної форми води ( $\rho_v = 1,0 \text{ г/см}^3$ ) більша від густини цієї турбінної оливи ( $\rho_{mo} = 0,90 \text{ г/см}^3$ ); 3) для турбінної оливи «Furquel®L»: аналогічно вище наведеному п. 1 при концентраціях води від 0,03 % маси і вище, електрична пробивна напруга практично не змінює свого значення, і це так само можна пояснити тим, що: рівноважний вміст розчиненої форми води в цій турбінній оливі не змінюється; надмірний вміст вільної форми води не буде більше розчинятися в цій турбінній оливі і підійматися над поверхнею цієї турбінної оливи у вимірювальній комірці (густина вільної форми води ( $\rho_v = 1,0 \text{ г/см}^3$ ) менша за густину цієї турбінної оливи ( $\rho_{eo} = 1,13 \text{ г/см}^3$ ); 4) близькість значень електричних пробивних напруг  $U$  для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» і турбінної оливи «Furquel®L» за однакових концентрацій у них води вказує на можливу близькість інших електрофізичних властивостей (електричний опір; тангенс кута діелектричних втрат  $tg\delta$ ) для цих турбінних оливи.

3. У табл. 2 наведено результати дослідження характеру залежності електричної пробивної напруги  $U$  для турбінних оливи «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» від вмісту в них води  $W$  в інтервалі температур  $t = 20\text{--}100 \text{ }^\circ\text{C}$ . Електричну пробивну напругу виміряно за появою першої електричної іскри, що перебиває весь проміжок між електродами у вимірювальній комірці [15].

Таблиця 2 – Залежність електричної пробивної напруги  $U$  для турбінних оливи «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» від вмісту в них води  $W$  в інтервалі температур  $t = 20\text{--}100 \text{ }^\circ\text{C}$

П	Температура, $t$ , $^\circ\text{C}$												
	30	40	50	55	60	65	70	75	80	85	90	95	100
Електрична пробивна напруга, $U$ , кВ													
№ 1	48	50	52	53	53	52	52	50	48	47	44	42	41
№ 2	38	43	48	50	53	52	52	50	46	45	43	41	40
№ 3	28	33	42	46	48	48	46	45	45	45	45	45	45
№ 4	17	20	29	38	43	48	49	49	47	45	44	43	42
№ 5	15	18	27	35	40	45	48	48	45	43	41	40	39

Примітки: П – проба турбінної оливи;  $t$  – температура турбінної оливи,  $^\circ\text{C}$ ;  $W$  – вміст вологи, % маси; № 1 – турбінна олива «Тп-22 (марка 1)» при  $W_1 = 0,002 \text{ } \%$  маси; № 2 – турбінна олива «Тп-22 (марка 1)» при  $W_2 = 0,006 \text{ } \%$  маси; № 3 – турбінна олива «Тп-22 (марка 1)» при  $W_3 = 0,01 \text{ } \%$  маси; № 4 – турбінна олива «Тп-22 (марка 1)» при  $W_4 = 0,03 \text{ } \%$  маси; № 5 – турбінна олива «Furquel®L» при  $W_5 = 0,03 \text{ } \%$  маси;  $U$  – електрична пробивна напруга, кВ

Джерело: розроблено автором.

На рис. 4 на підставі даних з табл. 2, як приклад, у графічному вигляді показано характер залежності показника  $U$  від температури в інтервалі температур  $t = 20\text{--}100 \text{ }^\circ\text{C}$  для турбінних оливи «Тп-22 (марка 1)» (проба № 4,  $W_4 = 0,03 \text{ } \%$  маси) і «Furquel®L» (проба № 5,  $W_5 = 0,03 \text{ } \%$  маси) (гетерогенні рідини).



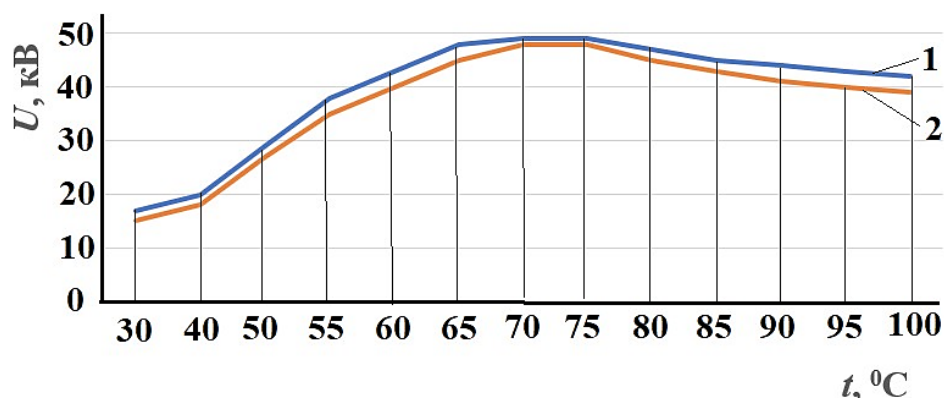


Рис. 4. Залежність показника  $U$  від температури в інтервалі температур  $t = 20-100$  °C для турбінних оливо:

$U$  – електрична пробивна напруга, кВ;  $t$  – температура турбінної оливи, °C;  
 $W$  – вміст вологи, % маси; 1 – проба № 4 (турбінна олива «Tp-22 (марка 1)»;  
 $W_4 = 0,03$  % маси); 2 – проба № 5 (турбінна олива «Furquel®L»,  $W_5 = 0,03$  % маси)  
 Джерело: розроблено автором.

Аналогічний характер залежності показника  $U$  від температури в інтервалі температур  $t = 20-100$  °C виявлено і для проб № 1–3 для турбінних оливо «Tp-22 (марка 1)».

З табл. 2 та рис. 4 випливає, що процеси електричного пробою в досліджених турбінних оливах «Tp-22 (марка 1)» і «Furquel®L» аналогічні процесам, що відбуваються в мінеральних трансформаторних оливах за різних концентрацій у них води [15]. При цьому значення  $U$  для турбінної оливи «Furquel®L» менше, ніж для турбінної оливи «Tp-22 (марка 1)», і це можна пояснити тим, що турбінна олива «Furquel®L» має меншу гідролітичну стабільність, ніж турбінна олива «Tp-22 (марка 1)» [26].

Аналогічно [15] можна припустити, що: підвищення значення  $U$  в інтервалі температур  $t = 30-75$  °C може бути пов'язане з розчиненням води, що міститься в цих турбінних оливах, з утворенням істинних розчинів; максимум значення  $U$  при температурі 75 °C і наступне зниження значення  $U$  в інтервалі температур  $t = 30-75$  °C може бути пов'язане з початком утворення пароподібної води, оскільки електрична пробивна напруга пароподібної води нижча, ніж електрична пробивна напруга  $U$  турбінних оливо [27].

4). В таблиці 3 наведено результати дослідження залежності показника « $tg\delta$ » для турбінної оливи «Tp-22 (марка 1)» від вмісту в ній  $C_{mk}$  мурашиної кислоти при температурі  $t = 20$  °C (концентрація  $C_{mk} = 99,8$  % маси (ГОСТ 5848 «Реактиви. Кислота мурашина. Технічні умови»). Мурашина кислота попередньо осушена при  $t = 20$  °C за допомогою гранул  $Na_2SO_4$  до остаточного вмісту вологи  $W$  не більше, ніж 0,002 % маси (вимірювання  $W$  – за методикою кулонометричного титрування із реактивом К. Фішера [2]). Перед виконанням досліджень ці турбінні оливи були насичені повітрям при температурі  $t = 20$  °C за методикою [16].

Таблиця 3 – Залежність показника « $tg\delta$ » для турбінної оливи «Tp-22 (марка 1)» від вмісту в ній  $C_{mk}$  мурашиної кислоти

$C_{mk}$ , % мас.	0,2	1,0	1,4	2,2	2,6	2,8
$tg\delta$ , %	0,2	0,2	0,22	0,24	1,1	2,4
Примітки: $C_{mk}$ – вміст мурашиної кислоти в турбінній оливі, % маси; $tg\delta$ – тангенс кута діелектричних втрат, %						

Джерело: розроблено автором.

На рис. 5 для турбінної оливи «Tp-22 (марка 1)» у графічному вигляді показано залежність показника « $tg\delta$ » від вмісту  $C_{mk}$  в цій оливі мурашиної кислоти у вигляді  $tg\delta = f(C_{mk})$  та при вмісті вологи  $W = 0,002$  % маси в цій турбінній оливі.

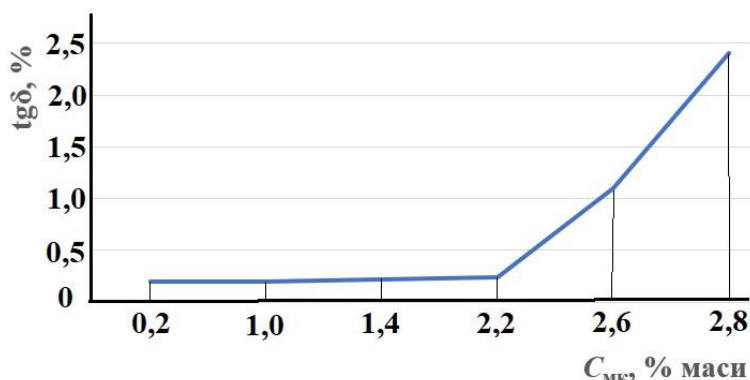


Рис. 5. Залежність показника « $tg\delta$ » від вмісту в турбінній оливі «Тп-22 (марка 1)» мурашиної кислоти:

$tg\delta$  – тангенс кута діелектричних втрат, %;

$C_{mk}$  – вміст мурашиної кислоти в турбінній оливі, % маси

Джерело: розроблено автором.

З табл. 3 та рис. 5 випливає, що: а) мурашина кислота, розчиняючись у дослідженій турбінній оливі й утворюючи в ній істинний розчин, не впливає на показник « $tg\delta$ » до концентрації  $C_{mk} \approx 2,2$  % маси; б) при досягненні концентрації мурашиної кислоти, вищої за межу її розчинності (утворення другої фази у вигляді емульсії в об'ємі турбінної оливи за концентрації мурашиної кислоти  $C_{mk} \approx 2,2$  % маси), значення показника « $tg\delta$ » різко зростає, аналогічно відомим процесам, що відбуваються в мінеральній трансформаторній оливі під час розчинення в ній оцтової кислоти [15].

5). В Таблиці 4 наведено результати дослідження впливу імпульсної електричної напруги на деградацію турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» з утворюванням в них розчинених газів в залежності від вмісту води в цих оливах при температурі  $t = 20$  °С. Перед виконанням досліджень ці турбінні оливи були насичені повітрям або воднем при температурі  $t = 20$  °С за методикою [16].

Таблиця 4 – Результати дослідження впливу імпульсної електричної напруги на деградацію турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» з утворюванням у них розчинених газів залежно від вмісту води в цих оливах

Концентрація розчинених газів, $C_i$ , % об.						
$C_2H_6$	$C_2H_4$	$C_2H_2$	$CH_4$	$H_2$	CO	CO <sub>2</sub>
«Тп-22 (марка 1)», насичена повітрям, $U = 27$ кВ, $W = 0,002$ % маси, гомогенна рідина						
0,1	0,2	0,38	0,13	0,5	0,2	0,2
«Тп-22 (марка 1)», насичена повітрям, $U = 10$ кВ, $W = 0,03$ % маси, гетерогенна рідина						
0,4	0,1	0,2	0,09	0,6	0,2	0,2
«Furquel®L», насичена повітрям, $U = 29$ кВ, $W = 0,002$ % маси, гомогенна рідина						
0,1	0,1	0,2	0,1	0,4	0,18	0,15
«Furquel®L», насичена повітрям, $U = 11$ кВ, $W = 0,03$ % маси, гетерогенна рідина						
0,2	0,08	0,1	0,07	0,45	0,3	0,2
«Тп-22 (марка 1)», насичена воднем, $U = 27$ кВ, $W = 0,002$ % маси, гомогенна рідина						
0,3	0,1	0,2	0,12	6,5	0,12	0,2
«Тп-22 (марка 1)», насичена воднем, $U = 10$ кВ, $W = 0,03$ % маси, гетерогенна рідина						
0,4	0,09	0,15	0,12	6,5	0,11	0,18
«Furquel®L», насичена воднем, $U = 29$ кВ, $W = 0,002$ % маси, гомогенна рідина						
0,11	0,07	0,07	0,07	7	0,25	0,15
«Furquel®L», насичена воднем, $U = 11$ кВ, $W = 0,03$ % маси, гетерогенна рідина						
0,2	0,07	0,05	0,09	7	0,3	0,17

Примітки:  $C_i$  – концентрація розчинених газів, % об.;  $W$  – вміст води, % маси;  $U$  – електрична пробивна напруга для турбінної оливи, кВ

Джерело: розроблено автором.

З табл. 4 випливає, що: 1) під дією імпульсної електричної напруги на турбінні оливи «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» в них утворюються розчинені гази  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $H_2$ ,  $CO$ ,  $CO_2$ ; 2) для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)», що насичена повітрям: а) при концентрації води  $W = 0,002$  % маси (гомогенна рідина) концентрація водню має найбільше значення серед розчинених газів; б) при концентрації води  $W = 0,03$  % маси (гетерогенна рідина) концентрація водню підвищена із порівняння для  $W = 0,002$  % маси, і також має найбільше значення серед розчинених газів. При цьому концентрації розчинених газів  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$  мають знижені значення із порівняння для  $W = 0,002$  % маси, а концентрації  $C_2H_6$ ,  $H_2$  мають підвищені значення. Це може бути пов'язано із процесом конверсії водяною парою газів  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ; 3) для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)», що насичена воднем, характер отриманих результатів аналогічний вищевказаному п. 1; 4) для турбінної оливи «Furquel®L», що насичена повітрям або воднем, характер отриманих результатів аналогічний вище наведених п. 1 і п. 2. При цьому концентрації розчинених газів  $C_2H_6$ ,  $C_2H_4$ ,  $C_2H_2$ ,  $CH_4$ ,  $CO_2$  мають знижені значення із порівняння для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)». Це може бути пов'язано із різним хімічним складом цих турбінних оливо.

6. При дослідженні наявності  $H_2S$  у водні над поверхнею осушеної мінеральної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним воднем, під час дослідження показників електричної пробивної напруги: температура у вимірювальній комірці  $t = 20$  °C; вміст вологи  $W = 0,002$  % маси в турбінній оливі; кількість послідовних електричних пробів  $n = 48$  з автоматичним перемішуванням цієї турбінної оливи у вимірювальній комірці. Для визначення наявності  $H_2S$  у водні над поверхнею турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці застосовано індикаторну трубку типу Dräger-Tube. Після виконання електричних пробів результати вимірювань показали наявність  $H_2S$  у водні над поверхнею турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» в кількості 0,5 ppm. Таким чином, при виконанні електричних пробів в об'ємі осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного водню накопичується  $H_2S$ , що утворюється із цієї турбінної оливи.

7. При дослідженні наявності  $SO_2$  у повітрі над поверхнею осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним повітрям, під час дослідження показників електричної пробивної напруги: температура у вимірювальній комірці  $t=20$  0C; вміст вологи  $W = 0,002$  % маси в турбінній оливі; кількість послідовних електричних пробів  $n=48$  з автоматичним перемішуванням цієї турбінної оливи у вимірювальній комірці. Для визначення наявності  $SO_2$  у повітрі над поверхнею турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці застосовано індикаторну трубку типу Dräger-Tube. Після виконання електричних пробів результати вимірювань показали наявність  $SO_2$  у повітрі над поверхнею турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» в кількості 0,3 ppm. Таким чином, при виконанні електричних пробів в об'ємі турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного повітря накопичується  $SO_2$ , що утворюється із цієї турбінної оливи.

8. При дослідженні наявності  $PH_3$  у водні над поверхнею турбінної оливи «Furquel®L» у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним воднем, під час дослідження показників електричної пробивної напруги: температура у вимірювальній комірці  $t = 20$  °C; вміст вологи  $W = 0,002$  % маси в турбінній оливі; кількість послідовних електричних пробів  $n = 48$  з автоматичним перемішуванням цієї турбінної оливи у вимірювальній комірці. Для визначення наявності  $PH_3$  у водні над поверхнею турбінної оливи «Furquel®L» у вимірювальній комірці застосовано індикаторну трубку типу SPH-1L. Після виконання електричних пробів результати вимірювань показали наявність  $PH_3$  у водні над поверхнею турбінної оливи «Furquel®L» в кількості 0,07 ppm. Таким чином,

при виконанні електричних пробоїв в об'ємі турбінної оливи «Furquel®L» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного водню накопичується  $\text{PH}_3$ , який утворюється з цієї турбінної оливи.

**Висновки.** 1. Розроблено схему установки для дослідження впливу імпульсного електричного струму високої напруги на деградацію мінеральних та синтетичних вогнестійких турбінних олив, що дозволяє виконувати дослідження: а) характеру: залежності електричної пробивної напруги для турбінних олив від вмісту в них води в інтервалі температур  $t = 20\text{--}100\text{ }^\circ\text{C}$ ; залежності показника «тангенс кута діелектричних втрат ( $\text{tg}\delta$ )» для мінеральних турбінних олив від вмісту в них летких водорозчинних органічних кислот, наприклад мурашиної кислоти, при температурі  $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$ ; впливу імпульсної електричної напруги на деградацію турбінних олив з утворенням в них розчинених газів в залежності від вмісту води в цих оливах при температурі  $t = 20\text{ }^\circ\text{C}$ ; б) наявності сірководню (в мінеральних турбінних оливах) або фосфіну (у вогнестійких синтетичних (на основі трикселенілфосфатів) турбінних оливах) у водні над поверхнею цих турбінних олив у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним воднем; наявності  $\text{SO}_2$  в мінеральних турбінних оливах у повітрі над поверхнею цих турбінних олив у вимірювальній комірці, що заповнена газоподібним повітрям.

2. Для досліджених турбінних олив «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» встановлено, що: а) підвищення концентрації води в досліджених турбінних оливах призводить до зниження електричної пробивної напруги; б) за концентрації води від 0,03 % маси й вище, електрична пробивна напруга практично не змінює свого значення.

3. Припущено, що процеси електричного пробою в досліджених турбінних оливах «Тп-22 (марка 1)» і «Furquel®L» аналогічні процесам, що відбуваються в мінеральних трансформаторних оливах за різних концентрацій у них води. При цьому значення електричного пробою для турбінної оливи «Furquel®L» менше, ніж для турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)».

4. Встановлено, що: а) мурашина кислота, розчиняючись у дослідженій турбінній оливі «Тп-22 (марка 1)» й утворюючи в ній істинний розчин, не впливає на показник « $\text{tg}\delta$ » до концентрації приблизно 2,2 % маси; б) при досягненні концентрації мурашиної кислоти, вищої за межу її розчинності (утворення другої фази у вигляді емульсії в об'ємі турбінної оливи за концентрації мурашиної кислоти приблизно 2,2 % маси), значення показника « $\text{tg}\delta$ » різко зростає.

5. Під дією імпульсної електричної напруги в (присутності газоподібного водню) на: а) осушену турбінну оливу «Тп-22 (марка 1)» – в ній утворюються розчинені гази  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ; б) осушену турбінну оливу «Furquel®L» – в ній утворюються розчинені гази  $\text{C}_2\text{H}_6$ ,  $\text{C}_2\text{H}_4$ ,  $\text{C}_2\text{H}_2$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{H}_2$ ,  $\text{CO}$ ,  $\text{CO}_2$ ,  $\text{PH}_3$ .

6. При виконанні електричних пробоїв в об'ємі осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного водню накопичується  $\text{H}_2\text{S}$ , що утворюється із цієї турбінної оливи.

7. При виконанні електричних пробоїв в об'ємі осушеної турбінної оливи «Тп-22 (марка 1)» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного повітря накопичується  $\text{SO}_2$ , що утворюється із цієї турбінної оливи.

8. При виконанні електричних пробоїв в об'ємі осушеної турбінної оливи «Furquel®L» у вимірювальній комірці, в атмосфері газоподібного водню накопичується  $\text{PH}_3$ , який утворюється із цієї турбінної оливи.

9. Отримані результати дають змогу для подальшого визначення характеру деградації деемульгуючих, деактивуючих, протизношувальних, протипінних, комбінованих присадок та інгібіторів окиснення і корозії в турбінних оливах під впливом на них постійного

змінного електричного струму та акустичної кавітації у вузлах підшипників турбогенераторів потужністю до 1200 МВт із водневим охолодженням, що оснащені системами циркуляції турбінних оливо, для діагностування стану цих турбінних оливо та розробки заходів для недопущення такої деградації або зниження її впливу на якість турбінних оливо у процесі їх експлуатації та на надійність турбогенераторів.

### Список використаних джерел

1. ГКД 34.20.507-2003. Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ»: Міністерство палива та енергетики України, 2003. – 598 с.
2. СОУ НАЕК 085:2020. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації. – Київ : НАЕК «Енергоатом», 2020. – 53 с.
3. Сви, П. М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения / П. М. Сви. – Москва : Энергоатомиздат, 1992. – 240 с.
4. Гуназа, С. О. Аналіз досвіду експлуатації турбінних оливо у ВП АЕС [Електронний ресурс] / С. О. Гунза. – Режим доступу: <https://www.ntseu.net.ua/docs/gunaza>.
5. Коновалов, В. М. Очистка рабочих жидкостей в гидроприводах станков / В. М. Коновалов, В. Я. Скрицкий, В. А. Рокшевский. – Москва : Машиностроение, 1976. – 261 с.
6. Improvement of methods for controlling power oil of cooling tower recycling water supply units at Rivne nuclear power plant / P. Kuznietsov, A. Tykhomyrov, O. Biedunkova, S. Zaitsev // Scientific Horizon. – 2022. – Vol. 25, № 12. – P. 69-79. DOI :10.48077/scihor.25(12).2022.69-79.
7. Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслonaполненного электрооборудования электрических станций и сетей / С. В. Зайцев, В. А. Кишнеvский, Г. А. Оборский, И. В. Прокопович. – Одесса : Экология, 2019. – 304 с.
8. Жаров, А. П. Предупреждение аварий подшипников паровых турбин / А. П. Жаров. – Москва : Энергия, 1974. – 112 с.
9. СОУ-Н ЕЕ 46.501:2006. Діагностика маслonaповненого трансформаторного обладнання за результатами хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ»: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 99 с.
10. Гладышев, Г. П. Надежность теплоэнергетического оборудования ТЭС и АЭС / Г. П. Гладышев, Р. З. Аминов, В. З. Гуревич. – Москва : Высшая школа, 1991. – 303 с.
11. Электроэрозия турбоагрегатов / Л. П. Сафонов, А. А. Вол, В. В. Малеев, А. А. Алфеев // Теплоэнергетика. – 1986. – № 6. – С. 20-23.
12. Казанский, В. Н. Системы смазки паровых турбин / В. Н. Казанский. – Москва : Энергоатомиздат, 1986. – 152 с.
13. Батуева И. Ю. Химия нефти / И. Ю. Батуева, А. А. Гайле, Ю. В. Поконова. – Ленинград : Химия, 1984. – 360 с.
14. Технологія ремонту і експлуатації високовольтних уводів та їх конструктивні особливості / О. І. Гуменюк, О. Є. Рубаненко, О. М. Остапчук, В. Л. Таловер'я, Ю. О. Шаповалов. – Київ : НТУКЦ, 2012. – 552 с.
15. Липштейн, Р. А. Трансформаторное масло / Р. А. Липштейн, М. И. Шахнович. – Москва : Энергоатомиздат, 1983. – 296 с.
16. СОУ-Н ЕЕ 46.302:2006. Підготовка та проведення хроматографічного аналізу вільних газів, відібраних із газового реле, і газів, розчинених у ізоляційному маслі маслonaповненого електрообладнання : метод. вказівки. – Київ : ОЕП «ГРІФРЕ»: Міністерство палива та енергетики України, 2007. – 70 с.
17. IEC 60567:1992-07. Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases. – Geneva : Switzerland, 2005. – 80 p.
18. IEEE Std C57.104™-2019 (Revision of IEEE Std C57.104 -2008). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. – Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society / The Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc. 3 Park Avenue. – New York, NY 10016-5997. USA, 2019. – 98 p.

19. Боярчуков, Г. М. Практические проблемы оценки состояния высоковольтного оборудования по содержанию газов в трансформаторном масле / Г. М. Боярчуков // *Новини енергетики*. – 2010. – № 7. – С. 23-33.
20. Славинский, А. З. Контроль электротехнического оборудования в эксплуатации и при ремонтах / А. З. Славинский. – Москва : Научтехлитиздат, 1999. – 110 с.
21. Посібник з вивчення Правил технічної експлуатації електричних станцій і мереж. Електротехнічне устаткування електричних станцій та мереж, оперативно-диспетчерське керування / О. Г. Баженов, В. О. Бойко, В. М. Браєрський, О. П. Васьковський. – Київ : ДП НТУКЦ «Аселенерго», 2004. – 800 с.
22. СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009. Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості. – Київ : КВЦ: Міністерство палива та енергетики України, 2009. – 170 с.
23. Трубки індикаторні SPH-1L (для фосфіну) [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://greencold.com.ua/index.php/tovary/trubki-indikatornye-sph-1l>.
24. Справочник по индикаторным трубкам и CMS чипам компании Dräger. Анализ почвы, воды и воздуха, а также технических газов [Електронний ресурс]. – Lübeck : Dräger Safety AG & Co. KGaA, 2015. – 458 р. – Режим доступу: [https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow\\_tester](https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow_tester).
25. СОУ ВЕА. 100.1/01:2015. Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України, та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги. – Київ : Стандарт «ВЕА», 2015. – 216 с.
26. СОУ НАЕК 006:2018. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання. – Київ : НАЕК «Енергоатом». 2018. – 57 с.
27. Костенко, М. А. Техника высоких напряжений / М. А. Костенко. – Москва : Высшая школа, 1973. – 528 с.

### References

1. "GRIFRE". (2003). HKD 34.20.507-2003. Tekhnichna ekspluatatsiia elektrychnykh stantsii i merezh. Pravyla [Technical operation of power plants and networks. Rules]. (GCD 34.20.507-2003). Ministry of Fuel and Energy of Ukraine.
2. НАЕК "Energoatom". (2020). Turbynni olyvy dlia enerhetychnoho obladdnannia AES. Pravyla ekspluatatsii [Turbine oils for NPP power equipment. Operating rules]. (SOU НАЕК 085:2020).
3. Svi, P.M. (1992). *Metody i sredstva diahnostiki oborudovaniia vysokogo napriazheniia [Methods and means of diagnostics of high voltage equipment]*. Energoatomizdat.
4. Gunaza, S.O. (n.d.). *Analiz dosvidu ekspluatatsii turbinnykh olyv u VP AES [Analysis of the experience of turbine oils operation in NPPs]*. <https://www.ntseu.net.ua/docs/gunaza>
5. Konovalov, V.M., Skritskiy, V.Ya., Rokshevskiy, V.A. (1976). *Ochistka rabochikh zhidkosti v gidroprivodakh stankov [Cleaning of working fluids in hydraulic drives of machine tools]*. Mashinostroenie.
6. 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.
7. Zaitsev, S.V., Kishnevsky, V.A., Oborsky, G.A., & Prokopovich, I.V. (2019). *Sovremennye metody kontrolya energeticheskikh masel i produktov ikh degradatsii dlia obespecheniia nadezhnosti ekspluatatsii maslonapolnennogo elektrooborudovaniia elektricheskikh stantsii i setei [Modern methods for monitoring energy oils and their degradation products to ensure the reliability of operation of oil-filled electrical equipment of power plants and networks]*. Ecology.
8. Zharov, A.P. (1974). *Preduprezhdenie avarii podshipnikov parovykh turbin [Prevention of accidents of steam turbine bearings]*. Energia.
9. "GRIFRE". (2007). *Diahnostyka maslonapovnenoho transformatornogo obladdnannia za rezultatamy khromatohrafichnogo analizu vilnykh haziv, vidibranykh iz hazovoho rele, i haziv, rozchynenykh u izoliatsiinomu masli [Diagnosis of oil-filled transformer equipment based on the results of chromatographic analysis of free gases selected from the gas relay and gases dissolved in insulating oil. Methodical instructions]* (SOU-N ЕЕ 46.501:2006).

10. Gladyshev, G.P., Aminov, R.Z., Gurevich, V.Z. (1991). *Nadezhnost teploenergeticheskogo oborudovaniia TES i AES [Reliability of thermal power equipment of TPPs and NPPs]*. Higher School.
11. Safonov, L.P., Vol, A.A., Maleev, V.V., Alfeev, A.A. (1986). Elektroeroziia turboagreghatov [Electrical erosion of turbine units]. *Teploenergetika*, 6, 20–23.
12. Kazansky, V.N. (1986). *Systemy smazki parovykh turbin [Lubrication systems of steam turbines]*. Energoatomizdat.
13. Batueva, I.Y., Gayle, A.A., Pokonova, Y.V. (1984). *Khimiia nefi [Chemistry of oil]*. Khimiya.
14. Humenyuk, O.I., Rubanenko, O.E., Ostapchuk, O.M., Taloverya, V.L., Shapovalov, Yu.O. (2012). *Tekhnolohiia remontu i ekspluatatsii vysokovoltnykh uvodiv ta yikh konstruktivni osoblyvosti [Technology of repair and operation of high-voltage inputs and their design features]*. Scientific-Technical Educational and Consultative Center».
15. Lipstein, R.A., & Shakhnovich, M.I (1983). *Transformatornoe maslo [Transformer oil]*. Energoatomizdat.
16. "GRIFRE". (2007). Pidhotovka ta provedennia khromatohrafichnoho analizu vilnykh haziv, vidibranykh iz hazovoho rele, i haziv, rozchynenykh u izoliatsiinomu masli maslonapovnenoho elektroobladnannia : metod. Vkazivky [Preparation and chromatographic analysis of free gases selected from the gas relay and gases dissolved in the insulating oil of oil-filled electrical equipment. Methodical instructions] (SOU-N EE 46.302:2006).
17. International Standard. (1992). Guide for the sampling of gases and of oil from oil-filled electrical equipment and the analysis of free and dissolved gases (IEC publication 60567:1992-07).
18. IEEE. (2019). IEEE Guide for the Interpretation of Gases Generated in Mineral Oil-Immersed Transformers. Transformers Committee of the IEEE Power and Energy Society: The Institute of Electrical and Electronics Engineers, USA (IEEE Std C57.104™-2019 (Revision of IEEE Std C57.104 - 2008)).
19. Boyarchukov, G.M. (2010). Prakticheskie problemy otsenki sostoianiia vysokovoltnogo oborudovaniia po sodержaniuu hazov v transformatornom masle [Practical problems of the high-voltage equipment state estimation by the gas content in transformer oil]. *Novyny enerhetyky – News of Power Engineering*, 7, 23–33.
20. Slavinsky, A.Z. (1999). *Kontrol elektrotekhnicheskogo oborudovaniia v ekspluatatsii i pri remontakh [Control of electrical equipment in operation and during repairs]*. Nauchtehlitizdat.
21. Bazhenov, O.G., Boyko, V.O., Briersky, V.M., Vaskovskiy, O.P. (2004). *Posibnyk z vyvchennia Pravyl tekhnichnoi ekspluatatsii elektrychnykh stantsii i merezh. Elektrotekhnichne ustatkuvannia elektrychnykh stantsii ta merezh, operativno-dyspetcherske keruvannia [Study guide for the Rules of Technical Operation of Power Plants and Networks. Electrical equipment of power plants and networks, operational and dispatch control]*. SE NTUCC "Aselenergo".
22. KVITS. (2009). Pryimannia, zastosuvannia ta ekspluatatsiia transformatornykh masel. Normy otsiniuvannia yakosti [Acceptance, application and operation of transformer oils. Norms of quality assessment] (SOU-N EE 43.101:2009).
23. Trubky indykatorni SPH-1L (dlia fosfinu) [Indicator tubes SPH-1L (for phosphine)]. (n.d.). <https://greencoltd.com.ua/index.php/tovary/trubki-indikatornye-sph-1l>.
24. Dräger Safety AG & Co. (2015). *Spravochnyk po indykatornym trubkam i CMS chipam kompanii Dräger. Analiz pochvy, vody i vozdukha, a takzhe tekhnicheskikh gazov [A guide to Dräger indicator tubes and CMS chips. Analysis of soil, water and air as well as technical gases]* (17th edition). KGaA. Lübeck. [https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow\\_tester](https://www.kpo-elektro.ru/files/Air-flow_tester).
25. Standart "VEA". (2015). Enerhetychni olyvy ta olyvni hospodarstva pidprijemstv enerhetychnoi haluzi Ukrainy, ta pidprijemstv, de zastosovuietsia analogichne obladnannia. Orhanizatsiia ekspluatatsii ta tekhnichnoho obsluhovuvannia. Normy ta vymohy [Energy oils and olive farms of enterprises of the energy sector of Ukraine, and enterprises where similar equipment is used. Organization of operation and maintenance. Norms and requirements] (SOU VEA. 100.1/01:2015).
26. NAEK "Energoatom". (2018). Turbinni olyvy dlia enerhetychnoho obladnannia AES. Tekhnichni vymohy do yakosti, umov pryimannia ta zberihanni [Turbine oils for NPP power equipment. Technical requirements for quality, acceptance and storage conditions] (SOU NAEK 006:2018).
27. Kostenko, M.A. (1973). *Tekhnika vysokikh napriazhenii [High voltage technique]*. Vysshaya Shkola.

Отримано 13.12.2023

**Serhii Zaitsev**

PhD in Technical Sciences, engineer of the Department of Nuclear Power Plants  
Odesa Polytechnic National University, (Odesa, Ukraine)

E-mail: [sdjavdet@ukr.net](mailto:sdjavdet@ukr.net), ORCID: <https://orcid.org/0000-0002-1166-3243>

**IMPROVEMENT OF METHODS FOR DETERMINING THE EFFECT OF ELECTRICAL DISCHARGES ON THE DEGRADATION OF TURBINE OILS**

*The article is a publication of scientific and methodical character. Continuous improvement of methods for determining the impact of electric discharges on the degradation of turbine oils to further diagnose the condition of these turbine oils and develop measures to prevent such degradation or reduce its impact on the quality of turbine oils during their operation in oil-filled thermal and mechanical equipment of power plants; ensure, for example, the reliability of hydrogen-cooled turbine generators.*

*Improving methods for determining the effect of electric discharges on the degradation of modern mineral or synthetic fire-resistant turbine oils is necessary to diagnose the condition of these turbine oils, for example, in the bearing units of turbine units with continuous circulation systems of turbine oils in the bearing units.*

*An analysis of research and publications has shown that, despite the availability of a large number of studies on the effect of electric discharges on the degradation of mineral electrical insulating oils, improving methods for determining the effect of electric discharges on the degradation of modern mineral or synthetic fire-resistant turbine oils is necessary to diagnose the condition of these turbine oils and develop measures to prevent such degradation or reduce its impact on the quality of turbine oils during their operation.*

*The aim of the study is to improve the reliability of the results of diagnosing the condition of turbine oils by improving methods for determining the effect of electric discharges on the degradation of modern mineral or synthetic fire-resistant turbine oils.*

*The methods used in the work were: a) determining the water content of turbine oils by coulometric titration; b) gas chromatographic determination of the concentrations of dissolved gases C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub> in turbine oils; colourimetric determination of the content of PH<sub>3</sub>, H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub> in gas streams using indicator tubes; determination of the electric test voltage and the "dielectric loss tangent" for turbine oils. The results of improving the methods for determining the effect of electric discharges on the degradation of modern mineral turbine oil "Tp-22 (grade 1)" and synthetic fire-resistant turbine oil "Fyrquel®L" depending on their water content are presented. A schematic diagram of the installation for studying the effect of high-voltage pulsed electric current on the degradation of mineral and synthetic fire-resistant turbine oils was developed.*

*Investigated: the nature of the dependence of the breakdown voltage for these turbine oils on their moisture content in the temperature range  $t = 20-100$  0C; the nature of the dependence of the dielectric loss tangent for turbine oil "Tp-22 (grade 1)" on the content of formic acid at a temperature of  $t = 20$  0C; the effect of pulsed electric voltage on the degradation of these turbine oils depending on their water content and with the formation of dissolved gases C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, H<sub>2</sub>, CO, CO<sub>2</sub>. For the first time, the presence in the corresponding turbine oils of the process of their degradation under the action of pulsed electric discharges with the formation of gaseous H<sub>2</sub>S, PH<sub>3</sub>, SO<sub>2</sub> was investigated. The presented materials can be used for the informed selection or design of measuring equipment for further determining the nature of degradation of demulsifying, deactivating, antiwear, and anti-foam additives, combined additives and oxidation and corrosion inhibitors in turbine oils under the influence of a continuously acting alternating electric current and acoustic cavitation in the bearing units of hydrogen-cooled turbine generators equipped with turbine oil circulation systems, to diagnose the condition of these turbine oils and develop measures to prevent such degradation or reduce its impact on the quality of turbine oils during their operation.*

**Keywords:** electrical oil-filled equipment; mineral turbine oil; synthetic flame-retardant turbine oil; electrical oil breakdown; dissolved gases; gas chromatography.

Fig.: 5. Table: 4. References: 27.