

## ТЕОРЕТИЧНІ ТА ПРАКТИЧНІ ОСНОВИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ЕНЕРГЕТИЧНИХ ОЛИВ В ОБЛАДНАННІ ВП АЕС

Гуназа С.О., к.т.н.

### Передмова

У цьому аналітичному огляду розглянуто процеси замовлення, приймання, зберігання і експлуатації турбінних, трансформаторних, моторних, трансмісійних, холодильних, індустріальних, приладових, компресорних, гідравлічних, вакуумних олиव для обладнання енергоблоків ВП АЕС.

Необхідність підготовки такого аналітичного огляду впливає з відсутності відповідних підручників для вищих навчальних закладів і Учбово-тренувальних центрів ВП АЕС для підготовки фахівців для поводження з енергетичними оливами і мастилами для ВП АЕС, який відповідає сучасним вимогам щодо виробництва вказаних продуктів та їх застосування. На цей час для підготовки вказаних фахівців використовуються розрізнені керівні і нормативні документи:

- ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електростанцій і мереж. Правила» (у ред. 2019 р.);
- застарілі керівні документи часів СРСР: РД 34.43.102-89 «Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел», РД 34.43.106-90 «Инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ»,
- стандарти ДП НАЕК «Енергоатом»:
  - СОУ НАЕК 006:2018 «Управління закупівлями продукції. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання»;
  - СОУ-Н НАЕК 061:2019 «Управління закупівлями продукції. Методичні вказівки з дослідження сумісності турбінних олив»;
  - СОУ НАЕК 085:2020 «Експлуатація технологічного комплексу. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації»;
- інструкції з експлуатації обладнання виробників обладнання;
- інструкції з експлуатації обладнання, які розроблено ВП АЕС.

Оприлюднений ГО «Всеукраїнська Енергетична Асамблея» стандарт СОУ ВЕА.100.1/01:2015 «Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічне обслуговування. Норми та вимоги» використовується як довідковий матеріал стосовно обладнання генеруючих і розподільних енергопідприємств і деяких чинних в Україні нормативних і керівних документів.

При підготовці цього матеріалу було проаналізовано набутий практичний досвід щодо:

- підготовки трубопроводів і обладнання для повної заміни турбінної оливи;
- експлуатації проектного обладнання для очищення турбінних і трансформаторних олив;
- експлуатації допоміжного обладнання для очищення турбінних олив;

- досліджень оливних лабораторій ВП АЕС щодо відновлення нормованого значення кислотного числа експлуатаційної вогнестійкої синтетичної рідини за допомогою іонообмінних смол;
- можливості пониження схильності до утворення піни експлуатаційної вогнестійкої синтетичної рідини шляхом внесення відповідних присадок;
- можливості відновлення числа деемульсації мінеральної турбінної оливи;
- проведення аудиту виробників енергетичних олив для ВП АЕС і проведення тендерних торгів із закупівлі вказаних олив.

Розглянуто такі питання, як: застосування сучасних енергетичних олив в обладнанні АЕС; фізичні, хімічні, електрофізичні властивості та показники якості енергетичних олив; основні фізичні, хімічні, електрофізичні процеси в енергетичних оливах під час експлуатації; приймання, зберігання, сфери застосування, експлуатація енергетичних олив; методи випробувань, лабораторне обладнання та засоби, які застосовуються для визначення фізичних, хімічних, електрофізичних властивостей енергетичних олив; методи діагностування трансформаторного обладнання за результатами визначень властивостей проб трансформаторних олив; технологічні процеси експлуатації енергетичних олив в обладнанні електростанцій; забезпечення надійності експлуатації наповненого оливою обладнання електростанцій.

## ВСТУП

Розвиток України у сфері економічної діяльності викликає попит на такі енергетичні ресурси, як електрика і тепло. Виробництво, передача і споживання цих енергетичних ресурсів регламентовано Законом України «Про ринок електричної енергії». У енергетичному обладнанні використовуються енергетичні оливи: турбінні, трансформаторні, трансмісійні, індустріальні, гідравлічні, компресорні, вакуумні, а також мастила загального застосування.

Експлуатаційна надійність обладнання АЕС забезпечується неухильним дотриманням нормативних вимог стандартів і виконанням робочих інструкцій Експлуатуючої організації. У т. ч. щодо застосування належного мастильного або ізоляційного матеріалу.

Мастильні та ізоляційні матеріали треба розглядати як елемент конструкції обладнання, який дозволяє йому виконувати проектні функції. Наприклад, оливи для систем змащування, регулювання, підйому ротору турбіни, ущільнення валу генератора, трансформаторні оливи тощо. Слід зазначити, що такий підхід забезпечує правильну точку зору на обладнання, яке є важливим для безпеки ВП АЕС. Розглядання енергетичних олив/мастил як елемента конструкції обладнання вимагає жорстких вимог щодо їх експлуатаційної стабільності і відповідного експлуатаційного ресурсу.

Найбільший обсяг енергетичних олив, що експлуатують ВП АЕС, належить трансформаторним оливам (електротехнічне обладнання) і турбінним оливам (тепломеханічне обладнання).

Вибір енергетичних олив і мастильних матеріалів має визначатися проектом відповідного обладнання, а саме:

- конструктивними особливостями обладнання (конструкцією вузла тертя і його силовим і температурним навантаженням для тепломеханічного обладнання, класом напруги і навантаженням для електротехнічного обладнання);
- особливості робочого та технологічного процесу;
- параметри зовнішнього середовища (температура повітря, тиск, вологість);
- вимоги щодо ресурсу експлуатаційного ресурсу оливи/мастила;
- особливі вимоги щодо обладнання СВБ.
- У тепломеханічному обладнанні мастильний матеріал подаються між поверхнями тертя для зменшення сили тертя і інтенсивності зношування обладнання. Шар мастильного матеріалу має забезпечити:
  - мінімальний опір тангенціальному зрушенню і розрахунковий опір нормальному навантаженню, що забезпечить у свою чергу мінімальні втрати потужності турбогенератору на тертя валу;
  - відвід тепла і продуктів зносу від пар тертя;
  - ущільнення валу електрогенератора, якій охолоджується водою;
  - антикорозійні властивості у т.ч. щодо вмісту водорозчинних кислот.

В системі регулювання турбіни и в системі підйому валу генератора мастильний матеріал використовується як силова рідина.

На цей час к турбінним оливам, які використовуються в турбогенераторах, пред'являються високі вимоги щодо їх якості. Шлам, смолисті продукти окислення оливи, механічні домішки, повітряні бульбашки викликають зміну реології турбінної оливи що веде до застійної нечутливості системи регулювання турбіни, може привести до закупорки дросельних шайб і заклинювання золотників. Бульбашки повітря в

каналах передачі силової рідини знижує швидкість її передачі і викликають пульсації тиску.

Для виконання робочих функцій турбінні оливи повинні мати:

- мати високу стабільність до окислення в умовах підвищених температур і навантажень в присутності каталітичної дії металів, води і водяної пари, барботажу нагрітим повітрям;
- не утворювати стабільних емульсій та опадів при контакті з водою;
- мати високі в'язкісно-температурні характеристики;
- захищати робочі поверхні від зносу і корозії;
- бути інертними до конструкційних матеріалів вузлів тертя, систем змащення і регулювання турбін, турбогенераторів і насосного обладнання;
- не містити забруднень, абразивних частинок і агресивних сполучень;
- мати високою прокачуваність;
- мати низькою схильністю до утворення піни;
- мати високу пожежну стійкість.

Всіма цими якостями в тій чи іншій мірі володіють турбінні оливи, які виготовлено на нафтовій основі (базової оливи і необхідних присадок), синтетичних вуглеводнях і синтетичні на основі ефірів фосфорної кислоти.

Свіжі енергетичні оливи мають відповідати за якістю всім нормованим характеристикам. До моторних олив, які використовуються в дизельних двигунах РДЕС, слід застосувати додатково вимоги щодо схильності до утворення піни.

Враховуючи особливості застосування, жорсткі вимоги пред'являються до якості трансформаторних олив у ВП АЕС застосовуються мінеральні трансформаторні оливи, які є продуктом очищення (рафінування) дистилятів, що отримують у результаті розгонки вихідної нафти. Якість та характеристики трансформаторних олив визначаються складом їх компонентів, який у власну чергу визначається технологією процесу очищення дистилятів.

Правильним вибором вихідної нафти має бути нафта з мінімальним вмістом сірки (малосірчана нафта, масовий вміст сірки не більше 0,50 %) і парафінів (малопарафініста нафта, масовий вміст парафінів не більш 1,50 %). Це спрощує технологію очистки дистиляту і дозволяє отримати трансформатору оливу високої якості, більш стійку до впливу електричного поля. У зв'язку з цим Публікація ІЕС 296 (стандарт МЕК) обумовлює можливість зажадання покупцем інформації про сировину - технологію, що використовують для виробництва трансформаторних олив.

У загальному випадку замовник енергетичної оливи має отримати інформацію про її хімічний склад і внесені присадки, вміст яких має відновлюватися під час експлуатації.

В процесі експлуатації наповненого оливою турбінного обладнання необхідно виконувати його технічний огляд і технічне діагностування на основі встановлених показників і характеристик, методів діагностування і діагностичних моделей.

На даний час у ВП АЕС застосовується система ремонтів з врахуванням реального технічного стану наповненого оливою обладнання, при якому це обладнання виводиться в ремонт на підставі результатів технічного огляду і технічного діагностування, а також аналізу виявлених дефектів. При цьому збільшується значення системи технічного діагностування обладнання, заснованої на отриманні достовірної інформації про значення діагностичних параметрів енергетичних олив та ступені їх впливу на втрату експлуатаційної якості та залишку призначеного ресурсу обладнання.

На стан наповненого оливою обладнання і оливо впливають такі недоліки попередньо проведеного ремонту:

- залишки зварювального грату, продукти коксування та шлам на внутрішніх стінках трубопроводів і поверхнях охолоджувачів оливи;
- використання несумісних з енергетичними оливами герметиків та ущільнень;
- змішування під час доливання несумісних оливо і мастил;
- використання оливо і мастил, які не передбачено заводськими або керівними/виробничими документами;
- залишки води після промивання або підсушування/зневоднення;
- не відновлення нормованого вмісту антиокислювальних, антипінних або антиржавійних присадок).

Так само експлуатаційний стан оливо і обладнання можуть погіршити помилки експлуатації, а саме: перевищення допустимої температури пар тертя, забруднення оливи водою, несвоєчасне очищення і відновлення експлуатаційної якості енергетичних оливо в умовах експлуатації проектним обладнання (додаткове обладнання, яке використовується на підставі відповідних технічних рішень, також є проектним), несвоєчасне доливання або прийняття рішення про повну заміну оливо і мастил, помилки аналізу результатів лабораторних випробувань і дистанційного моніторингу оливо і мастил тощо.

Сама деградація енергетичних оливо, мастил і ізоляційних матеріалів (продукти деградації) також впливають на їх експлуатаційну якість і веде до зміни таких діагностичних показників якості оливо і мастил, як:

- густина, в'язкість, кислотне число, температура спалаху, деаераційні властивості, коефіцієнт поверхневого натягу речовини, час деемульсації і схильність до утворення піни (для турбінних оливо), стабільність до гідролізу, стабільність до окиснення, вміст водорозчинних кислот і лугів, вміст води, вміст механічних домішок, вміст шламу, вміст присадок тощо;

- додатково для ізоляційних оливо: тангенс кута діелектричних втрат, пробивна напруга, вміст іонулу тощо.

Втрата введених під час виробництва оливо і мастил присадок скорочує експлуатаційний ресурс енергетичних оливо і мастил. Продукти деградації експлуатаційних енергетичних оливо і мастил (продукти окиснення і гідролізу, продукти коксування), а також каталітичний вплив деяких металів конструкційних елементів (насамперед такі метали як мідь, срібло тощо, прискорюють процес деградації енергетичних оливо і змінюють їх структурно-груповий склад і реологічні характеристики. Це може привести до погіршення тепловідводу від пар тертя і втрату оливоного клину, нестабільній роботи систем регулювання турбін, погіршення ізоляційних властивостей оливо що в кінцевому рахунку може привести до відмови або руйнування обладнання.

Надійність експлуатації наповненого оливою обладнання залежить від дотримання належних процесів експлуатації енергетичних оливо згідно нормативної та експлуатаційної документації у т. ч. документації і рекомендацій виробника обладнання. Дотримання нормованих умов застосування енергетичних оливо має важливе значення для таких процесів, як:

а) приймання, зберігання та застосування за призначенням енергетичних оливо; визначення фізичних, хімічних, електрофізичних властивостей енергетичних оливо для обладнання об'єктів електроенергетики; діагностування наповненого оливою

обладнання за результатами аналізу енергетичних олив при їх експлуатації в обладнанні об'єктів електроенергетики;

б) експлуатація в: електричному трансформаторному обладнанні; системах змащування і системах управління парових турбін і гідроагрегатів; системах змащування і ущільнення валу електрогенераторів, системах підйому ротора турбоагрегатів; системі змащування вузлах головних циркуляційних насосах АЕС; системах змащування турбоживильних насосів, іншому насосному обладнанні АЕС; системі змащування дизельних електростанції АЕС; системах змащування компресорного і холодильного устаткування, системах змащування газо-турбінної електроустановки об'єктів електроенергетики, іншому допоміжному обладнанні.

Наявні методи фізичних, хімічних, електрофізичних аналізів енергетичних олив, відповідне лабораторне обладнання і прилади, дозволяють знаходити, ідентифікувати і кількісно визначати в них вміст продуктів деградації енергетичних олив, а також всі нормовані показники якості олив.

Результатами вищевказаних лабораторних досліджень можуть бути використані:

– під час проведення технічного діагностування наповненого оливою енергетичного обладнання (на підставі відповідних діагностичних моделей шляхом визначення граничних значень вмісту і швидкості накопичення в енергетичних оливах продуктів їх деградації). Імовірність збіжності прогнозованого і наявності фактичного дефекту в наповненому оливою енергетичному обладнанні при використанні сучасних методів діагностування, заснованих на визначенні вмісту в енергетичних оливах діагностичних компонентів і швидкостей зміни їх концентрації, може сягати 95 %.

– для прийняття рішення щодо проведення очищення експлуатаційної енергетичної оливи під час її експлуатації або планового ремонту обладнання, доливання енергетичної оливи, відновлення нормованого вмісту присадок, повної заміни енергетичної оливи в обладнанні.

У підручнику розглянуто, у яких застосування енергетичних олив та мастил для основного обладнання енергоблоків ВП АЕС. Наведено класифікацію та вимоги до енергетичних олив та мастил залежно від області застосування, відомості про склад енергетичних олив і мастил, методи визначення основних показників їх якості. Розглянуто питання, пов'язані з нормативними показниками свіжої продукції, експлуатаційної продукції і критерії прийняття рішення щодо її подальшої експлуатації

## **Основні терміни та визначення понять**

Нижче подано вжиті терміни та визначення позначених ними понять з посиланням на чинні в Україні нормативні документи (де є) .

### **аерація оливи**

Насичення оливи бульбашками повітря (диспергованим повітрям).

### **бракувальні показники якості**

Значення показників якості турбінних олив, величини яких виходять за межі технічних вимог нормативних документів.

### **вантажовідправник**

Зазначена в перевізних документах юридична чи фізична особа, яка довіряє товар (вантаж) перевізнику для його перевезення.

### **вантажодержувач**

Юридична або фізична особа, яка уповноважена на одержання (приймання) вантажу від перевізника.

### **вимірювальним підрозділ**

Окремий структурний підрозділ або окрема структурна одиниця структурного підрозділу ВП ДП «НАЕК «Енергоатом», що здійснює вимірювання фізичних величин, визначення хімічного складу, фізико-хімічних, фізико-механічних та інших властивостей і показників речовин, матеріалів та продукції (не пов'язаних з оцінкою відповідності продукції, процесів, послуг) з документальним підтвердженням результатів вимірювань.

### **випробувальне обладнання**

Технічний засіб для відтворення умов випробувань.

### **випробувальна лабораторія**

Лабораторія, яка проводить випробування.

### **виробник**

Безпосередній завод-виробник оливи, представлений своїм технічним керівництвом, що відповідає за якість виробленої оливи.

### **відомча перевірка засобів вимірювальної техніки**

Визначення в певних умовах або контроль метрологічних характеристик засобів вимірювальної техніки, які не застосовуються у сфері законодавчо регульованої метрології, що проводиться метрологічним підрозділом ВП АЕС для власних потреб.

### **вязкость динамическая**

Відношення застосовуваної напруги зсуву до швидкості зсуву рідини. Іноді його називають коефіцієнтом динамічної в'язкості або просто в'язкістю (ГОСТ 33).

### **в'язкість кинематическая**

Опір рідини перебігу під дією гравітації (ГОСТ 33).

### **гідравлічна олива**

Загальне позначення групи олив, що використовуються як робоча рідина в гідравлічних системах різного призначення і є необхідним конструкційним елементом будь якої гідравлічної системи. Основна функція гідравлічної оливи - передача механічної енергії.

### **гідрогеноліз**

Каталітична хімічна реакція, в якій хімічні зв'язки зв'язків С-С, так і зв'язків С-гетероатома піддаються розриву молекулами газоподібного водню. Гетероатом зазвичай буває кисень, сірка, азот.

### **деаерація оливи**

Видалення з оливи бульбашок повітря (диспергованого повітря), наприклад, шляхом відстоювання.

### **експлуатаційна документація**

Сукупність документів, розроблених на підставі проектної, конструкторської або технологічної документації проектантом, виробником або підрозділом, що експлуатує обладнання (установки, системи, елементи системи, окремі вироби тощо), конструкції, будівлі та споруди, з метою забезпечення їх безпечної експлуатації (включаючи обслуговування та ремонт в процесі експлуатації), а також безпечної утилізації.

### **експлуатаційна олива**

Олива (суміш олив), яка знаходиться в обладнанні, що працює, або злита з нього і може бути знову використана і якість якої відповідає встановленим вимогам, які враховують особливості експлуатації обладнання.

### **еталон**

Реалізація визначення даної величини із встановленим значенням величини та пов'язаною з ним невизначеністю вимірювання, що використовується як основа для порівняння (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

### **еталон вихідний**

Еталон, який забезпечує передачу розміру одиниці вимірювання з найвищою в ВП АЕС точністю і призначений для калібрування, перевірки робочих еталонів та ЗВТ.

### **еталон вторинний**

Еталон установлений шляхом калібрування за первинним еталоном для величини того самого роду (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

### **еталон робочий**

Еталон який використовується для регулярних калібрувань або перевірки засобів вимірювальної техніки (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

### **замовник**

Експлуатуюча організація, яка здійснює закупівлю товарів, робіт та послуг відповідно до закону України «Про публічні закупівлі».

### **зразок для випробувань**

Продукція чи її частина, або проба, що безпосередньо підлягає експерименту під час випробувань (ДСТУ 3021).

### **калібрування**

Сукупність операцій, за допомогою яких за заданих умов на першому етапі встановлюється співвідношення між значеннями величини, що забезпечуються еталонами з притаманними їм невизначеностями вимірювань, та відповідними показами з пов'язаними з ними невизначеностями вимірювань, а на другому етапі ця інформація використовується для встановлення співвідношення для отримання



результату вимірювання з показу (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

#### **кваліфікаційні випробування**

Контрольні випробування установчої серії чи промислової партії, які проводяться для оцінки готовності підприємства до випуску продукції даного типу в заданому обсязі (ДСТУ 3021).

#### **коефіцієнт відфільтрування**

Відношення числа затриманих фільтруючим елементом (фільтром) частинок, більших встановленого розміру, до частинок того ж розміру, що знаходяться в нефільтрованій рідині до фільтруючого елементу (фільтру) (ГОСТ 26070-83).

#### **коефіцієнт фільтрування**

Коефіцієнт фільтрування  $\beta_{(x)} \geq 1000$  означає, що через фільтр за один прохід проходить 1 частина із 1000 максимальним розміром  $X$  мкм.

#### **контрольні випробування**

Випробування, які проводяться для контролю якості об'єкта (ДСТУ 3021).

#### **конструкторська документація**

Сукупність конструкторських документів, які містять дані, необхідні для розроблення, виготовлення, контролю, приймання, постачання, експлуатації виробу, в тому числі і ремонту (ДСТУ 3321).

#### **конструкційна сумісність**

Характеристики дії нафтопродукту на конструкційні матеріали (ДСТУ 3437).

#### **марка нафтопродукту**

Нафтопродукт, назва, умовне позначення, склад та властивості якого регламентовано стандартами і технічними умовами (ДСТУ 3437)

#### **метрологічна діяльність**

Діяльність, пов'язана із забезпеченням єдності вимірювань (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

#### **метрологічна експертиза документації**

Аналіз і оцінка правильності прийнятих в документації технічних рішень щодо реалізації метрологічних норм і правил (ДСТУ 2681).

#### **метрологічний нагляд**

Діяльність, яка провадиться у сфері законодавчо регульованої метрології з метою перевірки додержання суб'єктами господарювання вимог Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», технічних регламентів та інших нормативно-правових актів у сфері метрології та метрологічної діяльності (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

#### **метрологічна служба ВП АЕС**

Сукупність підрозділів, які виконують роботи, направлені на забезпечення єдності вимірювань на всіх етапах проектування, введення в експлуатацію, експлуатації та зняття із експлуатації АЕС, під організаційно-технічним та методичним керівництвом головного метролога ВП АЕС.

#### **метрологічний підрозділ ВП АЕС**

Окремий, структурний підрозділ ВП АЕС, який знаходиться в прямому підпорядкуванні головного метролога АЕС, незалежний від інших підрозділів АЕС, до функцій якого відноситься організація та проведення метрологічної діяльності на АЕС.

#### **метрологічна простежуваність**

Властивість результату вимірювань, яка полягає в тому, що цей результат може бути пов'язаний з еталоном через задокументований нерозривний ланцюг калібрувань, кожне з яких робить свій внесок у невизначеність вимірювання (Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність»).

#### **метрологічне підтвердження**

Сукупність операцій, потрібних для гарантування того, що вимірювальне обладнання відповідає метрологічним вимогам щодо його використання за призначенням (ДСТУ ISO 10012).

Примітка 1. Метрологічне підтвердження ЗВТ, в залежності від сфери застосування, може передбачати один із таких видів метрологічних робіт: повірка, відомча повірка, калібрування, верифікація. При необхідності, виконується будь-яке потрібне регулювання чи ремонтування ЗВТ. Завершується процедура обов'язковим виконанням одного з видів метрологічних робіт.

Примітка 2. Метрологічне підтвердження не вважають завершеним доти, доки придатність вимірювального обладнання до використання за призначенням не буде доведено та задокументовано.

Примітка 3. Вимоги до використання за призначенням охоплюють такі характеристики, як діапазон вимірювань, допустима похибка, невизначеність вимірювання та інші.

#### **моторні оливи**

Мастильний матеріал, який використовується в дизельних/карбюраторних двигунах і призначений для зменшення зносу і сили тертя між сполученими деталями двигуна, ущільнення та захисту їх від корозії, а також утримання в собі продуктів неповного згорання палива.

#### **нафтова (мінеральна) турбінна олива**

Турбінна олива, виготовлена на основі базової оливи, одержаної шляхом переробки високоякісних нафт із застосуванням глибокої депарафінізації та очищення від смолистих сполук, важкої ароматики і сірки.

#### **нафтопродукт**

Продукт, одержаний внаслідок перероблення нафти (ДСТУ 3437).

#### **некондиційний нафтопродукт**

Нафтопродукт, що не відповідає вимогам нормативних документів (ДСТУ 3437).

#### **нормативний документ**

Документ, що встановлює правила, настанови чи характеристики щодо діяльності або її результатів (Закон України «Про стандартизацію»).

#### **нормативно-правовий акт**

Офіційний документ, прийнятий уповноваженим на це суб'єктом нормотворення у визначеній законом формі та порядку, який встановлює норми права для неозначеного кола осіб та розрахований на неодноразове застосування (Порядок подання нормативно-правових актів на державну реєстрацію до Міністерства юстиції України та проведення їх державної реєстрації).

#### **олива відновленої якості**

Експлуатаційна олива, відновлення якості якої проведено шляхом видалення механічних домішок, води, пониження кислотного числа та інше за необхідності).

**оливна піна**

Олива, насичена бульбашками повітря (диспергованим повітрям) до ступеня двокомпонентної системи, в якій газовий компонент переважає рідинний компонент.

**постачальник**

Юридична особа будь-якої організаційно-правової форми та форми власності або фізична особа-підприємець, яка виконує господарські зобов'язання на підставі господарського договору та інших угод із замовником, передбачених законом, щодо постачання продукції, виконання робіт, надання послуг. Постачальником може бути розробник та/або виробник продукції (СОУ НАЕК 077).

**підрозділ-замовник**

Відокремлений підрозділ, або підрозділ ВП, що замовляє продукцію для використання в тій галузі діяльності, за яку несе відповідальність згідно з прийнятим розподілом обов'язків (СОУ НАЕК 038).

**приймальні випробування**

Контрольні випробування дослідних зразків, дослідних партій продукції чи виробів одиничного виробництва, що проводяться для визначення доцільності впровадження цієї продукції у виробництво та (чи) використання за призначенням (ДСТУ 3021).

**приймально-здавальні випробування**

Контрольні випробування продукції під час проведення приймального контролю (ДСТУ 3021).

**природні втрати**

Втрати (зменшення маси при збереженні якості у межах вимог нормативних документів), що є наслідком фізико-хімічних властивостей нафтопродуктів, впливу метеорологічних факторів і недосконалої існуючих на даний час засобів захисту нафтопродуктів від випаровування і налипання при транспортуванні, прийманні, зберіганні і відпуску («Норми природних втрат при перевезенні, зберіганні і відпусканні нафтопродуктів»).

**присадки (пакет присадок)**

Речовини (комплекс речовин), що додаються до базової оливи з метою покращення її якості (експлуатаційних характеристик).

**регенерована олива**

Олива, яку здобуто із спрацьованої оливи, що має відновлену до рівня вимог нормативної документації якість (ДСТУ 3437).

**синтетична вогнестійка турбінна олива**

Синтетична рідина, що є сумішшю триксиленилфосфатів, отриманих шляхом етерифікації ксиленолів.

**спрацьований нафтопродукт**

Нафтопродукт, під час експлуатації якого відбулися зміни деяких властивостей, регламентованих нормативною документацією (ДСТУ 3437).

**технологічна документація**

Сукупність документів, які визначають технологічний процес виготовлення або ремонту виробу (ДСТУ 2391).

**технологічні втрати**

Втрати турбінних олив, пов'язані із технологічними процесами експлуатації, ремонтними роботами та залишки, які не можливо відібрати із транспортної тари.

#### **турбінна олива**

Олива, що використовується для змащування турбін і має стійкість до утворення емульсії з водою (ДСТУ 3437).

#### **шлам оливи**

Конденсовані, або коагульованні продукти старіння оливи, що знаходяться в розчиненому, виваженому вигляді, або у виді осаду на поверхнях обладнання.

#### **продукти старіння оливи**

Речовини різної хімічної природи, які є продуктами деградації (розкладу хімічної структури) оливи і погіршують її експлуатаційні властивості. Наприклад: асфальто-смолісті з'єднання, кислоти, солі кислот, вода, гази тощо.

#### **протокол випробувань**

Документ що містить необхідні відомості про об'єкт випробувань, застосовувані методи, засоби та умови випробувань, результати випробувань, а також висновок згідно з результатами випробувань, оформлений у встановленому порядку (ДСТУ 3021).

#### **свіжа олива**

Олива, яка після виготовлення не знаходилась в експлуатації і якість якої відповідає вимогам до таких олив.

#### **синтетична вогнестійка турбінна олива**

Синтетична рідина, що є сумішшю триксиленилфосфатів, отриманих шляхом етерифікації ксиленолів (СОУ НАЕК 006).

#### **тонкість фільтрації абсолютна**

Максимальний розмір частинок штучного походження забрудника сферичної форми, які виявлено у відфільтрованій рідині (ГОСТ 26070-83).

#### **тонкість фільтрації номінальна**

Мінімальний розмір частинок забрудника, які затримуються фільтрувальним елементом, при коефіцієнті фільтрування 20 або коефіцієнт відфільтрування дорівнює 0,95 ( ).

#### **трансмійні мастила**

Загальна назва групи мастил, які застосовуються для змащування високонавантажених вузлів автомобіля: як коробка передач, провідний міст, роздавальна коробка, редуктор, ланцюгова і зубчаста передача.

#### **турбінна олива**

Олива, що використовується для змащування турбін і має стійкість до утворення емульсії з водою (ДСТУ 3437).

#### **форвакуумний насос**

Перша ступінь (попередне розрідження до тиску менш ніж  $1 \cdot 10^{-3}$  мм. рт. ст.) системи вакуумних насосів (нем. Vor vakuum, англ. Fore vacuum).

#### **функційна сумісність**

Здатність двох чи більше нафтопродуктів зберігати експлуатаційні властивості після їх змішування (ДСТУ 3437).

## ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

<b>ВП АЕС</b>	– відокремлені підрозділи ДП «НАЕК «Енергоатом»: ВП ЗАЕС, ВП РАЕС, ВП ХАЕС, ВП ЮУАЕС
<b>ДП</b>	– державне підприємство
<b>ЗВТ</b>	– засоби вимірювальної техніки
<b>ГДК</b>	– граничнодопустима концентрація
<b>ГЦН</b>	– головний циркуляційний насос
<b>МЕК</b>	– міжнародна енергетична комісія
<b>МОЗ</b>	– міністерство охорони здоров'я України
<b>ООУ</b>	– устаткування для очищення оливи
<b>НААУ</b>	– національне агентство з акредитації України
<b>НД</b>	– нормативний документ
<b>ОБРВ</b>	– орієнтовно безпечний рівень впливу
<b>ОМТИ</b>	– вогнестійка олива теплотехнічного інституту
<b>ПАР</b>	– поверхнево-активна речовина
<b>ПХБ</b>	– поліхлорирований біфеніл
<b>ТГ</b>	– турбогенератор
<b>РДЕС</b>	– резервна дизельна електростанція
<b>СВБ</b>	– системи, важливі для безпеки АЕС
<b>ТУ</b>	– технічні умови
<b>УКТ ЗЕД</b>	– Український класифікатор товарів зовнішньо-економічної діяльності
<b>ЦНТ</b>	– одиниця виміру кольору на колориметрі ЦНТ
<b>ЦОВВМ</b>	– центральний орган з оцінювання та визнання вимірювальних, повірочних, калібрувальних можливостей вимірювальних та метрологічних підрозділів
<b>ЧКМ</b>	– чотирьох-кулькова машина
<b>ФГО</b>	– фільтр грубого очищення
<b>ФДО</b>	– фільтр подвійного очищення
<b>х.ч.</b>	– хімічно чистий реактив високого ступеня чистоти для особливо точних методів аналізу і фізико-хімічних вимірів
<b>ч.д.а.</b>	– чистий для аналізу реактив підвищеного ступеня чистоти, який застосовується в аналітичній практиці з технологічною метою
<b>API</b>	– American Petroleum Institute (Американський інститут нафти)
<b>ASTM</b>	American Society for Testing and Materials (Американское общество по испытанию материалов)
<b>DIN</b>	– Deutsches Institut für Normung eV (Німецький інститут зі стандартизації)
<b>ISP</b>	– inductively coupled plasma (індуктивно-зв'язана плазма)
<b>ISO</b>	– International Organization for Standardization (Міжнародна організація зі стандартизації, ІСО)
<b>TAN</b>	– total acid number (кислотне число)
<b>DDF</b>	– The Dielectric Dissipation Factor (DDF)/Tangent Delta (тангенс кута діелектричних втрат)
<b>FZG</b>	– four-square gear oil test (метод визначення протизношувальних властивостей трансмісійних оливо)
<b>VI</b>	– viscosity index (індекс вязкості)
<b>VG</b>	– viscosity grade (кінематична в'язкість)

## Глава 1. Застосування сучасних енергетичних олив в обладнанні АЕС

### 1.1. Основні засади класифікації сучасних енергетичних олив

За фізичним станом мастильні матеріали, поділяються на рідкі - оливи, пластичні (консистентні) мастила і тверді мастила.

З хімічної точки зору і технології виробництва мастильні матеріали і ізоляційні оливи поділяються на мінеральні (нафтові) і синтетичні продукти. При цьому окремо вказується присутність у кінцевому продукті присадок, що забезпечують та/або поліпшують його експлуатаційні властивості (інгібовані або неінгібовані оливи).

Згідно з ГОСТ 17479.0 в основу системи класифікації нафтопродуктів було покладено кінематичну в'язкість і експлуатаційні властивості.

За призначенням енергетичні оливи і мастила для ВП АЕС поділяються дві групи:

1. мастильні матеріали:

- турбінні оливи;
- індустриальні оливи;
- моторні оливи (оливи для дизельних двигунів РДЕС);
- трансмісійні оливи;
- компресорні оливи;
- холодильні оливи;
- оливи спеціального призначення (консерваційні оливи, мастила вакуумні, приладові оливи тощо).

2. електроізоляційні оливи (трансформаторні):

- трансформаторні оливи;
- кабельні оливи;
- конденсаторні оливи.

Для кожної групи/підгрупи енергетичних олив/мастил застосовується власна класифікація. Розглянемо їх більш детально.

#### 1.1.1 Класифікація мастильних матеріалів

Головною характеристикою мастильних матеріалів є їх в'язкісно-температурні властивості. Саме вони визначають сферу застосування мастильного матеріалу.

Класифікацію рідких мастильних матеріалів за в'язкістю встановлено стандартом ISO 3448 (див Додаток А). Вказаним стандартом встановлено 16 класів в'язкості від 2 мм<sup>2</sup>/с до 1500 мм<sup>2</sup>/с при температурі 40°С.

В'язкість є найважливішим показником експлуатаційної якості турбінної оливи, який характеризує її здатність утворювати безперервну мастильну плівку між двома рухомими механічними деталями. У момент пуску механізму масло не повинно бути занадто густим, а в подальшому, після досягнення робочої температури, воно повинно забезпечити оливний клин достатньої товщини, щоб захистити деталі від зносу і забезпечувати необхідну передачу зусилля. Якщо олива застосовується в якості гідравлічної рідини, то воно також має володіти певними реологічними властивостями.

В'язкість оливи є функцією її температури і тиску зовнішнього середовища. Початкові відомості щодо поняття в'язкості олив наведено в Додатку Б.

Основними міжнародними системами класифікації мастильних матеріалів згідно їх в'язкісно-температурних характеристик є системи API, SAE, ACEA.

Класифікація API (American Petroleum Institute) представляє весь сегмент американської нафтової та газової промисловості та представлена на інтернет-сайті <https://www.api.org>. Система ліцензування та сертифікації моторних олив (EOLCS)

згідно з API – це добровільна програма ліцензування та сертифікації, яка дозволяє підприємствам виробникам, що відповідають встановленим вимогам, використовувати знаки якості API для моторної оливи власного виробництва. Повний перелік власників ліцензії доступний у Переліку власників ліцензії на сайті <https://engineoil.api.org/Directory/EolcsSearch>. Принципи класифікації моторних олив API докладніше викладені у Додатку В.

Ще одну класифікація олив згідно з в'язкістю розроблено Товариством автомобільних інженерів США (Society of Automotive Engineers - SAE). Офіційний сайт товариства <https://www.sae.org>.

Класифікацію SAE засновано на стабільності в'язкості олив при підвищенні або зниженні температури до певного рівня. Вона показує на діапазон температур в якому кожна конкретна олива ідеально захищає двигун. Більш детально викладено в Додатку Г.

У Європі часто використовується класифікація олив за ACEA (Європейська асоціація авто-виробників, інтернет посилання <https://www.acea.auto>). Частково вимоги до якостей олив перетинаються з вимогами API, однак вони більш жорсткі за низкою параметрів (див. Додаток Д).

Сферу застосування мастильних матеріалів наразі визначають стандарти Міжнародної організації із стандартизації ISO (із урахуванням правил Міжнародної електротехнічної комісії ІЕС) і розроблені на їх підставі нормативні документи України.

В Україні систему загальної класифікації нафтопродуктів, мастильних матеріалів та споріднених продуктів, а також класи нафтопродуктів і мастильних матеріалів та їхні позначки визначається стандартом ДСТУ ISO 8681 (Додаток Е). Цей стандарт розроблено з урахуванням ISO 6743-0 і ISO 8216-0.

Критерієм класифікації мастильних матеріалів є сфера застосування згідно з ISO 6743-0. Якщо такий критерій непридатний, то застосовують класифікацію за типом продукту (для палива це норми ISO 8216-0). Норми ISO 6743-0 викладено в ДСТУ 4128, якій встановлює класифікацію мастильних матеріалів (індустріальних олив і споріднених продуктів класу L).

Повна позначка нафтопродукту згідно ДСТУ ISO 8681 містить:

- аббревіатуру ISO;
- клас нафтопродукту чи спорідненого продукту, позначений літерою-префіксом:
  - (F- паливо, S - розчинники та сировина для хімічної промисловості, L - мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти, W – парафіни, B – бітуми);
- категорію, позначену групою літер. Перша літера завжди ідентифікує групу; наступні літери, взяті окремо, можуть мати чи не мати спеціального значення. В будь-якому випадку це буде визначено в конкретному стандарті класифікації групи або відповідних категорій;
- число на кінці позначки. Його спеціальне значення визначено в конкретному стандарті на класифікацію.

Позначку записують повністю: ISO - клас - категорія - число (якщо є) або скорочено: Клас – категорія - число (якщо є).

Приклади повної позначки нафтопродуктів за цією класифікацією:

*Приклад 1*

ISO-L-G-68 (L – мастильний матеріал, G – група мастильних матеріалів для спрямовувачів ковзання, 68 кинематична вязкість згідно з ISO 3448)

*Приклад 1*

ISO-L-HL-32 (L – мастильний матеріал, HL – очищена мінеральна олива, що має протиіржавні та протиокислюювальні здатності для гідравлічних систем – див. ISO 6743-4, 32 кинематична вязкість згідно з ISO 3448).

Класифікація згідно з ДСТУ 4128 (ISO 6743-0) визначаються 18 груп продуктів, на які поділяється клас L (індустріальних олив та споріднених продуктів мастильного призначення) залежно від області застосування.

Кожна олива позначається набором символів (літер та цифр), розділених при запису дефісом:

- перша буква L ідентифікує групу продукту, наступні букви, взяті окремо не мають спеціального змісту;
- за необхідності позначення категорій доповнюються класом в'язкості за ISO 3448;
- класифікація за групами мастильних матеріалів, індустріальних олив та споріднених продуктів:
  - A - відкриті системи мащення;
  - B - мащення ливарних форм;
  - C - зубчасті передачі;
  - D - компресори (холодильні машини і вакуумні насоси);
  - E - двигуни внутрішнього згорання;
  - F - Шпинделі, підшипники і спряжені з ними з'єднання;
  - G - спрямувачі ковзання;
  - H - гідравлічні системи;
  - M - механічна обробка металів;
  - N - електроізоляція;
  - P - пневматичні інструменти;
  - Q - системи терморегулювання;
  - R - тимчасовий захист від корозії;
  - T - турбіни;
  - U - термічна обробка;
  - X - галузі, що потребують застосування пластичних мастил;
  - Y - інші області застосування;
  - Z - циліндри парових машин.

Класифікацію ДСТУ ISO 8681 необхідно розглядати разом із наступними ДСТУ ISO (за відсутності звертатися до відповідного ISO 6743):

- ДСТУ 4128-2002 «Матеріали мастильні. Оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L). Класифікація ISO 6743/0:1981,MOD»;
- ДСТУ 4226:2003 «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Група X (мастила) (ISO 6743/9:1987, MOD)»;
- ДСТУ ISO 6743-1:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас F). Класифікація. Частина 1. Група A (Відкриті системи змащування) (ISO 6743-1:2002, IDT)»;
- ДСТУ ISO 6743-2:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L) класифікація. Частина 2. Група F (шпинделі, вальниці та спряжені з ними з'єднання)»;



- ДСТУ ISO 6743-3:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустрійні та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 3. Група D (Компресори) (ISO 6743-3:2003, IDT)»;
- ДСТУ ISO 6743-4:2015 (ISO 6743-4:2015, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 4. Група H (Гідравлічні системи)»;
- ДСТУ ISO 6743-5:2015 (ISO 6743-5:2006, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 5. Група T (Турбіни)»;
- ДСТУ ISO 6743-11:2015 (ISO 6743-11:1990, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 11. Група P (Пневматичні прилади)»;
- ДСТУ ISO 6743-13:2015 (ISO 6743-13:2002, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 13. Група G (Направляючі)».

У стандарті ГОСТ 26191-84 «Масла, смазки и специальные жидкости. Ограничительный перечень и порядок назначения» (ГОСТ часів колишнього СРСР, діє в РФ, не цей час в Україні не діє) викладено детальну класифікацію олив, мастил і спеціальних рідин за призначенням їх застосування.

### 1.1.2 Індустріальні оливи

Нафтопереробна промисловість виробляє великий асортимент сучасних індустріальних олив із поліпшеними за рахунок присадок експлуатаційними властивостями: антиокислювальними, змащувальними, захисними, деемульгуючими, а також інші оливи без присадок. Вказані оливи зазвичай являють собою очищені дистилятні та залишкові масла або їх суміші без присадок, що застосовуються в машинах і механізмах промислового обладнання, умови роботи яких не пред'являють особливих вимог до антиокислювальних та антикорозійних властивостей олив, а також як гідравлічні рідини і базові мастила.

Міжнародною організацією зі стандартизації (ISO) розроблено низку стандартів, що стосуються класифікації індустріальних олив.

1 Для класифікації індустріальних олив в Україні застосовуються вищевказані стандарти: ДСТУ ISO 8681, ДСТУ 4128, ДСТУ 4129 тощо. З урахуванням вимог ISO було раніше розроблено ГОСТ 17479.4-87 «Масла индустриальные технические требования», якій наразі в Україні не діє. Класифікація і позначення за ГОСТ 17479.4 проводиться наступним чином. Маркування індустріальних олив за ГОСТ 17479.4 розроблене на базі стандарту ISO 6743-0 і містить групу знаків, розділених дефісом:

- Перший символ (велика літера «И») — спільний для усіх марок незалежно від складу, властивостей та призначення оливи.
- Другий символ (велика літера) — приналежність до групи за призначенням:
  - *Л* - легко навантажені вузли (шпинделі, підшипники та спряжені з ними з'єднання);
  - *Г* - гідравлічні системи;
  - *Н* - спрямовує ковзання;
  - *Т* - важко навантажені вузли (зубчасті та інші передачі, підшипники й спряжені з ними сполучення).
- Третій символ (велика літера) — приналежність до підгрупи за експлуатаційними властивостями:
  - *А* - нафтові оливи без присадок,

- *B* - нафтові оливи з антиокиснювальними та антикорозійними присадками;
- *C* - нафтові оливи з антиокиснювальними, антикорозійними та протизносними присадками;
- *D* - нафтові оливи з антиокиснювальними, антикорозійними, протизносними та протизадирними присадками;
- *E* - нафтові оливи з антиокиснювальними, адгезійними, протизносними, протизадирними та протистрибковими присадками.

– четвертий символ (цифра) - приналежність до класу в'язкості. Ряд значень класів в'язкості: 2, 3, 5, 7, 10, 15, 22, 32, 46, що приблизно відповідають ряду класів в'язкості за ISO 3448.

Приклад: *И-ГН-Е-68*, де *И* - індустріальна олива, *ГН* - олива призначена для гідравлічної системи і спрямовувачів ковзання, *Е* - олива з антиокиснювальними, адгезійними, протизносними, протизадирними і протистрибковими присадками для машин та механізмів промислового обладнання з підвищеними вимогами до умов роботи, *68* - клас в'язкості.

Слід зауважити, що класифікація індустріальних олив розповсюджується на компресорні, холодильні, вакуумні, приладові та інші оливи, що застосовуються в допоміжному обладнанні енергоблоків АЕС.

### 1.1.3 Турбінні оливи

Турбінні оливи різняться таким чином:

- за використанням в обладнанні;
- за хімічною природою: мінеральні (нафтові) оливи або синтетичні рідини;
- за кінематичною в'язкістю олив.

Сферу застосування турбінних олив визначено в ДСТУ ISO 6743-5 Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 5. Група T (Турбіни). Для парових турбін вказану класифікацію наведено в табл. 1.1. Таблиця 1.1 – Класифікація мастильного матеріалу (клас L) – група T (турбіни).

Вимоги щодо застосування	Характеристика продукту	Символ ISO-L	Типове застосування
Нормальний режим парової турбіни	Нафтова олива високого ступеня очистки з антикорозійними властивостями і стійкістю до окислення	TSA	Виробництво електроенергії коли не потрібно або не обов'язково застосування негорючих рідин.
Висока несуча здатність парової турбіни	Нафтова олива високого ступеня очистки з антикорозійними властивостями і стабільністю до окислення і збільшеною несучою здатністю	TSE	Виробництво електроенергії і пов'язані системи регулювання з вимогою поліпшеною несучою здатністю зубчастої передачі
Вогнестійкість турбінної оливи	Рідина на основі ефіру фосфорної кислоти	TSD	Виробництво електроенергії із застосуванням негорючих силових рідин
Системи регулювання турбін, де потрібна вогнестійкість	Рідина на основі ефіру фосфорної кислоти	TCD	Системи регулювання парових, турбін, де подача рідини проводиться окремо від системи змащування і потрібно застосування негорючої рідини

У системах змащування і регулювання парових турбін ВП АЕС застосовують турбінні оливи класу в'язкості ISO VG32 и ISO VG46.

Нафтові оливи за класом в'язкості 32, згідно з ISO 3448, мають кінематичну

в'язкість за температури 40 °С – від 28,8 мм<sup>2</sup>/с до 35,5 мм<sup>2</sup>/с. До вказаного класу відносяться турбінні оливи марок:

- Тп-22 і Тп-22С згідно з ГОСТ 9972-74 «Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия»;
- Тп-22, Тп-22С, Тп-22Б згідно з ТУ У 23.2-35847267-001:2008 Зм. 1-2 «Оливи турбінні Енергоойл –Тп-22; -Тп-22С; -Тп-22Б. Технічні умови»;
- «Агрінол Тп-22», «Агрінол Тп-22с», «Агрінол Тп-30», і «Агрінол Тп-46», згідно з ТУ У 23.2-30802090-015-2003 зм.1-4 «Оливи нафтові для турбоагрегатів «АГРІНОЛ Тп». Технічні умови»;
- Тп-22С марка 1, що виробляється згідно технічними умовами ВАТ «Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти ОАО «ВНИИ НП» ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С марка 1. Технические условия».

Нафтові оливи за класом в'язкості 46, згідно з ISO 3448, мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С від 41,4 мм<sup>2</sup>/с до 50,6 мм<sup>2</sup>/с, що відповідає вимогам на оливу марки Тп-30 і турбінну оливу марки «Агрінол Тп-30».

Нафтові оливи за класом в'язкості 68, згідно з ISO 3448, мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С від 61,2 мм<sup>2</sup>/с до 74,8 мм<sup>2</sup>/с, що відповідає вимогам на оливу марки Тп-46 і турбінну оливу марки «Агрінол Тп-46».

На цей час турбінні оливи марки Тп-22С згідно з ТУ У 23.2-35847267-001:2008 Зм. 1-2 «Оливи турбінні Енергоойл –Тп-22; -Тп-22С; -Тп-22Б. Технічні умови» а також марок «Агрінол Тп-22», «Агрінол Тп-22с», «Агрінол Тп-30», і «Агрінол Тп-46», згідно з ТУ У 23.2-30802090-015-2003 зм.1-4 «Оливи нафтові для турбоагрегатів «АГРІНОЛ Тп». Технічні умови» допущено до експлуатації в тепломеханічному обладнанні енергоблоків ВП АЕС ДП «НАЕК «Енергоатом» згідно встановленого ГКД 34.20.507-2003 і СОУ НАЕК 006:2018 «Управління закупівлями продукції. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання».

Мінеральні турбінні оливи марок «Агрінол Тп-22с» і «Енергоойл Тп-22с» на цей час застосовуються в:

- системах змащування і регулювання парових турбінах К-1000-60/1500 енергоблоків 1÷6 ВП ЗАЕС, 1÷2 ВП ЮУАЕС, парових турбін К-220-44 енергоблоків 1÷2 ВП РАЕС;
- системі змащування аварійних підживлюючих турбонасосів, що об'єднана з системою змащування парової турбіни;
- системах ущільнення валів генераторів всіх енергоблоків ВП АЕС;
- головних циркуляційних насосах всіх енергоблоків ВП АЕС та іншому насосному обладнанні.

Обсяг заливки нафтової оливи в парову турбіну К-1000-60/1500 становить 147 тонн (системи змащування, регулювання і ущільнення валу генератору).

Синтетичні вогнестійкі турбінні рідини на основі ефірів фосфорної кислоти (трикселенілфосфатів), мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С від 41,4 мм<sup>2</sup>/с до 50,6 мм<sup>2</sup>/с. Таким оливам відповідають оливи марок:

- «ОМТИ» згідно з ТУ 34.70.11335-97 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенилфосфата/ОМТИ/» (на цей час виробництво припинено у ВП АЕС не експлуатується);
- «Reolube®ОМТИ» виробництва LANXESS Solutions UK Ltd, Manchester, UK (на цей час виробництво вказаної марки рідини згідно повідомленню виробника припинено);

– «Furquel<sup>®</sup>L» виробництва ICL IP згідно з ASTM D4293-2008 «Standard Specification for Phosphate Ester Based Fluids for Turbine Lubrication and Steam Turbine Electro-Hydraulic Control (EHC) Applications» та виробничим бюлетенем виробника (на цей час виводиться з експлуатації на підставі інформаційного листа ПАТ «Силловые машины» від 20.11.2019 № И-АГК-0032107);

– «Reolube<sup>®</sup> 46 RS» виробництва LANXESS Solutions UK Ltd, Manchester, UK згідно з виробничим бюлетенем виробника, що має відповідати вимогам стандартів:

- ISO 10050:2005 «Lubricants, industrial oils and related products (class L) — Family T (Turbines) - Specifications of triaryl phosphate ester turbine control fluids (category ISO-L-TCD)»,

- ISO 8068:2006 Lubricants, industrial oils and related products (class L) — Family T (Turbines) — Specification for lubricating oils for turbines».

На цей час вогнестійку рідину «Reolube<sup>®</sup> 46 RS» введено в експлуатацію в парових турбінах К-1000-60/3000 енергоблоків ЮУАЕС-3, ХАЕС-1 і ХАЕС-2.

– вогнестійка рідина, що виробляється згідно технічних умов ТОВ «СОЗИДАНИЕ», м. Москва, РФ згідно з ТУ 20.14.73-001-19153700-2017 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенилфосфата типа огнестойкого масла теплотехнического института (3,5-диметилфенилфосфат (3:1)). Технические условия».

– синтетична турбінна олива на основі поліальфаолефінов «ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО 46» згідно з ТУ У 20.5-35847267-003:2014 «Оливи турбинні ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО», що погоджено ПАО «ТУРБОАТОМ» і «Сумським машинобудівним НВО ім. Фрунзе». На основі досвіду експлуатації турбін власного виробництва із застосуванням оливи «Furquel<sup>®</sup>L» на Кольскої АЕС і розгляду ТУ У 20.5-35847267-003:2014 ПАТ «ТУРБОАТОМ» надано висновок про можливість застосування у парових турбінах оливи «ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО 46» взамін оливи марки «Furquel<sup>®</sup>L» (лист ПАТ «ТУРБОАТОМ» від 28.04.2017 № 02/02-253).

Слід зауважити, що зареєстрованими торговими марками вищевказаних вогнестійких рідин є «ОМТИ», «Furquel» і «Reolube», подальші позначення є внутрішньозаводськими і визначають особливості виробництва.

В парових турбінах К-1000-60/3000 ВП АЕС використовуються такі вогнестійкі турбінні рідини: ОМТИ, «Furquel<sup>®</sup>L», «Reolube<sup>®</sup>ОМТИ», «Reolube<sup>®</sup> 46 RS». У турбогенераторі енергоблока № 3 ВП ЮУАЕС успішно понад 9 років знаходилась в експлуатації суміш 80% «Furquel<sup>®</sup>L» і 20% «Reolube<sup>®</sup>ОМТИ».

Обсяг заливки вогнестійкої турбінної рідини в парову турбіну К-1000-60/3000 становить: 110 тонн в систему змащування і 10 тонн в систему регулювання.

#### **1.1.4 Електроізоляційні оливи**

До електроізоляційних оливи згідно сфері їх застосування відносяться трансформаторні оливи та споріднені до них конденсаторні оливи, кабельні оливи та оливи електричних масляних вимикачів. В електротехнічному обладнанні ВП АЕС застосовуються мінеральні (нафтові) електроізоляційних оливи. Вказані рідини є рідкими діелектриками і застосовуються як електроізолюючі рідини для струмонесучих частин електротехнічного обладнання (силових трансформаторів і реакторів, вимірювальних трансформаторів струму й напруги, конденсаторів, кабелів, наповнених оливою вимикачів тощо). Такі оливи забезпечують також відведення теплоти і швидке гасіння електричної дуги в наповнених оливою електричних вимикачах.

Основна група електроізоляційних олив - трансформаторні оливи. Застосовуються як конструктивний елемент силових трансформаторів, реакторів, вимірювальних трансформаторів струму й напруги, наповнених оливою електричних вимикачів. Вироблюються згідно технічних умов виробника (виробничих бюлетенів і вимог технічних специфікацій закордонних виробників).

Оливи для електричних вимикачів застосовують для захисту контактів вимикачів високовольтних ланцюгів від перегорання, викликаного іскрінням, а також для швидкого гасіння електричної дуги. Лише малов'язкі електроізоляційні масла, що мають достатню плинність при робочих температурах, здатні охолоджувати електричну дугу, яка виникає при розмиканні електродів. Щоб уникнути корозії контактів, масла для вимикачів повинні мати добрі антикорозійні властивості.

Конденсаторні оливи використовують для просочування паперових конденсаторів, особливо силових, призначених для компенсації індуктивного зсуву фази. При просоченні паперового діелектрика підвищується як його діелектрична проникність, так і електрична міцність, що дає змогу зменшити габарити, масу та вартість конденсаторів при заданій робочій напрузі, частоті та ємності. На відміну від трансформаторної, конденсаторна олива вимагає більш ретельного очищення. Найбільш поширену конденсаторну оливу згідно з ГОСТ 5775-68 виробляють з трансформаторної оливи шляхом додаткового очищення. Згідно з ГОСТ 5775-68 випускають дві марки конденсаторних олив: сірчаноокислотної очистки з малосірчистих малопарафіністих нафт і фенольної очистки з низькотемпературною депарафінізацією з сірчистих парафіністих нафт з додаванням 0,2% антиокислювальної присадки іонолу.

Кабельні оливи призначені для просочення паперової ізоляції силових кабелів. Від трансформаторних олив відрізняються підвищеною в'язкістю, збільшеною температурою спалаху і зменшеними діелектричними втратами. Типові марки таких олив є МН-4 (мало- в'язке, для заповнення кабелів низького тиску), С-220 (високов'язкі для заповнення кабелів високого тиску), КМ-25 (найбільш в'язке). Як і всі електроізоляційні оливи, вони повинні мати хороші діелектричні властивості – низький тангенс кута діелектричних втрат, високу електричну міцність і бути стабільними оливи проти окислення. Вироблюються згідно технічних умов виробника.

Міжнародну класифікацію мінеральних електроізоляційних олив викладено в п'ятій редакції стандарті ІЕС 60296:2020 «Fluids for electrotechnical applications – Mineral insulating oils for electrical equipment».

Стандарт ІЕС 60296 встановлює таке маркування мінеральних електроізоляційних олив:

– невикористана мінеральна олива, позначається літерою «V» (virgin). Це мінеральна ізоляційна олива, отримана переробкою, модифікацією та/або очищенням нафтопродуктів та інших вуглеводів. Така оливу не була у використанні, не контактувала з електричним обладнанням або іншим обладнанням окрім обладнання для виробництва, зберігання і транспортування.

– перероблена мінеральна олива, позначається літерою «R» (recycled). Це є олива, яка раніше використовувалася в електричному обладнанні і яка була повторно очищена або регенована після зливу з електричного обладнання. Під переробленою мінеральною оливою розуміється відновлення (регенерація) мінеральної ізоляційної оливи шляхом хімічної і фізичної обробки для зменшення кількості розчинних і нерозчинних забруднень.

– ре-рафінована – перероблена мінеральна ізоляційна олива, це олива яка була піддана процесу, який подібний до того, що використовується для виробництва невикористаної мінеральної оливи.

Обидві групи олив: невикористані та перероблені можуть бути:

- неінгібовані (uninhibited - без присадок, фактично не визначено, тобто менше 0,01% ), позначаються літерою «U»;
- інгібовані (вміст присадок від 0,08% до 0,4%), позначаються літерою «I»;
- з слідами інгібування ( trace inhibited, вміст присадок від 0,01% до 0,08%, позначаються літерою «T»).

У якості інгібітору окислення визначається ді-трет-бутил-п-крезол (DBPC) або ді-трет-бутилфенол (DBP).

Відповідно до стандарту ІЕС 60296 трансформаторні оливи згідно з їх призначенням для застосування розподіляються на два класи:

- трансформаторні оливи, позначаються літерою «T»;
- низькотемпературні оливи для розподільчих пристроїв (switchgear, перемикачів), позначаються літерою «S».

Відповідно до технології виготовлення трансформаторні оливи розподіляються на два класи:

- ізоляційні масла типу «А» повністю інгібовані (I) і забезпечують вищу стійкість до окислення, ніж тип «В»;
- ізоляційні масла типу В можуть бути неінгібованими (U), зі слідами інгібування (Т) або повністю інгібовані (I), забезпечують хорошу стійкість до деградація масла та забезпечує хорошу стійкість до окислення.

Всі вимоги стандарту ІЕС 60296 стосуються властивостей кінцевого продукту. Вимоги до застосування в електротехнічному обладнанні і технології виготовлення оливи відсутні. Також відсутня вказівка щодо торговельних марок трансформаторних олив, що можуть бути застосовані. Основні вимоги вказаного стандарту до якості електроізоляційних олив наведено в Додатку Ж.

Діючий в Україні галузевий стандарт (настанова) СОУ Н ЕЕ 43.101:2009 розроблено з урахування попередньої до четвертої редакції стандарту ІЕС 60296. Він містить вимоги до свіжих трансформаторних олив і олив для вимикачів (комутаційних апаратів), розподіляє оливи на свіжі, експлуатаційні і регенеровані, і повторює розподіл олив згідно з ІЕС 60296 на 3 класи стосовно вмісту інгібітору. На відміну від ІЕС 60296 (Ed. 5) відсутній розподіл олив на класи А, В і вимоги до олив обох класів наведено разом. Слід зауважити, що стандарт СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 не містить вимог щодо захисту здоров'я людини і навколишнього середовища, також відсутні вимоги щодо вказання хімічної класифікації внесених присадок (пасиваторів металу, антиокислювальних тощо).

### **1.1.5 Моторні оливи**

Моторні оливи, як енергетичні оливи, використовуються в системах змащування дизельних генераторів Резервних дизельних електростанцій, які відносяться до систем безпеки АЕС, а також в автотранспорті АЕС.

Чинну класифікацію моторних олив наведено в ДСТУ ГОСТ 17479.1. В основу цієї класифікації покладено показник в'язкості оливи і призначення для застосування. Клас моторної оливи відображає її позначення, яке складається із трьох груп знаків:

- перша група позначається буквою М (моторне) і залежить від складу і властивостей оливи;

- друга група позначається цифрами, що характеризують клас моторного масла кінематичної в'язкості, яку визначають за ГОСТ 33

(Примітка — Для нових моторних олів при позначенні другої групи знаків, що характеризує клас кінематичної в'язкості, допускається використати символи класів відповідно до зарубіжної класифікації).

- третя група позначається великими літерами і вказує на приналежність оливи до групи його застосування

(Примітка — Дозволяється використовувати додаткові літери та цифри при позначенні третьої групи знаків моторних олів, що вказують на особливу сферу застосування).

Основні положення ДСТУ ГОСТ 17479.1 наведено в Додатку К.

Моторні оливи прийнято класифікувати згідно стандартів API, ACEA, SAE.

Усі класифікації моторних олів пов'язані між собою. Наприклад, якщо в API олива відноситься до класу не вище, ніж SH, то для ACEA вона не може відповідати енергозберігаючим класам A1 або A5, так як вимоги до енергозбереження з'явилися починаючи з класу SJ. У той же час, якщо ACEA олива має клас A5, то для API вона повинна відповідати SL, оскільки тільки у класів цього рівня є вимоги до ресурсу для подовженого пробігу між замінами оливи. Ще один зв'язок - універсальні оливи діляться на два класи: бензинові та дизельні, як по API, так і по ACEA.

Класи в'язкості також мають зв'язок із класифікацією ACEA. Зазвичай енергозберігаючим класам A1, B1, A5 і B5 відповідають високотемпературні показники 30 і нижче (наприклад, 5W-30, 10W-30 і т. д.). А оливи з показником 40 і вище, наприклад, 5W-40, 15W-50, відповідають класам A2, A3, B2, B3, B4, тобто не є енергозберігаючими.

### 1.1.6 Трансмісійні оливи

Трансмісійні оливи призначені для створення дуже міцної масляної плівки, яка здатна витримати навантаження у вузлах тертя деталей агрегатів трансмісій автотранспорту, тракторів, тепловозів, дорожньо-будівельних та інших машин, а також у різних зубчастих редукторах та черв'ячних передачах промислового обладнання, які труться з набагато більше. зусиллям, ніж це відбувається у двигуні автомобіля.

Трансмісійні масла є базовими маслами, легованими різними функціональними присадками: депресорною, протизадирною, протизносною, антиокислювальною, антикорозійною, протиіржавійною, антипінною та ін. Сучасні транспортні засоби оснащені великою кількістю різноманітних трансмісій. Вони в основному використовуються для адаптації швидкості та потужності між двигуном і ведучою віссю, для компенсації швидкості між осями та колесами або для зміни напрямку силової передачі. Розрізняють механічну коробку передач, автоматичну коробку передач, трансмісії з подвійним зчепленням, рульовий механізм і гідравлічні системи, а також коробки передач легкових і комерційних транспортних засобів.

При виборі трансмісійного масла під час заміни або ремонту трансмісії вирішальну роль відіграє саме тип трансмісії.

Трансмісійні оливи повинні забезпечити:

- змащення і захист деталей двигуну від зносу;
- високу фрикційну стабільність;
- стійкість до окислення, термостабільність;
- здатність вивільняти повітря, забруднення, осади;
- високу паливну економічність;
- хороші властивості зсуву і низьку холодну в'язкість;
- захист від корозії;
- довгі інтервали заміни або навіть заливання на все життя

- зниження шуму роботи трансмісійної передачі
- вантажопідйомність, позначається літерами «EP» (Extreme Pressure)

Трансмісійні оливи мають класифікацію за ДСТУ ГОСТ 17479.2, API та SAE. Відповідно до ГОСТ 17479.2-85. при 100°C трансмісійні оливи поділяють на чотири класи: 9, 12, 18, 34 згідно їх середньої кінематичної в'язкості (сСт) при температурі +100°C. Залежно від експлуатаційних властивостей та можливих областей застосування оливи для трансмісій автомобілів, тракторів та іншої мобільної техніки віднесено до п'яти груп: ТМ-1, 3, 4, 5. Чим більший порядковий номер, тим складніші умови експлуатації. За класифікацією ГОСТ 17479.2-85 оливи маркують за рівнем напруженості роботи трансмісії та класу в'язкості. Наприклад: у маркуванні оливи ТМ-5-18, ТМ означає початкові літери російських слів «трансмісійна олива», перша цифра - група оливок за експлуатаційними властивостями, друга цифра - середнє значення в'язкості при +50 °С (сСт) - клас в'язкості оливи.

Для вирішення питання взаємозамінності вітчизняних та зарубіжних оливок дано зразкову відповідність класів в'язкості та експлуатаційних груп трансмісійних оливок за ГОСТ 17479.2-85 класам в'язкості за класифікацією SAE та груп за класифікацією API.

### 1.1.7 Гідравлічні оливи

Гідравлічні оливи не мають загальних класифікацій за якістю або в'язкістю. Кожен виробник гідравлічних систем чи устаткування встановлює для таких оливок власні вимоги.

Закордонними виробниками зазвичай при цьому використовують наступні стандарти.

Загальну класифікація гідравлічних оливок наведено в ДСТУ ISO 8681, ДСТУ ISO 6743-4:2015, DIN EN ISO 12922. Стандарт ДСТУ ГОСТ 17479.3-85 наразі в Україні не діє.

Класифікація гідравлічних оливок згідно з ISO 6743-4:

- ISO-L-NH мінеральні оливи, що не містять інгібітори корозії;
- ISO-L-NL оливи NH з антиокислювальними та антикорозійними присадками;
- ISO-L-NM оливи NL з протизносними присадками;
- ISO-L-NR оливи NL з високим індексом в'язкості;
- ISO-L-NV оливи NM з високим індексом в'язкості;
- ISO-L-HG оливи NM, що пом'якшує удар;
- ISO-L-HS синтетичні рідини.

Класифікація вогнетривких гідравлічних рідин згідно з ISO 6743-4:

- ISO-L-HFAE водна емульсія оливи;
- ISO-L-HFAS хімічні сполуки у воді;
- ISO-L-HFB водно-жирова емульсія;
- ISO-L-HFC вода/гліколь;
- ISO-L-HFDR ефіри фосфорної кислоти (не містять води);
- ISO-L-HFDS хлоровані вуглеводні (не містять води);
- ISO-L-HFDT суміші HFDR і HFDS;
- ISO-L-HFDU безводні рідини, більш стійкі, ніж HFDR, HFDS або HFDT.

Класифікація вогнетривких гідравлічних рідин згідно з DIN EN ISO 12922:

- HFA водна емульсія, вміст води >80%;
- HFB водна емульсія, вміст води >40%;
- HFC водно-гліколева емульсія вміст води >35%;
- HFD безводні синтетичні рідини.



Слід зауважити про можливість використання в гідравлічних системах рухомого обладнання або гідравлічної оливи або моторної оливи класу якості API CD та з в'язкістю SAE 10W. При цьому, якщо є ризик обводнення перевагу слід віддавати гідравлічній оливі.

Класифікація гідравлічних олив згідно з DIN 51524:

– DIN 51524 HVLP (ISO 6743-4/HV) (SS 15 54 34 SH/SHS) - масла універсального застосування, що містять присадки проти корозії, окислення та зносу, а також присадки, що покращують індекс в'язкості (індекс в'язкості > 140, тиск > 10 бар), рекомендовані для зовнішніх гідравлічних систем;

– DIN 51524 HLP (ISO 6743-4/HM) - оливи універсального застосування, що містять присадки проти корозії, окислення та зносу (індекс в'язкості від 80 до 100, тиск >100 бар), рекомендовані для внутрішніх гідравлічних систем;

– DIN 51524 HL (ISO 6743-4/HL) - оливи, що містять присадки проти корозії та окислення (індекс в'язкості < 80, тиск < 100 бар), рекомендовані для внутрішніх гідравлічних систем із невисоким тиском.

Відповідно до ГОСТ 17479.3 (В Україні не діє) встановлена класифікацію та позначення гідравлічних олив, що застосовуються в гідростатичних системах літальних апаратів, рухомої наземної, суднової техніки та інших механізмах для експлуатації на відкритому повітрі. Позначення гідравлічних олив складається із груп знаків, перша з яких позначається літерами МГ (мінеральне гідравлічне); друга група знаків позначається цифрами та характеризує клас кінематичної в'язкості; третя - позначається літерами і вказує на приналежність оливи до групи з експлуатаційних властивостей.

### **1.1.8 Пластичні мастила**

Пластичні мастила по консистенції займають проміжне положення між оливами і твердими мастильними матеріалами. Найбільше застосування знайли в підшипниках кочення та ковзання, шарнірах, зубчастих, гвинтових та ланцюгових передачах, багатожильних тросах.

Пластичні мастила є колоїдними системами, що складаються з дисперсійного середовища, дисперсної фази, і відповідних присадок.

Основними показниками якості вказаних мастил є:

– пенетрація (проникнення), характеризує консистенцію (густоту) мастила по глибині занурення в неї конуса стандартних розмірів та маси;

– температура крапліпадиння - це температура падіння першої краплі мастила, що нагрівається у спеціальному вимірювальному приладі. Визначає верхню межу працездатності мастил;

– межа міцності при зрушенні - це мінімальне навантаження, при якому мастило починає поводитись як рідина;

– водостійкість позначає кілька властивостей: стійкість до розчину у воді, здатність поглинати вологу, проникність мастильного шару для парів вологи, змивання водою зі змащуваних поверхонь;

– механічна стабільність характеризує здатність відновлювати свою структуру після виходу із зони контакту деталей, що труться. Завдяки цьому мастило легко утримується в негерметизованих вузлах тертя;

– термічна стабільність – здатність мастила зберігати свої властивості під впливом підвищених температур;

– колоїдна стабільність характеризує виділення оливи з мастила в процесі механічного та температурного впливу при зберіганні, транспортування та

застосування;

- хімічна стабільність характеризує в основному стійкість до окислення;
- випаровуваність оцінює кількість оливи, що випарувалась за визначений проміжок часу, при нагріванні її до максимальної температури застосування;
- корозійна активність – здатність компонентів мастила викликати корозію металу вузла тертя;
- захисні властивості – здатність мастил захищати тертьові поверхності металів від впливу корозійно-активного зовнішнього середовища (вода, розчини солей тощо);
- в'язкість мастила. Фактично визначає пускові характеристики механізмів.

Склад пластичних мастил наведено в табл. 1.2. Загальну класифікацію пластичних мастил наведено в ГОСТ 23258 (в Україні на цей час не діє).

Класифікацію мастил за консистенцією (густотою) розроблено NLGI (Національний інститут мастильних матеріалів США). Відповідно до цієї класифікації мастила ділять на класи залежно від рівня penetрації - чим більше чисельне значення penetрації, тим м'якше мастило. Класифікація NLGI пластичних мастил за консистенцією наведена у табл. 1.3 (відповідає сортам за DIN 51818. DIN – Інститут стандартів Німеччини). Залежно від типу дисперсійного середовища розрізняють пластичні мастила нафтового, синтетичного, напівсинтетичного і рослинного походження. Типовий склад і основні характеристики пластичних мастил наведено в табл. 1.4.

Таблиця 1.2 – Склад пластичних мастил

<b>Пластичне мастило</b>	<b>Базова олива/рідина</b> дисперсне середовище, вміст від 65% до 96%	Нафтова		
		Синтетична <sup>1)</sup>		
		Напівсинтетична (суміш нафтової і синтетичної)		
	<b>Загусник</b> дисперсна фаза, вміст від 4% до 35%;	Мильний	Простий: Li, Ca, Al, Na, Ba, Pb, Zn	
			Змішаний: Li-Ca, Na-Ca, Na+Li+Ca	
			Комплексний: Li, Ca, Al	
		Немильний	Неорганічний: бентонітові глини, силікагель, сульфонат	
Органічний і вуглеводневий: полісечовина, сажа, церезин				
<b>Присадки<sup>2)</sup></b>	Противозадирні, протизносні, адгезійні, антикорозійні та інші			
<b>Наповнювач<sup>2)</sup></b>	Дисульфід молібдену, графіт, мідь та інші порошки металів			

**Примітки**

1. Полієфірна рідина (наприклад, перфторалкілполієфіри), фторвуглеводнева рідина, синтетичні вуглеводні (алкілароматичні, ізопарафінові та ін.), складні ефіри у т.ч. ефіри фосфорної кислоти, полігліколева рідина, кремнійорганічні рідини, фторсилоксани, галогенвуглецеві рідини, силікон тощо.
2. Разом вміст від 3% до 15%.

Таблиця 1.3 – Класифікація мастил за консистенцією NLGI

Клас	Діапазон пенетрації	Візуальна оцінка консистенції
000	445-475	Дуже м'яка, аналогічна дуже в'язкій оливі
00	400-430	Дуже м'яка, аналогічна дуже в'язкій оливі
0	355-385	М'яка
1	310-340	М'яка
2	265-295	Вазеліноподібна
3	220-250	Майже тверда
4	175-205	Тверда
5	130-160	Тверда
6	85-115	Дуже тверда, милоподібна

Таблиця 1.4 – Типовий склад і основні характеристики пластичних мастил

Загусник мило на основі	Дисперсійне середовище	Температура каплепадіння або розплаву, °C	Максимальна температура застосування, °C	Водостійкість	Захисні властивості	Механічна стабільність
Al	Нафтова олива	70 - 100	80	Дуже добре	Дуже добре	Низька
Al-комплекс	Кремнійорганічна рідина	250 - 300	150	Добре	Добре	Дуже добре
		250 - 300	200			Дуже добре
Ba-комплекс	Нафтова олива	90 - 120	90	Добре	Добре	Добре
		150 - 230	150			»
		75 - 100	70			Середня
Ca-комплекс	Кремнійорганічна рідина	200 - 250	120	Середня	Средние	Добре
		200 - 250	160			Середня
Li	Нафтова олива	180 - 200	130	Добре	Добре	Низька
Na	Кремнійорганічна рідина	120 - 200	110	Низька	Низька	Середня
Na-комплекс		200 - 250	150			Добре
Вуглеводні тверди		50 - 70	50			Дуже добре
Пігменти	Кремнійорганічна рідина	–	250	Добре	Середня	Середня
Уреати		–	180			
Полімери	Нафтова олива	–	100	Середня	Низька	Низька
Фтор-вуглеводні	Галогенуглеродные жидкості	–	150			
Силикагель	Кремнійорганічна і галогенвуглеводні рідини	–	150			
Глини (бентоніт)	Нафтова олива	–	120	Середня	Середня	Добре

1. Наведені характеристики мають орієнтовний характер, оскільки вони залежать не тільки від загусника та дисперсійного середовища, а й від присутності в мастилі присадок, добавок, особливостей технології тощо.

2. Мастила, загущені оксистеаратом літію, мають хорошу механічну стабільність.

3. Галогенвуглецеві рідини відрізняються високою хімічною стійкістю.

За складом загусника пластичні мастила поділяють на чотири групи:

1) мильні мастила, для отримання яких як загусник примінюють мила. Залежно від аніону мила може бути простий загусник, змішаний загусник (мила літєво-кальцієві, натрієво-кальцієві та ін.) та комплексний загусник (кальцієвий, літєвий, барієвий, алюмінієвий, натрієвий тощо). Першим в назві зазначається катіон мила, частка якого в загуснику найбільша. Таки мильні мастила називаються умовно синтетичними (аніон мила-радикал синтетичних жирних кислот) або жировими (аніон мила-радикал природних жирних кислот), наприклад, синтетичні або жирові солідоли;

2) неорганічні мастила, для отримання яких як загусник використовують термостабільні високодисперсні неорганічні речовини. До них відносять: силікагелеві, бентонітові, графітні, азбестові та інші мастила;

3) органічні мастила, для отримання яких використовують термоста-більні, високодисперсні органічні речовини. До них відносять: полімерні, пігментні, полісечовинні, сажові та інші мастила;

4) вуглеводневі мастила, для отримання яких як загуснелей використовують високоплавкі вуглеводні (петролатум, церезин, парафін, озокерит, різні природні та синтетичні воски);

По області застосування пластичні мастила поділяють на:

- антифрикційні (зниження зносу та тертя сполучених деталей);
- консерваційні (запобігання корозії металевих виробів та механізмів при зберіганні, транспортуванні та експлуатації);
- ущільнювальні (герметизація зазорів, полегшення складання та розбирання арматури, сальникових пристроїв, різбових, роз'ємних і рухомих з'єднувачів, у тому числі вакуумних систем);
- канатні (запобігання зносу та корозії сталевих канатів).

Нижче розглянуто основні групи пластичних мастил та їх типові представники.

#### **1.1.8.1 Антифрикційні пластичні мастила**

Використовуються для змащення загального призначення при звичайних температурах. У свою чергу, антифрикційна група ділиться на підгрупи: мастила загального призначення, багатоцільові мастила, термостійкі, низькотемпературні, хімічно стійкі, приладові, протизадірні, припрацювальні (дисульфід молібденові графітні...), редукторні (трансмісійні), галузеві (автомобільні, авіаційні...), тощо.

Солідол С. Синтетичний солідол згідно з ГОСТ 4366, астосовується для змащення грубих вузлів тертя механізмів та машин, транспортних засобів, сільськогосподарської техніки; ручного та іншого інструменту, шарнірів, гвинтових і ланцюгових передач, тихохідних шестеренчастих і т.п. Мастило має добру водостійкість, колоїдна стабільність, захисні властивості, діапазон робочих температур від мінус 50 °С (розбірні вузли) до 65 °С). Може використовуватися як консерваційне мастило.

Солідол Ж. Жировий солідол згідно з ГОСТ 1033, застосовується для: змащування вузлів тертя, кочення і ковзання різних машин і механізмів, гвинтових і ланцюгових передач, температура застосування від мінус 50 °С (до 65 °С. Мастило виготовляють з вилуженої індустріальної оливи марки 20В або індустріальної оливи загального призначення за ГОСТ 20799, марки И-20А, або суміші вилужених олив в'язкістю 20 і 40 сСт на мм<sup>2</sup>/с, або суміші індустріальних олив И-20А та И-40А за ГОСТ 20799 із загущенням гідратованими кальцієвими милами жирних кислот, що входять до складу природних жирів (бавовняної оливи, саломасу та інших);

Графітне мастило застосовується для: важко-навантажених тихохідних

механізмів, ресор, підвісок тракторів та гусеничних машин, відкритих шестеренових передач, різьбових з'єднань та ін. Температура застосування від мінус 20 °С до 60 °С). Має містити: кальцієве мило, приготовлене на синтетичних жирних кислотах, виділених із продуктів окислення парафіну та петролатуму, графіт олива циліндрова або олива селективного очищення із сірчистих нафт;

#### **1.1.8.2 Мастила загального призначення для підвищених температур**

Тугоплавке мастило 1-13 згідно з ГОСТ 1631-61 призначено для змащування підшипників кочення. Має містити: оливу рицинова технічна, вапно будівельне, натр ідкий. Температура застосування від мінус 20 °С до 110 °С.

#### **1.1.8.3 Багатоцільові пластичні мастила**

Літол-24, Літол-24РК згідно з ДСТУ ГОСТ 21150 є антифрикційні багатоцільові водостійкі мастила. Мають хороші консерваційні властивості, добре захищають металні вироби від корозії. Призначені для застосування у вузлах тертя. колісних, гусеничних транспортних засобів, промислового обладнання і судових механізмів, які працюють при температурах від мінус 40 °С до 120 °С (короткочасно до 130 °С). Літол-24РК використовується також для консервації. Мастила виготовляють із нафтових олив шляхом загушення літєвими милами технічної 12-оксистеариново\ кислоти з додаванням присадок.

#### **1.1.8.4 Морозостійкі пластичні мастила**

ЦИАТИМ-201 згідно з ГОСТ 6267 - мастило призначено для змащування малонавантажених вузлів тертя кочення та ковзання при температурах від мінус 60 °С до плюс 90 °С. Виготовляється на нафтовій основі, тому температура застосування до 90 °С.

ЦИАТИМ-202 згідно з ГОСТ 11110. Цей стандарт поширюється на пластичну мастило ЦИАТИМ-202, призначене для змащування підшипників кочення, що працюють в інтервалі температур від мінус 50 °С до плюс 120 °С. Мастило ЦИАТИМ-202 виготовляється загушенням суміші трансформаторних олив згідно з ГОСТ 10121 або ГОСТ 982 і авіаційних олив МС-14, згідно з ГОСТ 21743 літєвими милами вищих жирних кислот.

ЦИАТИМ-203 згідно з ГОСТ 8773 є антифрикційним мастилом, яке призначено для змащування механізмів, що працюють при високих питомих навантаженнях при температурі від мінус 50 °С до 90 °С (зубчастих, черв'ячних передач редукторів, опор ковзання та підшипників кочення; різних силових приводів, гвинтових пар, навантажених редукторів, механізмів, що експлуатуються на відкритих майданчиках, вузлів тертя автомобілів). Мистить стеаринову кислоту технічна (стеарин), жир кашалотовий гідрований осернений або саломас технічний, кислоти нафтовій (асидол осернений), літій їдкий акумуляторний за розрахунком до повного омилення, трифенілфосфат.

ЦИАТИМ-221 згідно з ГОСТ 9433, мастило призначено для змащування вузлів тертя та сполучених поверхонь «метал-метал» і «метал-гума», що працюють при температурах від мінус 60 °С до плюс 150 °С. Застосовується у різних підшипників кочення в електричних машинах, системах контролю та управління, в запірних вентилях балонів для інертних газів. Ефективно використовується у приладах із частотою обертання до 10 000 об/хв.

#### **1.1.8.5 Хімічно стійкі мастила.**

Пластичне мастило ЦИАТИМ-205 згідно з ГОСТ 8551 призначено для герметизації та запобігання спіканню нерухомих різьбових з'єднань і ущільнень, що

стикаються з агресивними середовищами (концентровані неорганічні кислоти, луги, аміни, спирти, гідрозини) і працюючих в інтервалі температур від мінус 60°C до 50°C. У рухомих різьбових з'єднаннях мінімальна температура застосування мастила – мінус 20 °С. Є сумішшю високоочищених нафтових олив (може бути вазелін медичний і парфюмерна олива), загущеною білим церезином.

Пластичне мастило ЦІАТИМ-221 можна використовувати як хімічно стійке вкрай обмежено і недовго, в контакті з не надто агресивними середовищами: слабо концентрованим перекисом водню, спиртом. Основним регламентом визначальним застосування мастил в контакті з киснем є ОСТ 26-04-1208-75 «Матеріали мастильні для роботи в газоподібних кисневмісних середовищах».

Мастило ВНІІНП-279 згідно з ГОСТ 14296 призначено для змащування підшипників кочення і ковзання, різьбових з'єднань, роз'ємів, клапанів тощо, які працюють у агресивних середовищах при температурі від мінус 50 °С до 50 °С (гарна стабільність при контакті з амінами. Тривалий контакт із сильними окислювачами не допустимий. Можливий короточасний контакт - трохи більше кількох хвилин. Тривалий контакт із перекисом водню не рекомендується через прискорення розкладання перекису). При контакті з повітрям може працювати до температури 150 °С. Склад мастила - синтетична вуглеводна олива, загущена модифікованим силікагелем. При тривалому нагріві механічна стабільність мастила ВНІІНП-279 може зменшитися. Водостійкість та колоїдна стабільність мастила цілком достатні. Одна з переваг мастила ВНІІНП-279 - можливість тривалого зберігання в тарі, а також в механізмах, що періодично експлуатуються. Гарантійний термін зберігання у тарі 5 років, фактичний – до 10 років і більше. В окремих випадках механізми можуть працювати зі змащенням ВНІІНП-279 без його заміни протягом 10 років.

Ущільнює мастило ВНІІНП-282 згідно з ТУ 38.1011261-89 - перфторполієфір, загущений неорганічним загусником. Основні експлуатаційні характеристики мастила: інертна до сильних окислювачів, сумісна з полімерами та гумами, водостійка, хороші протизадирні властивості, не схильна до термозміцнення; за стійкістю до кисню перевершує більшість хімічно стійких мастил. ВНІІНП-282 - ущільнювальне мастило. Працездатна при температурі від мінус 45 °С до 150 °С. Застосовується у вузлах тертя, що працюють у контакті з газоподібним киснем при тиску до 25 МПа, у різьбових з'єднаннях при тиску кисню усередині трубопроводу до 100 МПа.

#### **1.1.8.6 Приладові мастила.**

Нафтове приладове мастило МВП згідно з ГОСТ 1805 сірчаноокислотного очищення, призначено для змащування контрольно-вимірювальних приладів, що працюють при температурах від мінус 60 °С до 110 °С а також для наповнення масляно-пневматичних амортизаторів та при виготовленні мастил. Приладове масло МВП є в'язкою горючою рідиною. Температура спалаху не нижче 125 °С, температура самозаймання 300 °С (межі займання становлять від 109 °С до 140 °С).

Приладове мастило ВНІІНП-1-ЧМО згідно з ГОСТ 13374 виготовлено з синтетичних продуктів і присадок та застосовується для змащування годинникових механізмів глибоких манометрів та інших точних механізмів. Мастило є в'язкою рідиною. Відноситься до важкозаймистих речовин з температурою спалаху не нижче 220 °С і температурою займання 450 °С (межі займання: від 230 °С до 285 °С).

#### **1.1.8.7 Пластичні мастила-пасти.**

Мастило ВНІІНП-225 згідно з ГОСТ 19782 повинно бути виготовлено на основі кремнійорганічної рідини поліфенілметилсилоксанової рідини ПФМС-4 за

ГОСТ 15866 та загущена дисульфідом молібдену ДМ-1 із додаванням стабілізуючої присадки. Пасті ВНІНП-225 не властива достатня стабільність. Тяжкий дисульфід молібдену утворює осад, тому перед застосуванням необхідно ретельно перемішати мастило до отримання однорідної маси. Мастило призначено для захисту різьбових з'єднань від заїдання при температурі від мінус 60 °С до 250 °С для алюмінієвих анодованих сплавів і до 350 °С для нержавіючих сталей, а також для малооборотних важконавантажених вузлів тертя при температурі від мінус 40 °С до плюс 300 °С. Відмінною особливістю мастила є те, що змащування здійснюється порошкоподібним MoS<sub>2</sub> навіть після випаровування або витоку оливи, що міститься в її складі. Є взаємозамінною з мастилом ВНІНП-232, але при використанні пасті ВНІНП-225 підвищується коефіцієнт тертя, а довговічність набагато менша, ніж при вживанні мастила ВНІНП-232.

Мастило ВНІНП-232 згідно з ГОСТ 14068 призначено для змащування шліцевих з'єднань і ходових різьблень при температурі до 300 °С, а для різьбових з'єднань, які нерухомі в процесі роботи агрегату до 400 °С. Допускається використовувати пасту для тихохідних важконавантажених кутів тертя кочення та ковзання та для припрацювання деталей вузлів тертя.

#### **1.1.8.8 Консерваційні мастила.**

Переважає становище серед консерваційних мастил, вироблених до, займають вуглеводневі мастила. Вже близько ста років використовують вуглеводневе мастило — вазелін, що є нафтовою олією, загущеною церезином і парафіном. Це мастило було відоме під різними назвами: артилерійське або нафтове сало, вазелін, себонафт, гарматне мастило та ін. В даний час нафтопереробна промисловість виробляє вуглеводні мастила типу технічного вазеліну. Особняком у цьому ряду стоїть напіврідке алюмінієве мастило ЗЕС та електроізоляційні кремнійорганічні вазеліни.

У невідповідних випадках для консервації металовиробів можна застосовувати петролатум (суміш в'язкої оливи з твердими парафінами та церезинами) - побічний продукт виробництва важких авіаційних масел. Петролатум – щільний в'язкий матеріал – зручно наносити на металеві вироби лише у розплавленому вигляді. Утруднено та його видалення при розконсервації. Проте низька ціна петролатуму стимулює його застосування.

Гарматне мастило (мастило ПВК) згідно з ГОСТ 1953 застосовується для: захисту від корозії металевих виробів, запобігання іржавінню виробів із чорних та кольорових металів, консервації металевих виробів та механізмів в умовах складського зберігання при температурі від мінус 50 °С до 50 °С, під навісами і навіть на відкритому повітрі. Безумовно, при прямому впливі атмосферних опадів, сонця та вітру, а також інших несприятливих факторів час ефективного захисту металів мастилом зменшується. Однак і в найнесприятливіших умовах мастило ПВК здатне захищати метали від корозії протягом багатьох років (від двох до десяти), залежно від умов зберігання вузлів та агрегатів. Вироблюється на основі нафтової оливи, загущеної петролатумом і церезином; містить антикорозійну присадку. Основні експлуатаційні характеристики гарматного мастила: високі адгезійні та консерваційні властивості, водостійкість, утримується на похилих та вертикальних поверхнях. Застосовується в розплавленому вигляді при температурі 100 °С.

Консерваційне мастило К-17 згідно з ГОСТ 10877 застосовується для довготривалого захисту (5 років і більше) металевих виробів, у тому числі із чорних та кольорових металів, що зберігаються без безпосереднього впливу кліматичних факторів під укриттям. Двигуни внутрішнього згоряння консервують без розбирання:

зливають штатну оливу, відключають фільтри, прокачують консерваційне мастило К-17, надлишки видаляють. Мастило консерваційне К-17 можна використовувати як присадку до високосірчистого газотурбінного пального в концентрації 0,002% маси. При цьому значно знижується корозія паливної апаратури двигунів та підвищується міжремонтний період їхньої роботи.

Виготовляють із суміші авіаційної оливи МС-20 і трансформаторної оливи Т-1500У з додаванням окисленого петролатуму, каучуку СКБ-45 і композиції присадок.

#### **1.1.8.9 Ущільнюючі пластичні мастила.**

До ущільнюючих пластичних мастил відносяться арматурні, різьбові і вакуумні мастила. Призначення – герметизація проміжків, полегшення складання та розбирання арматури, сальників, різьбових раз'ємних і рухомих з'єднань у т.ч. вакуумних систем.

Низька леткість, стійкість до високих температур і хороші властивості, що змащують, є основними вимогами вказаних мастил. Це забезпечує зниження тертя, герметичність та запобігання корозії металів у таких елементах, як запірні та регулююча арматура, деяких сполучних елементах, підшипниках.

Вакуумне мастило може застосовуватися для ущільнення металевих, скляних та полімерних сполук вакуумних систем. Більшість видів вакуумних мастил мають хорошу вологостійкість, що забезпечує стабільність при роботі з парогазовими сумішами. Конкретний вид мастила повинен вибиратися в залежності від складу газових сумішей вакуумною системою, що відкачуються.

Розрізняють мастила, що застосовуються для поверхонь тертя та різьбових з'єднань. Основною властивістю мастил, що застосовуються для поверхонь тертя, є мастильні властивості, а для різьбових з'єднань важливіше забезпечення герметичності та запобігання корозії елементів, що з'єднуються.

Мастило вакуумне графітове для вакуумних систем відрізняється за складом від звичайної, оскільки від неї вимагається забезпечення герметичності. Звичайне графітове мастило не ущільнює з'єднання і служить лише зменшення тертя і запобігання «прикипання» деталей.

Мастило вакуумне графітове Р2 тривалий час була єдиною застосовуваною для вакуумних систем. На даний момент існує безліч нових розробок (наприклад, Р11, Р416) і зарубіжних аналогів.

Склад таких мастил забезпечує надійну герметизацію, високу вологостійкість, стійкість до температурних перепадів, запобігає корозії металів.

Мастило Р2 складається з основи (алюмінієвої мастила) і введених до неї тонкодисперсних порошків цинку, свинцю або міді, залежно від навантаження на з'єднання. Вона зберігає свої властивості понад 20 років, забезпечуючи надійну герметизацію за різних навантажень.

У разі, якщо вакуумна система схильна до впливу агресивних газів, значного підвищення температури, впливу вологи, застосовуються силіконові мастила. Вони забезпечують надійну герметизацію та змащення елементів системи при підвищенні температури до 200 градусів, значному зниженні тиску (глибокому вакуумі), дії агресивних хімічних сполук.

Володіючи кращими властивостями ніж будь-які інші види мастил, силіконові мастила можуть застосовуватися для ущільнення та мастила клапанів, підшипників насосів, запірної та регулюючої арматури, будь-яких видів з'єднань, вимірювальної апаратури, скляних поверхонь і для спрощення посадки на місця еластомерів, що застосовуються в еластомерах.

Для смазки вакуумних насосів, по мимо масла використовуються вакуумні смазки.



Практически во всех типах насосов присутствуют подшипники, которые могут подвергаться воздействию высоких температур, вакуума и механических нагрузок. Производители вакуумных насосов всегда указывают какие именно смазки требуется применять при обслуживании и ремонте. Применение несоответствующего типа смазки приводит к снижению эффективности работы, ухудшению качества вакуума и даже выходу из строя оборудования.

#### 1.1.8.10 Позначення пластичних мастил.

Згідно міжнародній практиці двома найбільш поширеними системами класифікації пластичних мастил є система DIN (Deutsches Institut für Normung) і ISO ((International Organization for Standardization). Обидві системи, використовуючи узгоджену термінологію, пропонують нам широкий інформаційний вміст щодо найважливіших аспектів мастила: консистенції, складу, робочих температур, рекомендованого застосування, властивостей проти екстремального тиску тощо.

Виробники більшості європейських країн керуються для цього німецьким стандартом DIN 51502 (див. Додаток П), який встановив позначення пластичних мастил на підставі класифікації NLGI і спеціальних буквених позначень.

Стандарт DIN 51502 класифікує пластичні мастила за призначенням, типом базового масла, набору присадок, що входять до складу мастила, діапазону робочих температур і стійкості до вимивання. Схему позначення мастил наведено в табл. 1.5.

Таблиця 1.5 – Позначення пластичних мастил згідно з DIN 51502/

<b>К</b>	<b>F</b>	<b>2</b>	<b>К</b>	<b>–</b>	<b>20</b>
Тип мастила	Додаткове позначення D, E, F, L, M, S, P, V	Консистенція	Додаткове позначення		Нижня межа температури
Призначення мастила: К, G, OG, M або додаткові літери відповідно типу синтетичного мастила: HC, E, PG, S. (Див.табл. П.8)	Інформація про тип присадки. (Див.табл. П.3)	Клас NLGI (Див.табл. П.9)	Інформація про максимальну робочу температуру і вимивання водою (Див.табл. П.10).		Див.табл. П.11

Мастила, створені на основі синтетичних базових масел і позначені ромбом, можуть мати додаткову літеру (див. П.1 Додаток П), яка вказує на тип використовуваного масла. Особливо важливо знати тип масла, коли воно несумісне з фарбами, еластомерами або іншими типами мінеральних або синтетичних масел.

Приклади позначення пластичного мастила:

#### **Мастило К Р Si 2 М — 30**

К - мастило для підшипників кочення і ковзання з вимогами по DIN 51825

Р - містить протизношувальні і протизадирні присадки

Si - виготовлена на основі силіконової рідини

2 - клас консистенції (пенетрація 265-295 одиниць)

М - верхня робоча температура 120 °С

-30 - застосовується від мінус 30 °С

#### **Мастило G 00 E -30**

G - мастило для закритих приводів

00 - клас консистенції (пенетрація 400-430 одиниць)

E - верхня робоча температура 80 °C

-30 - застосовується від мінус 30 °C

Стандарт ISO 6743-9 — це класифікація сімейства X (мастила), яка включена в стандарт ISO 6743 (мастильні матеріали, індустріальні оливи та супутні продукти класу L). Класифікація в цьому стандарті базується на умовах використання мастила, а не на його рецептурі, і використовує такі коди:

ISO - L - X - Symbol 1 - Symbol 2 - Symbol 3-Symbol 4 - Клас NLGI, де:

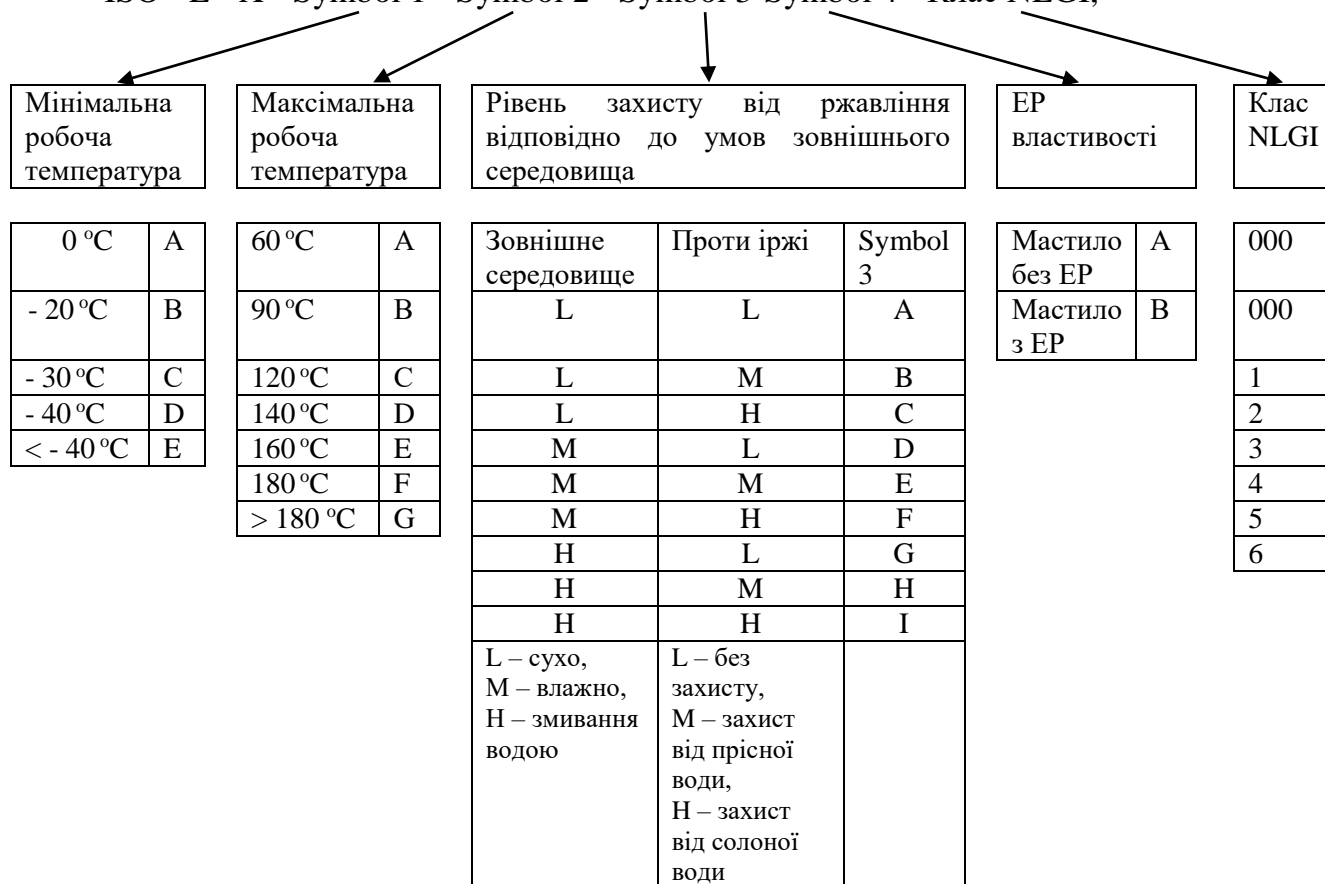
L - мастильний матеріал, індустріальна олива або подібний продукт.

X – мастило.

Схему кодування ISO 6743-9 наведено на мал. 1.1.

В Україні є чинним стандарт ДСТУ 4226:2003 «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Група X (мастила) (ISO 6743-9:1987, MOD)».

ISO - L - X - Symbol 1 - Symbol 2 - Symbol 3-Symbol 4 - Клас NLGI,



Малюнок 1.1. Позначення пластичних мастил згідно зі стандартом ISO 6743-9.

### 1.1.9 Компресорні оливи

У колишньому СРСР класифікація компресорних олив здійснювалась за режимами роботи по чотирьом групам:

- група 1 - компресори, що працюють при температурі нагнітання нижче 160 °C;
- група 2 - компресори, що працюють при температурі нагнітання нижче 180 °C;
- група 3 - компресори, що працюють у важких умовах при температурі нагнітання нижче 200 °C
- група 4 – компресори високого тиску, що працюють при температурі нагнітання вище 200 °C.

Перша літера позначки компресорних олив є «К», друга літера (якщо вказано) «С» позначає, що продукт виробляється з сірчистих нафт. Після дефісу вказується група кінематичної в'язкості оливи при 100 °С, остання літера (якщо вказано) «п» вказує на внесену присадку.

Для повітряних поршневих компресорів рекомендовано марки оливи К і КС з оптимальними показниками в'язкості і протистояння до окислення під впливом повітряної суміші:

- К19 і КС19 - з низьким вмістом сірки для агрегатів, що використовують середній і високий рівень тиску;
- К2-24, К3-20, К4-20 і К2-220 - з єдиною системою змащення механізму руху і циліндрів (сальників), з можливим додаванням багатоцільових присадок, для важко навантажених компресорних поршневих систем з високим тиском;
- К3-10 і К3-10н - з граничною температурою нагнітання повітряної суміші максимум до 200 ° С, з можливим композитними антиокисними і іншими присадками.

У ВП АЕС експлуатуються поршневі повітряні компресори «Уральського компресорного заводу» для яких передбачено використання компресорних олив К-19, КС-19, Mobil Rarus 429 (табл. 1.6) або аналогічних за якістю.

Таблиця 1.6 – Показники якості олив для поршневих повітряних компресорів.

Найменування показника	Норма для марок		
	К-19 ГОСТ 1861	КС-19 ГОСТ 9243	Mobil Rarus 429 DIN 51506 VD-L
1	2	3	4
Клас в'язкості ISO	–	–	150
В'язкість кінематична при 100 °С, сСт	17-21	18 - 22	14,7
Індекс в'язкості, не аменше	–	92	100
Коксування, %, не більше	0,5	0,5	–
Кислотне число, мг КОН/ г, не більше	0,04	0,02	–
Стабільність проти окислення, - масова частка осаду, %, не більше - кислотне число, мг КОН/ г, не більше	0,015 –	Відсутній 0,5	– –
Масова частка золи, %, не більше	0,010	0,005	0,01
Водорозчинені кислоти і луги	Відсутні		
Масова частка механічних домішок, %, не більше	0,007	0,007	–
Температура спалаху у відкритому тиглі, °С, не нижче	245	260	269
Схильність до піноутворення, послідовність 1, стабільність, мл тенденція, мл	– –	– –	20 430
Температура спалаху у закритому тиглі, °С, не нижче	–	400 °С.	–
Вміст вода	Відсутність		
Вміст селективних розчинників	Відсутність		
Температура застигання, °С, не вище	мінус 5	мінус 15	мінус 19
Масова частка сірки, %, не більше	0,3	1,0	–

Закінчення таблиці 1.6

1	2	3	4
Випробування на корозію на сталевих пластинах	Витримує		
Випробування на корозію на свинцевих пластинах марки С1, С2, г/м <sup>2</sup> , не більше	–	10	–
Випробування на корозію на міді, категорія, не більше	–	–	1А
Схильність до утворення лаку при 200 °С протягом 30 хв, %, не більше	–	3,5	–
Питома вага при 20 °С, г/см <sup>3</sup> , не більше	–	0,905	0,866
Колір, одиниці ЦНТ	–	7,0	–

Сучасні вимоги до мастил для повітряних компресорів сформульовані у міжнародному стандарті DIN 51506 та ISO 6743-3, вимоги якого викладено в стандарті ДСТУ ISO 6743-3.

Класифікація компресорних олив (група D згідно з ISO 6743-3) встановлена на основі визначення категорії продуктів, необхідних для основних застосувань цієї групи олив. Основне призначення стандарту ISO 6743-3 полягає у забезпеченні безпеки під час експлуатації устаткування. Олива повинна відповідати, насамперед, вимогам пожежної безпеки, виключити утворення вибухонебезпечної ситуації.

Кожна категорія компресорної оливи позначається символом із групи літер, що становлять код. Перша буква коду (D) дентифікує групу продукту, друга і третя букви, взяті окремо, немає спеціального сенсу. Позначення кожної категорії може бути доповнено класом в'язкості ISO 3448.

У цій класифікації продукти позначаються єдиним способом відповідно до ISO 8681.

Приклад - Окремий продукт може бути позначений повністю: ISO-L-DAB 68, або скорочено: L-DAB 68, де число позначає клас в'язкості згідно з ISO 3448, L – літера позначення мастильного матеріалу (Lubricant).

Для легкого режиму роботи категорія компресорної оливи позначається літерами DAA. Мається на увазі періодична робота компресора під навантаженням не більше 25 % часу, між періодами компресор встигає охолонути, тиск на виході не вище 10 бар, температура менша 140 °С.

Для середнього режиму роботи категорія компресорної оливи позначається літерами DAN. Мається на увазі періодична робота компресора під навантаженням не більше 50 % часу, між періодами компресор встигає охолонути, тиск на виході не вище 10 бар, температура менша 160 °С.

Для важкого режиму роботи категорія компресорної оливи позначається літерами DAJ. Мається на увазі безперервна або періодична робота компресора під навантаженням не більше 50 % часу, при тиску на виході 10 бар температура вище 100 °С. Можливий тиск на виході до 15 бар. Для важкого режиму роботи можливе утворення відкладень коксу в нагнітальній лінії.

Поршневі компресори, в'єнтові центробіжні і осеві розраховані на роботу у всіх вищевказаних режимах.

Для вакуумних насосів (поршневі, ротаційні, крапельні), які призначені для створення низького вакууму для неагресивного газу, використовується позначення компресорної оливи DVA.

Класифікацію мастильних матеріалів для повітряних компресорів згідно з ДСТУ ISO 6743-3 наведено в табл. 1.7.

Класифікацію мастильних матеріалів для компресорів холодильних машин згідно з ДСТУ ISO 6743-3 наведено в табл. 1.8.

Стандарт ISO 6743-3A не розглядає роботу компресорного обладнання при тиску більше 1,0 МПа та температурі нагнітання вище за 160 °С. Оскільки промислові компресори працюють при більш жорстких умовах, то слід звертати увагу на стандарт DIN 51506.

В основу класифікації олив для повітряних компресорів згідно стандарту DIN 51506 закладено кінцеву температуру стиснення повітря: VB, VBL – до 140 °С; VC, VCL – до 160 °С, VD, VDL - до 220 °С.

Оливи групи VDL витримують більш жорсткий тест на старіння (утворення коксу Конрадсона після продування повітрям). Вказані оливи містять антиокислювальні та антикорозійні присадки, які забезпечують стійкість оливи до температури стисненого повітря 220 °С. Рекомендовано для застосування в компресорах із двохступеневим стисненням.

Оливи DIN 51506 VCL містять антиокислювальні та антикорозійні присадки, які забезпечують стійкість оливи до температури стисненого повітря 160 °С.

Оливи DIN 51506 VBL містять антиокислювальні та антикорозійні присадки, які забезпечують стійкість оливи до температури стисненого повітря 140 °С.

Основна відмінність між групою VB/VBL і VC/VCL полягає у вимогах стійкості до старіння (не викликати утворення коксового залишку після продування повітрям).

Стандарт DIN 51506 регламентує лише деякі фізикохімічні та антиокислювальні властивості компресорної оливи, що є недостатнім для коректної оцінки ефективності мастильного матеріалу. Для стійкої та тривалої роботи компресорного обладнання необхідно застосування високоякісних масел. Мастильна система призначена для змащування циліндрів, клапанів, ущільнень поршневих штоків компресорів, що потребує високих значень трибологічних показників. Компресорні оливи працюють за умов високих температур (до 120 – 230 °С) та високих тисків (до 22,5 МПа), а також при безпосередньому контакті зі стисненим повітрям. Тому їх експлуатація пов'язана з інтенсивними окислювальними процесами, які наводять до утворення значної кількості забруднень. Таким чином впливає, що компресорні оливи повинні мати високу антиокислювальну стабільність.

Таблиця 1.7 – Класифікація мастильних матеріалів для повітряних компресорів

Позначення	Загальне застосування	Обмежене застосування	Конкретне застосування	Вимоги до оливи	Символ ISO-L	Типове застосування
1	2	3	4	5	6	7
D	Повітряні компресори	Поршневі повітряні компресори зі змащуванням компресійних камер (позитивне витіснення)	Поршневі (ползуни і тронкові поршні). Ротаційні із крапельною подачею (лопастні)	Зазвичай високоочищені мінеральні оливи, напівсинтетика або синтетика	DAA	Нормальний режим
				Зазвичай спеціально змішани напівсинтетичні або повністю синтетичні рідини. Може бути спеціально змішані високоочищені мінеральні оливи	DAB	Жорсткий режим
			Ротаційні з інтенсивним подаванням оливи (лопатові та гвинтові компресори)	Мінеральні оливи у т.ч. високоочищені	DAG	Цикли осушення мастильних матеріалів ≤2000 год.
				Зазвичай спеціально змішані високоочищені мінеральні оливи або напівсинтетичні рідини.	DAH	Цикли осушення мастильних матеріалів не більше ≤ 4000 год і > 2000 год
		Зазвичай спеціально змішані напівсинтетичні або повністю синтетичні рідини.	DAJ	осушення мастильних матеріалів не більше > 4000 год		
		Поршневі повітряні компресори без змащування компресійних камер (позитивне витіснення)				
Динамічні						

Закінчення таблиці 1.7

1	2	3	4	5	6	7
		компресори	Відцентрові та осьові турбо-компресори			Мастило для підшипників і зубчатих передач
	Вакуумні насоси	Вакуумні насоси зі змащуванням компресійних камер (позитивне витіснення)			DVA	Низький вакуум (від $10^3$ мбар до 1 мбар), неагресивний газ
				DVB	Низький вакуум, агресивний газ	
		Вакуумні насоси з ущільненням оливою (ротатійні лопатеві і плунжерні)		DVC	Середній вакуум, неагресивний газ	
				DVD	Середній вакуум, агресивний газ	
				DVE	Високий вакуум, неагресивний газ	
			DVF	Високий вакуум, агресивний газ		

Таблиця 1.8 – Класифікація мастильних матеріалів для компресорів холодильних машин

Літера	Загальне застосування	Холодагент	Підгрупа мастильного матеріалу	Вимоги до продукту	Символ ISO-L	Типове застосування
1	2	3	4	5	6	7
D	Компресори холодильних машин	Аміак (NH <sub>3</sub> )	Не змішується	Високоочищені мінеральні оливи (нафтові, парафінові). Алкілбензол. Поліальфаолефін	DRA	Комерційне і промислове охолодження
				Поліалкіленглицоль	DRB	Комерційне і промислове охолодження
			Змішується	Високоочищені мінеральні оливи (нафтові, парафінові). Алкілбензол. Поліальфаолефін	DRC	Побутове і комерційне охолодження, авобусні кондиціонери, теплові насоси
		Гідрофторвуглець	Не змішується	Поліолефір. Полівінілефір. Поліалкіленглицоль	DRD	Побутове і комерційне охолодження, авобусні кондиціонери, транспортне охолодження, теплові насоси.
		Хлофторвуглець (CFC). Гідрохлорфторвуглець (HCFC)	Змішується	Високоочищені мінеральні оливи (нафтові, парафінові). Алкілбензол. Поліолефір. Полівінілефір.	DRE	
		CO <sub>2</sub>	Змішується	Високоочищені мінеральні оливи (нафтові, парафінові). Алкілбензол. Поліолефір. Полівінілефір.	DRF	Автомобільні побутові, комерційні кондиціонери. Теплові насоси.
		Вуглеводні (HC)	Змішується	Високоочищені мінеральні оливи (нафтові, парафінові). Алкілбензол. Поліальфаолефін Поліолефір. Полівінілефір.	DRG	Промислове і побутове охолодження, кондиціонування. Теплові насоси.



### 1.1.10 Вакумні оливи

Вакумні оливи є різновидом компресорних олив, які мають спеціалізоване призначення. Тому для них застосовується відповідна класифікація.

За походженням вакумні оливи розділяються на такі.

**Синтетичні оливи.** Позначаються – виготовлені на основі різних хімічних сполук:

- поліальфаолефінові (PAO);
- полігліколеві (PAG);
- поліефірові (POE);
- дікфірові (DE);
- перфторполіефірові (PFPE);
- кремнійорганічні (мають величезну термостійкість, стійкі до окислення);
- поліфенілові (цім рідинам властива низька пружність пари і стійкість до агресивних речовин);
- перфторполіефірні (такі оливи для вакуумних насосів мають слабку горючість, низький коефіцієнт в'язкості і не сприяють утворенню корозії металу).

Класифікацію вакуумних олив згідно з ДСТУ ISO 6743-3 наведено в табл. 7.

За в'язкістю вакумні оливи класифікуються згідно ISO 3448.

**Нафтові вакуумні оливи.** Позначаються літерами MO. Мають мінеральну основу, виробляються з продуктів нафтопереробки. При виробництві використовуються також такі компоненти, як ароматичні вуглеводні (парафіни, феноли тощо). Завдяки цим компонентам, наприклад, вакуумний насос для відкачування оливи отримує гарантію стабільної роботи та збереження хорошого стану деталей та вузлів. Ця олива має найменшу вартість, проте її робочі показники невисокі.

**Напівсинтетичні вакуумні оливи.** Позначаються літерами PAO/MO. Є сумішшю мінеральних і синтетичних базових рідин. За рівнем експлуатаційних властивостей та вартістю вони займають проміжне положення між попередніми групами.

Основні вимоги до вакуумних олив.

**В'язкість.** Якщо в'язкість надто висока, олива не буде змащувати, а якщо в'язкість надто низька, олива не зможе ущільнюватися. Нормальна в'язкість оливи для вакуумного насоса становить від 68 сСт до 77 сСт при температурі 40°C.

**Індекс в'язкості.** Олива для вакуумного насоса з вищим показником VI (де зміна в'язкості з температурою є мінімальним) є кращою.

**Розчинність у газі.** За умов експлуатації олива для вакуумного насоса може поглинати певну кількість технологічних газів. Це впливає на строк експлуатації оливи. Саме тому в деяких процесах мастило для вакуумного насоса потрібно міняти частіше. Окрім цього розчинення газу в оливі змінює її в'язкість. Синтетичні оливи більш стійкі до газорозчинності.

**Тиск пари.** Пара оливи не має забруднювати робочу область вакуумної камери. Необхідно мати мінімальний тиск пари. Найкраща олива для вакуумного насоса матиме тиск пари менше ніж 0,1 Па ( $10^{-3}$  Torr, 1 torr = 1/760 атм) при робочому тиску.

**Температури спалаху та вогню** – температури спалаху та горіння відповідно є температурами, при яких масло буде горіти миттєво та безперервно за наявності полум'я.. Робоча температура не повинна перевищувати температуру спалаху з міркувань безпеки.

**Температура застигання.** Зазвичай в'язкість вакуумної оливи при температурі застигання становить близько від 105 сСт до 106 сСт. Температура застигання оливи має бути вище мінімальної температури в регіоні не менше ніж на 5 °С.

**Масильна здатність.** Запобігає внутрішньому зносу насоса і збільшує термін служби насоса. Синтетичні моливи зазвичай мають на 11% більшу змащувальну здатність ніж мінеральні.

Основні характеристики вакуумних оливи марок ВМ наведено в табл. 1.9.

Таблиця 1.9 — Основні характеристики типових вакуумних оливи марок ВМ

Показник якості	ВМ-1	ВМ-3	ВМ-4	ВМ-5	ВМ-6
Густина при 20 °С, кг/м <sup>3</sup> , не більше	870	890	908	885	—
Кольор, од. ЦНТ, не вище	прозоре	3,5	7	прозоре	4,5
Запах	немає	—	—	немає	—
Кінематична в'язкість мм <sup>2</sup> /с при:					
20 °С	—	—	—	—	≤ 220
50 °С	60-70	9-11	48-57	60-70	≤ 40
100 °С	—	—	—	—	8
Температура спалаху у відкритому тиглі, °С, не більше	240-260	150-180	—	230	Визнач.
Температура спалаху в закритому тиглі, °С, не більше					
Температура спалаху в закритому тиглі, °С, не більше	—	—	205	—	216
Температура застигання, °С, не вище	12	—	мінус 15	мінус 12	мінус 10
Вміст води, домішок, кислот і лугів	Відсутність				
Зольність, %, не більше	0,010	—	—	0,01	—
Стабільність проти окислення:					
- кислотне число, мг КОН/г оливи, не більше;	—	0,3	—	—	—
- збільшення в'язкості при 50 °С, не більше	—	—	—	—	50
Кислотне число, мг КОН/г оливи, не більше	—	—	0,20	—	—
Коксівність, %, не більше	—	—	0,20	—	—
Фракційний склад:					
- температура початку перегонки при температурі, °С, не менше:	—	95	370	—	125
- 90% возгонки оливи при температурі, °С:	—	175	515	—	220
- пружність пари при 20°С, Па, максимальна:	5.3*10 <sup>-6</sup>	1.3*10 <sup>-2</sup>	5*10 <sup>-3</sup>	—	4,0*10 <sup>-4</sup>
Тиск насиченої пари при 20 °С, Па, макс.:	—	—	—	2,7 10 <sup>-5</sup>	—
Температура закипання, при тиску насиченої пари 1,33 Па, °С	142-148	—	—	142-153	—

Вакуумна олива ВМ-1 (ОСТ 38.01402-86) виробляється з сірчистих або малосірчистих парафінових нафту шляхом глибокого очищення та спеціальної вакуумної дистиляції. Застосовується як робоча рідина в високовакуумних парамасляних насосах та в механічному ських насосах з масляним ущільнювачем.

Вакуумна олива VM-3 (ТУ 38.401-58-3-90) є робочою рідиною для високопродуктивних паромасляних бустерних, допоміжних параструминних та спеціальних форвакуумних насосів.

Вакуумна олива VM-4 (ТУ 38.401 -58 -3 -90) застосовується ється як робоча рідина для високопродуктивних паромасляних бустерних, допоміжних параструминних та спеціальних форвакуумних насосів, для механічних вакуумних насосів із масляним ущільненням. Вакуумна олива VM-4 має високу стабільність до окислення.

Вакуумна олива VM-5 (ОСТ 38.01402-86) виробляється з сірчистих або малосірчистих парафінових нафтою шляхом глибокого очищення з використанням вакуумної дистиляції. Застосовується як робоча рідина кістки у високовакуумних паромасляних насосах, в механічних насосах з масляним ущільнювачем.

Вакуумна олива VM-6 (ТУ 38.401 -58 -3 -90) є робочою рідиною для поршневих форвакуумних насосів. Характеризується високою стабільністю проти окислення.

Нафтові вакуумні оливи одержують шляхом вакуумної розгонки індустріальних олив И-12А, И-40А, И-50А або вазелінової медичної оливи і контактним доочищенням на адсорбенті фракцій вакуумних дистилятів. Замість контактної доочистки адсорбентом може застосовуватися гідроочищення.

Застосування нафтових вакуумних олив обмежується вмістом у газі кисню (масова частка кисню має бути не більше 30%). Недотримання вказаного обмеження веде до швидкої полімеризації вакуумної оливи.

Синтетичні вакуумні рідини можуть бути вироблено на основі:

- кремнійорганічних сполук, наприклад: пентафенілтрисилоксанові, гексафенілтетрасилоксанові, поліфенілметил-силоксанові рідини). Кремнійорганічні вакуумні рідини характеризуються низькою температурою застигання до мінус 68 °С і низьким тиском пари, що дає можливість отримувати високе свержчисте розрідження без використання охолодження або пасток;

- поліалкілдіфенілів (мають високу термоокислювальну стійкість, низьку пружність пари, має хороші протизносні характеристики, не схильно до гідролізу під дією вологи повітря, інертні до конструкційних матеріалів),

- перфторполіефіров (не горючі і відрізняються малою токсичністю, інертні до більшості активних хімічних сполук, низька ступінь полімеризації, відкладень і нальотів під віздією кисню та іонізуючого випромінювання, мають низький тиск насиченої пари. Вакуумні рідини на основі перфторполіефірів забезпечують високі показники при роботі в умовах високого вакууму, особливо для систем, які контактують із агресивними газами.

Застосовуються також напівсинтетичні вакуумні оливи, наприклад на основі суміші базової оливи III групи API із поліальфаолефіном.

Зазвичай нафтова вакуумна олива має відпрацювати від 500 годин до 5000 годин, синтетична вакуумна олива – до 8000 годин. Експлуатаційний стан вакуумної оливи прийнято оцінювати щодо зміни її кольору. Для цього може використовуватися шкала ASTM – табл. 1.10.

Таблиця 1.10 – Оцінка стану вакуумної оливи за кольором ASTM.

Кольор ASTM, одиниці		Стан вакуумної оливи
Нафтова олива	Синтетична олива	
0,5 – 1,5	0,5 – 2,5	Стан вакуумної оливи задовільний
2,0 – 3,5	3,0 – 5,0	Необхідно замінити оливу
4,0 – 4,5	5,5 – 6,5	Необхідно промити насос і замінити оливу
5,0 – 8,0	6,5 – 8,0	Необхідно провести регламентоване технічне обслуговування насосу та замінити оливу

Необхідні антикорозійні, антиржавійні, деемульгуючі і протизносні властивості вакуумних оливи забезпечуються відповідними присадками.

### 1.1.11 Холодильні оливи

Холодильні оливи є різновидом компресорних оливи, які мають спеціалізоване призначення. Тому для них застосовується відповідна класифікація. Класифікацію вказаних оливи згідно з ДСТУ ISO 6743-3 наведено в п.1.1.9. Систему позначення холодильних оливи наведено в ДСТУ ISO 817.

Холодильні оливи відіграють важливу роль для холодильного обладнання. Термін служби холодильних компресорів багато в чому залежить від якості використовуваного холодильної оливи. При цьому контакт із холодоагентом та температурні гойдалки роблять дуже специфічними вимоги до холодильної оливи. У залежності від конструкція холодильної системи в цілому і її робочих параметрів, типу компресора, коефіцієнта корисної дії відокремлювача оливи, марки холодильної оливи тощо в контурі холодоагенту буде знаходитися різна кількість оливи, зазвичай від 1 до 5% масової частки.

Холодильні оливи мають мати задовільну змішуваність у відповідному холодоагенті та антикорозійні властивості їх суміші, не мати надмірного піноутворення власної суміші з хладогентом, необхідні властивості текучості при низьких температурах для достатньої циркуляції оливи в контурі, високу термічну і хімічну стабільність. У порівнянні з іншими оливами мають жорсткі вимоги до значення кислотного числа (числа нейтралізації): не більше ніж 0,1 мг КОН/г оливи.

Основні вимоги до холодильних оливи викладено в стандарті DIN 51503-1:2021-12 «Lubricants - Refrigeration oils - Part 1: Minimum requirements».

Згідно з використаною базою холодильні оливи можуть бути:

- нафтові (нафтонові і парафіннові);
- напівсинтетичні (суміш нафтових і алкілбензолів);
- повністю синтетичні (алкілбензоли, поліалкіленгліколі, поліольні ефіри тощо).

В залежності від холодагентів, що застосовуються, оливи для холодильних машин класифікують по групам:

- КАА - холодильні оливи, що нерозчинні в аміаку;
- КАВ - холодильні оливи, що розчинні в аміаку;
- КС - холодильні масла для частково і повністю галогенізованих, фторованих і хлорованих вуглеводородів (CFC, HCFC);
- КD - холодильні масла для частково і повністю фторованих вуглеводородів (FC, HFC);
- КЕ - холодильні масла для вуглеводородних холодагентів, таких як пропан або ізобутан.

Наявні типи холодагентів вказано в DIN 8960 і в стандарті ASHRAE (ANSI/ASHRAE 34-1992) Американського товариства інженерів по опаленню, охолодженню і кондиціонуванню повітря.

Хімічна стійкість холодильної оливи залежить насамперед від вмісту води в системі. Охолодження оливи з надмірним вмістом води неприпустимо.

Найменш гігроскопічними оливи нафтової основи і поліальфаолефінової основи. Гіршими є поліолльні ефіри (POE), які описуються як полярні, гігроскопічні оливи. Вміст води понад 200 ppm в оливі POE є неприпустимим.

Малов'язкі складноєфірні масла поглинають вологу швидше, ніж високов'язкі ефірні масла. Синтетичні холодильні оливи на основі поліалкіленгліколю (PAG) є ще більш гігроскопічними. PAG оливи поглинають велику кількість вологи у відносно короткий час і швидко перевищують припустиму для експлуатаційних оливи межу 800 ppm. Результати оцінки гігроскопічності холодильних оливи різної основи згідно з DIN 51777 наведено в табл. 1.11.

Таблиця 1.11 – Оцінка гігроскопічності холодильних оливи

Тип оливи	Випробування	Час випробування, год			
		0	4	24	72
PAG ISO VG 46	Вміст води, ppm	70	1350	5100	7000
POE ISO VG 32		30	280	700	1350
POE ISO VG 80		30	150	370	600
POE ISO VG 170		15	130	230	150
Нафтова олива/PAO ISO VG 68		10	15	20	20

Для оцінки впливу холодагенту, розчиненого в оливі, на в'язкість суміші можливо використовувати фазові діаграми PVT (діаграми Деніела Плотса, тиск насиченої пари і в'язкість суміші при певних концентраціях проти температури).

Згідно зі стандартом колишнього СРСР ГОСТ 5546 було встановлено такі марки холодильних оливи: ХА-30 – для компресорів, що працюють на аміаку або углекислоті; ХФ 12-16, ХФ 22-24, ХФ 22с-16 – для компресорів, що працюють на фреоні. Вказані оливи використовувались для проектування холодильного обладнання АЕС. Технічні вимоги до вказаних оливи наведено в табл. 1.12.

Таблиця 1.12 – Технічні характеристики холодильних оливи згідно з ГОСТ 5546-86.

Наименование показателя	ХА-30	ХФ 12-16	ХФ 22-24	ХФ 22с-16
1	2	3	4	5
В'язкість кінематична, сСт (мм <sup>2</sup> /с): - при 20 °С - при 50 °С	120-150 28-32	– не менше 17	– 24,5-28,4	– не менше 16
Кислотне число, мг КОН/ г оливи, не більше	0,05	0,02	0,04	0,35
Стабільність проти окислення: - осад після окислення, %, не більше - кислотне число після окислення, мг КОН/ г оливи, не більше	0,02 0,5	0,005 0,04	– –	0,02 0,4
Зольність, %, не більше	0,004	–	–	–
Випробування на корозію	Корозійний вплив на метали витримує			
Вміст водорозчинених кислот і лугів	Відсутність			
Вміст механічних домішок	Відсутність			

## Закінчення таблиці 1.12

1	2	3	4	5
Вміст води	Відсутність			
Температура спалаху у відкритому тиглі, °С, не нижче	185	174	130	225
Температура застигання, °С, не вище	мінус 38	мінус 42	мінус 55	мінус 58
Температура утворення хлопьев у суміші оливи і фреону, °С, не вище	–	мінус 50	–	–
Кольор на колориметрі ЦНТ, одиниці ЦНТ, не більше	4,5	1,0	–	–
Вміст фенолу	Відсутність	–	–	–

### 1.2 Порядок допуску енергетичних олив до застосування

У ВП АЕС мають застосовуватися енергетичні оливи, застосування яких передбачено виробником обладнання, де вони мають застосовуватися або які допущено до застосування ДП «НАЕК «Енергоатом».

Виробник обладнання, в якому має застосовуватися олива, передбачає застосування відповідних марок оливи змістом технічних умов на обладнання або окремими рішеннями/інформаційними листами-повідомленнями про застосування тих чи інших олив.

Технічні умови/технічні специфікації для олив до застосування мають бути погоджені Експлуатуючою організацією. Рішення про погодження має прийматися на підставі підтвердження відповідності вказаних технічних умов вимогам галузевих стандартів для олив цього класу.

Допуск до застосування олив для енергетичного обладнання ВП АЕС викладено у 12.15.28 і 12.15.29 ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила» (у редакції 2019 р.), ДСТУ 4311 і ДСТУ 8634.

У відповідності до 12.15.28 ГКД 34.20.507-2003 «Використання нових олив дозволяється за технічними рішеннями енергогенеруючих і енергопостачаючих компаній, оформленими у встановленому порядку. Під час підготовки технічного рішення необхідно звертатися за погодженням застосування оливи до виробників обладнання». Вказаний порядок є наразі робочим.

Аналогічний порядок має бути застосовано для всіх енергетичних олив.

У разі прийняття рішення про допуск до застосування олив, воно оформлюється відповідними галузевими технічними рішеннями (окремо про допуск до дослідної експлуатації і про допуск до промислової експлуатації).

Вказаний порядок допуску олив до експлуатації не застосовується для олив, про допуск яких до застосування повідомлено інформаційними листами-повідомленнями виробника обладнання і його технічними документам (технічні умови, інструкції з експлуатації тощо).

Питання допуску має розглядатися у разі::

- впровадження нових марок олив;
- організації виробництва олив за чинними нормативними документами новими виробниками або перенесення місця виробництва;
- зміни виробником технічних умов (технічних специфікацій), рецептури або модернізації технології виробництва оливи в т.ч. сировинних компонентів.

Для розгляду питання про допуск оливи до дослідної експлуатації мають розглядатися такі документи:

- погоджені з ДП «НАЕК «Енергоатом» технічні умови або технічна специфікація (виробничий бюлетень для закордонного виробника) з відповідним посиланням на стандарти, яким повинна відповідати турбінна олива за якістю (ASTM, ISO, ГОСТ тощо). Технічна специфікація закордонного виробника (виробничий бюлетень) має містити перелік технічні характеристики, що відповідає кваліфікаційним випробуванням;

- протоколи/акти кваліфікаційних випробувань;
- протоколи/акти стендових випробувань;
- протоколів полігонних випробувань (за наявності);
- протоколи експлуатаційних випробувань (за наявності);
- протоколи/акти лабораторних випробувань щодо сумісності оливи, яка розглядається на предмет допуску до експлуатації, з оливами, які на цей час застосовуються в обладнанні Експлуатуючої організації. Дослідження для турбінних оливи АЕС має бути проведено у відповідності до методичних вказівок СОУ-Н НАЕК 061.

- погодження про застосування оливи від виробників обладнання, де вона має застосовуватися: парових турбін, насосного обладнання, турбогенератору (може бути у вигляді погодження технічних умов і відповідних інформаційних листів з висновком щодо можливості застосування оливи);

- висновки інших компетентних організацій (за наявності).

За позитивними результатами розгляду» наданих для розгляду документів оформлюється галузеве технічне рішення про дослідну експлуатацію турбінної оливи.

Дослідна експлуатація оливи проводиться в обладнанні ВП АЕС на підставі погодженої з виробником оливи програми проведення дослідної експлуатації в період між черговими планово-попереджувальними ремонтами. Строк проведення дослідної експлуатації має бути протягом 8000 мотогодин, або за скороченим варіантом – 2000 мотогодин напрацювання в обладнанні.

У програмі проведення дослідної експлуатації має бути вказано період проведення експлуатаційних випробувань, залучене обладнання, умови контролю за технічним станом обладнання та якістю оливи, що випробовується, оцінку зносу поверхонь тертя, які змашує олива та стабільності роботи обладнання.

Початок випробувань оформляється актом ВП АЕС.

При дослідній експлуатації оливи експлуатація енергетичного обладнання має проводитися в штатному режимі.

Результати дослідної експлуатації оливи оформляються актом ВП АЕС.

Акт результатів дослідної експлуатації, програма дослідної експлуатації і акти огляду внутрішніх поверхонь обладнання, в якому проводилася дослідна експлуатація оливи є підставою для розгляду питання про допуск оливи до промислової експлуатації.

Під час розгляду Акту результатів дослідної експлуатації звертається увага на повноту надання інформації, зміст протоколів випробування оливи, висновок щодо сумісності оливи, акти огляду внутрішніх поверхонь обладнання, в якому проводилася дослідна експлуатація турбінної оливи, погодження/висновки виробників обладнання.

За позитивними результатами розгляду документів щодо проведення дослідної експлуатації оливи оформлюється галузеве технічне рішення про допуск оливи до промислового застосування.

Згідно стандарту СОУ НАЕК 006:2018 у тепломеханічному обладнанні енергоблоків АЕС дозволяється застосовувати турбінні оливи, які вказано в технічній

документації виробника обладнання (технічні умови, інструкція/керівництво з експлуатації), або допущені до застосування згідно до початку процедури тендерних торгів з їх закупівлі.

Пункт Б.1 СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 містить вказівку: «Питання застосування нових марок трансформаторних масел вирішують спеціальні комісії із залученням фахівців науково-дослідних інститутів і заводів-виробників маслонаповненого електрообладнання, створені Міненерговугілля». Наразі таких постійних комісій Міненерговугілля не створено. При цьому марки ізоляційних олив, які дозволено використовувати в електрообладнанні енергопідприємств України, наведено в СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 (див. Додаток И).

### **1.3 Нормативна база щодо поводження з енергетичними оливами**

#### **1.3.1 Нормативне забезпечення поводження з енергетичними оливами**

В Україні реєстр і расповсюдження офіційних копій стандартів і технічних умов веде ДП «Укрметртестстандарт». Вказане державне підприємство є спадкоємцем створеної в 1902 р. повірочної палатки в м. Києві (створена за ініціативою Д.І. Менделєєва). Вказана діяльність стосується:

- національних стандартів України (ДСТУ), у тому числі гармонізованих із міжнародними та європейськими (ДСТУ ISO, ДСТУ ІЕС, ДСТУ EN тощо);
- міждержавних стандартів типу ГОСТ;
- національних технічних регламентів, технічних умов (ТУ), державних класифікаторів (ДК) та інших документів, що діють на території України.

Головними сайтами ДП «Укрметртестстандарт» є: <http://ukrcsm.kiev.ua>, <http://csm.kiev.ua>.

Згідно зі стандартом СОУ НАЕК 001:2019 всі документи, які використовуються у виробничій діяльності ДП «НАЕК «Енергоатом», поділяються за місцем походження на:

а) документи зовнішніх організацій:

- нормативно-правові акти законодавчої та виконавчої влади;
- нормативні документи зовнішніх організацій;
- інформаційно-довідкові документи та технічна література;
- документи дозвільного характеру;
- проектна і робоча документація; конструкторська, технологічна документація, монтажна і налагоджувальна документація;
- технічні умови, технічні специфікації, технічні завдання на продукцію, плани якості;

б) внутрішні документи ДП НАЕК «Енергоатом».

До нормативно-правових актів законодавчої та виконавчої влади належать:

- закони України;
- підзаконні нормативно-правові акти (укази та розпорядження Президента України; постанови Верховної Ради України, постанови і розпорядження Уряду України; накази, інструкції, положення тощо органів державного управління, органів державного регулювання, інших органів виконавчої влади; рішення органів місцевого самоврядування тощо).

До нормативних документів зовнішніх організацій належать нормативні документи, вимоги яких поширюються на напрями діяльності ДП «НАЕК «Енергоатом», та які розроблено, затверджено і введено в дію органами виконавчої влади, іншими установами та організаціями, а саме:



- норми и правила щодо забезпечення безпеки атомних станцій;
- національні стандарти і класифікатори України;
- галузеві нормативні документи;
- стандарти організацій;
- технічні умови (технічні специфікації);
- настанови;
- керівні галузеві документи (методики, правила, методичні вказівки);
- циркуляри, технічні рішення тощо.

**Примітка.** Міждержавні стандарти (ГОСТ), які діють на території України, мають статус національних стандартів.

До виробничих технічних документів (мають рівень внутрішніх документів) належать документи, які містять технічні характеристики та/або описи систем, елементів АЕС, порядок виконання робіт під час експлуатації, технічного обслуговування, ремонтів, випробувань, ліквідації аварійного стану, аварій систем та обладнання АЕС, технічні нормативи (норми) тощо:

- технологічні регламенти;
- стандарти ДП «НАЕК «Енергоатом»;
- інструкції з експлуатації технологічних систем, устаткування;
- інструкції з ліквідації аварійних ситуацій та аварій;
- експлуатаційні процедури (аварійні процедури, процедури нормальної експлуатації);
- технічні умови на продукцію;
- програми виконання робіт (випробувань, ядерно-небезпечних робіт, усунення несправностей, експлуатації під наглядом тощо);
- методики, інструкції з виконання робіт;
- технологічні документи на ремонт устаткування;
- інструкції з безпеки (ядерної, радіаційної, пожежної безпеки тощо);
- технічні вимоги та умови постачання;
- технічні рішення;
- схеми (технологічні, електричні тощо);
- графіки, картограми;
- технічні нормативи.

У ДП НАЕК «Енергоатом» ведеться «Перелік діючих нормативних документів експлуатуючої організації ПР-Д.0.06.555-ХХ», який постійно актуалізується.

Документами верхнього рівня, положення яких мають бути дотримані фахівцями ДП «НАЕК «Енергоатом» під час виробничої діяльності (експлуатація енергоблоків ВП АЕС) є насамперед НП 306.2.141-2008 «Загальні положення безпеки атомних станцій» (враховуючи, що деякі оливи є конструктивними елементами обладнання, важливого для безпеки, наприклад: дизельні двигуни РДЕС, аварійний турбоживильний і бустерний насоси, або обладнання реакторної установки - ГЦН), а також ГКД 34.20.507-2003.

На основі НП 306.2.141-2008, ГКД 34.20.507-2003 (у ред. 2019 р.), застарілих керівних документів часів колишнього СРСР, на які є посилання в ГКД 34.20.507-2003:

- РД 34.43.102-89 «Инструкция по эксплуатации нефтяных турбинных масел»
- РД 34.43.106-90 Типовая инструкция по приемке, хранению и эксплуатации огнестойкого турбинного масла ОМТИ»;
- галузевий стандарт СОУ-Н БЕ 43.101:2009 (із змінами від 13.02.2018);
- чинні ДСТУ, ГОСТ і технічна документація виробників наповненого оливою обладнання розроблено відповідні стандарти ДП «НАЕК «Енергоатом»:

- СОУ НАЕК 006:2018 «Управління закупівлями продукції. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання»;
- СОУ-Н НАЕК 061:2019 «Управління закупівлями продукції. Методичні вказівки з дослідження сумісності турбінних олив»;
- СОУ НАЕК 085:2020 «Експлуатація технологічного комплексу. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації».

Вказані стандарти містять більш жорсткі вимоги до якості турбінних олив, враховують технічні умови виробників олив (технічні специфікації закордонних виробників олив) і посилення відповідні стандарти, у т.ч. і міжнародні. На основі вказаних стандартів у ВП АЕС розроблюють окремі інструкції, що регламентують роботу підрозділів ВП АЕС з організації та проведення контролю якості турбінних олив при прийманні і зберіганні, забезпечення приймання та зберігання турбінних олив та дотримання вимог з охорони праці, довкілля і пожежної безпеки.

Таким чином розроблено засади виконання вимоги 12.15.1 ГКД 34.20.507:2003 «Під час експлуатації оливонаповненого устаткування повинно бути забезпечене виконання нормативних вимог до енергетичних олив». У відповідності до 12.15.18 ГКД 34.20.507-2003 експлуатацію турбінних олив необхідно здійснювати відповідно до вимог інструкцій, розроблених на підставі СОУ НАЕК 006, СОУ-Н НАЕК 061, СОУ НАЕК 085.

У зв'язку з тим, що в Україні після розпаду СРСР не було створено легітимної комісії галузевий керівним документом ГКД 34.20.507-2003 (у ред.2019) встановлено новий порядок допуску енергетичних олив до промислової експлуатації. На цей час використання нових олив дозволяється за технічними рішеннями енергогенеруючих і енергопостачаючих компаній, оформленими у встановленому порядку. Під час підготовки технічного рішення необхідно звертатися за погодженням застосування оливи до виробників обладнання. При цьому можливість змішування та сумісність олив перевіряється лабораторними випробуваннями згідно відповідної методики, яку розроблює і вводить в дію як нормативний документ електроенергетичне підприємство. У ДП «НАЕК «Енергоатом» таку інструкцію розроблено – настанова СОУ-Н НАЕК 061.

### **1.3.2 Визначення еквівалентної продукції**

У зв'язку з проведенням закупівель енергетичних олив на конкурсній основі виникає питання визначення еквівалентної продукції.

Стандартом СОУ НАЕК 041:2015 надається таке визначення: еквівалентної хімічної продукції.

Продукція, фізико-хімічні властивості якої відповідають показникам якості, зазначеним у ТД та застосування якої не призведе до зниження безпеки, надійності та економічності експлуатації обладнання АЕС, що підтверджується результатами випробувань в умовах АЕС та/або досвідом її експлуатації. При цьому для продукції СВБ враховується досвід експлуатації АЕС.

Для нафтопродуктів еквівалентом закуповуваної продукції може бути продукція, для якої учасником тендерних торгів надано:

- висновок виробника продукції, щодо еквівалентності, або висновок незалежної компетентної випробувальної лабораторії, про відповідність пропонованої продукції за всіма нормованими показниками якості продукції, що закуповується;

- висновок про сумісність продукції (можливість їх змішування) з нафтопродуктами, які вже використовуються в устаткуванні, із додаванням протоколів проведених випробувань на сумісність;
- висновок виробника обладнання, в якому пропонується використовувати пропоновану як еквівалент продукцію, про можливість такого застосування або звіт про позитивні результати експлуатаційних випробувань;
- технічні умови (технічні специфікації для імпортованої продукції).

Результати розгляду вищевказаних документів мають довести хімічну еквівалентність нафтопродуктів. При цьому встає питання щодо еквівалентності х вітчизняних та інших стандартів вимірювань і випробувань. У додатку D стандарту ІЕС 60296 (Ed. 5) зроблено першу спробу встановити таку відповідність щодо стандартних процедур вимірювання ASTM, ISO, ІЕС і DIN, заснованих на еквівалентності результатів.

Існуюча на цей час нормативна база, яка має використовуватися під час проведення закупівель, зберігання і експлуатації мастильних матеріалів для енергоблоків ВП АЕС потребує подальшого вдосконалення.

Наприклад, у стандарті СОУ НАЕК 041:2015 відсутній поділ нафтопродуктів на нафтопродукти для систем важливих для безпеки (зазвичай класифікація ЗНО згідно НП 306.2.141-2008, 3 клас безпеки, нормальна експлуатація, системи забезпечення) і для систем, які не впливають на безпеку. Наведено застарілі проектні торговельні марки нафтопродуктів замість котрих наразі закуповується імпортна продукція, є посилання на недіючі ГОСТ, замість вказання стандарту, за яким має виготовлятися нафтопродукт наведено посилання на його технічний паспорт. Це вказує на те, нормативна база має постійно оновлюватися і відповідати реаліям часу.

## Глава 2. Основні відомості про виробництво і якість енергетичних олив

### 2.1 Базові енергетичні оливи. Технологія виробництва.

Мастильні матеріали, а також електроізоляційні оливи по хімічній природі можуть мати нафтове походження, бути повністю синтезовані або бути нафтово-синтетичними. По хімічному складу вказані матеріали є сумішшю речовин і повний фракційний склад яких може бути в процесі виробництва не визначено. У вихідній сировині – нафті міститься всі класи вуглеводнів, окрім ациклічних ненасичених вуглеводнів (алкенів, гомологічний ряд  $C_nH_{2n}$ ):

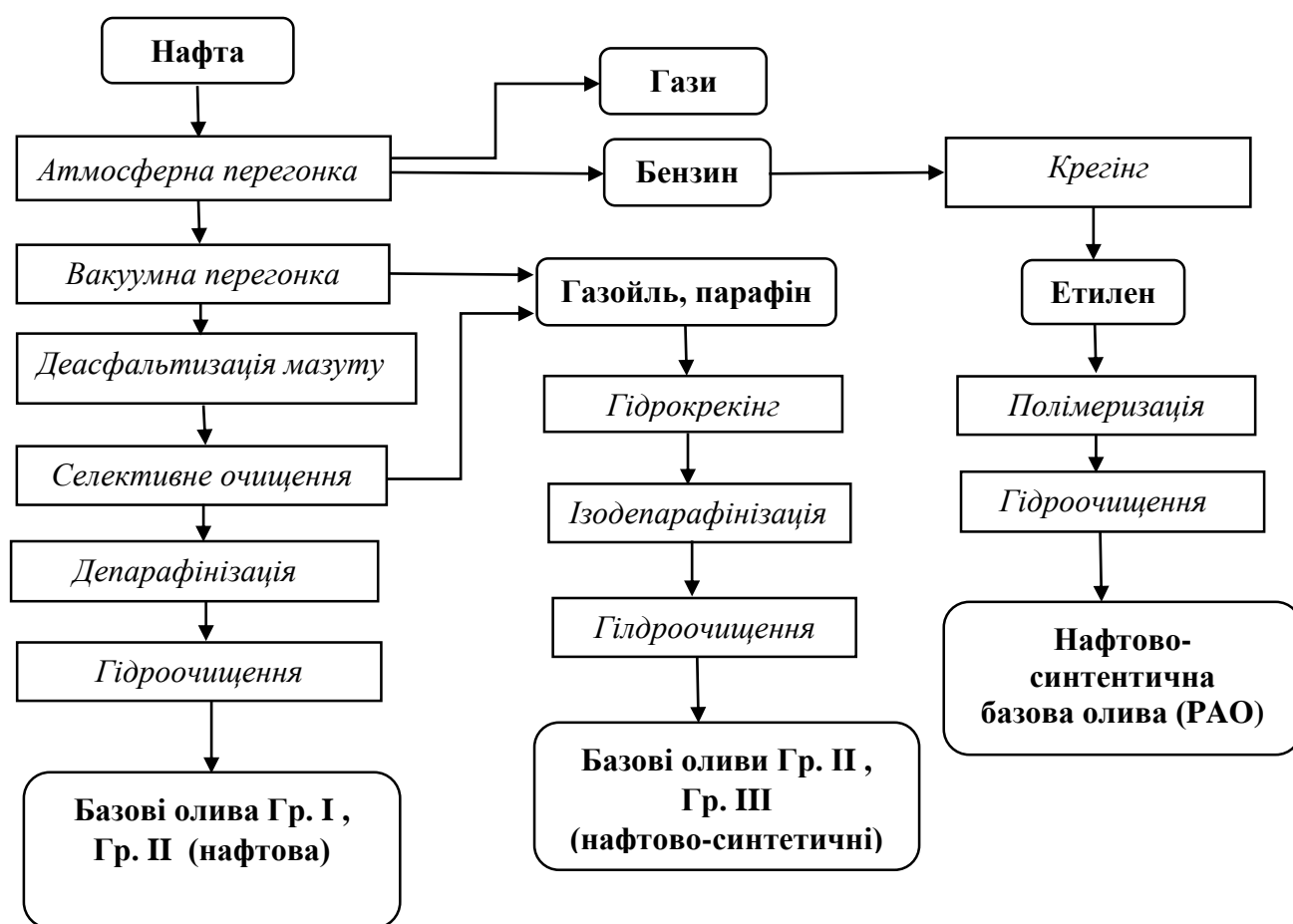
- парафінові (алкани, насичені вуглеводні, загальна формула  $C_nH_{2n+2}$ , переважно нормальної будови, гомологічний ряд від  $C_{18}H_{38}$  до  $C_{35}H_{72}$ , загальний вміст в нафті зазвичай від 25% до 35%);
- нафтеніві (циклоалкани, загальна формула  $C_nH_{2n+2...2kc}$ , де  $kc$  - кількість циклів, загальний вміст в нафті зазвичай від 25% до 80%);
- ароматичні вуглеводні (арени, загальна формула  $C_nH_{n+2...2ka}$ , де  $ka$  - кількість аренових кілець, за своїми властивостями ці речовини дуже несхожі на сполуки з подвійними та потрійними зв'язками, бензольні кільця можуть бути конденсованими та мати насичені бічні ланцюги). Загальний вміст в нафті зазвичай від 15% до 50%. Такі арени, як бензол, толуол, ксилол, етилбензол, ізопропілбензол, нафталі є цінною сировиною;
- гібридні (парафіно-нафтеніві-ароматичні).

Гетероатомні сполуки, що містять сірку, азот, кисень, а також мінеральні сполуки є небажаними елементами нафти, яка підлягає перегонці. Для їх видалення застосовують гідрогенізаційні процеси.

Для мастильних матеріалів використовується поняття «Базова олива», під якою розуміють сировинну основу для подальшого виготовлення мастильних матеріалів. Базова олива не має ніяких присадок і має основну функцію мастильного матеріалу – зменшувати тертя між поверхнями тертя машин і механізмів. Для електроізоляційних олив поняття базової оливи використовується для олив, до яких ще не внесені потрібні присадки.

Товарні мастильні матеріали (оливи і мастила) зазвичай отримують шляхом внесення до базових олив відповідних присадок та/або загусників. Слід зауважити, що в деякі оливи присадки не додаються і вони самі можуть використовуватися як базові оливи, наприклад індустріальні оливи И-20А, И-40А для подальшого виготовлення турбінних олив потрібної марки.

На мал. 2.1 наведено типову схему отримання базових олив.



Малюнок 2.1. Типова схема виробництва базових олив

Первинним процесом є підготовка сирової нафти, яка полягає у її знесолуванні і зневодненні. На підприємствах колишнього СРСР вважалося за достане пониження вмісту хлоридів до рівня від 3 мг/л до 5 мг/л, а води до 0,1% маси. Натомість на НПЗ США застосовується глибоке знесолування до 1 мг/л вмісту хлоридів. Така підготовка дозволяє запобігти утворенню водяно-нафтових емульсій, небажаних для подальших технологічних процесів. Вказані емульсії можуть бути двох типів: гідрофільні (крапля нафти у оболонці води) і гідрофобні (крапля води у оболонці нафті).

Під час атмосферної перегонки вихід бензину буде при температурі до 70 °С, нафтової хімічної сировини – від 70 °С до 140 °С, керосину від 140 °С до 250 °С, газойль (дизельне пальне) – від 250 °С до 350 °С. Мазут (температура виходу більше ніж 350

°С) є залишковим продуктом, який частково використовується у подальшому для виробництва базових олив.

Вакуумна перегонка дозволяє позбутися висококиплячих компонентів (гудрон) і розділити продукт, що переробляється, на ряд фракцій (дистилятів), що мають різну температуру википання, а значить і різну молекулярну масу, склад і властивості (щільність, в'язкість, індекс в'язкості, температура спалаху та ін.).

Хімічний склад оливних фракцій є основним фактором, що визначає вибір застосування мастильних матеріалів. Оливні фракції нафти є двох видів: дистилятні (кипіння від 350 °С до 500 °С) і залишкові (киплять вище 500 °С). Базові оливи повинні мати в'язкість, що відповідає технічним вимогам на відповідну оливу. Як правило, регулювання в'язкості базових олив здійснюється компаундуванням дистилятних і залишкових компонентів. Крім окремих сортів найменш в'язких індустриальних, турбінних і моторних олив, всі базові оливи є сумішами дистилятних і залишкових компонентів. Базові оливи можуть також містити синтетичний компонент певної в'язкості.

Оливні фракції містять вуглеводні в основному гібридної будови всіх гомологічних рядів і неуглеводні сполуки сірки, азоту, кисню, металів у складі смолисто-асфальтенових речовин. Тому для олив доцільно розглядати тільки груповий хімічний склад.

Орієнтовний склад оливних фракцій характеризується наступним змістом (мас. частка %):

- алкани – від 5 до 20;  
у тому числі:
  - нормальної будівлі – до 4;
  - ізомери – від 0,5 до 1,5;
  - циклоалкани – від 50 до 80;
- ацени від 15 до 50;
- тверді вуглеводні від 50 до 70.

**Кислотно-лужне очищення** полягає в обробленні дистиляту сірчаною кислотою концентрацією від 93% до 98%. При цьому з дистиляту осаджуються і видаляються у вигляді так званого «кислого гудрону» асфальто-смолисті та азотисті сполуки, ненасичені вуглеводні, поліциклічні ароматичні вуглеводні, нафтенові кислоти. Подальше оброблення лугом призводить до нейтралізації залишків сірчаної кислоти, нафтенових кислот, фенолів, сульфокислот і ефірів сірчаної кислоти. Після закінчення нейтралізації масло нагрівають, промивають водою до нейтральної реакції і підсушують продуванням повітря за температури від 70 °С до 95 °С. Виробництво олив із використанням процесу сірчано-кислотного очищення на цей час обмежено, що обумовлено зниженням виходу придатної для цього процесу нафти, утворенням великих кількостей екологічно шкідливих відходів (кислий гудрон), що важко утилізуються, і в більшості випадків недостатньо високою для сучасних вимог якістю одержуваних олив.

**Селективне очищення** застосовується для видалення небажаних компонентів - смолистих речовин та полі-циклічних ароматичних та нафтеново-ароматичних вуглеводнів з короткими боковими ланцюгами, сполук сірки (азоту, металів, кисню), смолистих сполук (полігетероатомні високомолекулярні сполуки). Мета очищення - підвищення індексу в'язкості, зниження коксування, поліпшення кольору та в'язкісно-температурних властивостей олив.

Як селективні розчинники застосовуються:

– розчинники, які при звичайній температурі добре змішуються з рідкими нафтовими компонентами і практично не розчинюють тверді, високомолекулярні компоненти (рідкий пропан та подібні низькомолекулярні зріджені вуглеводні, наприклад, бензинова фракція), чотирьоххлористий вуглець, етиловий ефір, хлороформ та ін.

– полярні органічні сполуки фурфурол, фенол і N-метилпіролідон (найбільш перспективний). Фурфурол більш ефективний при очищенні дистилятних фракцій зі значним вмістом ароматичних вуглеводнів; фенол і N-метилпіролідон зазвичай застосовуються для очищення залишкових компонентів та сировини із сірчистих нафт. Обробці підлягає деасфальтизат та вакуумні дистиляти, що отримані при первинній перегонці нафти.

**Деасфальтизація** це видалення за допомогою виборчих розчинників смолисто-асфальтенових речовин та поліциклічних вуглеводнів, що мають підвищену коксівність та низький індекс в'язкості. Як розчинник зазвичай застосовується пропан. Деасфальтизація гудрону (залишку після вакуумної переробки мазуту) застосовується також для отримання сировини для установок каталітичного крекінгу та гідрокрекінгу. У цьому випадку разом із пропаном використовуються бутан, пентан або легкі бензинові фракції.

**Депарафінація** застосовується для видалення твердих (ті, що мають кристалічну структуру при кімнатній температурі) вуглеводнів з метою зниження їх температури застигання. Широко застосовуються процеси депарафінації олив із застосуванням селективних розчинників – суміші кетонів (ацетону, метилетилкетону) з ароматичними вуглеводнями (бензолом, толуолом) та суміші дихлоретану з метиленхлоридом. Набуває поширення кетонівий розчинник – суміш метилетилкетону (МЕК) з метилізобутилкетонем (МІБК). Вхідною сировиною процесу є рафінації селективного очищення олив, продукція – депарафіновані олив, які надалі підлягають доочищенню. Глибока депарафінація відрізняється тим, що кінцевий етап охолодження проводять в кетон-толуольном розчині при температурах від мінус 62 °С до мінус 64 °С. Мета – отримати продукт із температурою застигання від мінус 45 °С до мінус 55 °С.

**Гідроочищення** (оброблення воднем за високої температури в присутності каталізатора) на відміну від інших способів очищення дає змогу виконати хімічні перебудови вуглеводнів та сірчистих сполук, які складають проміжний продукт. Вхідна сировина є дистилят або остаточні оливні фракції після депарафінації. Сірчисті сполуки при цьому перетворюються на молекули вуглеводнів з утворенням сірководню, а частина ароматичних вуглеводнів, реагуючи з воднем у присутності каталізатора, насичує подвійні зв'язки і перетворюється на нафтові вуглеводні. Гідроочищення залежно від параметрів процесу, а саме: температури, тиску водню, виду каталізатора може бути виконане на різній глибині видалення сірчистих з'єднань і перебудови ароматичних вуглеводнів.

Застосування процесу гідроочищення забезпечує підвищення якості залишкових базових олив і дистилятів порівняно зі вхідними параметрами:

Зниження в'язкості до 2%;

– збільшення індексу в'язкості на 12 одиниці;

– підвищення температури застигання до 2 °С;

– зниження вмісту сірки від 30% до 40%;

– покращення кольору оливи на до 2 одиниць ЦНТ.

**Гідрогенізаційні процеси**, що застосовуються в технології виробництва

мастильних і електроізоляційних олив, складаються з таких підпроцесів:

- 1) гідрокрекінг;
- 2) гідроізомеризація;
- 3) каталітична гідропарафінізація;
- 4) гідрування (відрізняється від первинного гідроочищення більш жорстким режимом).

Процеси є каталітичними і проводяться при підвищеному тиску водню і підвищеної температурі. Мета процесів полягає у видаленні шкідливих компонентів оливних фракцій шляхом перетворення на високоіндексні низькозастигаючі вуглеводні.

Важлива перевага гідроренізаційних процесів перед екстракційними є екологічна чистота за умови утилізації побічних продуктів: сірководню, аміаку, вуглеводневих газів та паливних фракцій. За допомогою гідроренізаційних процесів можливе отримання базових олив високої якості без застосування традиційних селективних розчинників.

Під час гідрокрекінгу найбільш впливають на зміну властивостей сировини наступні підпроцеси:

– гідрування та гідрокрекінг поліциклічних аренів, циклоалканів та циклоалканоаренів ведуть до зменшення циклічності з'єднань, збільшення довжини алкільного ланцюга і перетворення низькоіндексних вуглеводнів на високоіндексні.

– гідрогеноліз сірчистих сполук, зміст яких у оливої сировині може досягати від 30% до 50 %, та азотистих сполук. (Ключова відмінність між гідруванням і гідрогенолізом полягає в тому, що гідрування додає водень без розриву зв'язків, тоді як гідрогеноліз додає водень із розривом зв'язків, що піддаються розщепленню воднем для зменшення гетероатомів у поєднанні.

– перетворення високомолекулярних поліциклічних гетероатомних сполук з ненасиченими зв'язками (смоли) на високоіндексні вуглеводні. При цьому підвищується термічна стабільність, знижується коксівність олив, покращується збільшується сприйнятливості до присадок. У результаті вміст поліциклічних сполук у гідрогенізаті в порівнянні з сировиною значно зменшується. Збільшується індексу в'язкості від 40-60 до 110-130, знижується температура застигання олив на 20-30 °С. Приклад перетворень наведено в табл. 2.1.

Таблиця 2.1– Типова зміна фракційного складу сировини в процесі гідрокрекінгу.

Компоненти	Масовий вміст, %	
	сировина	гідрогенізат
Алкани	1-2	4-5
Алкілциклоалкани:		
- моноциклічні	32-33	67-68
- поліциклічні	20-21	26-27
Арени:		
- моноциклічні	12-13	1-2
- поліциклічні	29-29	< 0,5
- дібенз-, нафтобензтіофени	5-6	0
Всього поліциклічних сполук	53-56	26--27

Процес гідроізомеризації призначений для отримання низькозастигаючих олив із високопарафіністої оливної сировини. За технологією процес перетворення компонентів вказаної оливної фракції близький до процесу гідрокрекінгу. Відмінність

полягає в режимах: менший тиск (4-7 МПа замість 10-20 МПа), масові витрати водню (із розрахунку 100% від 0,5% до 1,0% замість від 1% до 3%) тощо. У кінцевому результаті процесу індекс в'язкості гідроізомеризатів досягає значень 140-160, температура застигання олив зменшується до діапазону від мінус 20 °С до мінус 55 °С.

Призначення процесу каталітичної гідродепарафінізації олив – отримання базових олив із дуже низькою температурою застигання, нижче мінус 50 °С. Це важливо для холодного пуску агрегатів (електроізоляційні оливи, трансмісійні оливи, холодильні оливи, індустриальні оливи, турбінні оливи, гідравличні оливи). Механізм процесу полягає в селективному гідрокрекінгу алканів нормальної та слабборозгалуженої будови. Сировиною процесу є масляні дистиляти та деасфальтизати, некондиційні за температурою застигання оливи, масляні рафінації, тверді парафіни, петролатум тощо. Використовується алюмоплатиновий каталізатор. На виході отримуємо такий результат:

- нормальні парафіни після крекінгу перетворено в молекули менших розмірів;
- більша кількість ізо-парафінів, деякі нормальні парафіни ізомеризовано;
- розкриті ароматичні та деякі нафтенні кільця;
- зменшено кількість конденсованої ароматики;
- відсутні сполуки сірки і азоту.

Особливість процесу каталітичної гідродепарафінізації є висока чутливість каталізатора до отруєння сполуками азоту та сірки, тому їх вміст у сировині має бути обмежено. Основним недоліком процесу каталітичної гідродепарафінізації є зниження індексу в'язкості оливи на 7-8 одиниць.

## **2.2 Базові енергетичні оливи. Класифікація.**

Усі мастильні матеріали складаються із базових олив і внесених присадок. Зазвичай масова частка базових олив становить 90%, присадок – 10%. За хімічним складом нафтові оливи є сумішшю вуглеводів молекулярною масою 300-750, що містять у складі молекул 20-60 атомів вуглецю. Базові оливи складаються з груп ізопарафінових, нафтенно-парафінових, нафтенно-ароматичних та ароматичних вуглеводнів різного ступеня циклічності, а також гетероорганічних сполук, що містять кисень, сірку та азот. Гетероорганічні сполуки (особливо кисневі сполуки) є основою смол, які є в базовому маслі.

Хімічний склад базових олив і структура вуглеводнів, що входять до їх складу, визначаються як хімічним складом сировини, так і технологією його переробки.

Бажаними компонентами нафтових базових олив є: ізопарафіни, нафтенно-парафінові, моно- та біциклічні ароматичні вуглеводні з довгими бічними ланцюгами. Зміст цих груп вуглеводнів в оливи забезпечує оптимальне поєднання експлуатаційних властивостей та хорошу стабільність оливи. Небажаними компонентами: тверді парафіни, поліциклічні ацени, смолисті та асфальтосмолисті сполуки.

Для класифікації олив використовується наступна інформація:

- фізико-хімічні властивості (в'язкість, стабільність, температура спалаху, температура застигання, електричні властивості тощо);
- тип сировини (мінеральна або хімічно виготовлена);
- технологія виготовлення і очищення базової оливи. Оливи можуть бути дистилятні (вироблені з вакуумних дистилятів), остаточні (вироблені з гудрону) і компаундні (із суміші дистилятних і остаточних), можуть бути повністю синтезовані або мати суміш мінеральної оливи і синтетичних присадок.



Кінцевий споживач олив має вимагати від постачальників оливи надати відомості виробника щодо використаної вихідної сировини або базових олив і технології її оброблення, хімічного складу олив. Необхідність такої інформації пояснюється наступним. Вміст і склад ароматичних вуглеводнів впливають на термоокисну стабільність і розчинювальну здатність оливи. При цьому саме якісний склад ароматикі (розгалуженість молекулярної структури) визначає стабільність оливи, а загальний вміст – розчинність присадок. Співвідношення вмісту нафтових і парафінових вуглеводнів визначає електричну стійкість ізоляційної оливи. Оливи з більшим вмістом нафтових вуглеводнів характеризуються більшою електричною напругою початку виникнення в оливі часткових електричних розрядів. Деякі окремі хімічні сполуки, що можуть бути в оливі, визначають її корозійну активність.

Американським інститутом нафти (API) прийнято розподіл усіх базових олив на п'ять груп, які визначено згідно з рівнем насиченості і містом сірки (для мінеральних олив) і індексом в'язкості – для всіх олив.

Класифікацію API 1509 (21 Ed.) – Annex E «API Base Oil Interchangeability Guidelines for Passenger Car Engine Oils and Diesel Engine Oils» наведено в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Групи базових олив згідно з API 1509.

Групи	Індекс в'язкості	Масова частка, %		Тип оливи
		Насиченість: ароматика <sup>1)</sup> (арени) та інші вуглеводні	сірка	
Група 1 (селективне очищення)	Не менше ніж 80, але менше ніж 120	< 90	> 0,03	Нафтова
Група 2 (гідрочищення)	≥ 80 але < 120	≥ 90	≤ 0,03	Нафтова
Група 3 (гідрокрекінг)	≥ 120	≥ 90	≤ 0,03	Синтетика (нафтово-синтетичні)
Група 4 <sup>2)</sup>	Згідно з атестатом якості	Не насичені		Поліальфаолефіни (РАО)
Група 5				Усі інші оливи, що не ввійшли до груп 1, 2, 3, 4 (фосфатні ефіри, поліалкіленгліколь PAG, поліоловий ефір, біомастила тощо)

**1.** Ароматичні вуглеводні (арени) — клас вуглеводнів, молекули яких містять одне чи декілька бензенових кілець. Залежно від кількості бензенових циклів розрізняють: одноядерні (моноциклічні) та багатоядерні (поліциклічні) арени.

**2.** Має бути вказано додатково: кінематична в'язкість при 100°C, 40°C і -40°C, температуру застигання, а також летючість NOACK. Летючість NOACK визначає втрати моторних олив при випаровуванні. Цей тест важливий, оскільки робочі температури двигуна, як правило, виводять легші частини мастила під час експлуатації. Це фактично призводить до підвищення в'язкості мастильного матеріалу до більш в'язкого рівня, як наслідок, економія палива знижується через збільшення паразитного навантаження.

- Методи випробування базових олив наведено в табл. 2.3.

**Рівень насичення.** Насичені речовини є типом молекул, які зазвичай зустрічаються в базовій оливі. Вони природно присутні в нафті, але в процесі очищення проміжних продуктів досягаються вищі рівні насичення. Чим вище рівень насичених

речовин, тим міцніший молекулярний зв'язок оливи. Це підвищить стійкість до руйнування та окислення або втрати в'язкості.

**Вміст сірки.** Сірка є природним неорганічним елементом, що зустрічається у сирій нафті. Оскільки сірка вступає в реакцію з киснем, це може негативно позначитися на характеристиках олив. Це також може пошкодити пристрої для очищення вихлопних газів. Крім цих негативних сторін сірки, є і позитивні сторони. Сірка може бути ефективним антиоксидантом, що покращує стійкість до окислення. Чим нижчий вміст сірки, тим вища чистота, що знижує ймовірність корозії та окислення.

**Індекс в'язкості.**

Індекс в'язкості відноситься до змін в'язкості порівняно з температурою оливи. В'язкість вимірюють при 40°C та 100°C. Коли індекс в'язкості високий, зміни менші за різниці температур. В'язкість всіх олив збільшується при зниженні температури та зменшується при підвищенні температури.

Таблиця 2.3 – Методи випробування базових олив

Властивість	Метод
Насиченість <sup>1), 2), 3)</sup>	ASTM D1552, ASTM D2007, ASTM D7419
Індекс в'язкості	ASTM D2270
Сірка	ASTM D2622, ASTM D3120, ASTM D4294, ASTM D4927
<b>Примітки:</b>	
1. Необхідно використовувати останню версію кожного з перелічених стандартів.	
2. Для насичення нижче 75,0% необхідно використовувати ASTM D2007.	
3. Для насичення не менше ніж 75,0% результати ASTM D7419 має бути конвертовано в еквіваленти ASTM 2007 використовуючи кореляційне рівняння, що описане в ASTM D7419.	

Згідно технології виробництва базові оливи групи I отримані в результаті очищення остаточних олив розчинником, що є більш простим процесом очищення. Вони виходять найменш очищеними і, отже, найдешевшими базовими оливами. Оливи, які підлягають очищенню розчинниками, зазвичай складаються із суміші різних молекул вуглеводнів, які неможливо розрізнити в процесі очищення. Це призводить до того, що олива з нерегулярними молекулами має підвищене тертя всередині оливи. Тому оливи групи I найчастіше використовуються у менш вимогливому обладнанні. Або підлягають доочищенню застосуванням інших процесів депарафінізації, гідроочищення.

Базові оливи I групи використовуються як індустріальні оливи, наприклад И-20А, И-30А, И-40А, И-50А. У якості базової для виробництва вітчизняних нафтових турбінних олив класу; в'язкості 32 використовують індустріальну оливу И-20А, для турбінних олив класу в'язкості 46 - суміш з індустріальних олив И-20А та И-40А, а для турбінної оливи класу в'язкості 68 - суміш з індустріального масла И-40А та базової оливи III групи в'язкості згідно API тощо. У табл. 2.4 наведено типовий фракційний склад нафтових базових олив з урахуванням класифікації API.

Легкі індустріальні та трансформаторні оливи одержують із легких дистилатів. З середніх та важких дистилатів одержують індустріальні та моторні оливи. З базових олив I групи і їх сумішей з дистилатами одержують моторні, трансмісійні, важкі індустріальні, циліндрові та інші оливи.

Таблиця 2.4 – Типовий фракційний склад нафтових базових олив

№ з/п	Базові оливи згідно з класифікацією АРІ	Масовий вміст вуглеводів, %				
		Парафіно-нафтеніві	Ароматика			
			Моно-циклічні	Бі-циклічні	Полі-циклічні	Смоли
1	И-20А (І група)	72,1	21,2	4,6	1,5	0,6
2	И-40А (І група)	72,2	18,7	6,7	1,7	0,7
3	Оливи ІІ групи	96,6	2,1	0,7	0,4	0,2
4	Оливи ІІІ групи	97,3	2,1	9,5	0,1	–

Базові оливи групи ІІ отримані в результаті піддаються гідрокрекінгу, що є більш складним процесом, ніж процес для олив групи І. Оливи групи ІІ за ціною близькі до олив групи І.

Нафтові базові оливи мають невисоку термостабільність, деякі характеристики дуже залежать від температури. Для покращення експлуатаційних властивостей нафтових олив до них можуть додаватися до 30% масового вмісту синтетичні оливи ІІІ або ІV групи АРІ. Таким чином вони становляться напівсинтетичними (частково-синтетичними) оливами.

Базові оливи групи ІІІ отримано в результаті ще більш тривалого процесу обробки, ніж оливи групи ІІ із застосуванням більшого тиску і температури. У результаті отримують більш чистішу базову оливу вищої якості. Незважаючи на те, що оливи групи ІІІ одержують із сирової нафти, їх іноді називають синтезованими вуглеводнями. У процесі каталітичного гідрокрекінгу проміжний продукт піддається ряду хімічних реакцій, що істотно змінюють його молекулярну структуру і властивості. В результаті хімічного впливу з мінеральної сировини видаляються сполуки азоту та сірки, випрямляється та очищається молекулярна решітка. Внаслідок зміни молекулярної структури, гідрокрекінгова олива за комплексом характеристик максимально наближається до хімічно-синтезованих олив, а по ряду параметрів і перевершує їх, зберігаючи, при цьому, всі плюси мінеральних олив - високу розчинність присадок і хороші мастильні властивості.

Оливи ІV та V груп АРІ є хімічно-синтезованими базовими оливами. При цьому четверта група вироблюється з нафти, а п'ята може бути вироблена з будь-якої сировини. Вказані оливи мають дуже високу термостабільність, високу плинність та проникну здатність при мінусових температурах, хороші антиокислювальні властивості, низьке випаровування, знижену леткість і горючість, низький коефіцієнт тертя внаслідок більшої однорідності молекул. Найбільшою перевагою синтетичних олив є більш високий індекс в'язкості. Гідролітична стабільність, та радіаційна стійкість зазвичай вище у нафтових олив. Синтетичні базові оливи мають дві критичні недоліки: низьку змащувальну здатність і малу розчинність присадок. Для забезпечення оптимальних змащувальних можливостей і розчинності присадок в товарні «повністю синтетичні» оливи додаються базові оливи першої, другої або третьої групи АРІ.

Базові оливи групи ІV являють собою поліальфаолефіни (РАО) які отримують зазвичай олігомеризацією 1-децену ( $C_{10}H_{20}$ , клас арени). Олігомеризація відноситься до процесу, в якому мономер або молекула з'єднується з багатьма іншими мономерами такого ж типу, утворюючи довгий ланцюг. РАО є надзвичайно чистим продуктом (однорідні молекули, без сірки, воску та фосфору) завдяки складному нафтохімічному процесу виробництва. У результаті якого утворюється хімічна «плоска» хімічна структура. РАО мають відмінну текучість при мінусових температурах, високу

термічну стабільність і протидіють зсуву. Вони дуже ефективні для використання в екстремально холодних або в екстремально гарячих умовах.

Типовим недоліком РАО, як синтетичного матеріалу, є погана сумісність із гумовими та паронитовими ущільненнями. Турбінні оливи на основі РАО мають експлуатаційні характеристики, які не досяжні для турбінних олив на основі базових олив III групи, а саме: за випаровуваністю, стабільністю до окислення, час деемульсації, час деаерації і антикорозійні властивості, індексу в'язкості. Слід відмітити сумісність РАО з нафтовими оливами і ефірами. Сучасні оливи групи III можуть перевищувати експлуатаційні характеристики групи IV за такими параметрами, як сприйнятливість до присадок, зносостійкість, температура втрати плинності, окислювальна стабільність, летючість.

До V групи базових олив (синтетичні оливи) відносяться усі інші оливи, що не ввійшли до груп 1, 2, 3, 4, у т.ч. такі що отримано шляхом органічного синтезу із газів.

До цієї групи відносяться:

- синтетичні вуглеводні;
- складні органічні ефіри і ефіри фосфорної кислоти;
- полігліколеві оливи
- силіконові оливи;
- інші синтетичні оливи.

Ефіри, як базові оливи, виробляються як попередньо визначені молекулярні структури для вискоефективного змащення. Ці синтетичні базові рідини являють собою переважно розгалужені вуглеводні, які є термічно стабільними, мають високий і низький індекси в'язкості та надзвичайно чисті. Складні ефіри можуть бути базовою рідиною для олив і мастил або використовуватися як компаунди з іншими базовими оливами, такими як РАО, групи III, групи II тощо, для виготовлення як повністю синтетичних так і напівсинтетичних олив і мастил.

Існує багато складних ефірів, такі як складні ді-ефіри, складні поліефіри ефіри фосфорної кислоти тощо. Ефіри поляризуються, що притягує їх один до одного, а також до позитивно заряджених поверхонь. Коли молекули притягуються одна до одної, для їх випаровування потрібно більше енергії, що дає їм вищу температуру спалаху та меншу швидкість випаровування. Протягування до металевих поверхонь створює міцну мастильну плівку, що покращує змащувальні властивості та знижує витрати енергії на тертя.

Складні ефіри можуть диспергувати побічні продукти розпаду оливи, які інакше могли б відкладатися у вигляді шламу. Вони можуть покращити розчинність присадки в кінцевому продукті.

Ефіри мають власні недоліки. Усі складні ефіри мають тенденцію руйнувати натуральні ущільнювачі матеріали, насамперед гуму, каучук, паронит. Як було вказано вище, ефіри мають схильність реагувати з водою і гідролізуватися. Гідролітична стабільність їх не є високою, зазвичай від поганої до середньої. Мають дуже низький індекс в'язкості в діапазоні від 60 °С до мінус 30 °С. Продуктами розпаду фосфатних є фосфатні мила, які збільшують утворення піни.

На основі складних ефірів вироблюється багато мастильних матеріалів: автомобільної оливи і мастила, холодильні оливи, холодоагенти замість фреону, турбінні вогнестійкі рідини тощо. При цьому під вогнестійкістю слід розуміти не розповсюдження полум'я по струменю рідини, що витікає. Сама рідина є горючою.

Синтетичні базові оливи першого покоління для вироблення вогнестійких турбінних олив для парових турбін ЛМЗ, є очищеною сумішшю трикселенілфосфатів.

Синтетичні вогнестійки турбінні рідини Reolube® Turbofluids фірми Lanxcess вироблюються із спеціально очищених фосфатних базових олив та присадок, які покращують їх стабільність і змащувальні властивості. Таким продуктом є продукт Reolube® 225, повністю синтетичний фосфатний ефір, якій є чудовою основою для створення вогнестійких гідравлічних рідин класу ISO VG 46 HFDR. Базова основа Reolube® 225 забезпечує чудову розчинність і добре реагує на низку пакетів присадок. Там, де потрібен ISO VG 32, фірмою рекомендовано синтетичний фосфатний ефір Reolube® 140.

Для електроізоляційних олив базовими оливами називаються рафінації, що отримані після очищення дистилятів - продуктів розгонки нафти (класичний спосіб). Існує також технологія отримання газових дистилятів (не є класичний спосіб).

Компанія Shell вперше у світовій практиці стала виготовляти трансформаторну базову оливу з природного газу (базова олива марки Gas To Liquid «GTL»). Виробничий процес полягає в багатоступеневому каталітичному перетворенні газу в рідкі вуглеводні. Вказані вуглеводні за будь-якими характеристиками, що нормуються і традиційно визначаються для підтвердження якості нафтових олив, нічим від них не відрізняються. Вказана базова олива відповідає базовим маслам V групи по класифікації API. Турбінні оливи на базі GTL мають чудові в'язкісно-температурні властивості, високу стійкість до термічного окислення і високі деаераційні властивості тощо. Трансформаторна олива марки Shell Diala S4 ZX-I яку допущено до застосування в Україні, повністю відповідає вимогам IEC 60296.

Інші базові синтетичні ізоляційні оливи за хімічним складом відносяться до хлорованих вуглеводнів, кремній- і фторорганічних сполук, складних ефірів тощо.

### **2.3 Присадки до базових і експлуатаційних олив**

Експлуатаційні властивості мастильних або ізоляційних олив визначають вихідна сировина, технологія отримання базових олив (дистилятів для ізоляційних олив) та введені до кінцевого продукту присадки.

Експлуатаційні властивості базових олив підвищують шляхом внесення присадок, і оптимізації концентрацій сірки та ароматичних вуглеводнів у їх складі. Однак через низьку концентрацію присадок, що вводяться олив, експлуатаційні характеристики олив значною мірою залежать від фізичних й хімічних властивостей базового компонента, зміст якого може становити понад 99%. При цьому присадки добре розчиняються в базових оливах II і III груп (мають високий вміст ароматичних з'єднань) і значно гірше в базових оливах I групи (табл. 1).

Основна мета внесення присадок, це покращення стійкості олив до окислення та до гідролізу. Вказані процеси скорочують експлуатаційний ресурс оливи. Присадки також додаються для покращення виділення повітря (деаерації), відділення від води (деемультсації, тобто зниження схильності до утворення емульсій), для покращення антикорозійних властивостей, протидії зносу і задіру пар тертя. Загальна концентрація присадок в оливах може становити до 1,0% маси.

Присадки повинні добре розчинятися в оливі і не виділяти осаду при зберіганні, транспортуванні та експлуатації. Присадки, які внаслідок недосконалої технології виробництва оливи знаходяться в нерозчиненому виді, може бути видалено під час очищення оливи в експлуатаційних умовах. Це однозначно приведе до погіршення експлуатаційних властивостей оливи.

Деякі присадки покращують одночасно кілька властивостей олив, тому їх називають функціональними. Використовуються також пакети присадок для зменшенню втрат виробників оливи - споживачів присадок.

Зазвичай виробники енергетичних олиव, особливо турбінних, не повідомляють про склад внесених в оливу присадок. Відсутність чинних методичних вказівок визначення вмісту вказаних присадок і відновлення їх нормованої кількості, ускладнює експлуатацію енергетичних олив і веде до передчасної втрати її експлуатаційних властивостей. На цей час жоден із виробників оливи не надає гарантії щодо терміну її експлуатації. Це впливає насамперед із їх комерційних інтересів і не має жодного відношення до приховування інформації щодо внесених присадок, загальний перелік яких всім відомо.

Кінцевий споживач олив має вимагати від постачальників оливи надати відомості виробника щодо внесених в кінцевий продукт присадок: марка присадки, потрібний вміст в експлуатаційній оливі і методику його визначення, рекомендовану технологію внесення присадки в експлуатаційних умовах.

### **2.3.1 Антиокислювальні присадки**

У процесі експлуатації оливи при її нагріванні в присутності кисню проходить окислення вуглеводневих сполук оливи. На хід процесу окислення впливають: температура, тиск, концентрація кисню, електричні поля, радіація, швидкість потоку масла (інтенсивність перемішування), присутність в оливі забруднень, іонів металів, особливо міді. Окислення нафтових вуглеводнів протікає за радикально-ланцюговим механізмом через алкільні та пероксидні радикали.

Розглянемо механізм окислення оливи. До первинних продуктів окислення відносяться: пероксиди, гідропероксиди, продукти деструктивного окислення: спирти, альдериди, кетони, карбонові кислоти тощо. Із вказаних первинних продуктів окислення утворюються солі карбонових кислот (розчинні з'єднання є каталізаторами подальшого процесу окислення), смолисті сполуки у т.ч. агреговані вуглеводні частинки і шлам, продукти коксування (нерозчинні сполуки є причиною забруднення фільтрів оливи, нестабільної роботи системи управління турбіною, лакові відкладення і коксування внутрішніх поверхонь тепломеханічного обладнання спричиняють його нестабільну роботу і відмови також).

Вторинні продукти окислення оливи є сполуки із збільшеною молекулярною масою, що веде до збільшення в'язкості оливи.

Хімічні сполуки, що переривають ланцюгову реакцію окислення, називають інгібіторами окиснення або антиоксидантами. По механізму дії розрізняють інгібітори першого і другого типу. Перші інгібітори реагують з радикалами, що утворюють ланцюг, і переводять їх у неактивний стан таким чином обмежуючи ланцюг.

Другі інгібітори затримують окислення, якщо введені до початку реакції. Типовими представниками інгібіторів другого типу є просторово ускладнені феноли та аміни. Інгібітори другого типу руйнують гідропероксиди, відновлюючи їх до спиртів. Вони гальмують реакцію окислення як на початку, так і на її пізніших стадіях. До інгібіторів цього типу відносяться сполуки сірки та фосфору, що самі взаємодіють з гідропероксидами (реакція окислення). Вказані інгібітори мають ще одну назву – ддактиватори металів.

Найбільш поширеними присадками першого типу є фенольні (наприклад: 4-метіл-2,6-ді-трет-бутилфенол під назвою Агідол-1, ДБК, іонол) і аміні антиоксиданти (дифеніламін, п-оксидифеніламін). Молекули вказаних присадок взаємодіють з первинними продуктами реакції окислення – перекисами і утворюють неактивні сполуки, які рвуть ланцюжок реакції окислення. Фактично постачають атоми водню пероксидних радикалів, що утворюються при окисленні. Такі антиоксиданти називаємо первинними. Вказана присадка застосовується для турбінних і трансформаторних

олив. Присадка ефективна, але при температурі вище 100 °С стає сильно летючою. Присадка легко розчиняється в оліві та практично не розчиняється в воді. Концентрація присадки в оліві зазвичай від 0,8% до 1,0% маси. Вироблюється за ТУ 38.5901237-90. Застосовується як для мастильних матеріалів так і для електроізоляційних олив.

Присадка Агідол-2 [метілен-2,2'-бис-(4-метил-6-трет-бутиленфенол)] застосовується для індустріальних та інших енергетичних олив. Антиокислювальні присадки, які зменшують утворення кислот, виконують таким чином функцію антиіржавійних присадок. Аміни і феноли, як антиокислювальні присадки, розраховано застосувати при температурах від 140 °С до 150 °С.

Антиокислювальні присадки іншого типу розкладають проміжні гідропероксида до менш активних сполук (вторинні антиоксиданти). До них відносяться діалкілдітіофосфати цинку, дітіокарбамати металів (цинку, барію, сурми, тощо), тіоефіри та органічні фосфіти. Присадки, що містять сірку та фосфор, представлені, головним чином, солями металів дитіофосфорних кислот. Широке поширення дитіофосфатів обумовлено їх багатофункціональністю. Крім антиокислювальної дії вони надають олівам високі протизносні та антикорозійні властивості.

Із амінних присадок зазвичай застосовують такі: ПОДФА (n-оксидифеніламін), НЕОЗОН-А (феніл- $\alpha$ -нафтіламін), ДАТ (діалкілдіфеніламін), ДИФЕНАМ (4,4' - диметоксидифеніламін) тощо.

До присадок другого типу відносяться:

- ДФ-11 (50% розчин діалкілдітіофосфату цинку в нафтовій оліві). Покращує антиокислювальні, антикорозійні та протизносні властивості. Застосовують в оливах різного призначення в концентрації від 1,0% до 2,5%. Вироблюють за ТУ 38.5901254-90.
- ФОСАН аналог ДФ-11. Відрізняється підвищеним змістом активного компоненту. Виробляють за ТУ 38.1011812-88.
- ДФБ (розчин діалкілдітіофосфату модифікованого бором в оліві). Присадка має підвищену термостабільність і діє як антиокислювальна, антикорозійна і протизносна присадка. Застосовують у складі моторних та трансмісійних олив у концентрації від 1,0% до 2,2% маси. Виробляють за ТУ 38.1011131-87.
- А-22 (розчин 85%-100% діалкілдітіофосфату цинку, модифікованого бором). Має антиокислювальні, протизносні, антикорозійні та антифрикційні властивості. Застосовують у моторних, трансмісійних та індустріальних оливах у концентрації від 0,5% до 1,5% маси. Виробляють за ТУ 0257-006-40065452-97.
- ВНИИ НП-354. Має антиокислювальну та антикорозійною дію. Застосовують у моторних оливах у концентрації від 2,0% до 2,2 % маси. Виробляють за ТУ 38.101680-77. ВНИИ НП.-715 - застосовують як беззольну антиокислювальну, антикорозійну та антифрикційну присадку до мастил. Вироблюється за ТУ 38.1011226-89. Основні характеристики фенольних антиокислювальних присадок наведено в таблиці 9.
- Деактиватори металів на основі алкілтолуолалкіламініотриазолу. (наприклад: присадки Irgamet 30 і Irgamet 39 виробництва компанії BASF).

Антиокислювальні присадки вводяться як в процесі виробництва базових олив так і в процесі експлуатації олив. Для базових олив II та III груп це особливо необхідно для підвищення антиокислювальних властивостей продукту, отриманого в результаті застосування гідрогенізаційних процесів. Для отримання високих антиокислювальних властивостей напівсинтетичних олив, потрібні більше високі концентрації присадок у

порівнянні з нафтовими базовими оливами I групи, що пов'язано з: відсутністю в них ароматичних і полярних сполук і переважним вмістом насичених вуглеводнів.

Слід враховувати, що у разі використання турбінної оливи класу ISO VG 22, яку вироблено з сірчистої нафти, концентрація введеного іонолу 0,2% не забезпечує достатньої стабільності оливи. Для таких олив концентрація іонолу має бути підвищено до 0,7% - 1,0%.

Присадки мають вводиться в оливу після лабораторної; перевірки її сприйнятливості до впливу присадки. Олива вважається сприйнятною до присадки, якщо після лабораторного окислення кислотне число оливи з присадкою в концентрації від 0,2% до 0,3% вдвічі-втричі менше, ніж до введення присадки, і в ньому відсутній розчинений шлам.

Стабілізація експлуатаційної оливи присадками виконується для підготовленої оливи, що не містить шламу, води, механічних домішок та продуктів старіння, здатних при взаємодії з присадками утворювати небажані сполуки.

Методичні вказівки щодо введення присадок до турбінних олив наведено в РД 34-43-104-88. Ці вказівки дотепно використовувати і для інших олив, з урахуванням особливостей продукту. «Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии». Экспрес-метод визначення вмісту іонолу в турбінних оливах наведено в РД 34.43.209-97.

Характеристики деяких фенольних антиокислювальних присадок наведено в табл. 2.5.

Таблиця 2.5 - Характеристика фенольних антиокислювальних присадок

	Марка присадки					
	ДФ-11	ДФБ	А-22	ДФ-1	ВНИИ НП-354	ВНИИ НП-715
Кінематична вязкість при 100 °С, сСт	5-10	5-10	≥ 8	≤ 20	19-25	≥ 27
Масова частка, %						
- фосфору	4,4-4,9	4,5-5,7	≥ 8	–	≥ 2,3	≥ 2,1
- сірки	–	–	15	–	4,5	2,8
- цинку (барію)	5,0-5,6	5,4-6,2	≥ 9	≥ 3,8	≥ 2,4	–
- азоту	–	–	–	–	–	≥ 1,9
- бору	–	сліди	–	–	–	–
- води	сліди	сліди	сліди	0,06	сліди	≤ 0,1
- механічних забруднень	–	–	0,1	0,08	0,1	0,1
рН (спирто-4,4-4,9 толуольний розчин), не менше	5,5	6,0	6,0	–	≥ 2,7	–

На цей час застосовуються такі антиокислювальні присадки: іонол, Агидол -2 (марки а, б), ВНИИ НП-354, ДФ-11, ДФБ, А-22, ИНХП-21, ИХП-21, КАСП-13, МНИИП-22к, ДФ-1, Борин, Скиф-1, Фосан, Букс, Иноксил, ДАТ, WFY 001-1 – WFY 010-4 тощо.

Технологія присадок постійно розвивається. Наприклад, останні результати досліджень свідчать про те, що синтезовані морфолино- і піперидінометіленові похідні аллілового і бутілового моноєфірів бутан-1,3-діолу можуть бути використані як поліфункціональні присадки до нафтових олив. Їх протикорозійні та протизносні властивості мають вищий рівень ніж у присадки ДФ-11.



Найбільший виробник присадок Lanxcess виробляє такі деякі антиоксиданти серії Additin® AO (Phenols and amine derivatives):

- RC 7110 (2.6-ді-трет-бутил-4-метілфенол) - для турбінних і компресорних оливо, палива, полігліколей;
- RC 7115 (похідне фенолу стерично ускладнене) – для мінеральних і синтетичних
- ефірних оливо, турбінних оливо, компресорних оливо і моторних оливо;
- RC 7120 (2.6-ді-трет-бутилфенол) – для гідравлічних рідин, мінеральних і синтетичних ефірних оливо;
- RC 7130 (1-нафтил-феніламін) – для моторних оливо, авіаційних турбінних оливо;
- RC 7132 (комбінація амінних антиоксидантів) – для оливо для теплопередачі,
- гартівних оливо, ланцюгових оливо;
- RC 7135 LD (похідна дифеніламіну) – для моторних оливо, високотемпературних . ланцюгових олива, турбінних і компресорних оливо.

У міжнародній практиці для контролю якості інгібованих оливо і вмісту прсадок використовуються такі стандарти:

- ASTM D943 - метод визначення характеристик окислення інгібованих нафтових оливо;
- ASTM D2272 - метод визначення стабільності до окислення турбінних оливо у посудині-бомбі, що обертається;
- ASTM D4310 - метод визначення схильності інгібованих нафтових оливо до корозії та утворення лаку.
- ASTM D6186 – метод визначення періоду індукції окислення мастильних матеріалів диференціальної сканування калориметрією високого тиску.

### **2.3.2 Антикоровійні присадки (інгібітори корозії)**

Інгібітори корозії необхідні для запобігання корозії металу, особливо сплавів кольорових металів (мідно-свинцеві та інших).

Корозійні процеси мають електрохімічну природу. Тому інгібітори корозії мають загальмування анодно і катодно корозійні процеси руйнування металів, витіснити воду (електроліт) з поверхні металу до нафтопродукту (хемосорбційні інгібітори). Інгібітори корозії хемосорбційного типу являють собою молекули з довгими алкільними ланцюгами та полярними групами, такими, як аміно-, нітро та ін. Ці розчинні в оливі є поверхньо-активними речовинами, які не розчиняються у воді і не утворюють емульсії оливи з водою та підвищують схильність оливи до піноутворення. Вказані речовини утворюють з металевої поверхнею хемоадсорбційні плівки, запобігаючи корозії металу і витісняючи воду з поверхні металу. Концентрація таких присадок в оливі має бути достатньої для утворення плівки на основі адсорбційно десорбційної рівноваги.

Хімічні інгібітори запобігають корозії шляхом утворення на поверхні металу захисного шару, що перешкоджає контакту води і кисню з металом і нейтралізують кислоти. До хімічних інгібіторів відносяться жирні кислоти та різні сполуки: дісульфіди і полісульфіди, трибутилфосфіт, трифенілфосфіт, тиофосфорные соединения, осернена олива, алкільфеноляти лужних і лужноземельних металів.

Присадка повинна бути такою, щоб плівка під час роботи не відшаровувалась і була стійка проти миючих (диспергуючих) присадок. Чим вища температура оливи, тим вища корозійна агресивність і тим менш ефективна захисна дія присадки.

Слід враховувати сумісність присадок. Фосфітні присадки зменшують кислотність окислених олив, а осернена олива, навпаки, посилює окислення. Додаються обидві групи присадок у кількості до 1 % до ваги масла.

Слід враховувати, що присадки, які містять сірку, фосфор та метали, можуть не тільки стабілізувати оливу, а й, навпаки, прискорити процес її окислення.

Для турбінних, компресорних і індустріальних олив використовується антикорозійна присадка В-15/41 (кислий ефір алкенілбурштинної кислоти і етіленгліколю). Слід враховувати, що присадка має високу в'язкість, що ускладнює, її дозування в процесі виробництва турбінних олив, розчинність у нафтових оливах становить не більше 0,1% маси. За такої концентрації вона не здатна забезпечити оптимальні антикорозійні властивості мастильного матеріалу. При використанні присадки В-15/41 в турбінних оливах відбувається зниження деемульгуючих властивостей, у процесі експлуатації оливі присадка може вимиватися водою та взаємодіяти з лужними реагентами, утворюючи нерозчинну в оливі натрієву сіль. Таким чином її слід додавати з іншими компенсуючими присадками.

Ефективним інгібітором корозії для турбінних олив є присадка Irgacor L-12 (компанії Ciba Specialty Chemicals Corp.) - кислий ефір додецилбурштинної кислоти. Вона має більше високу розчинність у нафтових оливах, ніж В-15/41 і забезпечує оптимальні захисні властивості олив при низьких концентраціях (концентрація Irgacor L-12) у турбінній оливі становить 0,035% маси). Присадка покращує антиокислювальні властивості мастильних матеріалів, а також, сумісна з антиоксидантами та деактиваторами металів.

Багато інгібіторів, у т.ч. інгібіторів корозії для турбінних олив виробляє фірма Lanxess під торговими марками Additin® CI (Sulfonates, carboxylates, partial esters). Наприклад:

- сульфонатна група: кальцію карбоксилат/сульфонати: RC 4202, 4203, 4210N 4211; синтетичний, нейтральний сульфонат кальцію 4220, алкілбензолсульфонат з надлишком кальцію 4242, усі містять Ba, Ca, Mg, Na в різних пропорціях)
- карбоксилатна група: RC 4530 – нафтенат цинку, RC 4580 – цинкова сіль аліфатичної кислоти;

– похідні карбонової кислоти:

RC 4801 - напівефір бурштинової кислоти, за складом і властивостями аналогічний антиіржавійній присадці В-15/41;

RC 4802, 4803 - на основі амідованого похідного бурштинної кислоти у вигляді 30 % та 50 % розчинів у нафтовій оливі. RC4802, на відміну від інших інгібіторів корозії на основі бурштинної кислоти, має низьке кислотне число і високі деемульгуючі властивості.

RC 4810 - нейтральний синтетичний ефір сульфокислоти на основі натуральної сировини;

RC 4820 - неповний ефір аліфатичних спиртів фосфорної кислоти, що нейтралізована аміном.

Антикорозійні присадки додаються також до сірчистого палива для нейтралізації корозійно-агресивних продуктів, що утворюються при його згорянні та окисненні олив, наприклад присадки марок ДФ-1, ЛАКИ-317. Ця проблема актуальна для потужних дизельних двигунів резервних дизельних електростанцій.

### **2.3.3 Деемульгуючі присадки**

Деемульгуючі присадки мають особливе значення для нафтових турбінних олив, що експлуатуються в ВП АЕС (Тп-22С для парових турбін і Тп-30 для гідротурбін).

Деемульгатори полегшують відокремлення води від масла, концентруючись на межі розділу фаз та сприяючи злиттю крапель води. Нормативне значення часу деемульсації встановлюється виробниками обладнання і нормативними документами Експлуатуючої організації.

За хімічною структурою деемульгатори ділять на:

- іоногенні (аніонні, катіонні, амфотерні);
- неіоногенні (водорозчинні, нафторозчинні, диспергуючі).

Неіоногенні деемульгуючі присадки (ПАР) у розчинах не розпадаються на іони. Їх отримують приєднанням окису алкілену (етилену або пропілену) до органічних сполук з рухомим атомом водню (карбоксильна, гідроксильна, амінна, амідна та ін. групи). У якості таких сполук використовують органічні кислоти, спирти, феноли, складні ефіри, аміни і амідні кислот. Реакції оксиетилювання  $RH + n(C_2H_4O) \rightarrow R(C_2H_4O)_nH$ , де  $RH$  – функціональна група з рухомим атомом водню, число групи окису етилену. Для отримання найефективнішої присадки необхідно досягти оптимального співвідношення числа гідрофільних груп, тобто довжини поліоксietiленового ланцюга, і гідрофобних груп.

Як деемульгуючі присадки до турбінних олив використовують різні поліалкоксильовані сполуки: феноли, поліаміни, поліоли. Групою співробітників АТ «ВНИИ НП» (РФ) під керівництвом Д.Н. Левченко було розроблено розчинні у оливі сполуки – діпроксаміни (азотовмісні блоксополімери окису етилену з окисом пропілену). Результатом вказаних розробок є товарний продукт – деемульгуюча присадка Дипроксамін-157 (або Д-157). Вироблюється згідно з ТУ 6-14-614-76, вміст азоту від 0,50% до 0,55%, рН менше ніж 10,5, зольність 0,5%. Присадка добре розчинна в нафтових оливах, не вимивається водою. Будучи поверхньо-активними речовинами, діпроксаміни адсорбуються на поверхні розподілу олива-вода і понижують поверхневий натяг оливи. Це дозволяє контролювати вміст деемульгатору за величиною поверхневого натягу оливи. Враховуючи, що частка деемульгатора може в процесі експлуатації видалятися з водою, або при дренаванні систем оливи, слід віддавати перевагу нерозчинним у воді деемульгаторам, або комбінаціям деемульгаторів.

У турбінні оливи деемульгатори вводять зазвичай у кількості до 0,02% маси. Краще використовувати нафторозчинні деемульгатори. Як розчинники для них використовуються низькомолекулярні спирти (метиловий, ізопропиловий тощо), ароматичні вуглеводні та їх суміші. Внаслідок високого вмісту насичених вуглеводів та низького вмісту полярних сполук, оливи які вироблено на основі базових олив II і III груп самі по собі вже мають кращі деемульгуючі властивості ніж оливи, що вироблено на основі базової оливи I групи.

Перевіряти концентрацію деемульгатора у складі турбінної оливи можливо за показником поверхневого натягу оливи.

#### **2.3.4 Антипінні присадки**

Піноутворення енергетичних олив є небажаним процесом і зазвичай характерно для масильних матеріалів. Піна зриває нормальну роботу системи змащення і регулювання турбоагрегатів (оливних насосів, поверхонь тертя, систем управління турбін, системи підйому ротору, ущільнення валу генератору), прискорює процес окислення оливи. Підвищене піноутворення моторної оливи може привести до відмови дизельного двигуна РДЕС, що є неприпустимим.

Більш в'язкі оливи є більш схильними до піноутворення, особливо при низьких температурах та у присутності вологи. Це слід враховувати при пуску потужних насосних агрегатів.

Антипінні присадки вводяться для запобігання утворенню піни або її руйнування.

Принцип дії – абсорбція на поверхні розділу олива-повітря і пониження поверхового натягу плівки оливи. Використовуються поліетиленглікольні ефіри, сульфіді, фосфати, тіофосфати, сполуки фтору, нітро- та аміноспирти та ін. речовини.

Найбільш ефективними антипінними присадками є рідкі силосани, що мають поверховий натяг нижче, ніж нафтові оливи. ПМС-200А — полідиметилсилоксан застосовують як антипінну в концентрації від 0,001% до 0,05% маси. При цьому слід зауважити, що ВАТ «ВТИ» не рекомендує використання для турбінних олив поліметилсилоксанових присадок, оскільки при їх застосуванні суттєво погіршуються деаераційні властивості оливи.

У 2018 році у ВП РАЕС для пониження схильності до утворення піни рідини «Fugquel®L» у системах змащування і регулювання парової турбіни К-1000-60/3000 після 4 літ експлуатації вогнестійкої рідини було використано 1:16,6 розчин в уайт-спиріту присадки на силіконової основі «Silfoam SC 132». Присадка була внесена шляхом розпилення над піною рідини із розрахунку 1 мл присадки на одну тону «Fugquel®L» (1 ppm). Аналогічні роботи проводилися у ВП ХАЕС і ВП ЮУАЕС.

### 2.3.5 Інші присадки

Вище було розглянуто основні присадки, вміст котрих доцільно контролювати під час приймання і експлуатації енергетичних олив.

Вміст наступних присадок контролюється на виробництві енергетичної оливи і має забезпечити її тривалу і надійну експлуатацію:

- миючі-диспергуючі присадки, що сприяють зниженню відкладень продуктів окислення на металевих поверхнях;
- протизносні, протизадирні та антифрикційні присадки, що покращують мастильні властивості оливи. На цей час як протизносні та протизадирні зазвичай застосовуються беззольні антифрикційні; присадки, які містять у своєму складі метали;
- депресорні присадки, що знижують температуру застигання оливи;
- в'язкісні присадки, що покращують в'язкісно-температурні властивості оливи.

Найважливішими присадками для трансформаторних олив є:

- протиокислювальні присадки. В основному використовують агідол-1 (синоніми: іонол; керобіт; 4-метіл-2,6-дітретичній бутілфенол, бутіл-4-метілфенол-2,6- дітрет-бутілпаракрезол, ДБПК, ДБК, топанол-0);
- депресорні присадки (депресанти), для зниження температури застигання олив з підвищеним вмістом парафінів.
- інші присадки, які підвищують газостійкість, збільшують розчинність газів, пасивують метали тощо.

У якості присадки для олив і базових компонентів використовується присадка фірми ICL-IP SYN-O-AD® (це є триарил- або триалкілфосфати), які забезпечують утворення беззольної плівки проти зносу і забезпечують чудову стійкість до окислення та термічну стабільність. Органічні ефіри фосфатів є важливими функціональними присадками, що використовуються в мастильних матеріалах і рідинах для металообробки.

Присадки до мастил SYN-O-AD® не містять сполук металу, сірки та хлору. Фосфорні ефіри SYN-O-AD® виявляють чудову стійкість до окислення. Змашування покращується за рахунок розкладання присадки на контактуючих металевих поверхнях. Рівень добавки в рецептурах коливається в межах від 1% до 3% маси. Покращується рівень набухання ущільнення - становить 1-2 мас. %.

Для вогнестійких рідин ISO 46 використовуються продукти:

- SYN-O-AD® 8412 – для трикселенилфосфатів;
- SYN-O-AD® 8477, 8499 – для бутильованих фенілфосфатів.

Продукти Lanxcess серії Additin® SP. Застосовуються для гідравлічних оливо, трансмісійних оливо, турбінних оливо, компресорних оливо, моторних і спеціальних оливо і мастила, рідин для металообробки.

Присадки на основі синтетичних ефірів і полімерів базуються на відібраній сировині для оптимізації спорідненість з різними металевими поверхнями, такими як нержавіюча сталь (наприклад, Additin® RC 8100) або алюміній (наприклад, Additin® RC 8103).

Присадки для надвисокого тиску і деактиватори кольорових металів. Деактиватори кольорових металів зі спеціальними властивостями надвисокого тиску (наприклад, Additin® RC 8210, 8213 – (похідні димеркаптотіадіазолу) відіграють важливу роль у зниженні корозії та старіння. Ці добавки діють як синергісти для первинних та вторинних антиоксидантів.

Протизносні присадки Additin® AW (antiwea) широко використовуються в рідинах і мастилах у металообробці, гідравліці та інших промислових програмах. Фосфорні добавки особливо ефективні в граничному змашуванні середніх і низьких навантажень. Продукти на основі фосфору в асортименті Additin® AW мають добру термічну та гідролітичну стабільність через ефіри фосфорної кислоти, карбаматам. Наприклад.

Additin® AW діалкілдітіофосфати: RC 3038, 3045, 3048, 3058, 3080 перв./втор. алкіл-ZnDTP, RC 3080, 3180 2-етилгексил-ZnDTP, RC 3880 аміндіалкілдітіофосфат, RC 3890 нейтральний діалкілдітіофосфат.

Additin® AW похідні фосфорної кислоти: ефіри фосфорної кислоти RC 3661, 3662, 3680, 3690; ефір фосфорної кислоти нейтралізований аміном RC 3740, 3760; аосфорно-сірчано-азотна присадка RC 3770, 3775, містять P, N, S.

Additin® AW карбомати: 4,4' метилен-біс-діалкілдітіокарбамат RC 6340, містить Zn, Sb, S, N.

### **2.3.6 Пакети присадок**

Для надання оливам комплексу певних експлуатаційних властивостей вводять разом кілька органічних сполук різного функціонального призначення. Багатофункціональні присадки забезпечують комплекс експлуатаційних властивостей: антиокислювальні, протипенні, протинагарні, протикорозійні та ін.

До багатофункціональних присадок відносяться алкілфенольні, фенолсульфідні та полімерні сполуки, що містять фосфор та сірку.

Алкілфенольні присадки БФК, КФК, ВНШП-370, ВНШП-371 мають високі протикорозійні, миючі протинагарні та антиокислювальні властивості.

Фенолсульфідні присадки АЗНІІ, АЗНІІ-ЦИАТИМ-1, ЦИАТИМ-339 мають хороші протикорозійні і миючі властивості, покращують мастильну здатність і знижують температуру застигання оливи.

Полімерні присадки характеризуються високими миючими та диспергуючими властивостями, а також у ряді випадків покращують в'язкісно-температурні якості та

знижують температуру застигання, підвищують антиокислювальну здатність та послаблюють корозійну агресивність.

Слід мати на увазі, що при складанні композицій присадок відбувається складна хімічна взаємодія компонентів, завдяки чому не лише посилюються певні властивості, а й виявляються нові якості.

Приклад композицій присадок для моторних оливо групи В дизельні двигуни легкових автомобілів, класифікація ACEA): 4% ВНІНП-360+2% ПМСЯ+1,5% С+0,005% ПМС-200А. Перша присадка (ВНІНП-360) покращує миючі, протиокислювальні та протизносні властивості, друга (ПМСЯ) надає миючі властивості, третя (ПМСЯ) забезпечує протизносні властивості, четверта присадка (ПМС-200А) – протипінна.

Свіжі турбінні оливи Тп-22С згідно з ТУ 38.101.821-88 і Тп-30 згідно з ГОСТ 9972 містять такі присадки:

- антиокислювальник – дібутилпаракрезол (ДБК, іонол, топалол) – 0,5% маси,
- антиіржавіну В-15/41 – 0,2%,
- деемульгуючу – діпроксамін 157 (Д-157) – 0,2%.

Окрім того, олива Тп-30 мистить багатофункціональну присадку Дф-11 в кількості 0,5% для поліпшення протизносних, антиокислювальних і антикорозійних властивостей.

Композиція присадок для турбінної оливи Тп-22 з (марка 1) за ТУ 38.101821-2001 (RU № 2114157 від 05.02.97) має наступний склад:

- агідол-1 (іонол),
- кислий ефір алкенілянтарної кислоти (присадка В 15/41),
- азотовмісний блок-сополімер оксидів етилену та пропілену (Діпроксамін -157)
- алкілтолуолалкіламинотриазол (Irgamet 39).

Вищевказані композиції мають недоліки - вони не забезпечує бажаний високий рівень антиокислювальних, протикорозійних, протизносних та деемульгуючих властивостей турбінних оливо.

Для забезпечення підвищення якості турбінних оливо патентом RU 2 451 061 С2 запатентовано композиції присадок для нафтової турбінної оливи з кінематичною в'язкістю від 20 мм<sup>2</sup>/с до 23 мм<sup>2</sup>/с при 50 °С. Присадка містить у процентах складу:

- кислий ефір алкенілянтарної кислоти 1,04-1,57%;
- азотовмісний блок-сополімер оксидів етилену та пропілену 1,04-3,68;
- алкілтолуолалкіламинотриазол 1,04-2,63;
- 2,6-діалкілфенол-п-етілалкілат 10,42-26,32;
- ефір алкілтіофосфату 1,04-2,63;
- суміш імідазолінів на основі органічних кислот рослинного походження та амінів 1,04-5,26;
- гідроксилвмісний сополімер оксидів етилену та пропілену 1,04-5,26;
- 2,6-ді-трет-бутил-4 -метілфенол до 100.

Автори патенту стверджують, що для оливи Тп-22с (марка 1) дана композиція скорочує час деемульсації до 40 с, тобто в три рази, швидкість корозії Ст.3 знижує в 2,8 рази, а також додатково підвищує її антиокислювальні та протизносні властивості. Це підвищує експлуатаційний ресурс тепломеханічного обладнання.

Високоякісні присадки пропонують фірми Lubrizol, BASF, Afton Chemical тощо.

Склад пакетів присадок (особливо таких, що містять деактиватор металу Бетанол-1), разом зі складом продуктів старінн оливи впливають на сумісність енергетичних оливо. Це слід враховувати при прийнятті рішення щодо змішування оливо.

Добрі результати показують для важконавантажених парових турбін пакети присадок фірми Lanxess — Additives® RC 9321 CI/AO - беззольний багатофункціональний пакет присадок для захисту від окислення та корозії, містить азоту 3,6%, сірки 7%, фосфору 0,5%. Забезпечує високу стабільність проти окислення, високі деемульгуючі, деаераційні, антипінні, антикорозійні та мастильні властивості турбінних s rjvghtcjhyb[ олив. Застосовується для базових олив. II, III і IV груп в концентрації від 0,3% до 0,6% маси. Additives® RC 9300 AW/CI/AO беззольний пакет містить азоту 2,6%, сірки 1,7%, фосфору 0,8%, застосовується в турбінних і компресорних оливах.

## **2.4 Якість енергетичних олив і стандартні методи визначення її показників**

### **2.4.1 Показники якості енергетичних олив і рідин**

Показники якості енергетичних олив (мастильних матеріалів і електроізоляційних рідин) і стандартні методи їх визначення наведено в Додатку М.

Деякі методики випробувань турбінних і електроізоляційних олив наведено в стандарті СОУ ВЕА.100.1/01:2015. Вказані методики носять виключно рекомендаційний характер і можуть прийматися до уваги при розробці відповідних методик, стандартизованих експлуатуючими організаціями, або галузевим міністерством.

Вимоги до якості свіжих нафтових олив застосовуються в обсязі кваліфікаційних випробувань (при поставленні продукту на виробництво або допуску для застосування в ВП АЕС, тендерних закупівель тощо) і в обсязі приймальних випробувань кінцевим споживачем.

Вимоги до якості свіжих енергетичних олив встановлено відповідними стандартами і технічними умовами (бюлетенями для закордонних виробників). Для виготовленої продукції дотримання вказаних вимог має бути підтверджено дтоваросупроводжуючими документами виробника – технічними паспортами якості продукції. Враховує значний обсяг електроізоляційних (трансформаторних) і турбінних олив, які використовуються в обладнанні енергоблоків ВП АЕС, керівними документами експлуатуючих організацій встановлюються вимоги до свіжих і експлуатаційних трансформаторних і турбінних олив, а також деякі методики визначення їх якості.

До свіжих мастильних матеріалів (пластичних мастил, специфічних галузевих мастильних матеріалів) окремі вимоги від вказаних в нормативних документах або технічних паспортах якості на продукцію виробника (сертифікатами якості для закордонних виробників) експлуатуючими організаціями зазвичай не встановлюються.

Є питання щодо еквівалентності або взаємозамінності методик стандартів, які застосовуються. Перші спроби встановити таку відповідність наведено в розділі 5.3 ІЕС 60296 (Ed.5).

### **2.4.2 Вимоги до якості свіжих нафтових турбінних олив**

У табл. 2.6 наведено основні технічні вимоги до оцінки якості нафтових турбінних олив згідно з СОУ НАЕК 006:2018. Випробування за порядковими номерами 1-12 вказаної таблиці проводяться при приймальних випробуваннях. При кваліфіційних випробуваннях випробування проводяться в повному обсязі табл. 2.6.

Таблиця 2.6 - Кваліфікаційних технічні вимоги до якості нафтових турбінних олів

Найменування показника	Метод випробування <sup>1)</sup>	Клас в'язкості VG ISO 3448		
		32	46	68
1	2	3	4	5
1. Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	ДСТУ ГОСТ 33	від 28,8 до 35,2	від 41,4 до 50,6	від 61,2 до 74,8
2. Густина, за температури 20 °С, г/см <sup>3</sup>	ГОСТ 3900	згідно з ТУ		
3. Температура спалаху у відкритому тиглі °С, не нижче	ДСТУ ГОСТ 4333 ДСТУ EN ISO 2592 ASTM D92-05a	190	190	220
4. Кислотне число мг КОН/г, не більше	ДСТУ ISO 6618 ГОСТ 5985 ГОСТ 11362	0,07	0,5	0,5
5. Число деемульсації, не більше, с - 20 см <sup>3</sup> оливи при 94±1 °С - 3 см <sup>3</sup> емульсії при 54 °С	ГОСТ 12068 ГОСТ ISO 6614	180 —	210 —	240 —
6. Схильність до піноутворення: схильність/стабільність, см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup> не більше, при 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	ДСТУ 8420 ASTM D892 ГОСТ ISO 6247	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)		
7. Антикорозійні властивості при 3 год., 100 °С - на сталевих стрижнях; - на мідних пластинах; - оцінка корозії міді, не більше	ГОСТ 19199 ГОСТ 2917 ДСТУ EN ISO 2160	витримує витримує —		витримує витримує 1
8. Вміст водорозчинних кислот і лугів, рН водної витяжки, в межах	ГОСТ 6307 МВИ 65-09	від 6,0 до 8,0		
9. Масова частка механічних домішок, %	ГОСТ 6370	відсутні	відсутні	відсутні
10. Клас промислової чистоти, не більше: при постачанні/при застосуванні		13/10	13/10	13/10
11. Стабільність до окиснення: - кислотне число, мг КОН/г, не більше, - масова частка осаду після окиснення, %, не більше - вміст летких низькомолекулярних кислот, мг КОН/г, не більше,	ГОСТ 981	0,1 0,005 0,02	0,5 0,01 -	0,7 0,008 -
12. Колір базової оливи на колориметрі ЦНТ, не більше, одиниці ЦНТ	ГОСТ 20284	2,0	2,0	2,0
13. Індекс в'язкості, не менше	ДСТУ ГОСТ 25371	90	95	90
14. Температура застигання, не вище, °С	ГОСТ 20287 ДСТУ ISO 3016	-15	-10	- 10



Закінчення таблиці 2.6

1	2	3	4	5
15. Час деаерації, с, не більше	МВИ 61-09	180	—	120
16. Випаровуваність за температури 130 °С, 1 год, %, не більше	ГОСТ 9566	8,0	6,0	6,0
17. Трибологічні характеристики при температурі (20 ± 5) °С на чотирьох- кульковій машині тертя: - навантаження критичне (Рк) не менше. Н - діаметр плями зношування при навантаженні 196 Н, тривалістю 1 год., не більше, мм	ГОСТ 9490 ASTM D2783-03	564 0,6	564 0,6	564 0,6
18. Масова частка води <sup>2)</sup> , %	ГОСТ 2477 ДСТУ ISO 12937	відсутня -	відсутня -	відсутня -
19. Зольність базової оливи, не більше, %	ГОСТ 1461	0,005		
20. Коксованість базової оливи, не більше, %	ГОСТ 19932	0,1		
21. Вміст селективних розчинників у базовій оливі, %	ГОСТ 1057	відсутні	відсутні	відсутні
22. Масова частка сірки в базовій оливі, не більше, %	ГОСТ 1437	0,3		
<sup>1)</sup> Для імпортованих олив в якості арбітражної використовується методика виробника оливи.				
<sup>2)</sup> Показник масової частки води не є бракувальним, якщо визначене числове значення відповідає нормі. У якості арбітражної використовується методика виробника.				

### 2.4.3 Вимоги до якості свіжих вогнестійких турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів

Ряд вогнестійких гідравлічних рідин було розроблених спеціально для використання в системах електрогідравлічного керування (ЕНС), враховуючи пожежну небезпеку внаслідок високого тиску рідини в системі.

Рідини відповідають категорії ISO 12922 позначення HFDR для менш горючих рідин і додатково відповідають стандарту ISO 10050 для рідин для систем керування турбінами із використанням триарилфосфатного ефіру в якості силової рідини.

Виготовлено з дуже низьким вмістом кислоти та води та очищено для видалення механічних частинок та електропровідних домішок

Виробляються з присадками для забезпечення стійкості до окислення, забезпечення антикорозійних і протизносних властивостей, сумісності з металами, пониження піноутворення та не залучення повітря.

Застосування вказаних рідин схвалено численними виробниками турбогенераторів для використання в їхньому обладнанні (GE, Siemens, Alstom, Mitsubishi, Chinese National, ЛМЗ).

На цей час вогнестійкі турбінні рідини, які можуть бути застосовані в турбоагрегатах АЕС виробляються з використанням базових рідин:

- Суміші трикселенілфосфатів, відносяться до групи ксиліли (xylyl), отримуються з кам'яновугільної смоли (джерело сировини).
- Суміші ізомерів трет-бутилового трифенілфосфату (tertiary butylphenol phosphate), отримуються синтетично з фенолу та ізобутену.

У табл. 2.7 наведено основні технічні вимоги до до оцінки якості вогнестійких турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів під час приймальних і кваліфікаційних випробувань, які викладено згідно з СОУ НАЕК 006:2018. Вказаним вимогам мають відповідати оливи торгових марок Fyrquel® і Reolube®, які застосовуються в турбоагрегатах АЕС.

Таблиця 2.7 - Технічні вимоги до якості синтетичних турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів ISO VG 46 під час приймальних і кваліфікаційних випробувань.

Найменування показника	Метод випробування <sup>1)</sup>	Норма	Випробування	
			Приймальні	Кваліфікаційні
1	2	3	4	5
1. Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	ДСТУ ГОСТ 33	від 41,4 до 50,6	так	
2. Густина, за температури 20 °С, г/см <sup>3</sup>	ГОСТ 3900	згідно з ТУ	так	
3. Температура спалаху у відкритому тиглі °С, не нижче	ДСТУ ГОСТ 4333 ДСТУ EN ISO 2592 ASTM D92-05a	240	так	
4. Кислотне число мг КОН/г, не більше	ДСТУ ISO 6618 ГОСТ 5985 ГОСТ 11362	0,04	так	
5. Число деемульсації, не більше, с - 20 см <sup>3</sup> оливи при 94±1 °С - 3 см <sup>3</sup> емульсії при 54 °С	ГОСТ 12068 ГОСТ ISO 6614	180 900	так	
6. Масова частка води, % <sup>2)</sup>	ГОСТ 2477 ДСТУ ISO 12937	відсутня ≤ 0,10	так	
7. Схильність до піноутворення: схильність/стабільність, см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup> не більше, при 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	ДСТУ 8420 ASTM D892 ГОСТ ISO 6247	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)	так	
8. Антикорозійні властивості при 3 год., 100 °С - на сталених стрижнях; - на мідних пластинах; - оцінка корозії міді, не більше	ГОСТ 19199 ГОСТ 2917 ДСТУ EN ISO 2160	витримує витримує 1	так — —	
9. Вміст водорозчинних кислот і лугів, рН водної витяжки, в межах	ГОСТ 6307 МВИ 65-09	від 6,0 до 8,0	так	
10. Масова частка механічних домішок, %	ГОСТ 6370	не більше 0,01	так	
11. Клас промислової чистоти, не більше: при постачанні/при застосуванні	ДСТУ ГОСТ 17216	11/10	так	
12. Стабільність до окиснення: - кислотне число, мг КОН/г, не більше, - зміна маси заліза, %, не більше - зміна маси міді, %, не більше	EN 14832	1,5 1,0 2,0	так	

## Закінчення таблиці 2.7.

1	2	3	4	5
13. Температура застигання, не вище, °С	ГОСТ 20287 ДСТУ ISO 3016	-15	ні	так
14. Час деаерації, с, не більше	МВИ 61-09	180	ні	так
15. Трибологічні характеристики при температурі (20 ± 5) °С на чотирьох- кульковій машині тертя: - навантаження критичне (Рк) не менше. Н - діаметр плями зношування при навантаженні 196 Н, тривалістю 1 год., не більше, мм - діаметр плями зношування при навантаженні 40 кг, тривалістю 1 год., не більше, мм	ГОСТ 9490 ASTM D2783-03  ASTM D4172	564  0,6  0,6	ні	так
16. Масова частка вільних ксилолів, %, не більше	ASTM D7504 ГОСТ 1057	0,10	так	так
<sup>1)</sup> Для імпортованих оливи в якості арбітражної використовується методика виробника оливи. <sup>2)</sup> Показник масової частки води не є бракувальним, якщо визначене числове значення відповідає нормі. У якості арбітражної використовується методика виробника.				

Інформаційним листом виробника парових турбін ЛМЗ від 11.11.2019 № 510-763-201 «Об огнестойких жидкостях в САР и системах смазки подшипников паровых турбин ПАО «Силловые машины» на підставі проведеного аналізу досвіду експлуатації вогнестійких турбінних рідин Fyrquel® і Reolube® викладено наступні вимоги щодо свіжих вогнестійких рідин – табл. 2.8.

Таблиця 2.8 – Вимоги ПАО «Силловые машины» до якості свіжих вогнестійких рідин

Найменування показника	Метод випробування	Нормативне значення
1.Схильність до піноутворення: /стабільн. піни, см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup> не більше, при 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	ГОСТ 32344 ГОСТ ISO 6247	20/0 10/0 25/0
2.Час деаерації, с, не більше	РД ЭО 1.1.2.05.0444-2016 ГОСТ ISO 1120 ASTM D 3472	120
3.Число деемульсації, не більше, хв., 3 см <sup>3</sup> емульсії при 54 °С	ASTM D1401 ГОСТ ISO 6614	15
4.Гідролітична стабільність, кислотне число (Дельта НS), не більше мг КОН/г	ПМ 1.3-05-2019 EN 14333	0,5
Стабільність до окиснення: - кислотне число (Дельта OS), мг КОН/г, не більше, - зміна маси заліза, %, не більше - зміна маси міді, %, не більше	ПМ 1.2-05-2019 EN 14332	1,5 1,5 2,0
Потенціал утворення лаку, (метод MPC Color), бали	ASTM D 7843	ΔE ≤ 10
Випробування на загоряння в колекторі	ПМ 1.1-05-2019	700 (N), (N - не горить при 700 °С)

Аналіз змісту таблиці 2.8 показує, що обсяг вимог виробника парових турбін ПАО «Силовые машины» до якості свіжих вогнестійких рідин істотно поступається вимогам як міжнародних стандартів ISO 10050, ISO 8068 так і СОУ НАЕК 006:2018.

#### **2.4.4 Перспективні вогнестійкі турбінні рідини**

На цей час синтетична вогнестійка турбінна рідина на основі трикселенілфосфатів використовується безальтернативно. Інформація щодо використання аналогічних рідин на основі алкилірованих трифенілфосфатів або напівсинтетичних вогнестійких турбінних рідин розробником парових турбін – ЛМЗ а також експлуатуючими організаціями АЕС України і РФ не розглядається. Тем не менш такі дослідження проводяться і отримані результати мають практичний інтерес.

Насамперед є обмеження виробництва в достатньої кількості необхідної сировини – ксиленальної фракції кам'яновугільної смоли, або синтетичних ксиленолів. Відсутність в Україні власного виробництва трикселенілфосфатів веде до необгрунтованого збільшення ринкової вартості продукції відомих фірм: Fyrquel L, що випускається компанією ICL-IP та Reolube 46RS (раніше Reolube OMTI) виробництва Lanxess.

Ще одним фактором, що перешкоджає застосуванню трикселенілфосфатів, включно REOLUBE® Turbofluid 46XS, є їх токсичність, особливо для репродукції, що спричинило ризик законодавчого обмеження на виробництво та застосування даних сполук у Євросоюзі (REACH Regulation (EC) № 1907/2006 Annex XIV). Трикселенілфосфати (Trixylyl phosphate) мають EC No.: 246-677-8, номер реєстру хімічних рефератів (chemical abstract service register number) CAS No.: 25155-23-1.

Встановлено дату 27.05.2023, з якої розміщення на ринку та використання цієї речовини заборонено, якщо тільки не застосовується виняток або не надається дозвіл, або заявка на дозвіл була подана до останньої дати подання, також зазначеної в Додатку XIV, але рішення Комісії щодо заявки на авторизацію ще не прийнято.

Тому розробка вітчизняної синтетичної вогнестійкої рідини, що забезпечує безперебійне функціонування турбоагрегатів АЕС, або зворотне переведення їх на нафтову оливу, є стратегічно важливим завданням для енергетичної промисловості України.

Цілью досліджень має бути розробка технології виробництва турбінної рідини яка буде альтернативною до турбінної рідини на основі трикселенілфосфатів і яка буде відповідати вимогам міжнародної нормативної документації до такого класу рідин. Це стосується як технологія виробництва базової рідини, так і обгрунтування вибору оптимального за встановленими критеріями пакету присадок. вибору

Всі ці якості в тій чи іншій мірі можуть мати турбінні оливи приготовані як на нафтовій основі так і на синтетичних вуглеводнях (напівсинтетичні базових оливах), повністю синтетичних (на основі ефірів фосфорної кислоти, змішаних ефірів тощо). Серед цих продуктів слід виділити синтетичні вуглеводневі рідини, особливо ті, які отримано на основі поліальфаолефінів. Вказані рідини перевершують за якістю нафтові оливи та синтетичні рідини на основі фосфорної кислоти, поступаючись останнім тільки за температурою самозаймання (400 °C проти 650 °C - 700 °C) синтетичній рідині на основі трикселенілфосфату. Це не є критичним так як температура поверхні парової туріни не перевищує 300 °C. Пакет присадок, що застосовується, забезпечує високі протизношувальні, антикорозійні, деемульгуючі, протипінні властивості та термоокиснюючу стабільність в умовах підвищених температур та навантажень.

Слід зазначити, що верхня температура застосування турбінних рідин на основі ефірів фосфорної кислоти не має перевищувати робочу температуру від 90 °С - 100 °С, короткочасно до 150 °С, в той же час нафтові оливи можуть працювати тривалий час при 120 °С - 130 °С, а на рідини на основі поліальфаолефінів при температурі 170 °С - 180 °С і короткочасно до температури 200 °С. До суттєвих переваг рідин на основі поліальфаолефінів слід віднести високу стабільність до окислення, низьку схильність до піноутворення та утворення стійких емульсій з водою.

На цей час ТОВ «ЕНЕРГООЙЛ» освоїв в Україні виробництво синтетичних турбінних рідин на основі поліальфаолефінів згідно з ТУ У 20.5-35847267-03:2017 «Оливи турбінні ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО» Зм.1 із в'язкістю ISO 32, ISO 46, ISO 68. Вказані технічні умови розглянуто та узгоджено ПАТ «ТУРБОАТОМ» та «Сумським машинобудівним НУО ім. Фрунзе». Крім цього, на підставі досвіду експлуатації турбін власного виробництва із застосуванням оливи «Furguel L» на Кольській АЕС ПАТ «ТУРБОАТОМ» надано згоду на можливість застосування оливи «ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО 46» замість турбінної рідини «Furguel L».

Основні технічні вимоги до турбінної рідини ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО ISO 46 наведено в табл. 2.9.

Таблиця 2.9 - Технічні характеристики рідини «Енергоойл ТУРБО 46».

Найменування показника	Метод випробування	Норма
1	2	3
1. Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	ДСТУ ГОСТ 33	від 41,4 до 50,6
2. Індекс вязкості, не менше	ДСТУ ГОСТ 25371, ASTM D445	110
3. Температура спалаху у відкритому тиглі °С, не нижче	ДСТУ ГОСТ 4333 ДСТУ EN ISO 2592, ASTM D92-05a	240
4. КЧ мг КОН/г, не більше	ДСТУ ISO 6618, ГОСТ 5985 ГОСТ 11362	0,3/0,04
5. Число деемульсації, не більше, с	ГОСТ 12068	160
6. Схильність до піноутворення: схильність/стабільність, см <sup>3</sup> /см <sup>3</sup> не більше, при 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	ДСТУ 8420 ASTM D892 ГОСТ ISO 6247	50/10 (50/30) 40/10 (30/20) 50/10 (50/30)
7. Вміст водорозчинних кислот	ГОСТ 6307, МВИ 65-09	відсутність
8. рН водної витяжки, в межах	ГОСТ 6307	від 6,0 до 8,0
9. Стабільність до окиснення: - КЧ, мг КОН/г, не більше - зміна маси заліза, %, не більше - зміна маси міді, %, не більше - масова частка осаду ГОСТ 981	EN 14832	0,36 - - відсутність
10. Термоокислювальна стабільність за температури 180 °С, протягом 50 год. - кислотне число, мг КОН/г, не більше - приріст в'язкості, мм <sup>2</sup> /с, не більше	ГОСТ 18136 +ТУ  ГОСТ 981	0,8  2,0

Закінчення таблиці 2.9

1	2	3
- масова частка осаду, %, не більше корозійність, г/м <sup>2</sup> , не більше: - на сталевих пластинах - на мідних пластинах М-1, М-2 на алюмінієвому сплаві АК-4	ДСТУ ГОСТ 33 ASTM D445  ГОСТ 981 ГОСТ 18136	0,2  відсутність ± 0,1 відсутність
11. Антикорозійні властивості - на мідних пластинах М-1, М-2 за температури 100 °С на протязі 3 год. - на сталевих стрижнях Ст.45 за температури 65 оС на протязі 24 год.	ГОСТ 2917  ГОСТ 19199	витримує  витримує
12. Температура застигання, не вище, °С	ГОСТ 20287 ДСТУ ISO 3016	-35
13. Масова частка фенолів, %, не більше	ГОСТ 1057	0,15
14. Верхня температура застосування, °С	—	170
15. Схильність до гідролізу	EN 148323	витримує

Одними з найбільш перспективних розробок видається розробка складу вогнестійкої турбінної рідини на основі 4-трет-бутилованих трифенілфосфатів нового покоління. Такими є алкільовані трифенілфосфати, зокрема трет-бутильовані похідні, фізико-хімічні властивості яких можна варіювати у широкому діапазоні залежно від співвідношення фенол/алкілфенол у вихідній сировинній суміші. Вивчення залежності характеристик синтетичних вогнестійких рідин від їх якісного та кількісного складу має бути використано розробки технології фосфорилування алкілату, а також покращення експлуатаційних властивостей рідини за допомогою введення функціональних добавок.

Перелік допустимих для використання присадок затверджений у міжнародному нормативному документі ISO 10050, згідно з пунктом 3 якого до складу вогнестійких гідравлічних рідин на основі триарилфосфатів можуть бути залучені добавки, що підвищують стабільність та знижують схильність до піноутворення. Найбільш доцільним є використання присадок для поліпшення термоокислювальної, корозійної, гідролітичної стабільностей, а також схильності до піноутворення та деаерації. Як пасиватори металевих поверхонь можуть бути використані похідні толілтріазолу: Бетол-2, Бетол-3 і меркаптобензотіазолу – Бетол-К. Слід зауважити, що використання антикорозійної присадки Бетол-3 більш переважно ніж Бетол-2, який більш гідрофільний.

З метою пригнічення кислотно-каталізованого гідролізу застосуються акцептори кислот різної природи: ERL-4221, Бетол-3, триетаноламін. Для поліпшення властивостей, пов'язаних з поверхневим натягом на межі повітря-масло (піноутворення та час деаерації) застосуються різні поліметилсилоксани та їх похідні: ПМС-200А, С9496, АК 60000, VPL 14-520, а також блоксополімер оксидів етилену та пропілену на основі етілендіаміну - Дипроксамін 157.

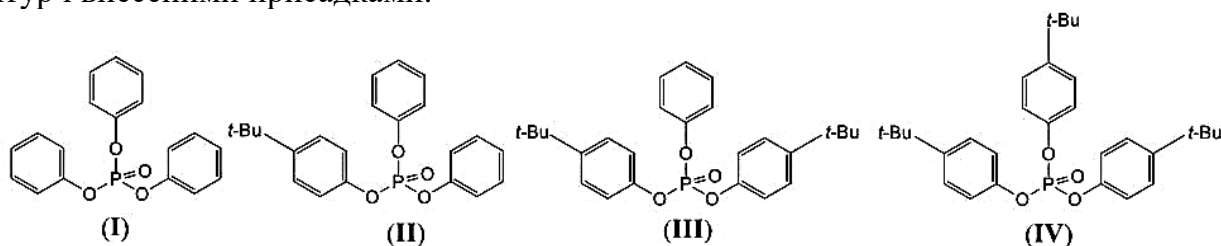
Стабільність до окислення неінгібованого 4-трет-бутилфенілфосфату істотно вища, ніж навіть у інгібованого триксиленілфосфату, тому від використання антиоксиданту можливо відмовитися.

Оптимальним пакетом присадок для синтетичних вогнестійких турбінних рідин має вважатися така, який дозволяє: значно збільшити гідролітичну стабільність

рідини і увійти в допустимі межі за DIN EN 14832, наприклад, за рахунок використання амінного гетероциклічного акцептора протонів (Бетол-3) і зменшити час деаерації, наприклад за для сформульованої композиції базового компонента і присадок завдяки введенню модифікатору поверхневого натягу VPL 14-520.

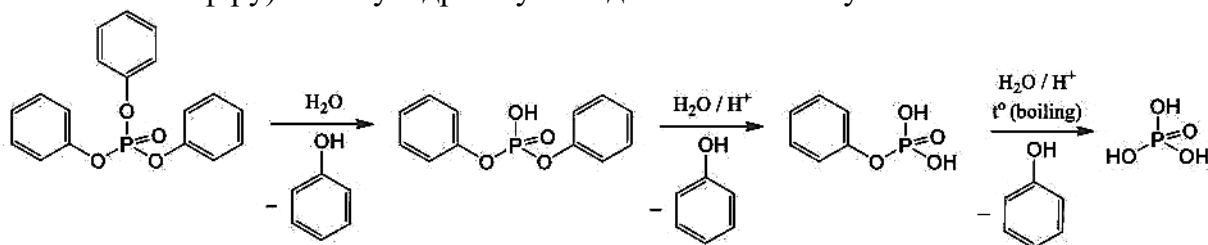
Тим не менш, у всіх випадках трикселенілфосфати мають кращу гідролітичну стабільність і найменший час виділення залученого повітря, тоді як 4-трет-бутилфосфати краще за термоокислювальною стабільністю.

Самі 4-трет-бутилірованні фосфатні рідини відносяться до змішаних ефірів, тобто є сукупністю чотирьох різних сполук: трифенілфосфату (I), (4-трет-бутилфеніл)дифенілфосфату (II), ди(4-трет-бутилфеніл)фенілфосфату (III), три(4-трет-бутилфеніл)фосфату (IV) – див. малюнок 2.2. Природно, що властивості таких рідин визначається кількісним співвідношенням між вмістом чотирьох зазначених структур і внесеними присадками.



Малюнок 2.2 – Можливі структури в складі 4-трет-бутилірованого трифенілфосфату

Багато вкрай важливих фізичних та експлуатаційних властивостей, таких як температура застигання, температура спалаху у відкритому тиглі, час деаерації і, особливо, гідролітична стабільність знаходяться в прямій залежності від кількісного співвідношення структур I-IV у складі змішаних ефірів. Найбільш небажаним структурним компонентом є трифенілфосфат (має найгіршу гідролітичну стабільність, що в умовах автокаталітичного гідролізу суттєво знижує гідролітичну стабільність всього змішаного ефіру). Схему гідролізу наведено на малюнку 2.3.



Малюнок 2.3 – Гідроліз 4-трет-бутилірованого трифенілфосфату

Найбільш підходящим складом для використання в системах регулювання та мастила турбоагрегатів є композиція, максимально збагачена структурою II (76-81%), що містить сполуку III у такій кількості (17-21%), щоб відповідати класу в'язкості ISO 46 і мати температуру застигання не вище мінус 17 °С.

Науковими дослідженнями, що було проведено в НТЦ ТОВ «НПП Квалітет» РФ, було доведено, що найбільш ефективним складом такої вогнестійкої турбінної рідини класу в'язкості ISO 46 буде композиція 4-трет-бутилфенілфосфату, в якій міститься масова частка:

- 4-трет-бутилфеніл)дифенілфосфату від 76% до 81%;
- ді(4-трет-бутилфеніл)фенілфосфату від 17% до 21%;
- три(4-трет-бутилфеніл)фосфату менше 2%;
- трифенілфосфата менше 1%.
- модифікатор поверхневого натягу VPL 14-520 в кількості 0,004%;
- антикорозійна присадка Бетол-3 в кількості 0.60%.

У табл. 2.10 наведено порівняння НТЦ ТОВ «НПП Квалітет» основних експлуатаційних властивостей чистих триарилфосфатів різної природи, а також готових композицій із додаванням присадок (+), взятих в оптимальних кількостях.

Таблиця 2.10 – Порівняння основних характеристик вогнестійких рідин класу в'язкості ISO 46 на основі трикселенілфосфатів (ТКсФ) і та 4-трет-бутилфенілфосфату (4-ТБФФ).

Найменування показника	Норма	ТКсФ (чистий)	ТКсФ (+)	ТБФФ (чистий)	ТБФФ (+)
Температура спалаху у відкритому тиглі, °C	≥ 240	276	274	262	262
Час деаерації, с	≤120/360*	110	120**	210	220
pH водної витяжки	6,0-8,0	7,12	7,29	7,05	7,23
*Стабільність до окислення DIN EN 14832, мг KOH/г	≤ 1,5	0,259	0,182**	0,083	0,073
*Гідролітична стабільність DIN EN 14833, мг KOH/г	≤ 0,5	0,23	0,15	0,87	0,49
*Коррозійна активність (мідь) DIN EN 14832, мг	≤ 2,0	1,8	0,25**	0,72	0,14

**Примітка:** \* вимоги стандарту ISO 10050

Із наведених у таблиці 2.10 даних про результати проведених досліджень випливає, що правильно сформовані в ізомерному складі 4-трет-бутилфенілфосфати з щзтимальним пакетом присадок практично не поступаються за фізико-хімічними та експлуатаційними властивостями трикселенілфосфатним рідинам. Погіршення деяких показників якості у рідинах із доданими присадками може бути пов'язано із негативною взаємодією цих присадок по кислотно-основним, поверхнево-активним та інших властивостям.

Вищенаведене дослідження на цей час не має практичного ітилення. Натомість ключовими виробниками вогнестійких турбінних рідин вже освоєно виробництво сучасних триарилфосфатов нового покоління.

В теперішній час фірмою ICL-IP вироблюються турбінні рідини другого покоління (на основі трикселенілу і т-бутилфенілфосфату – «Fyrquel® ЕНС»), трет-бутилфенілфосфату (вміст трифенілфосфату від 15% до 25%) – «Fyrquel® ЕНС S» і третього покоління – покращений т-бутилфенілфосфат з низьким вмістом трикселенілфосфатів – «Fyrquel® ЕНС Plus». Продукті фірми ICL-IP усіх поколінь є сумісні.

Електрогідравлічна самозатухаюча турбінна рідина на основі покращених фосфатних ефірів третього покоління «Fyrquel® ЕНС Plus» ISO 46 відноситься до хімічного класу речовин арілфосфати, хімічна назва – фенол, ізобутиленований фосфат (3:1), синонім – бутилтрифенілфосфатний ефір, трет-бутилфенілфосфат і має наступний фракційний склад (табл.2.11).

Таблиця 2.11 – Фракційний склад рідини «Fyrquel® ЕНС Plus»

Компонент	Масова частка, %
Трифенілфосфат	від 0 до 4
t-Бутилфенілдифенілфосфат	від 32 до 78
Біс(трет-бутилфеніл)фенілфосфат	від 10 до 40
три(трет-бутилфеніл)фосфат	від 0 до 10



Виготовлено з сучасних базових рідин, які не містять триксиленілфосфат. Токсичною речовиною, що контролюється, є трифенілфосфат, у повітрі робочої зони має бути концентрація не більш ніж 3 мг/м<sup>3</sup>. Не класифікується відповідно до категорій небезпечних вантажів GHS, придатний для вторинної переробки за допомогою програми переробки відходів виробника. Розрахована на довший термін служби ніж попередні продукти. Типови значення основних характеристик рідини «Fyrquel® EHC Plus», які надає виробник у виробничому бюлетені, наведено в табл. 2.12.

Для вогнестійкої турбінної рідини «Fyrquel® EHC Plus» встановлено нормальну робочу температуру в системі турбоагрегату 105 °F (40,55556 °C) і тиск 2400 psig (165,5 бар).

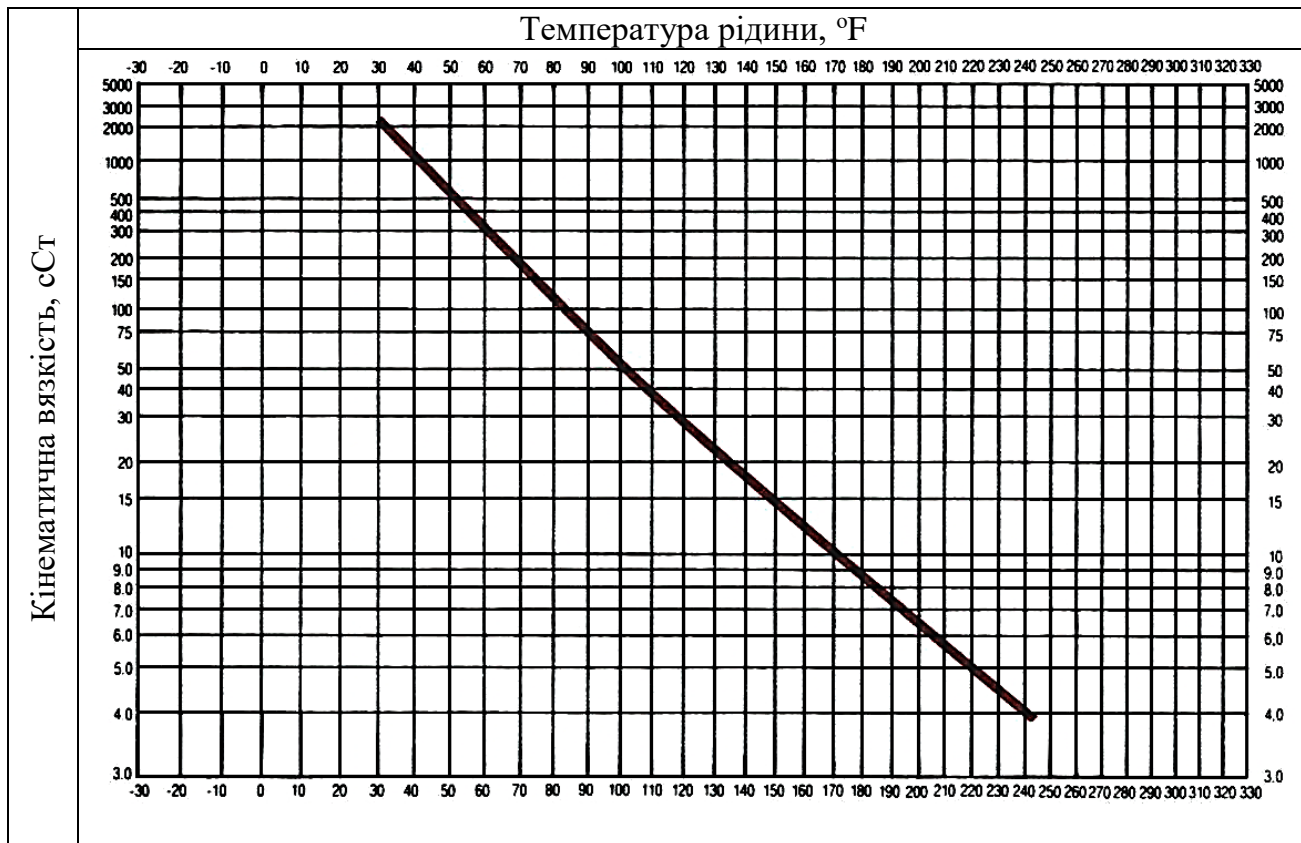
Альтернативну розробку силової рідини має виробник Lanxcess. Олива на основі трет-бутилфенілфосфату марки «Reolube® Turbofluid 46B», не класифікується як небезпечна для репродукції та є чудовою альтернативою рідинам на основі триксиленілфосфату.

Як стверджує виробник, при належному обслуговуванні «Reolube® Turbofluid 46B» може залишатися в хорошому робочому стані протягом 10 років або довше. Основною метою обслуговування є запобігання гідролізу рідини шляхом видалення вільної і розчиненої води, кислот, інших забруднюючих речовин для забезпечення тривалого терміну експлуатації рідини.

Таблиця 2.12 - Типови значення основних характеристик рідини «Fyrquel® EHC Plus».

Найменування показника	Типове значення
Кінематична в'язкість при 40 °C, мм <sup>2</sup> /с	від 42 до 46
Температура спалаху в заритому тиглі, °C, не менше	246
Температура займання, °C, не менше	593
Температура самозаймання, °C, не менше	не самозаймається
Температура застигання, °C	мінус 21
Вміст води, %, не більше	0,10
Кислотне число, мг КОН/г	0,05
Схильність до піноутворення (ASTM D892), мл	10
Густина при 25 °C, г/мл	від 1,16 до 1,18
Розчинність у воді при 20 °C на основі основного компоненту, мкг/л	121
Кольор, ASTM	1,5
Час деаерації, хвилини, не більше	3
Вміст хлоринів, ppm, не більше	20
Питомий опір, Ом/см, не більше	20,0x10 <sup>9</sup>
Коефіцієнт поверхневого натягу при 68 °F, дин/см	42

Графік температурної залежності кінематичної в'язкості рідини «Fyrquel® EHC Plus» наведено на мал. 2.4.



Малюнок 2.4. Температурна залежність кінематичної в'язкості для рідини «Fyrquel® ЕНС Plus».

Будь-який гідроліз підвищить кислотність, викликаючи утворення лаку та попередників відкладень. Воду можна видалити шляхом вакуумного сушіння, кислотні продукти можна видалити шляхом обробки за допомогою іонообмінної смоли, землі Фуллера, або або глинозему. Тверди частинки видаляється шляхом механічної фільтрації.

У статті директора департаменту бізнесу Lanxcess Девіда Стоунсайфера «Introducing a Hydrolytically Stable, Low Toxicity Fire-Resistant Hydraulic Fluid for Power Stations STLE Commercial Marketing Forum 2018» було надано результати проведених порівняльних випробувань рідини «Reolube® Turbofluid 46В» і альтернативною рідиною ЕНС із третбутилфенілфосфату, доступної на ринку, на гідролітичну стабільність. Випробування проводилися згідно модифікованого стандарту DIN 14833. З огляду на доступні ринкові продукти, такою рідиною могла бути «Fyrquel® ЕНС, ЕНС Plus».

Жорсткість тесту було збільшено шляхом збільшення тривалості тесту з 96 годин до 192 годин. Методологія тестування:

- 300 г кожного з двох зразків рідини нагрівали в суміші з 100 г води при 85°C;
- нагріті зразки випробувалися через 96 годин, 144 години та 192 години;
- було визначено кислотне число нагрітої суміші і сумарну змну кислотного числа. Межа ISO 10050 для цього параметру через 96 годин становить 0,5 мг КОН/г.

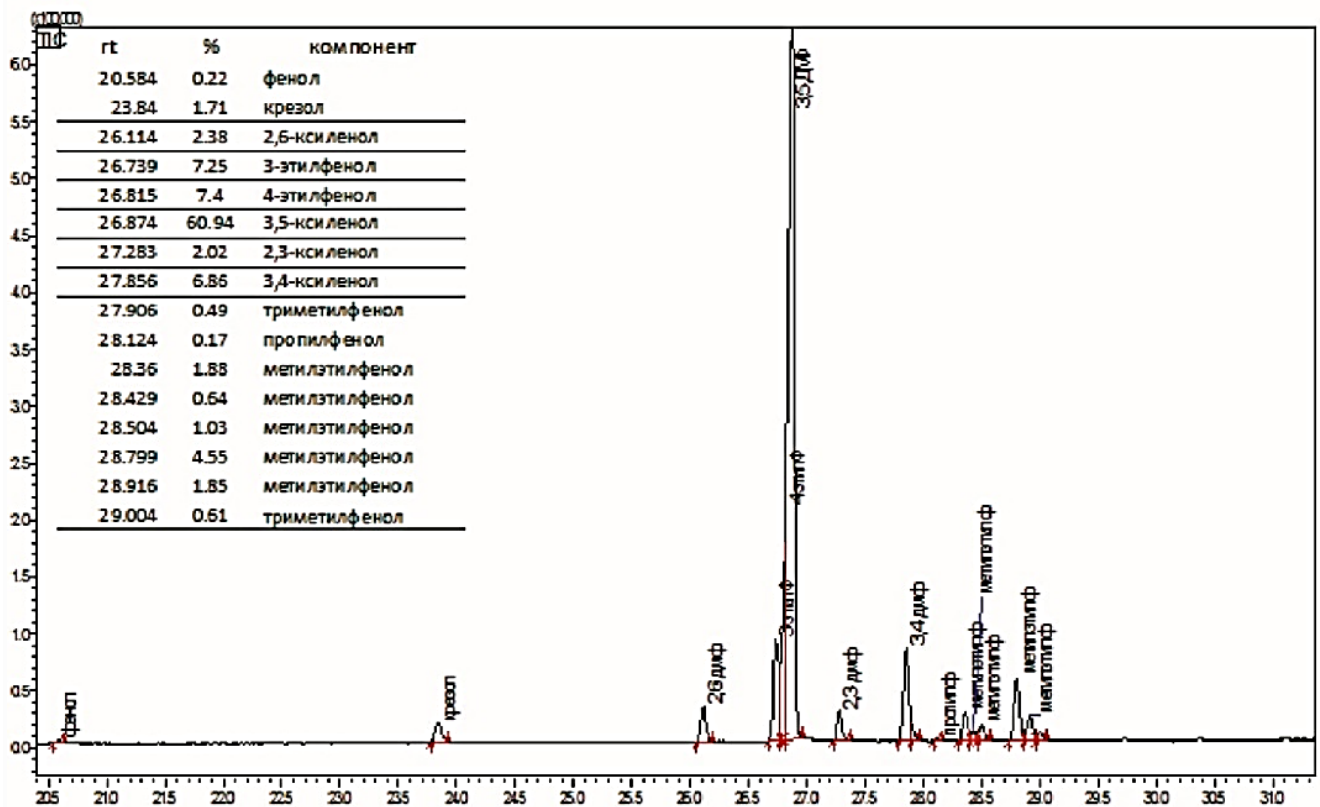
Результати проведених випробувань показали, що рідина Fyrquel® ЕНС Plus після нагріву протягом 192 год. мала середнє значення кислотного числа приблизно в 2,74 рази менш ніж альтернативний продукт.

У 2019 р. фірмою ICL-IP по ліцензії ВАТ «ВТИ» було вироблено дослідну партію вогнестійкої рідини «ОМТИ» в кількості 45 тонн. Характеристики вказаної рідини наведено в табл.2.13. Частину рідини було поставлено до Конаківської ГРЕС.

Таблиця 2.13 – Показники якості рідини «ОМТИ», яку було вироблено ICL-IP згідно з оригінальною технологією ВТИ.

Технічна характеристика	Норма <sup>1)</sup>	Значення показника зразка рідини	Метод випробувань
1	2	3	4
В'язкість кінематична при 50 °С, мм <sup>2</sup> /с, не менше	23,0	27,08	ГОСТ 33-2000, ISO 3104
Густина при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	1130-1150	1130	ГОСТ 3900
Температура спалаху у відкритому тиглі, °С, не менше	240	263	ГОСТ 4333
КЧ, мг КОН/г, не більше	0,04	0,016	МВИ 63-09
рН водної витяжки	6,0-8,0	6,25	ГОСТ 6307
Клас промислової чистоти, не більше	11	9	ГОСТ 17216, ГОСТ ИСО 4407
Час деаерації, сЮ не більше	120	60	ГОСТ ИСО 9120, МВИ 61-09
Масова частка води, %, не більше	0,1	0,06	ГОСТ 24614
Схильність до піноутворення при 24 °С: - тенденція, мл - стабільність, с	— —	0 0	ГОСТ ИСО 6247, ASTM D892 s.1
Стабільність до гідролізу, не більше - КЧ, мг КОН/г - масова частка осаду, %	0,5 0,2	0,2 0,016	ТУ 3470.11335-97 (метод ВТИ)
Корозія на сталі, г/м <sup>3</sup> , не більше	5	0,3	МВИ 60-09
Час деемульсації, с, не більше	—	116	ГОСТ 12068
Вміст летучих речовин, масова частка %, не більше	0,2	0,032	ТУ 3470.11335-97 (метод ВТИ)
Вплив на мідь, бали, не гірше	1В	1А	ГОСТ ИСО 2160
1. Згідно зі стандартом СТО 70238424.27.100.053-2013			

Згідно інформації ВТИ вироблена ICL-IP рідина «ОМТИ» мала наступний склад продуктів омилення, що визначено методом газової хромато-мас-спектрометрії (ГХМС) – мал.2.5



Малюнок 2.5. Спектральний склад рідини ОМТИ ICL-IP (метод ГХМС).

#### 2.4.5 Вимоги до якості свіжих електроізоляційних оливо

Вимоги до якості свіжих електроізоляційних оливо для енергетичної галузі України викладено в міжнародному стандарті ІЕС 60296 і галузевому стандарті СОУ-Н ЕЕ 43.101.

Оливи може бути вироблено різними виробниками як під власними торговельними марками (технічними умовами) так і посиланням на ГОСТ колишнього СРСР. Зазвичай виробники не надають актуальні копії технічних умов, відомості щодо технології виробництва оливо і інформації про використані базові оливи або нафту. З вищенаведеного випливає необхідність проведення ретельного аналізу відповідності наданих постачальником документів вимогам СОУ-Н ЕЕ 43.101 і міжнародному стандарті ІЕС 60296. Еквівалентність електроізоляційних оливо для кінцевого споживача має бути підтверджено висновком виробника трансформаторного обладнання ПАТ «Запоріжтрансформатор» у т.ч. щодо можливості змішування (доливання) оливо, без шкоди для роботи обладнання.

Якість виробленої нафтової оливи має забезпечувати термін її придатності з моменту виготовлення 5 років.

Основні положення ІЕС60296 (Ed.5) щодо якості електроізоляційних оливо наведено в додатку Ж. Вказаним вимогам мають відповідати трансформаторні оливи марок «Nytro 11GX», «Nytro 10XT», «HyVolt III», «Shell Diala S4 ZX-I», які згідно СОУ-Н ЕЕ 43.101 (Додаток И) можуть застосовуватися в електричному обладнанні енергетичних підприємств України.

Є випадки, коли різні виробники електроізоляційних оливо, да і не тільки, визначають власну продукцію схожими торговельними марками, наприклад:

- загально відома трансформаторна олива «ГК» (АТ «Ангарская нефтехимическая компания», РФ), що виробляється згідно з ТУ 38.1011025-85;

- олива трансформаторна «Агрінол-ГК» згідно з ТУ У 23.2-30802090-113:2009.

При цьому паспорт якості оливи «Агрінол ГК» містить 11 або 16 позицій показників якості, а паспорт трансформаторної оливи ГК містить постійно 22 показника якості (додатково до 11 показників «Агрінол ГК» вказано: загальний вміст сірки, вміст корозійної сірки, масову частку інгібітора окислення, вміст поліхлор діфенілов, вміст поліциклічної ароматики, вміст 2-фурфуролу, напруга пробою, газостійкість в електричному полі, стабільність проти окислення згідно з ШУС 61125, температуру самозагаряння). Якщо для трансформаторної оливи «Агрінол ГК» вказуються показники якості: вміст корозійної сірки, вміст інгібітора окислення, вміст ароматичних вуглеводнів, вміст води, вміст фурфуролу, міжфазний натяг, в графі паспорту «Метод випробування» вказано «За методикою». Відомостей що це за методика та чи пройшла вона метрологічну атестацію не наведено.

Вказані розбіжності щодо надання технічної інформації для продукції, яка пропонується як еквівалент відомих марок продукції, а також відсутність підтверджених відомостей про сировину і технологічний процес вироблення, ускладнюють її ідентифікацію і унеможливають прийняття рішення про еквівалентність продукції.

### **Глава 3. Приймання, зберігання і введення в експлуатацію енергетичних олив.**

#### **3.1 Загальні положення**

Розміщення і експлуатація наповненого енергетичною оливою обладнання передбачено проектом ВП АЕС. Під час експлуатації вказаного обладнання має бути забезпечено виконання чинних редакцій «Загальних положень безпеки атомних станцій» НП 306.2.141, «Правил технічної експлуатації електростанцій і мереж» ГКД 34.20.507, державних регламентів і стандартів у частині нормативних вимог до енергетичних олив, стандартів і експлуатаційної документації Експлуатуючої організації.

У обладнанні енергоблоків АЕС мають застосовуватися оливи та мастила, які вказано в технічній документації виробника обладнання, або допущені до застосування згідно з порядком допуску до їх застосування.

Використання нових олив дозволяється за технічними рішеннями енергогенеруючих і енергопостачальних компаній, оформленими у встановленому порядку. Під час підготовки технічного рішення необхідно звертатися за погодженням застосування оливи до виробників обладнання.

Робота підрозділів ВП АЕС з організації та проведення контролю якості енергетичних олив і мастил при прийманні і зберіганні, забезпечення приймання та зберігання турбінних олив (з урахуванням вимог з охорони праці, довкілля і пожежної безпеки) забезпечується галузевими положеннями і стандартами, окремими станційними робочими інструкціями.

Закупівля і постачання енергетичних олив (електроізоляційні, турбінні, компресорні, індустріальні тощо) на підприємства здійснюється згідно із Законом України «Про публічні закупівлі», стандартами і інструкціями Експлуатуючої організації щодо проведення закупівель і умовами договорів закупівлі/постачання.

Логістика енергетичних олив до АЕС здійснюється залізничним чи автомобільним транспортом. При перевезенні олив цистернами вони мають бути опломбовані виробником оливи. За температурою займання та токсикологічними властивостями турбінні оливи не відносяться до небезпечних вантажів. Тому

транспортні засоби, задіяні для їх транспортування, не підлягають маркуванню згідно з ДСТУ 4500-5.

При укладенні договорів на постачання олив підрозділи-замовники ДП «НАЕК «Енергоатом» повинні володіти достовірною інформацією щодо:

- чинності нормативної документації на виробництво оливи та легітимності її використання виробником;
- наявності дозволу виробника обладнання/технічного рішення про допуск до застосування оливи в енергетичному обладнанні АЕС;
- пожежонебезпечності і токсико-гігієнічних властивостей оливи,
- сумісності оливи, що закуповується, з тією, що знаходиться в експлуатації (за вимогою замовника).

Приймання і зберігання енергетичних олив на підприємствах здійснюється згідно з встановленим порядком із дотриманням вимог галузевих стандартів, положень і інструкцій.

У договорі закупівлі/постачання має бути передбачено обов'язок продавця/постачальника вказати код продукції згідно з УКТ ЗЕД і надати вантажоодержувачу:

- сертифікат або паспорт якості виробника оливи на продукцію;
- сертифікат відповідності (за наявності, у т.ч. якщо цього вимагають умови договору постачання);
- технічні умови на продукцію (за відсутності технічних умов - технічні вимоги до якості згідно з виробничим документом виробника (бюлетень, технічна специфікація або інше із зазначенням технічних вимог до якості сировини, з якої вироблюється олива);
- рекомендації щодо експлуатації оливи та підтримки її якості;
- паспорт безпеки продукції;
- дані про пожежонебезпечні властивості, надані компетентною установою, підпорядкованою відповідному центральному органу виконавчої влади України (для імпортованих олив);
- копію сертифікату походження товару (для імпортованих олив);
- відомості виробника щодо фракційного складу/ ізомерів сировини, яку було використано для виготовлення оливи і внесених присадках (найменування і норма кількості).

Усі енергетичні оливи, які отримують ВП АЕС, проходять вхідний контроль з метою визначення відповідності їх якості вимогам чинних нормативних документів і технічних умов (бюлетенів, специфікацій, протоколів додаткових випробувань виробника) на оливи і технічної документації виробника обладнання або технічним рішенням Експлуатуючої організації. Оливи, що не задовольняють встановленим вимогам відповідних чинних стандартів, не підлягають використанню.

Вхідний контроль проводять відповідно до встановленого Експлуатуючою організацією порядку в обсязі і за методиками діючих нормативних документів.

Індустріальні оливи і пластичні мастила повинні проходити вхідний візуальний контроль з метою виявлення механічних домішок і води. Індустріальна олива, крім того, повинна бути додатково випробувана на в'язкість для контролю на відповідність цього показника державним стандартам або технічним умовам.

Зберігання олив здійснюється в оливному (складському) господарстві АЕС, яке повинно перебувати у підпорядкуванні відповідного виробничого підрозділу АЕС. Трансформаторна олива знаходиться у віданні електричного цеху станції, турбінна

олива - у віданні турбінного цеху, оливи и мастила загального призначення - у віданні транспортного цеху, цеху загально станційних об'єктів тощо.

При постачанні мастильних матеріалів у споживчій тарі (контейнери до 1,0 дм<sup>3</sup> та металеві бочки до 0,22 м<sup>3</sup>) їх зберігання проводиться в складських приміщеннях або на закритих майданчиках, за умов захисту від прямого попадання сонячного проміння та метеорологічних опадів.

Бочки та контейнери з оливою повинні бути опломбовані пломбами виробника.

Синтетичні вогнестійкі турбінні оливи на основі трикселенілфосфатів постачаються в бочках виробника і повинні зберігатися в складському приміщенні.

Нафтові оливи зберігаються в тарі виробника або в окремих баках (резервуарах) на складському майданчику.

У складському господарстві має бути створюють відкритий склад для зберігання оливок, як в кількості незнижувального запасу так і для поточних потреб. Складі обладнуються сталевими баками (резервуарами). Оливи різних марок необхідно зберігати окремо. Температура зберігання оливи не повинна перевищувати 45 °С.

Резервуари повинні бути оснащені фільтрами для дихання і осушки повітря, показниками рівня оливи/системою моніторингу залишку оливи, кранами на зливних патрубках для відбору проб.

Фільтри осушення повітря застосовуються для забезпечення сполучення ємностей із зовнішнім повітрям через силікагелеві або цеолітні патрони з індикатором їх стану. У порожнині ємності над оливою має підтримуватися точка роси за температури не більше мінус 25 °С.

Внутрішня поверхня сталевих резервуарів для оливи має мати стійке до оливи антикорозійне покриття.

Ємності або баки, в яких зберігаються оливи та трубопроводи їх подачі в робочі ємності повинні бути теплоізовані та оснащені паровими супутниками для їх нагрівання.

На складах АЕС повинно зберігатися незнижуваний запас енергетичних оливок.

Згідно з нормами ГКД 34.20.507-2003 на електростанціях повинен зберігатися постійний запас:

- нафтової турбінної оливи в кількості, рівній (або більшій) від місткості оливної системи найбільшого агрегату, і запас на доливання не менший ніж 45-денна потреба;
- вогнестійкої турбінної рідини — не менший від ємності одного баку системи регулювання та річного об'єму на доливання в систему змащування, але не більше ніж 15 % від об'єму останньої;
- мастильних матеріалів для допоміжного устаткування — не менший від 45-денної потреби.
- трансформаторної оливи — рівній (або більшій) від місткості оливної системи одного синхронного компенсатора і запас на доливання не менший від 45-денної потреби.

Окрім цього на складі АЕС повинен зберігатися незнижуваний запас трансформаторної оливи, який на кожному об'єкті встановлюють залежно від місцевих умов, але не менший від об'єму одного наймісткішого трифазного оливного вимикача і запас на доливання не менший ніж 1 % всієї оливи, залитої в електроустаткування.

На електростанціях, що мають тільки повітряні або маломісткі оливні вимикачі, - не менший від 10 % об'єму оливи, залитої в трансформатор найбільшої ємності.

Термін зберігання нафтових оливок при умові дотримання вимог щодо умов

зберігання становить 5 років, синтетичних вогнестійких турбінних рідин на основі триксиленілфосфатів – без обмежень.

Приймання енергетичних олив для обладнання АЕС здійснюється за кількістю та якістю у відповідності до вимог «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», СОУ НАЕК 038, ПЛ-Д.0.45.550 та галузевих стандартів: СОУ-Н ЕЕ 43.101, СОУ НАЕК 006 тощо.

Загальні умови проведення вхідного контролю викладено в СОУ НАЕК 038.

Визначення якості олив під час проведення вхідного контролю продукції у ВП АЕС здійснюють вимірювальні лабораторії ВП АЕС.

Приймання олив у тарі виробника за кількістю проводиться згідно товарно-супроводжуючий документації і результатів огляду тари.

Приймання олив за кількістю у цистернах або стаціонарних ємностях проводиться ваговим або об'ємно-масовим методами. Умови взаємовідносин між вантажоодержувачем і вантажовідправником у разі виявлення недостачі або надлишку продукції, або невідповідності її якості, а також оплати за простій транспортувальних засобів на період з'ясування взаємних претензій має бути зазначено в договорі постачання відповідно до чинного законодавства України.

Визначення кількості продукції ваговим методом проводять згідно з ДСТУ 7094 прямим зважуванням залізничної або автомобільної цистерни з оливою та після зливання її в складські ємності на вагах.

Об'ємно-масовим методом вимірювання кількості продукції визначається маса олив безпосередньо в стаціонарних ємностях, а також у залізничних і автомобільних цистернах. Об'єм олив вимірюють згідно з «Інструкцією про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», застосовуючи метрштоки згідно з ДСТУ ГОСТ 8.247, лінійки, рулетки згідно з ДСТУ 4179.

Для вимірювання кількості олив об'ємно-масовим методом під час їхнього перевезення, зберігання й перекачування слід застосовувати тільки градуйовані ємності (залізничні цистерни, автомобільні цистерни, стаціонарні ємності та трубопроводи) відповідно до вимог чинних нормативних документів.

На ємності транспортних засобів повинні видаватися свідоцтва про повірку (державну метрологічну атестацію) транспортної міри, яка здійснюється в установленому законодавством порядку. Повірка каліброваних транспортних мір певної місткості здійснюється в установленому законодавством порядку.

Резервуари, стаціонарні ємності, які призначені для обліково-розрахункових операцій, повинні бути градуйовані згідно з ДСТУ 4218. Технологічні трубопроводи мають градуюватись за вимогою «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України».

Рівень олив і підтоварної води в залізничних та автомобільних цистернах вимірюють за допомогою метрштоку через горловину котла цистерни в двох протилежних точках горловини вздовж осі цистерни. У цьому разі слід стежити за тим, щоб метршток опустився на нижню твірну котла й не потрапив у заглибину для нижніх зливних пристроїв. Рівень слід вираховувати з точністю до 1 мм.

Рівень підтоварної води визначається за допомогою водочутливої пасти, нанесеної на лот або метршток з двох протилежних сторін. Вимірювання підтоварної води слід повторити, якщо рівень позначився нечітко, скісною лінією або не на



однаковій висоті з двох сторін, що свідчить про похиле положення лота під час вимірювання.

Фактичний рівень олив взимку за умови замерзання підтоварної води (при мінусових температурах) визначають як різницю між висотою градуйованої автоцистерни, залізничної цистерни, стаціонарної ємності, і товщиною, яку займає лід.

Визначивши висоту підтоварної води чи льоду, за градуювальною таблицею ємності розраховують об'єм і масу підтоварної води чи льоду.

Для розрахунку маси оливи визначають її температуру, густину та рівень в ємності (стаціонарній, залізничній, автомобільній). Заміри рівня оливи та її температури проводяться одночасно.

Температуру оливи в стаціонарній чи транспортній ємності визначають вимірюванням температури проб, взятих із трьох рівнів об'єму, який вона займає. Проби беруть згідно з ДСТУ 4488. Температуру проби вимірюють негайно в пробнику. Для вимірювання температури застосовують термометри. Похибка засобів вимірювання температури не повинна бути більшою ніж  $\pm 0,5$  °С. Після одержання даних вимірювання температури розраховують середню температуру оливи.

Середня температура оливи у стаціонарній чи транспортній ємності обчислюється як середнє арифметичне значення температур трьох проб, узятих із трьох рівнів – верхнього, середнього та нижнього, які узяті в кількості, передбаченій для складання об'єднаної проби згідно з ДСТУ 4488.

Для циліндричних ємностей, діаметр яких більший 2500 мм, у тому числі транспортних горизонтальних, середня температура обчислюється за формулою 3.1:

$$t_{\text{сеп.}} = \frac{t_{\text{в}} + 6t_{\text{с}} + t_{\text{н}}}{8}, \quad (3.1)$$

де  $t_{\text{в}}$  - температура проби верхнього шару, °С;

$t_{\text{с}}$  - температура проби середнього шару, °С;

$t_{\text{н}}$  - температура проби нижнього шару, °С.

Для горизонтальних циліндричних ємностей, діаметр яких менший 2000 мм, незалежно від рівня заповнення, та для тих, діаметр яких більший 2500 мм, і які заповнені до половини й менше, середня температура розраховується за формулою 3.2:

$$t_{\text{сеп.}} = \frac{3t_{\text{с}} + t_{\text{н}}}{4}, \quad (3.2)$$

Кількість об'єднаної проби для визначення густини та проведення аналізу якості турбінних олив згідно з ГОСТ 3900 має бути 3 дм<sup>3</sup>. Співвідношення кількостей олив нижнього, середнього та верхнього рівнів при відборі проб становить для ємностей, діаметр яких більший 2500 мм, – 1:6:1, а для ємностей, діаметр яких менший 2000 мм та для ємностей, діаметр яких більший 2500 мм, але заповнених наполовину і менше – 1:3:1.

Густину у відібраних пробах визначають ареометрами, які повинні мати похибку вимірювання не більше  $\pm 0,5$  кг/м<sup>3</sup>.

Масу оливи у стаціонарних і пересувних ємностях розраховують за формулою 3.3:

$$M = V \cdot \rho_{\text{сеп.}}, \quad (3.3)$$

де  $M$  – маса оливи, кг;

$V$  – об'єм оливи, визначений по градуювальній таблиці та висоті заміру оливи в ємностях, м<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{сеп.}}$  – густина оливи, кг/м<sup>3</sup>, при середній температурі заміру.

Густину оливи при середній температурі заміру розраховують за формулою 3.4:

$$\rho_{20} = \rho_{t_{сер}} - \gamma(t_{сер} - 20^{\circ}\text{C}), \text{ якщо } t_{сер} > 20^{\circ}\text{C} \quad (3.4)$$

де  $\rho_{20}$  - густина оливи при 20 °С;

$\rho_{t_{сер}}$  - густина оливи, кг/м<sup>3</sup>, при середній температурі заміру;

$\gamma$  - коефіцієнт поправки густини в залежності від температури;

$t_{сер}$  - середня температура заміру, °С.

Для визначення густини оливи може бути застосовано ареометри с постійною вагою, ваги Вестфаля-Мора (разновидність ареометрів с постійним об'ємом), пікнометри, номограму Віноградова Г.В. тощо.

Числові значення температурних поправок густини мастильних матеріалів до значення  $\rho_{t_{сер}}$ , які розраховані за формулою (3.4), наведені в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 – Температурні поправки густини мастильних матеріалів

Густина, кг/м <sup>3</sup>	Температурна поправка на 1 °С	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Температурна поправка на 1 °С
690,0-699,9	0,000910	850,0-859,9	0,000699
700,0-709,9	0,000897	860,0-869,9	0,000686
710,0-719,9	0,000884	870,0-879,9	0,000673
720,0-729,9	0,000870	880,0-889,9	0,000660
730,0-739,9	0,000857	890,0-899,9	0,000647
740,0-749,9	0,000844	900,0-909,9	0,000633
750,0-759,9	0,000831	910,0-919,9	0,000620
760,0-769,9	0,000818	920,0-929,9	0,000607
770,0-779,9	0,000805	930,0-939,9	0,000594
780,0-789,9	0,000792	940,0-949,9	0,000581
790,0-799,9	0,000778	950,0-959,9	0,000567
800,0-809,9	0,000765	960,0-969,9	0,000554
810,0-819,9	0,000752	970,0-979,9	0,000541
820,0-829,9	0,000738	980,0-989,9	0,000528
830,0-839,9	0,000725	990,0-1000,0	0,000513
840,0-849,9	0,000712		

Облік енергетичних олив у ВП АЕС має здійснюватися таким чином. Поводження з енергетичними оливами, як з товарно-матеріальними цінностями, здійснюється у відповідності до вимог СТП 0.45.029, ПЛ-Д.0.45.550. Під час приймання, обліку, зберігання, видачі та транспортування олив керівник ВП АЕС та головний бухгалтер здійснюють контроль за дотриманням матеріально відповідальними особами вимог цього стандарту, вимог «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», інших чинних вимог і забезпечують для ДП «НАЕК «Енергоатом»:

- своєчасне оформлення документів про рух олив;
- умови збереження якості та кількості олив;
- максимальне зменшення затрат на переміщення олив;
- своєчасне вжиття заходів, що запобігають псуванню, втраті, недостачі та розкраданню олив й створюють умови для зберігання;
- своєчасне відображення бухгалтерського обліку олив.

Облік оливо проводиться оперативно-бухгалтерським (сальдовим) методом, згідно з яким товар у натурі (за кількістю, вагою, мірою) обліковують безпосередньо матеріально відповідальні особи, а бухгалтерія веде їхній кількісно-грошовий облік.

Матеріально відповідальні особи ведуть журнал обліку оливо, запис до якого проводять у разі:

- надходження оливо – із складанням приймального акту по кожному ґатунку та марці оливи;
- видачі (відвантаження) оливо – із складанням товаротransпортної накладної при вказуванні марки оливи, яка має бути підписана керівником ВП АЕС, головним бухгалтером та начальником цеху енергоблоку, що відпускає оливу, і особою, що отримує оливу.

Визначення залишку оливи проводиться кожного разу після здійснення операції (приймання, видачі на власні потреби та стороннім споживачам, зміни складу оливи).

Усі первинні документи матеріально відповідальні особи здають за реєстрами до бухгалтерії. У реєстрі має бути відображена така інформація:

- дата складання реєстру;
- найменування та номер документа;
- марка оливи;
- кількість прийнятих або виданих (відвантажених) оливо в одиницях маси.

Видача оливо із складів відокремленого підрозділу «Складське господарство» ДП «НАЕК «Енергоатом» проводиться за вимогами, в яких зазначається найменування, марка та кількість виданої оливи; у разі транспортування – вид транспорту, державний номер транспорту, на чію вимогу видано оливу, повну назву вантажоодержувача, якому призначено оливу. Вимога має бути підписана особами, що дозволили видачу: керівником або його заступником та бухгалтером, а також особою, якій доручено отримати оливу, та матеріально відповідальною особою, що її видала.

Вимога оформляється в чотирьох примірниках. Перший примірник передається до бухгалтерії «Складського господарства», другий – підрозділу-власнику обладнання, в якому використовується олива, третій – залишається у матеріально відповідальній особі, що видала продукцію, четвертий – передається службі відомчої охорони «Складського господарства».

Усі вимоги групуються бухгалтерією та матеріально відповідальною особою за споживачами.

У разі видачі «Складським господарством» оливо іншим ВП АЕС виписуються платіжно-розрахункові документи, номери та дата видачі яких заносяться до журналу обліку турбінних оливо.

При надходженні оливо журнали обліку повинні містити такі дані:

- дата складання приймального акту;
- найменування постачальника;
- найменування та марка оливи;
- кількість та покупна вартість;
- недостача, що виникла під час транспортування оливи в межах природних втрат та понаднормативних втрат;
- надлишки оливи.

При відпусканні оливо журнали обліку повинні містити такі дані:

- дата складання та номер товаротransпортної накладної;
- номер розрахункового платіжного документа, кількість оливи та її вартість в разі видачі іншому споживачеві;

- номер вимоги в разі переміщення оливи;
- найменування споживача (його структурного підрозділу);
- найменування оливи та її марку;
- транспортні послуги (у разі видачі іншому споживачеві з наданням транспортних послуг);
- відмітки про оплату.

За даними журналів обліку олив матеріально відповідальними особами складаються звіти.

Звіти щодо обліку олив підлягають нумеруванню, шнуруванню й засвідченню відтиском печатки та підписами головного інженера (першого заступника генерального директора) ВП АЕС та головного бухгалтера ВП АЕС.

Місячний звіт про надходження олив повинен містити такі дані:

- дата складання;
- найменування олив за марками і видами;
- природні або понаднормативні втрати оливи; її кількість і вартість;
- надлишки оливи; її кількість і вартість; додатково зазначається, яка кількість оливи утворилася внаслідок постачання і яка кількість утворилася під час видачі через допустимі помилки замірів.

Місячний звіт про відпускання (відвантаження) олив повинен містити такі дані:

- дату складання;
- найменування олив та їхні марки;
- кількість та вартість олив, у тому числі окремим записом – податок на додаткову вартість і дорожній збір (у разі видачі іншому споживачеві);
- вартість транспортних послуг (у разі видачі іншому споживачеві з наданням транспортних послуг);
- результати інвентаризації;
- облікова вартість виданих олив (у разі видачі іншому споживачеві).

На підставі документів про приймання на склад олив, видачу в експлуатацію й реалізацію іншому споживачеві, видачу або наявність на зберіганні спрацьованих олив та олив, що перебувають в експлуатації, та за даними інвентаризації складається баланс використання олив.

Товарно-балансовий звіт складається матеріально-відповідальною особою станом на перше число кожного місяця на підставі актів: про приймання олив, про видачу олив іншому споживачеві, про видачу в експлуатацію і актів про інвентаризацію або інших документів.

Товарно-балансові звіти з витрат та надходження турбінних олив складаються за формою 12-НП «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України» по кожній групі турбінних олив.

Допустимі межі помилок під час визначення кількості оливи об'ємно-масовим методом вимірювання у відповідності до вимог 4.2.2.2 «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України» становлять:

- у разі вимірювання маси нетто олив, у тому числі спрацьованих, масою до 100 тон  $\pm 0,8\%$ ;
- у разі вимірювання маси нетто олив, у тому числі спрацьованих, масою від 100 тон і більше  $\pm 0,5\%$ .

Допустимі норми природних втрат олив під час транспортування автомобільним

та залізничним транспортом згідно з «Нормами природних втрат при перевезенні, зберіганні і відпусканні нафтопродуктів» встановлюються не більше 0,7 % масової частки.

Допустимі норми природних втрат під час перевезення олив автоцистернами із залізничних цистерн на склади ВП АЕС та перевезенні зі складів на склади інших ВП АЕС становлять 0,7 % масової частки на кожну транспортну одиницю. У разі багатократного обертання автоцистерни під час перевезення із залізничних цистерн на склади ВП АЕС втрати наступних перевезень становлять 0,007 % масової частки на кожний маршрут автоцистерни.

У разі транспортування олив автомобільними цистернами при їх відпусканні іншому споживачеві, а також при їх перевезенні із залізничних цистерн на цехові склади дозволено враховувати помилки замірів, що наведені в 6.4.4.

Норми природних втрат турбінних олив при прийманні внаслідок їх нагрівання в умовах приймання згідно з «Нормами втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування» (Постанова КМУ від 5 серпня 2020 р. № 686). Вказані норми втрат (табл. 3.2) встановлені для однієї кліматичної зони для всієї території України та двох періодів року, а саме:

- осінньо-зимовий період - з 1 жовтня по 31 березня;
- весняно-літній період - з 1 квітня по 30 вересня.

Таблиця 3.2 – Норми втрат кількості прийнятої або відпущеної чи перевантаженої продукції

Нафтопродукти, які класифікуються за кодами згідно з <u>УКТЗЕД</u>	Норми втрат кількості прийнятої або відпущеної чи перевантаженої продукції, %	
	осінньо-зимовий період	весняно-літній період
Від 2710 12 11 10 до 2710 12 90 00 включно, від 2707 10 10 00 до 2707 30 90 00 включно, від 2707 50 10 00 до 2707 50 90 00 включно, від 2909 11 00 00 до 2909 19 90 90 включно, від 3811 19 00 00 до 3811 90 00 00 включно, 3824 90 97 10	0,055	0,1
Від 2710 19 11 10 до 2710 19 29 00 включно	0,04	0,08
Від 2710 19 3101 до 2710 19 48 00 включно, від 2710 20 11 00 до 2710 20 90 00 включно, від 3826 00 10 00 до 3826 00 90 00 включно	0,02	0,04
Від 2710 19 51 00 до 2710 99 00 00 включно, 2713 20 00 00	0,005	0,005

Норми втрат нафтопродуктів визначаються для таких операцій:

- 1) приймання;
- 2) відпуск;
- 3) перевантаження;
- 4) зберігання;
- 5) транспортування:
  - автомобільним транспортом;
  - залізничними транспортом;
  - суднами морського і річкового транспорту;

– трубопровідним транспортом.

Застосування норм втрат нафтопродуктів є обов'язковим для всіх суб'єктів господарювання (підприємств, установ, організацій та фізичних осіб - підприємців), що провадять хоча б один з таких видів економічної діяльності, як закупівля, транспортування, зберігання та реалізація нафтопродуктів на території України.

Норми втрат є граничними і застосовуються тільки у випадку встановлення фактичної нестачі нафтопродуктів.

Списання нафтопродуктів у межах норм втрат до встановлення факту нестачі забороняється.

Норми втрат нафтопродуктів не поширюються на нафтопродукти, які приймаються та здаються поштучно (фасована продукція, яка транспортується або зберігається в герметичній тарі, запаяна із застосуванням герметиків, ущільнювачів тощо), а також які зберігаються в резервуарах підвищеного тиску.

Норми втрат нафтопродуктів у частині їх зберігання не поширюються на обсяги нафтопродуктів у резервуарах автозаправних станцій.

Норми втрат нафтопродуктів не застосовуються під час їх транзитного перевезення.

«Постановления Государственного комитета СССР по материально-техническому снабжению «Об утверждении нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании» збільшуються:

- за температури від 11 °С до 20 °С – в 1,5 рази;
- за температури від 21 °С до 30 °С – в 2 рази;
- за температури від 31 °С до 50 °С – в 3 рази.

Норми природних втрат застосовуються тільки в разі виявлення нестачі оливи під час приймання та зберігання.

Технологічні втрати оливи складаються з:

- втрат під час експлуатації турбоагрегатів, норми яких встановлені заводом-виробником обладнання, ГКД 34.20.507-2003 та затверджені керівництвом ДП «НАЕК «Енергоатом» на основі фактичних даних;
- разових втрат.
- Разові втрати складаються з:
  - втрат у разі очистки оливи, кількість яких встановлюються на основі фактичних даних для кожного типу установки очистки та умов проведеної очистки;
  - втрат оливи у разі пошкоджень, аварій та разових втрат оливи під час вичищення ємностей (резервуарів), трубопроводів, проведення ремонтних робіт (визначаються й списуються відповідно за висновками комісії, призначеної керівництвом ВП АЕС).

Разові втрати оливи повинні бути технічно обґрунтовані й мінімальні. Списання таких втрат оливи здійснюється на підставі акту призначеної комісії.

Разові втрати оливи у межах затверджених норм списуються на втрати виробництва. Понаднормативні нестачі відшкодовують особи, що їх вчинили або списуються керівником ВП АЕС після детального розслідування причин, які призвели до нестачі.

Сума природних та технологічних втрат оливи визначає фактичні втрати.

Звіт про втрати оливи складається у ВП АЕС щомісяця за формою № 32-НП «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України».

### **3.2 Приймання, зберігання і введення в експлуатацію трансформаторних олив.**

В електричному обладнанні ВП АЕС застосовуються лише ті трансформаторні оливи, які вказано в СОУ-Н ЕЕ 43.101. У разі необхідності закупівлі і використання інших олив Експлуатуючою організацією має бути оформлено відповідне технічне рішення. Порядок допуску енергетичних олив до застосування викладено в п.1.2 СОУ-Н ЕЕ 43.101. При цьому постачальником має бути надано таку інформацію:

- про технологію виробництва оливи;
- класифікаційну ознаку цього масла відповідно до стандарту ІЕС 60296.
- про вміст нафтових, парафінових і ароматичних вуглеводнів у запропонованій оливі, паспорт безпеки, оформлений відповідно до міжнародних стандартів, з обов'язковим підтвердженням відсутності поліхлор- біфенілів (ПХБ) у запропонованій до поставки партії та наявності (відсутності) поліциклічних ароматичних вуглеводневих з'єднань (кількість їх не має перевищувати 3%);
- про тип, природу і вміст внесених антиоксидантів;
- про наявність або відсутність у запропонованій марці масла депресорної присадки, її кількість, тип і природу (протокол виробника оливи) інших присадок.

У сертифікатах (протоколах, паспортах) на трансформатору оливу має бути відображено наступне:

- густина оливи за 20 °С;
- в'язкість кінематична, мм<sup>2</sup>/с, за температури: 40 °С (50 °С), мінус 50 °С;
- температура спалаху в закритому тиглі;
- температура застигання;
- кислотне число;
- вміст сірки, корозійний вплив на пластинку з міді;
- вміст протіокислювальної присадки;
- стабільність проти окислення;
- пробивна напруга;
- тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С і частоти 50 Гц.

Трансформаторна олива, що надійшла на підприємство, повинна пройти лабораторні випробування. Обсяг перевірки трансформаторної оливи визначається видом і класом напруги устаткування.

Проби оливи для випробувань відбирають відповідно до встановленого ГОСТ 6433.5 та ДСТУ 4488 порядку:

- у разі поставки в залізничних і автомобільних цистернах - до зливання оливи з кожної цистерни;
- у разі поставки в бочках - кількість проб, відібраних для випробувань, визначають умовами поставки, але не менше однієї на кожні 10 т оливи.

У випадку постачання в залізничних і автомобільних цистернах оливу з кожної цистерни перед її зливанням необхідно випробувати з визначенням характеристик в обсязі, передбаченому СОУ-Н ЕЕ 43.101 для підтвердження вказаних у документах значень показників її якості - пробивна напруга, температура спалаху, кислотне число, вміст водорозчинних кислот і лугів, наявність механічних домішок і нерозчинної води.

Олива для силових та вимірювальних трансформаторів, уводів напругою 110 кВ і вище, трансформаторів власних потреб без урахування класу напруги, додатково перевіряється на термоокислювальну стабільність і тангенс кута

діелектричних втрат за температури 90 °С (може бути виконано за домовленістю с постачальником після зливу оливи з цистерни).

Якщо олива під час транспортування чи зберігання переливалась із ємкостей, в які була залита виробником і задокументована для відправки, то постачальник, крім вказаної вище документації, повинен надати пробу оливи, відібрану з тієї ємкості, де воно зберігається на момент продажу. Проба має бути випробуваною за такими показниками: густина, кінематична в'язкість за нормованої плюсової температури, температура спалаху в закритому тиглі, кислотне число, корозійний вплив на пластинку з міді, стабільність проти окислення, тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С, пробивна напруга.

Після отримання позитивних результатів вищевказаних лабораторних випробувань трансформаторна олива зливається в ємності оливного господарства і переводиться в режим зберігання або оброблюється для заливання в електротехнічне устаткування.

Якість трансформаторної оливи, що перебуває на зберіганні, перевіряється з такою періодичністю – табл. 3.3.

Таблиця 3.3 – Обсяг випробувань трансформаторної оливи при зберіганні.

Технічні характеристики	Періодичність випробувань
Температура спалаху в закритому тиглі;	Через три доби після сливу Через три роки зберігання Перед закінченням гарантійного терміну зберігання
Кислотне число;	
Пробивна напруга;	
Наявність механічних домішок;	
Наявність нерозчиненої води;	
Тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С	
Вміст водорозчинних кислот і лугів	Через три доби після сливу
Тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С і пробивна напруга	Щорічно
Реакція водної витяжки	Через три роки зберігання)

У випадку погіршення результатів перевірки порівняно з початковими понад 10% необхідно вживати заходів для запобігання подальшого погіршення технічних характеристик оливи.

Марка свіжої трансформаторної оливи для застосування повинна вибиратися в залежності від типу і класу напруги електротехнічного обладнання.

Оливи, що не відповідають вимогам ГОСТ, ТУ або СОУ-Н ЕЕ 43.101 за показниками випробувань, в електротехнічне обладнання заливати не дозволено. Вимоги до якості свіжих і регенованих олив, які мають заливатися в електротехнічне обладнання, наведено в Додатку Ж і Додатку И.

Одним із варіантом введення оливи в експлуатацію є доливання її в електротехнічне обладнання до експлуатаційної оливи. Можливість використання оливи для доливання в обладнанні, яке працює, також забезпечується оцінюванням можливості її змішування з оливою, що є в обладнанні. Крім попереднього оцінювання такої можливості на основі експертизи технічної документації, особливо у випадку застосування нових марок олив, необхідно виконувати спеціальні випробування (тест на сумісність).

За необхідності допускається змішування свіжих олив, що мають однакові або близькі сфери застосування відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 43.101. Суміш олив, призначених для різних класів напруги, повинна застосовуватися тільки в устаткуванні нижчого класу напруги.



За необхідності в силові трансформатори напругою до 500 кВ включно допускається заливати експлуатаційну оливу з кислотним числом не більшим ніж 0,05 мг КОН на 1 г оливи, яка відповідає нормам на експлуатаційну оливу за вмістом водорозчинних кислот розчиненого шламу, механічних домішок і яка має пробивну напругу на 10 кВ вищу, ніж експлуатаційна норма і тангенс кута діелектричних втрат при 90° С не більший ніж 2,6% і містить антиокисну присадку іюнол в обсязі не меншому ніж 0,2 %.

У процесі експлуатації сорбенти в термосифонних і адсорбційних фільтрах трансформаторів потужністю понад 630 кВА необхідно замінювати, коли кислотне число перевищує 0,1 мг КОН на 1 г оливи або за наявності водорозчинних кислот понад 0,014 мг КОН на 1 г оливи, а також у випадку погіршення характеристик ізоляції.

Заміна сорбенту в трансформаторах потужністю до 630 кВА включно повинна бути проведена у випадку незадовільних характеристик ізоляції.

Вміст вологи в сорбенті перед завантаженням у фільтри повинен бути не більшим ніж 0,5 % його маси.

Контроль якості енергетичних оливок і складання графіків контролю виконує хімічна лабораторія (хімічний цех) або відповідні підрозділи. Обсяги періодичності контролю трансформаторної оливи проводять відповідно до графіка, складеного на підставі НД, вимог заводів-виробників устаткування, інструкцій з експлуатації, результатів попередніх перевірок.

На вимогу електроцеху АЕС можуть бути проведені додаткові (позапланові) перевірки трансформаторної оливи.

Дані показників якості оливи, залитої в електроустаткування, а також оливок, що зберігаються на складі, відображаються в журналі, в який вносять:

- дату відбирання проби оливи;
- дату проведення контролю якості оливи;
- вид устаткування і його станційне (оперативне) позначення;
- номер цистерни або ємності зберігання на складі;
- марку оливи, причину відбирання;
- відомості про застосування присадок;
- кількість та якість залитої оливи;
- висновок про відповідність показників оливи вимогам НД.

Структурному підрозділу – складське господарство/власник обладнання після проведеного контролю хімічним цехом надається протокол встановленого зразка щодо результатів проведеного контролю.

Високовольтне електротехнічне обладнання, у якому має застосовуватися трансформаторна олива, згідно СОУ-Н ЕЕ 43.101 поділено на категорії відповідних класів напруги (табл. И.2 Додаток И). Трансформаторна олива для заливання повинна відповідати вказаному для неї класу напруги (табл. И.3 Додаток И). Застосування оливи в устаткуванні з класом напруги нижчим від того, який встановлено для неї в (табл. И.3 Додаток И), слід з урахуванням технічної і економічної доцільності.

Трансформаторні оливи різних марок рекомендовано використовувати окремо без змішування. Змішування нафтових оливок, що мають однакові або близькі сфери застосування допускається за необхідності відповідно до вимог СОУ-Н ЕЕ 43.101. Суміш оливок, призначених для різних класів напруги, повинна застосовуватися тільки в устаткуванні нижчого класу напруги.

Галузевим керівним документом ГКД 34.20.507 визначено, що можливість змішування та сумісність оливок перевіряється лабораторними випробуваннями згідно

відповідної методики, яку має розробити і ввести в дію як нормативний документ Експлуатуюча організація.

На цей час для трансформаторних оливо чинним є порядок перевірки сумісності, який наведено в СОУ-Н ЕЕ 43.101:

Тест на сумісність виконують за такою методикою:

- взяти суміш оливо у пропорції доливання, яку передбачають, або якщо це наперед невідомо, - у пропорції 1:1; |
- визначити тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 С суміші та вихідних оливо;
- піддати суміш і вихідні оливи окремо штучному старінню у відкритій посудині за температури  $(95 \pm 2)$  °С протягом 72 год безперервно;
- після старіння визначити тангенс кута діелектричних втрат за температури 90 °С вихідних оливо і суміші.

Суміш вважають такою, що витримала тест на сумісність, якщо в межах похибки вимірювань отримане після старіння значення тангенса кута діелектричних втрат за температури 90°С для суміші виявилось не більшим, ніж значення такого самого показника після старіння кожної із вихідних оливо.

Тест на сумісність перед змішуванням оливо має проводитися для перевіряння суміші свіжих оливо, свіжих с експлуатаційними, регенованих с експлуатаційними.

Допускається змішувати трансформаторні оливи, у будь-яких спів-відношеннях, якщо за результатами випробувань на сумісність у пропорції 1:1 значення тангенса кута діелектричних втрат за температури 90 °С пробної суміші оливо не перевищує відповідних значень для компонента з найбільшими діелектричними втратами.

Більш детальні вказівки щодо визначення можливості змішування трансформаторних оливо у різних випадках наведено в СОУ-Н ЕЕ 43.101.

У електротехнічне заливається підготовлена чиста, суха трансформаторна олива, технічні характеристики якої відповідають нормі для даного обладнання.

Заливання масла в електрообладнання має супроводжуватись не тільки контролем якості оливо, що підготовлено до заливання, але й визначенням її якості після заливання. Вимоги СОУ-Н ЕЕ 43.101 до контролю якості свіжих трансформаторних оливо, що підготовлено для заливання і після заливання в обладнання (виготовлене з січня 1991 р.), після заливання наведено в табл. 3.4 в обсязі, що встановлено до кожної категорії обладнання.

Таблиця 3.4 - Вимоги до якості свіжих трансформаторних оливо, підготовлених до заливання в електротехнічне обладнання і залитих до нього

Показник якості оливи	Категорія електротехнічного обладнання	Гранично припустиме значення	
		до заливання	після заливання
Пробивна напруга, кВ, не менше	А (крім гермет. уводів) Б (крім гермет. уводів) В (для 150 кВ, крім гермет. уводів) В (крім 150 кВ і гермет. уводів) Г (для трансформаторів власних потреб) Г (крім трансформаторів власних потреб) Д Для герметичних уводів А, Б, В	70 60 55 50 40 35 30 70	65 55 50 45 35 30 25 -
Вміст води, % мас. (г/т, мг/кг, ppm.), не більше	Для всіх категорій герметичного обладнання, у тому числі з плівковим або азотним захистом (крім вимірювальних трансформаторів), негерметичного обладнання категорій А1, А2, Б1, Б2 (крім вимірювальних трансформаторів) та трансформаторів власних потреб енергоблоків станцій незалежно від класу напруги	0,001(10)	0,001(10)
	Для решти обладнання: категорій В1, В2 (крім вимірювальних трансформаторів)	0,002 (20)	0,002 (25)
	Для вимірювальних трансформаторів категорій за класом напруги А, Б, В	0,0015(15)	0,0015(20)
	Категорій В3, Г, Д	Відсутнє (візуально)	Відсутнє (візуально)
Тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С, %, не більше*	А1, А2, Б1, Б2, В1, В2, Г1, Д1 (потужністю 40 МВА і більше та вмістом оливи 10 т і більше)	0,5 1,7 ( ТСП) 2,2 (ТКп)	0,7 2.0 (ТСП) 2.6 (ТКп)
Кислотне число, мг КОН/г, не більше	А1, А2, Б1, Б2, В1, В2, Г1, Г2, Д1, Д2	0,01 0,02 (для оливо ТСП, ТКп, ТАп)	0,01 0,02 (для оливо ТСП, ТКп, ТАп)
Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г	Електрообладнання всіх видів і класів напруг А1, А2, Б1, Б2, В1, В2, Г1, Г2, Д1, Д2	Відсутнє	Відсутнє
Вміст механ. домішок, не більше: - розмір >5 мкм в 10 мл оливи, шт.; - % маси (г/т)	А	1000	1000
	А і шунтуючі реактори 500 кВ	0,0005 (5) 0,005 (50)	0,0005 (5) 0,005 (50)
	Б, В Г, Д	Відсутнє (візуально)	Відсутнє (візуально)

### Закінчення таблиці 3.4

Показник якості оливи	Категорія електротехнічного обладнання	Гранично припустиме значення	
		до заливання	після заливання
7.Температура спалаху в закритому тиглі °С, не нижче	A1, A2, B1, B2, V1, V2, Г1, Г2, Д1, Д2	135	135
8.Газовміст, % об'єму., не більше (газова хроматографія)	A1, B1, V1 ремонт, повна заміна оливи експлуатація, доливання	0,4 1,0	0,4 1,0
	A2, B2, V2 ремонт, повна заміна оливи ремонт, часткова заміна експлуатація, доливання	0,3 0,4 1,0	0,3 0,4 1,0
9.Стабільність проти окиснення, Індукційний період, год., не менше	A1, A2, B1, B2	120	–
10.Вміст іонолу, % маси	A1, B1, V1	Згідно ТУ	–
11.Густина при 20 °С, (тільки для оливи ТКп та її суміші)	B1, B2, V1, V2, Г1, Г2, Д1, Д2	0,895	–

Перелік показників якості, які визначають перед заливання (доливанням) трансформаторної оливи в електротехнічне обладнання наведено в табл.3.5.

До заливання (або відразу після заливання) оливи в обладнання слід відбирати проби оливи об'ємом від 5 см<sup>3</sup> до 10 см<sup>3</sup> для зберігання в еталону для визначення процентного вмісту присадки іонол в процесі експлуатації оливи.

Таблиця 3.5 – Перелік показників якості, які визначають перед заливання (доливанням) трансформаторної оливи в обладнання

Вид обладнання	Категорія обладнання відповідно до класу напруги	Показник, що визначають (нумерація згідно з таблицею 3.5)
Силові герметичні трансформатори 1. Свіжа олива - підготовлена до заливання - після заливання 2. Експлуатаційна олива та її суміш зі свіжою - підготовлена до заливання - після заливання	А, Б, В, Г	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 1, 2, 3 (для А, Б, В), 4, 6, 8,  1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, 11, вміст осаду 1,2,3 (для А, Б, В), 4, 6,8
Силові негерметичні трансформатори, 1. Свіжа олива - підготовлена до заливання - після заливання 2. Експлуатаційна олива та її суміш зі свіжою - підготовлене до заливання - після заливання	Б, В, Г, Д	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 9,11 1, 2,3 (для А, Б, В),4, 6  1, 2, 3, 4, 5, 6, 7,10, вміст осаду 1, 2, 3 (для А, Б, В), 4,6
Вимірювальні трансформатори і уводи 1. Свіжа олива - підготовлена до заливання - після заливання 2. Експлуатаційна олива та її суміш зі свіжою - підготовлене до заливання - після заливання	А, Б, В, Г,Д	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 11 2,4,8  1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8,10, 12, вміст осаду 2,4,8
Масляні вимикачі після капітального та позапланового ремонтів	А, Б, В, Г,Д	1, 6

### 3.3 Приймання, зберігання і введення в експлуатацію турбінних олив і рідин

Турбінна олива, що приймається ВП АЕС підлягає лабораторному випробуванню згідно переліку показників табл. 3.7.

Змішування турбінних олив різних марок дозволяється за наявності погодження на змішування від їх виробників. Змішувати оливи різні за призначенням та оливи нафтові з олівами синтетичними заборонено.

У разі неможливості одержання погодження на змішування від виробників олив, та при необхідності, проведення такого змішування ВП АЕС оформлюють технічне рішення про змішування олив з врахуванням висновку компетентної організації про можливість та умови такого змішування. Дослідження на сумісність турбінних олив проводяться згідно методичних вказівок СОУ-Н НАЕК 061.

Для олив, що не містять присадок, необхідно додатково визначати натрову пробу.

Таблиця 3.6 – Технічні вимоги до якості турбінних олив, що визначаються під час приймальних випробувань

Назва показника	Турбінні оливи класу в'язкості ISO			
	Нафтові VG 32	Нафтові VG 46	Нафтові VG 68	Трикселеніл-фосфати VG 46
1	2	3	4	5
Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	від 28,8 до 35,2	від 41,4 до 50,6	від 61,2 до 74,8	від 41,4 до 50,6
Температура спалаху у відкритому тиглі, не нижче, °С	190	190	220	240
Кислотне число, мг КОН/1 г оливи, не більше,	0,07	0,5	0,5	0,04
Число демульсації, с, не більше	180	210	180	180
рН водної витяжки	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0
Масова частка механічних домішок <sup>1)</sup>	відсутність			≤ 0,01 %
Клас промислової чистоти, не більше: - при постачанні - при застосуванні	13 10	13 10	13 10	11 10
Масова частка води <sup>2)</sup> , %	відсутність			≤ 0,10 %
Густина <sup>3)</sup> , за температури 20 °С, г/см <sup>3</sup>	за ТУ			
10. Антикоровісні властивості - на мідних пластинках М-1, М-2 - на сталевих стрижнях Ст 45	витримує			
Стабільність до окиснення: - кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи	0,1	0,5	0,7	0,1
- масова частка осаду після окиснення, не більше, %	0,005	0,01	0,008	0,005
- вміст летких низькомолекулярних кислот, не більше, мг КОН на 1 г оливи 11.2 <sup>5)</sup> ,	0,02	-	-	-
- кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи	-	-	-	1,5
- зміна маси заліза, не більше, мг	-	-	-	1,0
- зміна маси міді, не більше, мг	-	-	-	2,0
Гідролітична стабільність <sup>5)</sup> , - кислотне число не більше, мг КОН на 1 г оливи,	-	-	-	0,5

Закінчення таблиці 3.6.

1	2	3	4	5
Схильність до піноутворення: схильність в см <sup>3</sup> /стабільність в см <sup>3</sup> , не більше, за температури: 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	100/50 50/50 100/50	100/50 50/50 100/50	100/50 50/50 100/50	100/50 50/50 100/50
Масова частка вільних ксиленолів, %, не більше	-	-	-	0,10
<p><sup>1)</sup> Дозволяється не проводити, якщо вміст механічних забруднень оцінюється класом промислової чистоти.</p> <p><sup>2)</sup> Для нафтових оливи масова частка води згідно з ГОСТ 2477 визначається у разі попередньо виявленої присутності води експрес методом згідно з ГОСТ 1547.</p> <p><sup>3)</sup> Показник густини оливи визначається як комерційний і не є бракувальним, якщо інше не передбачено договором поставки. За цим показником приймається кількість продукції матеріально відповідальною особою. Паспортні дані можуть відрізнятися від результату, одержаного при вхідному контролі.</p> <p><sup>4)</sup> Окиснення оливи кожного класу в'язкості проводиться за такими умовами: - 32 – за температури 130 °С, впродовж 24 год., витрати кисню 5 дм<sup>3</sup>/год.; - 46 (на основі триксиленілфосфатів) - за температури 130 °С, впродовж 24 год., витрати кисню 5 дм<sup>3</sup>/год.; - 46 (нафтові) - за температури 150 °С, впродовж 15 год., витрати кисню 5 дм<sup>3</sup>/год.; - 68 – за температури 150 °С, впродовж 15 год., витрати кисню 5 дм<sup>3</sup>/год.</p> <p><sup>5)</sup> Перевіряється замовником згідно з наданими виробником документами, перевіряється за необхідності за вимогою Замовника проведенням випробувань після зливу оливи.</p> <p><sup>6)</sup> Для імпортованих оливи в якості арбітражної використовується методика, яку застосовує виробник оливи.</p>				

Турбінна олива, злита з цистерни в порожній, чистий та сухий резервуар, повинна бути перевірена на стабільність щодо окиснення та антикорозійні властивості і приведена в стан, придатний для заливання в обладнання.

У процесі зберігання й експлуатації турбінну оливу слід періодично брати на візуальний контроль і скорочений аналіз. В обсяг скороченого аналізу нафтової оливи входить визначення кислотного числа, наявності механічних домішок, шламу і води; вогнестійкої оливи - визначення кислотного числа, вмісту водорозчинних кислот, наявності води, кількісного вмісту механічних домішок експрес-методом.

Візуальний контроль оливи полягає в перевірці її за зовнішнім виглядом на вміст шламу, механічних домішок і води для прийняття рішення про необхідність її очищення. Виявлення води під час візуального контролю можливе лише у разі великого її вмісту; наявність води можна визначити за характерним потріскуванням під час нагрівання.

Періодичність проведення скороченого аналізу турбінної оливи така:

- оливи Тп-22С не пізніше ніж за 1 місяць після заливання в оливні системи і потім в процесі експлуатації не рідше ніж один раз на 3 місяці у випадку кислотного числа до 0,1 мг КОН на 1 г оливи включно і не рідше ніж один раз на 2 місяці, коли кислотне число перевищує 0,1 мг КОН на 1 г оливи;
- вогнестійкої оливи - не пізніше ніж за тиждень після початку експлуатації і далі не рідше ніж один раз на 2 місяці у випадку кислотного числа, яке не перевищує 0,5 мг КОН на 1 г оливи і не рідше ніж один раз на 3 тижні, коли кислотне число перевищує 0,5 мг КОН на 1 г оливи;

- турбінної оливи, залитої в систему змащення синхронних компенсаторів, не рідше ніж один раз на 6 місяців;
- оливи Тп-30, яку застосовують в гідротурбінах, не пізніше ніж за місяць після заливання в оливну систему і потім не рідше ніж один раз на рік за повної прозорості оливи і масової частки розчиненого шламу не більше ніж 0,005 %; за масової частки розчиненого шламу більш ніж 0,005% - не рідше ніж один раз на 6 місяців. У випадку помутніння оливи повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз.

У разі виявлення в оливах шламу або механічних домішок під час візуального контролю повинен бути проведений позачерговий скорочений аналіз.

Нафтова турбінна олива, що знаходиться в резерві, повинна проходити скорочений аналіз не рідше ніж один раз на 3 роки і перед заливанням в устаткування, а вогнестійка олива - не рідше ніж один раз на рік і перед заливанням в устаткування.

## **Глава 4. Метрологічна діяльність у ВП АЕС**

### **4.1. Засади організації метрологічної діяльності**

Метрологічна діяльність під час експлуатації АЕС здійснюється з метою досягнення та забезпечення єдності і проектної точності вимірювань на АЕС для забезпечення безпеки експлуатації АЕС шляхом одержання достовірності результатів вимірювань на всіх етапах експлуатації АЕС (веденні основного технологічного процесу, модернізації і ремонту, під час зняття з АЕС експлуатації).

Діяльність метрологічної служби ВП АЕС регламентується:

- Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність»;
- нормативно-правовими актами метрологічної системи України;
- національними та галузевими нормативними документами в сфері метрології;
- наказами та розпорядженнями Міністерства енергетики України.;
- положенням про метрологічну службу ДП «НАЕК «Енергоатом»;
- наказами та розпорядженнями керівництва ДП «НАЕК «Енергоатом»; - стандартами ДП «НАЕК «Енергоатом»;
- положеннями ДП «НАЕК «Енергоатом»: про метрологічний підрозділ ВП АЕС, про метрологічну службу ВП АЕС, про вимірювальний підрозділ ВП АЕС;
- галузевими розпорядчими документами.

Організація, завдання та функції метрологічної служби у ДП «НАЕК «Енергоатом» визначаються стандартом СОУ НАЕК 011:2019 «Метрологічне забезпечення експлуатації АЕС. Організація робіт із забезпечення єдності вимірювань та порядок їх проведення», який розроблено на підставі Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

Координацію робіт із забезпечення єдності вимірювань у ВП АЕС, а також методичне керівництво метрологічними службами, вимірювальними та метрологічними підрозділами відокремлених підрозділів, проведення оцінювання їх вимірювальних можливостей та визнання компетентності забезпечує метрологічний підрозділ головного метролога ДП «НАЕК «Енергоатом».

До метрологічної служби ВП АЕС входять: служба головного метролога, вимірювальні та інші структурні метрологічні підрозділи.

Єдність вимірювань під час експлуатації АЕС забезпечується насамперед:

- використанням допущених до застосування в Україні одиниць вимірювання фізичних величин і засобів вимірювальної техніки;



- періодичним проведенням метрологічного підтвердження засобів вимірювальної техніки, випробувального обладнання;
- періодичним підтвердженням технічної компетентності вимірювальних лабораторій та підрозділів, які виконують перевірку та калібрування засобів вимірювальної техніки;
- застосуванням атестованих методик вимірювання відповідно до вимог нормативних документів;
- застосуванням стандартних зразків складу і властивостей речовин і матеріалів, стандартних довідкових даних про фізичні константи і властивості речовин і матеріалів;
- постійним проведенням метрологічного нагляду, у т.ч. метрологічної експертизи нормативних і виробничих документів.

Для виконання своїх функцій метрологічна служба ВП АЕС має мати:

- кваліфікований персонал;
- приміщеннями відповідно до норм та вимог нормативних документів у сфері метрології, вимог методик вимірювання/калібрування/перевірки (необхідної площі, кліматичних умов, освітлення, звуко- та віброізоляції, параметрів мереж живлення, наявності водопостачання, оснащеності заземленням, засобами вентиляції та кондиціонування повітря, каналізацією, опаленням, можливістю розміщення засобів вимірювальної техніки відповідно до кількості робочих місць, допоміжним обладнанням, захисними засобами тощо).
- необхідне лабораторне обладнання у т.ч. еталони та засоби вимірювальної техніки, випробувальне і допоміжне обладнання (має відповідати вимогам проектної документації та технічним умовам);
- потрібні нормативні та виробничі документи у т.ч. методики вимірювань, експлуатаційні документи на засоби вимірювальної техніки.

Загальні вимоги до приміщень, необхідних для виконання метрологічних робіт, встановлено санітарними нормами і правилами, нормативно-правовими актами з охорони праці, правилами пожежної та радіаційної безпеки АЕС, методиками виконання робіт та експлуатаційними документами на обладнання.

Всі засоби вимірювальної техніки повинні бути в справному стані та постійній готовності до виконання вимірювань, пройти процедуру перевірки, відомчої перевірки чи калібрування через встановлені міжповірочні чи міжкалібрувальні інтервали. Після ремонту засоби вимірювальної техніки підлягає метрологічному підтвердженню. Графіки проведення періодичної перевірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки складаються щорічно метрологічним підрозділом ВП АЕС, затверджуються в установленому у ВП АЕС порядку.

Метрологічна служба ВП АЕС має право розробляти власні методики відомчої перевірки (калібрування) засоби вимірювальної техніки (мають відповідати вимогам ДСТУ-Н РМГ 51 та «Порядку проведення перевірки законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки, що перебувають в експлуатації, та оформлення її результатів»).

Усі законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки для ВП АЕС повинні пройти оцінку відповідності вимогам «Технічного регламенту законодавчо регульованих засобів вимірювальної техніки», «Технічного регламенту засобів вимірювальної техніки», «Технічного регламенту щодо неавтоматичних зважувальних приладів», коли це передбачено цими регламентами. Документом, який засвідчує внесення засобів вимірювальної техніки до реєстру затверджених типів засобів вимірювальної техніки є сертифікат перевірки типу.

Вказані засоби вимірювальної техніки повинні постачатися із такими документами:

- засвідчена копія декларації про відповідність, видана виробником, або його уповноваженим представником;
- засвідчені копії підтвердних документів щодо проведення процедур оцінки відповідності (в залежності від вимог відповідного технічного регламенту щодо процедури оцінки відповідності), надані виробником, або його уповноваженим представником;
- комплект експлуатаційних документів згідно з ДСТУ ГОСТ 2.601 (паспорт або формуляр, настанова з експлуатації, інструкція з монтажу, інструкція з ремонту та інші) українською або російською мовою (склад документації визначає замовник);
- методика повірки, затверджена в установленому порядку (необхідність встановлюється замовником).

Засоби вимірювальної техніки, що не застосовуються в сфері законодавчо регульованої метрології, на момент постачання у ВП АЕС повинні пройти метрологічне підтвердження, організацією, яка має право виконувати ці роботи. Ці засоби вимірювальної техніки повинні постачатися із такими документами:

- засвідчена копія декларації про відповідність, видана виробником, або його уповноваженим представником (у випадку, якщо на засоби вимірювальної техніки поширюється дія відповідних технічних регламентів);
- документ щодо проведення метрологічного підтвердження.

Оцінка відповідності засобів вимірювальної техніки, що не застосовуються в сфері законодавчо регульованої метрології, проводиться на добровільних засадах за вимогою замовника.

Документом, який засвідчує, що тип засобу вимірювальної техніки затверджено, є сертифікат перевірки типу засобу вимірювальної техніки.

Методики вимірювань у сфері законодавчо регульованої метрології визначаються в нормативно-правових актах або в нормативних документах. Якщо проводяться прямі вимірювання та/або вимірювання за експлуатаційною документацією на законодавчо регульовані засоби вимірювальної техніки, то наявність методик не є обов'язковою.

Методики вимірювань, які застосовуються поза сферою законодавчо регульованої метрології, можуть бути розроблені вимірювальними лабораторіями, чи іншими сторонніми організаціями. В цьому разі методики вимірювань повинні пройти оцінку придатності до застосування (валідацію, атестацію) та бути затверджені у порядку, встановленому у ВП АЕС. Порядок проведення атестації методик вимірювання викладено в ДСТУ 7392:2013 «Метрологія. Атестація методик виконання вимірювання. Основні положення та порядок виконання». Стандартні зразки складу речовин і матеріалів також повинні бути атестовані - ДСТУ ГОСТ 8.532:2003 «Метрологія. Стандартні зразки складу речовин і матеріалів. Міжлабораторна метрологічна атестація. Зміст і порядок проведення робіт (ГОСТ 8.532-2002, IDT)».

Уповноваження метрологічних підрозділів проводиться з метою офіційного визнання того, що підрозділ уповноважений на право повірки ЗВТ у сфері законодавчо регульованої метрології та правочинний і компетентний виконувати метрологічні роботи відповідно до галузі повноважень.

Оцінювання вимірювальних можливостей вимірювальних підрозділів проводиться з метою офіційного визнання того, що підрозділ пройшов оцінювання

вимірювальних можливостей та технічної компетентності і правочинний та компетентний виконувати метрологічні роботи відповідно до переліку вимірювань.

Оцінювання та визнання вимірювальних можливостей вимірювальних лабораторій на цей час здійснюється на добровільних засадах згідно з порядком, що викладений в СОУ 74.9-02568182-004:2016 «Порядок оцінювання та визнання вимірювальних можливостей суб'єктів господарювання на добровільних засадах». Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання викладено в ДСТУ ISO 10012:2005 «Системи керування вимірюванням. Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання».

Метрологічний нагляд на АЕС здійснюється з метою перевірки дотримання вимог чинного законодавства і нормативних документів у сфері метрології.

Нагляд за забезпеченням єдності вимірювань на АЕС здійснює метрологічний підрозділ ВП АЕС з періодичністю не рідше 1 разу на 2 роки згідно з графіком проведення нагляду. За результатами нагляду має бути складений акт, який затверджує головний метролог ВП АЕС. У разі наявності в акті зауважень, які не можливо усунути в ході перевірки, оформлюється припис головного метролога ВП АЕС щодо усунення зафіксованих порушень вимог, правил і норм у сфері метрології.

Частиною комплексу робіт з метрологічного забезпечення виробництва ВП АЕС є атестація (верифікація) випробувального обладнання. Атестації (верифікації) підлягає усе випробувальне обладнання, яке відтворює нормовані зовнішні фактори та (або) навантаження. Вимоги до атестації випробувального обладнання було викладено в ДСТУ 3215-95 «Метрологія. Метрологічна атестація засобів вимірювальної техніки. Організація і порядок проведення» (на цей час не діє).

Метою атестації (верифікації) випробувального обладнання є визначення або перевірка нормованих точнісних характеристик обладнання, встановлення їх відповідності вимогам технічної або експлуатаційної документації та встановлення придатності випробувального обладнання до експлуатації.

Атестація (верифікація) випробувального обладнання під час його експлуатації проводиться за Програмою та методикою атестації (верифікації). Програма та методика атестації (верифікації) розробляється підрозділом-власником обладнання і проходять метрологічну експертизу в метрологічному підрозділі ВП АЕС.

На атестацію (верифікацію) випробувального обладнання представляється з експлуатаційною документацією, еталонами, стандартними зразками, засобами вимірювальної техніки й допоміжним обладнанням, які відповідають вимогам Програми та методики атестації (верифікації). При атестації (верифікації) проводиться перевірка нормованих характеристик точності вимірювань обладнання вимогам експлуатаційної документації виробника.

Періодичність атестації (верифікації) випробувального обладнання також встановлюється виробником обладнання.

#### **4.2 Підтвердження компетентності випробувальних та вимірювальних лабораторій**

Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій викладено в ДСТУ ISO/IEC 17025 (технічні вимоги до персоналу, приміщень, методів випробувань, устаткування, простежуваності, якості результатів випробування та звітування про результати випробувань).

На цей час є чинними дві процедури щодо підтвердження компетентності лабораторій: акредитація і атестація.

**Акредитація** - це офіційне визнання повноважним (авторитетним) органом компетентності тієї чи іншої організації виконувати роботи в певній (заявленій) області. У міжнародній практиці діяльність з акредитації проводиться за прийнятими в світовій практиці процедурами і ґрунтується, як правило, на принципах, викладених в міжнародних і регіональних нормативних документах: довідниках ISO / IEC; європейських стандартах EN і гармонізованих з ними національних стандартах; документах Міжнародної конференції по акредитаціям випробувальних лабораторій (Ілак). **Головна ціль акредитації** – забезпечення довіри до організацій шляхом підтвердження їх компетентності; створення умов для взаємного визнання результатів/

**Атестація** – це документальне засвідчення органом з атестації компетентності і права заявника проводити вимірювання. На цей час Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність» атестацію випробувальних/вимірювальних лабораторій не передбачено. На цей час підтвердження компетентності підприємств, установ та організацій, їх відокремлених підрозділів та фізичних осіб – підприємців на проведення вимірювань проводиться на добровільних засадах з урахуванням положень ДСТУ ISO 10012:2005 «Системи керування вимірюваннями. Вимоги до процесів вимірювання та вимірювального обладнання». За результатами підтвердження компетентності уповноважений орган надає сертифікат підтвердження компетентності на проведення вимірювань із зазначенням галузі застосування. Атестація вимірювальних лабораторій може здійснюватися територіальними органами, головними та базовими організаціями, що мають право на проведення відповідної метрологічної роботи.

Аналіз основних відмінностей процедур атестації та акредитації вимірювальних лабораторій показав, що процедура акредитації складніша через більш високий рівень вимог до компетентності лабораторій, зокрема до системи управління якістю, що охоплює всі складові процесу вимірювання та участі вимірювальних лабораторій у Програмах міжлабораторних порівняльних випробувань. Проходження лабораторією процедури акредитації є необхідною умовою взаємного визнання результатів на міжнародному рівні.

На відміну від атестації, акредитацію здійснює тільки національний орган – Національне агентство з акредитації України (НААУ). НААУ проводить акредитацію з урахуванням вимог міжнародних стандартів (для випробувальних лабораторій основоположним є ДСТУ ISO/IEC 17025). Правові основи акредитації регулюються Законом України «Про метрологію та метрологічну діяльність», Законом України «Про підтвердження відповідності» і Законом України «Про акредитацію органів з оцінки відповідності». Згідно з цими документами, акредитація – це формалізоване визнання компетентності організації здійснювати діяльність у певній галузі

Порівняно з скасованими «Правилами уповноваження та атестації у державній метрологічній системі», ДСТУ ISO/IEC 17025 включає ряд додаткових вимог до технічної компетентності (табл. 4.1). Вказані додаткові вимоги стосуються не стільки устаткування, приміщення, персоналу, тощо, скільки процесів управління та контролювання усіх складових процесу вимірювання. Таким чином, підвищення вимог до компетентності лабораторій останніми роками відбувається в основному не в технічній сфері, а у межах управління процесами вимірювання, шляхом упровадження та поліпшення систем управління якістю.

Таблиця 4.1 - Додаткові вимоги ДСТУ ISO/IEC 17025 до технічної компетентності лабораторій.

Об'єкт	Додаткові вимоги ДСТУ ISO/IEC 17025
1	2
Персонал	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність цілей та політики стосовно освіти, підготовленості та майстерності персоналу;</li> <li>- вимоги до персоналу, найнятого за контрактом;</li> <li>- вимоги до уповноваження персоналу для різного виду робіт;</li> <li>- вимоги до зберігання інформації щодо персоналу</li> </ul>
Приміщення та умови довкілля	<ul style="list-style-type: none"> <li>- вимоги до відстежування, контролю і реєстрації умов довкілля;</li> <li>- вимоги до ізоляції сусідніх ділянок, на яких проводять несумісні роботи та до заходів щодо запобігання взаємного впливу;</li> <li>- забезпечення порядку та чистоти в лабораторії;</li> <li>- вимоги до вибирання методів;</li> <li>- оцінювання придатності методів;</li> <li>- оцінювання невизначеності вимірювання;</li> <li>- вимоги до керування даними</li> </ul>
Устаткування	<ul style="list-style-type: none"> <li>- вимоги до програмного забезпечення;</li> <li>- вимоги до персоналу, який працює з устаткуванням;</li> <li>- вимоги до ідентифікації, реєстрації та контролю устаткування та програмного забезпечення;</li> <li>- наявність задокументованих процедур безпечного поводження, використання та обслуговування вимірювального устаткування; - вимоги до поводження з непридатним устаткуванням</li> </ul>
Простежуваність вимірювання	<ul style="list-style-type: none"> <li>- простежуваність вимірювання до одиниць SI;</li> <li>- наявність програми та процедур для проведення калібрування;</li> <li>- вимоги до еталонів та стандартних зразків</li> </ul>
Відбирання зразків	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність плану та процедури відбирання зразків, а також реєстрації відповідних даних або процедур</li> </ul>
Поводження з випробуваними виробами	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність методики транспортування, отримання, поводження, захисту, зберігання, підтримування належних умов та звільнення від випробних виробів, а також системи їх ідентифікування;</li> <li>- вимоги до поводження у разі сумнівів щодо придатності виробів та реєстрації аномалій та відхилень від нормальних умов</li> </ul>
Якість результатів випробування	<ul style="list-style-type: none"> <li>- наявність процедур контролювання якості (регулярне використання атестованих стандартних зразків, участь у міжлабораторних порівняннях, тощо) з обов'язковою реєстрацією їх результатів</li> </ul>
Звітування про результати	<ul style="list-style-type: none"> <li>- загальні вимоги до інформації про результати випробувань;</li> <li>- вимоги до протоколів випробувань, оформлення окремих думок, поглядів та тлумачень результатів випробувань, що отримані від субпідрядників, електронного передавання результатів, формату протоколів та внесення в них змін</li> </ul>

#### **4.3. Загальні вимоги до газо-масляної групи водно-хімічної лабораторії.**

Контролювання якості олив в процесі експлуатації в АЕС покладається на цехи-власники обладнання, у якому застосовують оливи і на відповідний підрозділ водно-хімічної лабораторії хімічного цеху (надалі – лабораторія). Вказаними підрозділом лабораторії є газо-масляна група.

Лабораторія «Положення про хімічний цех» структурно входить до хімічного цеху АЕС і повинна забезпечувати надійний і достовірний хімічний контроль енергетичних олив. Згідно з уповноваженням («Свідоцтво про визнання вимірювальних можливостей водно-хімічної лабораторії», «Перелік вимірювань у сфері та поза сферою поширення законодавчо-регульованої метрології», «Паспорту водно-хімічної лабораторії хімічного цеху») вона є вимірювальною лабораторією і повинна відповідати вимогам ДСТУ ISO/IEC 17025, що має бути відображено в «Настанові з якості водно-хімічної лабораторії хімічного цеху»

Згідно лабораторія виконує завдання «Забезпечення хімічного контролю з метою своєчасного виявлення відхилень у режимах роботи обладнання АЕС від встановлених меж та умов експлуатації, виконує хімічні аналізи за заявками технологічних цехів». Виконання цього завдання забезпечується діяльністю лабораторії через виконання вимірювань відповідно до «Переліку вимірювань у сфері та поза сферою поширення законодавчо регульованої метрології».

До завдань газо-масляної групи лабораторії (до складу входять інженерно-технічний робітники і лаборанти) відноситься:

Виконання фізико-хімічних вимірювань показників якості енергетичних олив, які надходять у ВП ХАЕС, під час вхідного контролю на етапі ВК-2.

Виконання фізико-хімічних вимірювань показників якості оливосистем ВП АЕС (систем реакторного і турбінного відділень, берегової насосної станції БНС, резервної дизельної електростанції РДЕС, загальностанційної компресорної станції, відкритого розподільчого пристрою ВРП-750/330кВ) під час експлуатаційного контролю енергетичних олив.

Побудова та перевірка градуювальних характеристик газових хроматографів, рідинних хроматографів, титраторів, спектрофотометрів, іоніметрів та ін., закріплених за групою на робочих місцях лабораторії, в тому числі в лаборантів оперативного персоналу.

Інженерний-технічний состав групи забезпечує:

- розробка та супровід робочих інструкцій персоналу групи;
- розробка та супровід технічної документації (інструкції, регламенти, методики тощо) з контролю газів та олив на робочих місцях газо-масляної групи та лаборантів оперативного персоналу реакторного та турбінного відділень;
- супровід експлуатації витяжної вентиляції в приміщеннях групи.
- систематизацію виконаних вимірювань та надання звітності за результатами контролю газів та олив
- супровід і дотримання графіків повірки, калібрування ЗВТ та допоміжного обладнання з контролю технологічних газів і енергетичних олив (нафтопродуктів) на робочих місцях групи.
- супровід ремонту ЗВТ та допоміжного обладнання закріпленого за групою, дотримання графіків ремонту ЗВТ.
- облік та забезпечення збереження приладного парку, закріпленого за групою.

- участь у проведенні вхідного контролю ЗВТ та інших приладів та матеріалів, які надходять для потреб лабораторії.
- участь в розслідуванні у випадку відмови систем ВП ХАЕС з причин порушень режиму газових систем та оливосистем.
- виконання вимірювань під час проведення внутрішньолабораторного та міжлабораторного контролів.

Основними завданнями контролю якості енергетичних олив є таке: контроль якості олив при їх прийнятті від постачальника, зберіганні, підготовці до застосування, заливанні/доливанні в обладнання, експлуатації в обладнанні, відновленні експлуатаційної якості, виведенню з експлуатації;

Після організації і комплектації лабораторія повинна пройти процедуру акредитації (атестації) для підтвердження її технічної компетентності згідно з діючими в Україні нормативними документами.

Лабораторія повинна комплектуватися приладами та методиками виконання вимірювань, які забезпечують отримання результатів вимірювань з похибкою, регламентованою чинним законодавством і галузевими вимогами.

При дослідженні якості олив застосовуються ЗВТ, які відповідають вимогам Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність», ДСТУ ОІМЛ D 3, ДСТУ ОІМЛ D 31, пройшли повірку, мають відтиски повірочних клейм, свідоцтва про проведення повірки. Сертифіковані засоби вимірювань мають внесені до державного реєстру затверджених типів засобів вимірювань.

В залежності від видів вимірювання ЗВТ можуть супроводжуватися методиками повірки, а також стандартними зразками для відтворювання одиниць величин, які характеризують властивості або склад речовин і матеріалів, за умови наявності такої вимоги у договорі (контракті) на постачання.

Визнання методик виконання вимірювання проводиться згідно з порядком, який викладено в ДСТУ ОІМЛ D 27.

Атестація методик виконання вимірювань проводиться згідно з встановленим у ДСТУ 7392 порядком.

Метрологічною службою ВП АЕС повинна проводитися метрологічна експертиза ЗВТ, що застосовуються для контролю якості нафтопродуктів.

Лабораторія повинна мати затвержені в установленому порядку положення про лабораторію, паспорт лабораторії, який містить відомості про методики виконання вимірювань, об'єкти кількісних хімічних аналізів, лабораторних приладів та обладнання, стандартних зразків, персоналу і приміщень лабораторії, а також настанову з якості.

Зразок оформлення паспорта вимірювальної лабораторії ВП АЕС наведено в Додатку Р. Зразок оформлення настанови з якості випробувальної лабораторії наведено в Додатку С.

Устаткування лабораторії повинно забезпечувати безпечне проведення робіт відповідно до вимог діючих нормативних документів.

Для оперативного контролю технічних операцій при обробці оливи при пуску або ремонті енергетичного обладнання, відновленню якості олив дозволяється застосовувати засоби експрес-контролю (індикаторні методи контролю якості оливи, що не вимагають повірки), однак рішення про можливість застосування оливи,

введення обладнання в експлуатацію після монтажу або ремонту повинні прийматися тільки після лабораторних випробувань оливи відповідно до СОУ НАЕК 006.

Лабораторія повинна бути оснащена персональним ком'ютером для ведення бази даних, розрахунку похибок при виконанні аналізів та організації всередині лабораторного контролю, рекомендується застосовувати для цих цілей спеціалізоване програмне забезпечення.

При застосуванні засобів моніторингу якості оливи в процесі експлуатації або обробки і виникнення невідповідності даних випробувань засобів моніторингу і засобів лабораторного контролю якості оливи, виконуються додаткові випробування із застосуванням стандартних зразків для визначення причин виникнення розбіжності в даних, якщо така процедура перевірки не можлива для моніторингу, то рішення про стан оливи приймаються на підставі результатів лабораторних випробувань проби оливи.

## **Глава 5. Технологічні процеси експлуатації енергетичних оливи в обладнанні електростанцій**

Під час експлуатації наповненого оливою енергетичного обладнання має бути забезпечено ідтримку експлуатаційної якості оливи, яку встановлено ГКД 34.20.507, діючими галузевими стандартами і експлуатаційними документами. Основними заходами для зберігання експлуатаційних властивостей трансформаторної оливи є:

- системний контроль, моніторинг експлуатаційної якості оливи;
- забезпечення ефективного охолодження експлуатаційної оливи;
- підтримання в оливі необхідної концентрації антиокиснювальної присадки;
- правильна експлуатація фільтрів осушення повітря;
- ефективне використання проектних засобів очищення експлуатаційної оливи
- якісна промивка (очищення) оливної системи обладнання до заливання оливи;
- проведення ефективного комплексного очищення або регенерації оливи при проведенні ремонтів обладнання;
- використання плівкового або азотного захисту оливи від впливу повітря або повна герметизація оливи в електротехнічному обладнанні (захист від окиснення та забруднення, лише для трансформаторної оливи);
- безперервна регенерація оливи в енергетичному обладнанні крупнопористими адсорбентами з використанням термосифонних або адсорбційних фільтрів (лише для трансформаторної оливи);
- доливання сумісних оливи, у т.ч. дозволених нормативними і керівними документами.

### **5.1. Вимоги до експлуатаційної якості трансформаторних оливи**

Ефективне охолодження трансформаторної оливи є важливим способом збільшення терміну її служби. Підвищення температури оливи на 10 °С, при інших рівних умовах експлуатації оливи, скорочує термін її служби приблизно в два рази. Тому підвищення середньої температури оливи вище 70 °С і тривала експлуатація при даних температурах надає різко негативний вплив на оливу. Необхідне забезпечення ефективного охолодження оливи в обладнанні за допомогою охолоджувачів оливи, які забезпечують температуру оливи під час експлуатації не вище 60 °С.



Безпосередній контакт оливи з повітрям (в розширювачі трансформатору, оливному бакуу, трубопроводі тощо) веде до окиснення олив, цей процес ще має експлуатаційну назву «старіння оливи».

Процеси старіння оливи в герметичному обладнанні будуть проявлятися, в основному, в потемнінні оливи і зростанні  $\text{tg}\delta$  для трансформаторних олив. Чим більше містить олива смолистих речовин, поліциклічних ароматичних і нафтно-ароматичних вуглеводнів, тим інтенсивніше йдуть процеси ущільнення вуглеводнів, які призводять до потемніння оливи і зростанню  $\text{tg}\delta$ . Ці процеси інтенсифікуються електричним полем. Особливо інтенсивно процеси ущільнення протікають в оливах з високим вмістом ароматичних вуглеводнів і смол. Тому найбільш повно характеризує ступінь старіння оливи в герметичних трансформаторах з азотним або плівковим захистом такий показник якості оливи, як  $\text{tg}\delta$ . В процесі експлуатації може відбуватися зниження пробивної напруги оливи і збільшення вмісту вологи за рахунок утворення реакційної води при старінні в основному твердої ізоляції, а також забруднення оливи механічними домішками.

Використання плівкового захисту оливи від повітря суттєво уповільнює процеси старіння, але не в змозі виключити їх протікання з інших причин.

Основним елементом плівкового захисту є еластична ємність, поміщена всередину розширювача трансформатора. Вона виконується з оливостійкої прогумованої тканини. Внутрішня порожнина оболонки через дихальний патрубок з ПОФ з'єднується з атмосферою і під дією атмосферного тиску щільно прилягає до внутрішньої поверхні розширювача та до поверхні оливи.

При температурних коливаннях рівня оливи в розширювачі оболонка компенсує зміни об'єму оливи шляхом обміну повітря у внутрішній порожнині з навколишнім середовищем. ПОФ запобігає потраплянню вологого повітря всередину оболонки і можливість утворення конденсату на її поверхні.

Трансформатор з плівковим захистом заливається дегазованою оливою.

В експлуатації для оцінки герметичності захисту виконується контроль загального газовмісту оливи. Газовміст визначається методом газової хроматографії відповідно до атестованих методик виробників хроматографічного обладнання. Про надійність захисту побічно можна судити також за показниками кислотного числа та вмісту антиокислювальної присадки в оливі. Позачерговий контроль герметичності еластичної оболонки слід проводити при спрацьовуванні газового реле трансформатора.

При порушеннях роботи плівкового захисту, що супроводжуються збільшенням газовмісту оливи, доцільно звернути особливу увагу на правильну експлуатацію фільтрів осушення повітря і підтримання оптимальної концентрації присадки в оливі (не менше 0,1% маси).

Азотний захист виключає контакт оливи з повітрям за допомогою азотної подушки в надолівному просторі розширювача. На окремому обладнанні застосовується азотний захист низького тиску. Надолівний простір розширювача з'єднаний газопроводом з виносною еластичною ємністю, заповненою сухим азотом, яка компенсує зміною свого об'єму, температурні зміни рівня оливи в розширювачі. Еластичні ємності для азотного захисту виготовляються з тканини, аналогічної як для плівкової захисту.

У газовій лінії послідовно з еластичною ємністю монтується ПОФ для поглинання парів реакційної вологи, а також для тимчасового запобігання зволоження оливи в разі пошкодження системи азотного захисту.

Трансформатори з азотним захистом доливаються спеціально обробленою оливою (дегазована і азотована).

При експлуатації трансформаторів з азотним захистом перевіряється надлишковий тиск в системі (він має становити 290 Па) і один раз в шість місяців визначається чистота азоту в надолівному просторі, визначається методом газової хроматографії відповідно до методики випробування.

Поповнення можливих витікань азоту здійснюється вручну по мірі необхідності з балонів високого тиску через редуктор. При підживленні азотом газовий захист трансформатора переводиться на сигнал.

Усі інгібовані трансформаторні оливи, що виробляються нині, містять антиокислювальну присадку присадку іонол (інші назви: АГИДОЛ-1, 2,6-дітретбутил-4-метилфенол, 2,6-дітретбутилпаракрезол).

Кількість присадки в свіжій трансформаторній оливі залежить від марки оливи. При наявності присадки процес термоокиснювального старіння оливи знаходиться в індукційному періоді, який характеризується малими швидкостями утворення різних продуктів окиснення і як наслідок малою зміною показників якості оливи. Оптимальним вмістом присадки в оливі є кількість в межах від 0,20 до 0,60% маси, іонол в оливі знаходиться в розчиненому стані і не має видалятися з оливи адсорбентами під час безперервної регенерації оливи.

Ефективність роботи інгібітору окиснення значно вище в глибоко очищених оливах з малим вмістом ароматичних вуглеводнів і смол, наприклад: як оливи гідрокрекінгу марки ГК, ВГ, МВТ і АГК.

При експлуатації трансформаторної оливи йде процес безперервної витрати іонолу, швидкість якого залежить в першу чергу від температури та концентрації кисню в оливі. З їх збільшенням збільшується і витрата іонолу.

При зниженні концентрації іонолу в експлуатаційній оливі нижче певної межі (менше 0,10% маси) існує ризик інтенсивного старіння оливи, обумовлений значним зниженням стабільності проти окиснення (крім оливи ГК, для якої цей поріг може становити менше 0,05% маси). Зниження стабільності проти окиснення пояснюється тим, що при малих концентраціях іонол перестає працювати як інгібітор окиснення.

Експлуатація трансформаторної оливи з вмістом іонолу нижче 0,10% маси, небажана тому, що при цьому прискорюється утворення шламу і погіршення експлуатаційних характеристик оливи. Це веде до значного збільшення витрати силікагелю в фільтрах трансформаторів для підтримки експлуатаційних характеристик оливи або до необхідності подальшої заміни оливи.

В процесі експлуатації необхідно контролювати вміст іонолу і починати його введення при зниженні концентрації до 0,15% маси до досягнення концентрації від 0,10% до 0,30% маси,

Введення іонолу в експлуатаційну оливу, в якій утворився шлам, а також з іслотним числом більше 0,07 мг КОН/г оливи неефективно, тому перед введенням присадки необхідно перевірити оливу на сприйнятливність і попередньо виконати регенерацію такої оливи крупнопористим адсорбентом.

Для визначення вмісту фонолу в трансформаторній оливі застосовується метод інфрачервоної спектроскопії, методи високоефективної або тонкошарової хроматографії або газової хроматографії відповідно до атестованих методик виробників хроматографічного обладнання.

Присадку іонол вводять в оливу безпосередньо в бак електрообладнання або на оливному господарстві (для зливої з обладнання оливи) згідно з чинною методикою введення.

Експлуатація та контроль повітряноосушуючих фільтрів здійснюється наступним чином. Фільтри застосовуються для:

- для осушки від вологи повітря, що надходить в надолівний простір розширювача трансформаторів з «вільним диханням». Сухе повітря захищає оливу і відповідно тверду ізоляцію трансформатора від зволоження;
- для захисту від зволоження оливи в резервуарах оливного господарства. Наявність сухого повітря над оливою захищає резервуар від корозії, а оливу від зволоження і забруднення іржею;
- для захисту оливи та ізоляції від зволоження і забруднень у вводах напругою від 110 до 500 кВ негерметичного виконання.

Заводами виготовляються чотири типорозміру фільтрів – на 1, 2, 3 і 5 кг адсорбенту. Трансформатори з масою оливи понад 60 тон повинні обладнуватися двома фільтрами по 5 кг адсорбенту кожен.

Як поглинач у повітряноосушуючих фільтрів зазвичай використовується крупнопористий силікагель, оброблений хлористим кальцієм або дрібнопористий силікагель спеціального призначення для осушування газів.

Осушувач перед завантаженням у фільтр просівається від пилу і сушиться для досягнення необхідної залишкової вологості (не більше 0,5% маси). Силікагель сушиться при температурі від 150 °С до 180 °С протягом від 6 годин до 10 годин в тонкому шарі. Використання при сушінні вакуумування або продувки гарячим газом дозволяє значно скоротити за часом цей процес.

Для контролю якості осушувача в фільтрі застосовується індикаторний силікагель, який поміщається в патрон проти оглядового вікна фільтру.

Для ізоляції осушувача від навколишнього повітря та очищення повітря від механічних домішок фільтр обладнується оливним затвором. Можливе застосування повітряноосушуючих фільтрів з додатковими спеціальними аерозольними фільтрами.

Контроль стану осушувача в експлуатації полягає в спостереженні за забарвленням індикаторного адсорбенту і рівнем оливи в масляному затворі. При освітленні окремих зерен слід посилити нагляд за фільтром, а коли зерна індикаторного сорбенту приймуть рожеве забарвлення, слід замінити осушувач в фільтрі. При відсутності можливості здійснювати регулярний контроль зміни кольору індикаторного силікагелю осушувач в фільтрі слід замінювати не рідше одного разу на шість місяців.

При заміні адсорбенту слід змінити оливу в оливному затворі. Заміна проводиться в суху погоду, відключаючи повітряноосушуючі фільтри від роботи не більше ніж на 3 години. Доцільно робити заміну шляхом демонтажу повітряноосушуючих фільтрів з відпрацьованим адсорбентом і установкою замість нього підготовленого до роботи нового фільтру.

Індикаторний силікагель, насичений хлористим кобальтом, для повторного використання відновлюється прогріванням не більше ніж до 120 °С протягом часу від 15 годин до 20 годин до прийняття всією масою адсорбенту блакитного забарвлення. Нагрівання Індикаторного силікагелю до 150 °С не рекомендується, т. к. при цьому розкладається хлористий кобальт.

У зв'язку з невеликою місткістю адсорбентів в повітряноосушуючих фільтрах вводів, вимірювальних трансформаторах та повітряноосушуючих патронів баків контакторів пристроїв регулювання напруги під навантаженням, в них може використовувати тільки силікагель-індикатор.

Безперервна регенерація масла в процесі експлуатації за допомогою адсорбційних і термосифонних фільтрів дає змогу видаляти більшу частину продуктів окислення і сповільнювати процес старіння масла. Але в деяких випадках (несвоєчасна заміна адсорбенту, конструктивні недоліки, аварійні ситуації тощо) показники масла в обладнанні можуть досягати граничнодопустимих значень. У такому разі необхідно замінювати або регенерувати масло з виведенням обладнання з роботи або використовувати установки для регенерації масла без відключення обладнання.

Для регенерації трансформаторних олив широко застосовують такі синтетичні адсорбенти, як силікагель марок КСКГ, ШСКГ; оксид алюмінію  $Al_2O_3$  марок АОА-1, АОА-2; алюмосилікатний каталізатор тощо. Із природних адсорбентів для регенерації застосовують деякі види глин, трепели, опоки, діатоміти та боксити. Мала об'ємна маса і велика пористість природних сорбентів зумовлює розвинену питому поверхню та високі адсорбційні властивості. Найбільш поширеними із них є зикеївська опока, до складу якої входить 76%  $SiO_2$  і біля 6%  $Al_2O_3$  та палигорскіт Черкаського родовища, який вміщує майже 53%  $SiO_2$  і 10%  $Al_2O_3$ . Зикеївська опока використовується для контактного методу регенерації, а палигорскіт-кришка - для контактного або перколяційного методу регенерації, залежно її від гранулометричного складу. До недоліків застосування адсорбентів слід віднести втрати оливи на поглинання – до 5% і необхідність утилізації забруднених оливою адсорбентів.

Вимоги до експлуатаційної якості трансформаторних олив і рекомендовані заходи щодо її відновлення її якості згідно з СОУ-Н ЕЕ 43.101 наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1 – Вимоги до експлуатаційної якості трансформаторних олив.

Технічна характеристика <sup>1)</sup>	Від обладнання <sup>9)</sup>	Норма	Рекомендовані заходи <sup>8)</sup>
1	2	3	4
Пробивна напруга, кВ, не менше <sup>4)</sup>	Обладнання (крім контакторів РПН і герметичних уводів) напругою: - до 15 кВ; - від 15 кВ до 35 кВ (крім трансформаторів власних потреб); - від 15 кВ до 35 кВ (трансформатори власних потреб); - від 60 кВ до 110 кВ у т.ч. каскадні вимірювальні трансформатори 220 кВ; - 150 кВ; - від 220 кВ до 50 кВ крім каскадних вимірювальних трансформаторів 220 кВ;	20 25 30/25 40/35 <sup>2)</sup> 45/40 <sup>2)</sup> 50/45 <sup>2)</sup>	Силкові трансформатори, вимикачі: сушіння оливи за допомогою цеолітових та вакуумних установок, фільтрація, оброблення центрифугою. Контактори РПН: заміна оливи. Вимірювальні трансформатори, уводи: заміна оливи або заміна вказаного обладнання

Продовження таблиці 5.1.

1	2	3	4
	<p>- 750 кВ; Контактори РПН напругою: - 10 кВ; - 35 кВ; - 110 кВ; - 220 кВ; - типу ЗРНОА-110/1000 Герметичні уводи Інше обладнання</p>	<p>60/55<sup>2)</sup>  25 30 35 40 40 55 Візуально відсутнє згідно з ГОСТ 1547</p>	
<p>Вміст води, % маси, (г/тону), не більше<sup>4)</sup></p>	<p>Шунтуючі реактори класу напруги від 500 до 750 кВ.  Силові трансформатори (крім реакторів) з азотним і плівковим захистом та герметичні уводи і герметичні вимірювальні трансформатори всіх класів напруги.  Силові трансформатори (крім реакторів), вимірювальні трансформатори та уводи без спеціальних захистів масла класу напруги 220 кВ та вище. Силові трансформатори, вимірювальні трансформатори струму та уводи без спеціальних захистів масла класу напруги від 110 кВ до 150 кВ, а також вимірювальні трансформатори напруги типу НКФ<sup>5)</sup>. Контактори РПН<sup>6)</sup>.  Силові трансформатори класу напруги від 110 кВ до 150 кВ, без спеціальних засобів захисту, а також трансформатори напруги типу НКФ, контактори РПН<sup>6)</sup>, інше обладнання.</p>	<p>0,001/(10)  0,002 (20)  0,002(20)  0,0025 (25)  0,0025 (25)  Відсутнє візуально згідно з ГОСТ 1547</p>	<p>Силові трансформатори: сушіння оливи за допомогою цеолітових та вакуумних установок. оброблення центрифугою. У разі великого вмісту вологи в оливі (у 1,5-2 рази вищезазначеної норми) підсушування або сушіння ізоляції активної частини, що повинно бути визначено за результатами додаткових випробувань та обстежень. Контактори РПН, вимірювальні трансформатори, уводи: заміна оливи або її сушіння. Вимірювальні трансформатори, уводи: у разі великого вмісту вологи в оливі (в 1,5-2 рази вищезазначеної норми) може знадобитися ремонт на спеціалізованих ділянках (цехах) із підсушуванням або сушінням основної ізоляції.</p>
<p>Тангенс кута діелектричних втрат (tg δ) за температур 70 °С/90 °С, %, не більше</p>	<p>Силові трансформатори, вимірювальні трансформатори, негерметичні уводи напругою: - від 110 кВ до 150 кВ - від 220 кВ до 500 кВ - 750 кВ Герметичні (залиті оливою ГК, Nytro 11GX, Nytro 10XT без змішування з оливами інших марок), герметичні уводи" напругою: - від 110 кВ до 150 кВ</p>	<p>-/15,0 -/10,0 -/5,0    3,5/7</p>	<p>Силові трансформатори: визначення наявності розчинного (потенційного) і нерозчинного в оливі осаду, заміна адсорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах, а в разі досягнення також граничних значень за показниками вмісту води або розчинного осаду – очищення чи заміна оливи<sup>8)</sup>..</p>

Продовження таблиці 5.1.

1	2	3	4
	- від 220 кВ до 500 кВ - 750 кВ Герметичні (залиті маслом марки Т-750 без змішування з маслами інших марок) герметичні уводи напругою: - від 110 кВ до 150 кВ - від 220 кВ до 500 кВ 750 кВ	2,5/5 1/2   7/12 5/8 2/3	Вимірювальні трансформатори, уводи: регенерація чи заміна оливи <sup>8)</sup> або заміна обладнання
Кислотне число (КЧ), мг КОН/г, не більше	Силові трансформатори: - 220 кВ і вище; - іншої напруги. Вимірювальні трансформатори та уводи   Силові та вимірювальні трансформатори, наповнені оливою уводи всіх класів напруги	0,08 0,1 0,1   0,25	Силові трансформатори: заміна адсорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах. Силові трансформатори, а також вимірювальні трансформатори та уводи; визначення наявності розчинного (потенційного) і нерозчинного в оливі осаду (показник 11) з наступним визначенням вказаного показника у випадках зростання значень кислотного числа масла в обладнанні на 0,02 мг КОН/г оливи і більше порівняно з попереднім результатом Силові трансформатори: регенерація або заміна оливи <sup>8)</sup> . Вимірювальні трансформатори, уводи-регенерація чи заміна оливи <sup>8)</sup> або заміна вказаного обладнання
Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/г, не більше	Силові трансформатори герметичні, вимірювальні трансформатори та герметичні уводи   Ненерметичні вимірювальні трансформатори і негерметичні уводи	0,014   0,03	Заміна адсорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах силових трансформаторів Регенерація або заміна оливи <sup>8)</sup> у вимірювальних трансформаторах та герметичних уводах <sup>8)</sup> чи заміна вказаного обладнання Заміна оливи <sup>8)</sup> чи заміна обладнання
Вміст механічних домішок, % маси, (г/тону), не більше	Обладнання напругою 750 кВ (крім шунтуючих реакторів) Обладнання напругою 500 кВ і нижче (крім шунтуючих реакторів класу 500 кВ) Шпунтуючі реактори напругою від 500 кВ до 750 кВ	0,0015 (15,0)  0,005 (50) (візуально відсутні) 0,001 (10)	Фільтрація оливи

Продовження таблиці 5.1.

1	2	3	4
Припустиме зменшення температури спалаху в закритому тиглі <sup>3)</sup> порівняно з початковим значенням, °С,	Силові трансформатори, трансформатори, уводи усіх категорій напруги	Від 5 до 15	Виявлення та усунення причин розкладу оливи (небезпечними слід вважати внутрішні дефекти обладнання термічного характеру, ймовірна наявність яких має підтверджуватись результатами ХАРГ та тепловізійного контролю) За температури спалаху в закритому тиглі менше 120 °С за умов відсутності причин розкладу оливи - вакуумне зневоднення оливи
Загальний вміст газу, % об'єму, не більше <sup>6)</sup>	Тільки силові трансформатори та шунтуючі реактори з плівковим захистом оливи та герметичні уводи класу напруги 110 кВ і вище, якщо стосовно цього показника немає вимог виробника іншого обладнання	СОУ-Н ЕЕ 46.501	Дегазація оливи
Вміст зваженого вугілля, бали, не нижче	Тільки оливні вимикачі	3	Фільтрація або заміна оливи
Показник якості оливи <sup>1)</sup>	Від обладнання <sup>9)</sup>	Норма	Рекомендовані заходи <sup>8)</sup>
Вміст іонолу, % маси, не менше (тільки для інгібованої оливи)	Силові трансформатори напругою 110 і та вище, а також Інші силові трансформатори потужністю 40 МВА і більше або місткістю оливи не менше ніж 10 тон.	0,1	Введення іонолу (агідолу-1), якщо, згідно з документацією на оливу У разі перевищення гранично допустимих вимог до значень показників вмісту води і розчинного осаду попередньо провести регенерацію оливи.
Розчинний (потенційний) і нерозчинний осад, % маси, не більше,	Силові трансформатори, вимірювальні трансформатори, уводи напругою 110 кВ та вище	0,01	Регенерація чи заміна оливи
<p>1. Якщо немає інших вимог виробників обладнання.</p> <p>2. У чисельнику наведено значення показника для електричного обладнання, яке вводили в експлуатацію з 01.01.99 р., у знаменнику - для електричного обладнання, введенного в експлуатацію до 01.01.99 р.</p> <p>3. Для обладнання, в якому виконують періодичний хроматографічний аналіз розчинених в оливі газів температур спалаху можна не визначати.</p> <p>4. Обсяг визначення - згідно з таблицею 8 СОУ-Н ЕЕ 43.101. Допускається визначати показник також за чинними атестованими методиками.</p> <p>5. Визначення кількісних значень вологовмісту масла проводиться для НКФ тільки у випадках, коли напруга пробою досягає або менше граничнодопустимих значень.</p> <p>6. Можливість і методика визначення (у тому числі кількісна межа значень) показника повинні враховувати вимоги документації виробників обладнання.</p>			

### Закінчення таблиці 5.1.

<p>7. Обсяг визначення визначають згідно з таблицею 88 СОУ-Н ЕЕ 43.101. Допускається використовувати прилади, які дають можливість визначати гранулометричний склад механічних домішок з наступним приблизним оцінюванням вагового вмісту механічних домішок за ДСТУ ГОСТ 17216.</p> <p>8. Вказано заходи, які необхідно приймати для відновлення показників якості оливи. Проте, одночасно з виконанням операцій заміни або регенерації оливи обладнання необхідно передбачати та застосовувати технології проведення ремонтних робіт, які будуть забезпечувати очищення внутрішніх поверхонь обладнання та промивання його целюлозної ізоляції від продуктів старіння оливи. Для обладнання з конденсаторною ізоляцією (вимірювальні трансформатори, уводи) такі ремонтні роботи слід виконувати в спеціалізованих цехах (дільницях).</p> <p>9. Вказані в цій таблиці вимоги до обладнання, якщо немає додаткового розмежування (вид, тип, конструктивні особливості), поширюються на всі види високовольтного наповненого оливою обладнання; вимоги до силових трансформаторів, якщо немає додаткового розмежування (тип, конструктивні особливості), поширюються на всі силові трансформатори, автотрансформатори та реактори; вимоги до вимірювальних трансформаторів, якщо немає додаткового розмежування (тип, конструктивні особливості), поширюються на всі трансформатори струму та всі трансформатори напруги; вимоги до уводів, якщо немає додаткового розмежування (тип, конструктивні особливості), поширюються на всі конденсаторні уводи з паперово-оливою та оливо-бар'єрною ізоляцією.</p>
--

Періодичність і обсяг випробувань експлуатаційної трансформаторної оливи залежить від типу електротехнічного обладнання, в якому вона використовується, і класу напруги цього обладнання, див. табл.5.2.

Таблиця 5.2 – Періодичність проведення випробувань трансформаторної оливи.

Електротехнічне обладнання	Періодичність випробувань	Примітка
1	2	3
Силові трансформатори і реактори потужністю більше ніж 630 кВА	- не менше ніж через десять днів, один місяць і три місяці з моменту введення в роботу після монтажу та капітального ремонту із зливанням оливи (окрім вмісту іонулу і осаду); - не менше одного разу на три роки в процесі експлуатації - в повному обсязі випробувань.	Також у випадках спрацювання систем захисту
Силові трансформатори потужністю менш ніж 630 кВА	Не підлягає випробуванням	Підлягає заміні під час ремонтів у разі незадовільних результатів вимірювань ізоляційних характеристик. Одночасно підлягає заміні адсорбент термосифонних фільтрів.
Контактор пристрою РПН	За показниками напруги пробою і вмісту води після кількості перемикачів, яку зазначено в заводській інструкції з експлуатації, але не менше одного разу на рік.	У разі перевищення норми пробивної напруги і вмісту води або досягнення граничного числа перемикачів олива підлягає заміні.
Вимірювальні трансформатори з вмістом оливи не менше 30 кг	Один раз на три роки за показниками <sup>1)</sup> , tg δ – тільки для вимірювальних трансформаторів напругою 110 кВ і вище.	Значення показників якості оливи з окремих ступенів каскадних вимірювальних трансформаторів мають відповідати допустимим значенням для класу напруги цих трансформаторів в цілому. Для трансформаторів напругою нижче ніж 110 кВ (категорії В і Г) tg δ визначають тільки в разі погіршення характеристик основної ізоляції
Вимірювальні трансформатори з вмістом оливи до 30 кг	Відбирання проб оливи та їх випробування не провадять	У разі погіршення характеристик основної ізоляції олива підлягає заміні.



## Закінчення таблиці 5.2.

1	2	3
Наповнені оливою уводи з паперово-оливною чи оливно-бар'єрною ізоляцією.	<p>- з негерметичних уводів з періодичністю не менше ніж один раз на три роки згідно обсягу показників<sup>1)</sup> для всіх категорій уводів по класу напруги, а також за показником<sup>2)</sup> для уводів напругою 110 кВ і вище;</p> <p>- з герметичних уводів відповідно до інструкції виробника обладнання.</p>	Рекомендовано випробувати масла згідно з таблицями 7 і 8 за показниками 1-7 тільки в разі перевищення граничних значень параметрів (характеристики ізоляції та тиск в уводі), які контролюються відповідно до інструкції з експлуатації, або значних змін цих параметрів. Показник 8 визначають і інтерпретують згідно з положеннями та вимогами СОУ-Н ЕЕ 46.302 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.
Вимірювальні трансформатори з вмістом оливи до 30 кг	Відбирання проб оливи та їх випробування не провадять	У разі погіршення характеристик основної ізоляції олива підлягає заміні.
Наповнені оливою уводи з паперово-оливною чи оливно-бар'єрною ізоляцією.	<p>- з негерметичних уводів з періодичністю не менше ніж один раз на три роки згідно обсягу показників<sup>1)</sup> для всіх категорій уводів по класу напруги, а також за показником<sup>2)</sup> для уводів напругою 110 кВ і вище;</p> <p>- з герметичних уводів відповідно до інструкції виробника обладнання.</p>	Рекомендовано випробувати масла згідно з таблицями 7 і 8 за показниками 1-7 тільки в разі перевищення граничних значень параметрів (характеристики ізоляції та тиск в уводі), які контролюються відповідно до інструкції з експлуатації, або значних змін цих параметрів. Показник 8 визначають і інтерпретують згідно з положеннями та вимогами СОУ-Н ЕЕ 46.302 та СОУ-Н ЕЕ 46.501.
Малооливні і бакові оливні вимикачі напругою 110 кВ і вище.	<p>Після капітального та позапланового ремонту, а також у процесі експлуатації в разі досягнення гранично допустимого числа комутацій, але не рідше одного разу на три роки.</p> <p>Додатково для малооливних вимикачів оливу треба перевіряти щорічно за показниками<sup>3)</sup>.</p> <p>Не рідше одного разу на три роки визначають вміст зваженого вугілля.</p>	
Бакові вимикачі напругою до 35 кВ включно та малооливні вимикачі напругою до 110 кВ	<p>Після досягнення гранично допустимого числа комутацій струмів короткого замикання без ремонту можна не перевіряти, а замінювати на свіжу (регенеровану).</p> <p>Після поточного ремонту бакових вимикачів оливу перевіряють на пробивну напругу.</p> <p>Не рідше одного разу на три роки визначають вміст зваженого вугілля.</p>	
<p>1. Пробивна напруга, вміст води, КЧ, вміст водорозчинних кислот, вміст механічних домішок,, температура спалаху в закритому тиглі.</p> <p>2. Тангенс кута діелектричних втрат (<math>\tan \delta</math>).</p> <p>3. Пробивна напруга, вміст механічних домішок, вміст зваженого вугілля.</p>		

Значення показників якості, отриманих у результаті випробувань проб експлуатаційної оливи, потрібно аналізувати для оцінювання тенденції змінювання цих показників у часі. У разі різкого погіршення якості експлуатаційної оливи треба

негайно повторно відбирати проби оливи для перевірки результатів попереднього аналізу.

У разі підтвердження тенденції зростання, залежно від характеру зростання значень показників, рекомендовано: збільшувати частоту контролю; виконувати комплекс додаткових випробувань і досліджень; звертатися до виробника обладнання або спеціалізованої організації, яка має досвід діагностики даного обладнання чи визначена базовою з цього напрямку галузевим наказом.

У разі погіршення характеристик основної (у тому числі твердої) ізоляції та інтенсивного старіння оливи для визначення причин цього процесу і правильного вибору необхідних заходів із відновлення експлуатаційних властивостей треба виконувати аналіз інших показників, крім вищевказаних, у тому числі спектральними методами.

На підставі результатів аналізу персонал, визначений на конкретному підприємстві відповідальним за надійність роботи наповненого оливою електротехнічного обладнання, приймає рішення про заміну сорбенту в термосифонних або адсорбційних фільтрах, регенерацію чи заміну оливи в обладнанні, ремонт чи заміну обладнання.

Більш частому контролю мають підлягати оливи із обладнання, яке працює в перевантаженому режимі, а також до якого ставляться вимоги підвищеної надійності.

На цей час не встановлено чітких закономірностей впливу погіршення одних показників якості оливи на інші, а також на погіршення надійності експлуатації обладнання, визначення «областей ризику» сумісного стану комплексу показників якості оливи для того чи іншого обладнання. Це ще є предметом подальших наукових досліджень. Тому має сенс притримуватися таких напрацьованих досвідом експлуатації рекомендацій.

Показник температура спалаху оливи може не визначатися для олив з обладнання, яке контролюється хроматографічним аналізом розчинених в оливі газів. Необхідність розширення об'єму випробувань визначається на основі отриманих результатів скороченого аналізу та рекомендованої періодичності випробувань, а також у випадках погіршення характеристик твердої ізоляції, спрацюванні реле трансформаторів, виявленні дефектів хроматографічним аналізом розчинених у оливи газів, проведення комплексного обстеження електрообладнання.

Відновлення таких показників якості оливи, як пробивна напруга та вміст води, необхідно проводити у якомога коротші терміни. У випадку досягнення значення пробивної напруги «області ризику» необхідно обов'язково визначити значення показників: кислотне число, вміст водорозчинних кислот, вміст механічних домішок, вміст іонолу (за необхідності).

У випадку досягнення значення температури спалаху «області ризику» рекомендовано виконати хроматографічний аналіз розчинених в оливі газів, а за необхідності також визначити вміст розчиненого осаду (шламу).

Кислотне число оливи відображає її експлуатаційний ресурс. При досягненні кислотного числа значення 0.07 мг КОН/г і виявленні стійкого тренду зростання показника рекомендується визначити проаналізувати усі показників якості оливи з метою визначення причини погіршення її стану. На основі даних розширеного контролю має бути оцінено остаточний експлуатаційний ресурс оливи, розроблено заходи щодо захисту оливи від подальшого старіння та (або) регенерації.

Якщо при візуальному контролі проби оливи, визначено наявність в ньому часток забруднень (дисперсної води, волокон, вугілля, металу та інших твердих часток, шламу та осадів), помутніння та (або) значне помутніння, то слід також визначити усі показники її експлуатаційної якості згідно встановлених норм і вимог. Слід відмітити, що візуальний контроль не є вирішальним фактором для вибракування оливи.

Найнегативніший вплив на зниження надійності роботи електротехнічного обладнання спричиняє утворення в оливі шламу та значне забруднення водою, механічними домішками (у т.ч. волокнами), солями різноманітних кислот та колоїдними часткам. Все це понижує пробивну напругу оливи. У разі неможливості відновити експлуатаційну якість трансформаторної оливи, вона підлягає заміні.

## **5.2. Вимоги до експлуатаційної якості турбінних оливи і рідин**

«Правилами технічної експлуатації електричних станцій і мереж» ГКД 34.20.507-2003 (у редакції 2019 року), СОУ НАЕК 085 встановлено наступні вимоги до експлуатації турбінних оливи і рідин.

Для інтегрального показника експлуатаційної якості турбінної оливи/рідини – кінематична в'язкість має межу зміни відносно вихідного значення залитої свіжої оливи/рідини не більше 10%. Аналогічну вимогу встановлено для температури спалаху у відкритому тиглі.

Приблизна оцінка остаточного експлуатаційного ресурсу турбінної оливи/рідини може бути проведено по результатам її випробування на стабільність до окислення (термоокислювальну стабільність). Нормативне значення для експлуатаційної оливи на цей час не встановлено. У разі погіршення вказаного показника більше ніж на 10% відносно вихідного значення, необхідно провести очищення оливи і ввести нормовану кількість антиокислювальної присадки.

Для нафтової турбінної оливи Тп-30 у гідротурбінах встановлено такі вимоги:

- кислотне число - не більше ніж 0,6 мг КОН/1 г оливи;
- вода, шлам, механічні домішки повинні бути відсутні (визначають візуально). Наявність води, крім цього, визначають за характерним потріскуванням під час нагрівання;
- масова частка розчиненого шламу - не перевищує 0,01 %.

У процесі експлуатації нафтової турбінної оливи/рідини періодично проводиться візуальний контроль і скорочений аналіз. Візуальний контроль оливи полягає в перевірці її за зовнішнім виглядом на вміст шламу, механічних домішок і води для прийняття рішення про необхідність її очищення. Виявлення води під час візуального контролю можливе лише у разі великого її вмісту; наявність води можна визначити за характерним потріскуванням під час нагрівання.

Візуальний контроль оливи, що використовують в парових турбінах і турбо-помпах, необхідно проводити один раз на добу.

Візуальний контроль оливи, що застосовується в гідротурбінах, на ГЕС з постійним чергуванням персоналу, повинен проводитися один раз на тиждень, а на автоматизованих ГЕС під час кожного чергового огляду обладнання, але не рідше ніж одного разу на місяць.

В обсяг скороченого аналізу нафтової оливи входить визначення кислотного числа, наявності механічних домішок, шламу і води; вогнестійкої оливи-визначення кислотного числа, вмісту водорозчинних кислот, наявності води, кількісного вмісту механічних домішок експрес-методом.

Періодичність проведення скороченого аналізу турбінної оливи/рідини становить для:

- оливи Тп-22С - не пізніше ніж за 1 місяць після заливання в оливні системи і потім в процесі експлуатації не рідше ніж один раз на 3 місяці у випадку кислотного числа до 0,1 мг КОН на 1 г оливи включно і не рідше ніж один раз на 2 місяці, коли кислотне число перевищує 0,1 мг КОН на 1 г оливи;
- вогнестійкої рідини - не пізніше ніж за тиждень після початку експлуатації і далі - не рідше ніж один раз на 2 місяці у випадку кислотного числа, яке не перевищує 0,5 мг КОН/1 г рідини не рідше ніж один раз на 3 тижні, коли кислотне число перевищує 0,5 мг КОН на 1 г рідини;
- турбінної оливи, залитої в систему змащення синхронних компенсаторів не рідше ніж один раз на 6 місяців;
- оливи Тп-30, яку застосовують в гідротурбінах, не пізніше ніж за місяць після заливання в систему і потім не рідше ніж один раз на рік за повної прозорості оливи і масової частки розчиненого шламу не більше ніж 0,005 %. У разі масової частки розчиненого шламу більш ніж 0,005% - не рідше ніж один раз на 6 місяців.
- у випадку помутніння оливи/рідини, виявлення наявності шламу або механічних домішок під час візуального контролю.

У експлуатуючих підрозділах поводження з турбінними оливами і рідинами здійснюється відповідно до порядку, встановленого галузевими стандартами і робочими інструкціями.

Контролювання якості експлуатаційних турбінних олив/рідин здійснюється з початку експлуатації наступним чином.

- для нафтових олив не пізніше 1 місяця;
- для синтетичних рідин не пізніше ніж за тиждень.

Відбір зразків олив для проведення досліджень проводять з встановлених інструкціями ВП АЕС місць (попередньо зливши з пробовідбірного патрубку не менше 2,0 дм<sup>3</sup> (2,0 л) та згідно з вимогами ДСТУ 4488. Об'єм зразка становить не менше 0,5 дм<sup>3</sup>. Для оливних систем насосів, в яких загальний об'єм оливи 5 дм<sup>3</sup> та менше допускається зменшити об'єм зразка до 0,25 дм<sup>3</sup>.

За необхідності, проводиться позачергові дослідження якості олив за окремими показниками або в повному обсязі кваліфікаційних випробувань.

Встановлені норми показників якості експлуатаційних олив/рідин є також бракувальними. За невідповідності якості олив цим вимогам проводять заходи з відновлення їх якості або заміну.

В процесі експлуатації турбінної оливи персонал здійснює:

- щоденно візуальний контроль оливи на наявність механічних домішок, нерозчинного шламу та води;
- кожну зміну за піноутворенням (закриттям піною наглядних віконців зливних трубопроводів);
- не рідше одного разу на місяць за висотою шару піни у головному оливному баку, якщо це можливо та передбачено проектом. Закриття піною наглядних віконців зливних трубопроводів повинно бути не більш ніж 50%. Висота піни у головному оливному баку турбоагрегату не повинна перевищувати 10 см.

За результатами візуального контролю експлуатаційної турбінної оливи має бути підтверджено відсутність вмісту води, шламу та механічних домішок, відсутність

надмірного піноутворення. В іншому разі проводять позачергове дослідження якості оливо у обсязі:

- для нафтових оливо: кислотне число, число деемульсації, масова частка механічних домішок, вміст розчинного шламу, наявність води (випробування шляхом нагріву оливи до 130 °С і спостереження за її станом згідно з ГОСТ 1547, кінематична в'язкість при температурі 40 °С.

- для вогнестійких оливо: кислотне число, масова частка механічних домішок, вміст розчинного шламу, масова частка води, кінематична в'язкість при температурі 40 °С, наявність водорозчинних кислот та лугів.

Щотижня здійснюється контроль оливи з оливного баку турбіни щодо наявності механічних домішок та нерозчиненого шламу та наявності води згідно з ГОСТ 1547.

Для гідротурбін на ГЕС з постійним чергуванням персоналу візуальний контроль оливи проводиться один раз на тиждень, а на автоматизованих ГЕС – під час кожного чергового огляду устаткування, але не рідше ніж один раз на місяць.

Контроль за антикорозійними властивостями нафтових оливо здійснюють один раз в три місяці шляхом огляду зразків-індикаторів, встановлених в брудному відділі оливного бака перед сітками нижче мінімально можливого рівня оливи в оливному баку. Для синтетичних вогнестійких оливо такий контроль не проводиться.

При наявності слідів корозії на зразках-індикаторах, які знаходилися в оливі, потрібно перевірити антикорозійні властивості оливи згідно з ГОСТ 19199. Індикатори корозії мають бути виготовлені із сталі Ст45 в вигляді шайб діаметром 50 мм, товщиною 2 мм з полірованою поверхнею.

При незадовільних антикорозійних властивостях оливи та при необхідності в оливу вводиться антикорозійна присадка. Перед і після добавлення антикорозійної присадки необхідно провести дослідження оливи з термоокислювальною стабільністю згідно з ГОСТ 981.

Якщо після введення антикорозійної присадки термоокислювальна стабільність погіршилася слід ввести в оливу антиокислювальну присадку (іонол) в кількості від 0,2% до 0,3% маси.

В процесі експлуатації турбінних оливо необхідно спостерігати за деемульсаційними властивостями оливи, яка працює в системах змащування турбоагрегатів і насосного обладнання.

Якщо число деемульсації нафтової турбінної оливи класу в'язкості ISO VG 32 і синтетичної турбінної оливи на основі трикселенілфосфатів класу в'язкості ISO VG 46 перевищує 400 с, то до них необхідно вводити рекомендовану виробником оливи деемульгуючу присадку (орієнтовно у кількості від 0,01% до 0,02% маси оливи, уточнюється за результатами лабораторних випробувань). Для введення присадок в оливу може бути використана методика РД 34.43.104-88, або методика виконавця послуги, що погоджена з ВП АЕС. Присадки може бути введено в умовах ВП АЕС або в умовах виробника оливи.

До вводу присадки в лабораторних умовах перевіряється сприйнятливність до неї оливи і визначається необхідна кількість присадки для введення. Рекомендується вводити присадку попередньо розчинену в порції свіжої оливи. За результатами лабораторних випробувань турбінна олива вважається сприйнятною до присадці, якщо число деемульсації знижується до 300 с і менше. Якщо цей показник після введення присадки змінюється незначно, то олива вважається несприйнятною до використаної присадці. В цьому випадку слід продовжити експлуатацію оливи в

турбоагрегаті, проводячи визначення числа деемульсації з періодичністю - 1 раз на місяць.

Число деемульсації експлуатаційної нафтової турбінної оливи класу в'язкості ISO VG 32 і синтетичній вогнестійкій рідини класу в'язкості ISO VG 46 в парових турбінах не повинно перевищувати 600 с. При досягненні зазначеної величини рекомендується провести очищення оливи від механічних забруднень, води, повітря, продуктів розкладу кислого характеру в умовах АЕС або виробника оливи. Експлуатація турбінної оливи з числом деемульсації більше 600 с дозволяється за рішенням технічного керівника АЕС до моменту виведення обладнання в плановий ремонт із заміною оливи при відсутності її обводнення.

У системах змащування циркуляційних, живильних електро- і турбопомп, конденсатних pomp, контроль якості турбінної оливи відбувається щоденно візуально (на відсутність механічних домішок, води, нерозчинного шламу). При встановленні відхилень проводять дослідження якості оливо за такими показниками:

- кислотне число;
- масова частка механічних домішок;
- масова частка води;
- вміст розчиненого шламу;
- число деемульсації;
- наявність (вміст) водорозчинних кислот;
- зміна в'язкості.

Якщо при цьому встановлені відхилення від нормованих значень, то проводять позачергове дослідження якості оливо в повному обсязі показників.

Для обладнання з малими об'ємами оливних ванн, а також для допоміжного устаткування оливи повинні досліджуватись візуальним методом на вміст механічних домішок, розчиненого шламу, наявність води (на потріскування) згідно з ГОСТ 1547 за графіками обслуговування систем. При виявленні забруднення оливи повинні бути замінені або застосовані заходи з відновлення їх якості.

При масовій частці водорозчинних кислот в синтетичних вогнестійких рідинах на основі триксиленілфосфатів більше 0,2 мг КОН на 1 г оливи необхідно не рідше ніж 2 рази в місяць перевіряти на відсутність пошкоджень фільтрувальні сітки оливних баків. Технічні вимоги до експлуатаційних турбінних оливо/рідин наведено в табл.5.3

Таблиця 5.3 - Технічні вимоги до експлуатаційних нафтових турбінних оливо.

Назва показників	Клас в'язкості оливо VG ISO			Періодичність контролювання
	32	46	68	
1	3	4	5	6
Зміна кінематичної в'язкості при температурі 40 °С, %, не більше	10	10	10	перед пуском блоку після ремонту, після доливання
Зміна температури спалаху у відкритому тиглі, %, не більше	10	10	10	перед пуском блоку після ремонту, після доливання
Кислотне число, мг КОН/1 г оливи, не більше	0,3	0,6	0,6	- перед пуском блоку після ремонту; - не пізніше 30 діб після введення в експлуатацію; - при кислотному числі до 0,1 мг КОН/ 1 г оливи, один раз за 60 діб; - при кислотному числі 0,1 мг КОН на 1 г оливи і більше, один раз за 30 діб разом із

Закінчення таблиці 5.3.

1	2	3	4	5
				визначенням вмісту розчиненого шламу.
Число деемульсації, с, не більше	600	1200	-	один раз в три місяці та при наявності води згідно з ГОСТ 1547
Вміст води - наявність води  - масова частка води, %, не більше	Відсутн.  0,03	Відсутн.  0,03	Відсутн.  0,03	- перед пуском блока після ремонту, щотижня - один раз в три місяці та при наявності води згідно з ГОСТ 1547
Масова частка механічних домішок, %, не більше, або Клас промислової чистоти, не більше: - для систем регулювання; - для систем змащування ТГ; - для систем змащування ГЦН, ПНА	0,005  9 10 11	0,005  9 10 11	0,005  9 10 11	- перед пуском блока після ремонту, щотижня;  - щомісячно
Вміст водорозчинних кислот і лугів	Відсутні			перед пуском блока після ремонту
Антикорозійні властивості Оглядом зразків корозії  Випробування протягом 3 год., 100 °С на сталених стрижнях Ст.45 у дистильованій воді	Витримує			- один раз в три місяці оглядом зразків-індикаторів корозії; - при виявленні слідів корозії на зразках-індикаторах корозії.
Стабільність до окислення за температури 120 °С, впродовж 14 год зі швидкістю пропускання кисню 200 см <sup>3</sup> /хв: - кислотне число, мг КОН/1г оливи, не більше; - масова частка осаду, %, не більше	0,6  0,15	0,8  0,20	-  -	- при досягненні кислотного числа 0,1 мг КОН/1г оливи і вище – 1 раз на рік перед настанням осінньо-зимового сезону; - при досягненні кислотного числа 0,15 мг КОН/1г оливи, один раз в 6 місяців, а також перед зливанням оливи під час капітального ремонту (якщо з моменту проведення останнього аналізу пройшло 4 і більше місяців) та прийняття при цьому рішення щодо умов подальшої її експлуатації; - позачергово при виявленні розчинного шламу
Масова частка розчиненого шламу, %, не більше	0,005	0,005	0,005	один раз на місяць після досягнення значення кислотного числа 0,1 мг КОН/1г оливи
Час деаерації при 50 °С, с, не більше	480	-	-	визначається для накопичення даних перед пуском блоку після ремонту
У разі визначення показника «Клас промислової чистоти» визначення масової частки механічних домішок не обов'язкове.				

Таблиця 5.4 мистить технічні вимоги до експлуатаційних турбінних рідин на основі триксиленілфосфатів класу в'язкості ISO VG 46 в системах регулювання і змащування парових турбін К-1000-60/3000 енергоблоків ВП АЕС.

Таблиця 5.4 – Технічні вимоги до експлуатаційних турбінних рідин на основі триксиленілфосфатів ISO VG 46 .

Назви показників	Значення	Періодичність контролювання
1	2	3
Колір	прозора	Перед пуском блока після ремонту
Зміна кінематичної в'язкості відносно свіжої оливи, що була залита, %, не більше	10	щорічно
Зміна температури спалаху у відкритому тиглі відносно свіжої оливи, що була залита, %, не більше	10	щорічно
Кислотне число, мг КОН/1 г оливи, не більше: - для оливи в системах регулювання - для оливи в системах змащування	1,0 <sup>1)</sup> 2,0 <sup>1)</sup>	- до початку експлуатації в системі; - не пізніше одного тижня з моменту початку експлуатації; - для оливи зі значенням кислотного числа до 0,5 мг КОН/1 г оливи - один раз у 2 місяці; - для оливи зі значенням кислотного числа не менше 0,5 мг КОН/1 г оливи - один раз на три тижня
Вміст водорозчинних кислот, мг КОН/1 г оливи, не більше	0,4 <sup>2)</sup>	один раз в 3 місяці
Число деемульсації, с, не більше	600	перед пуском блока після ремонту один раз в 3 місяці
рН водної витяжки, не менш ніж	2,5 <sup>3)</sup>	при введенні в експлуатацію і при досягненні вмісту водорозчинних кислот, мг КОН/1 г оливи значення 0.20
Масова частка води, %, не більше	0,03	- при введенні в експлуатацію; - один раз в 3 місяці
Масова частка розчиненого шламу, %, не більше	0,10	один раз в 3 місяці після досягнення кислотного числа 0,6 мгКОН/1г оливи
Масова частка механічних домішок, %, не більше <sup>2)</sup>	0,01	- при введенні в експлуатацію; - один раз в 3 місяці
Клас промислової чистоти, не більше: - для систем регулювання - для систем змащування ТГ	10 11	Один раз в 2 місяці
Корозія (3 год. при 100 °С) на сталевих пластинах на міді	витримує клас 1	Щорічно перед пуском блока після ремонту



#### Закінчення таблиці 5.4.

1	2	3
Стабільність до окиснення за температури 120 °С, впродовж 14 год зі швидкістю пропускання кисню 200 см <sup>3</sup> /хв: - КЧ, мг КОН/1 г оливи, не більше; - масова частка осаду, мг, не більше	1,5 2,0	Один раз на рік після досягнення кислотного числа 0,5 мг КОН/1г оливи
Час деаерації при 50 °С, с, не більш ніж	540	Перед пуском блока після ремонту
Схильність до піноутворення: схильність, см <sup>3</sup> /стабільність, см <sup>3</sup> або (стабільність піни, мм/час руйнування піни в с)	не нормується	Для накопичення даних при наявності обладнання, або за вимогою
Згідно з 1580001 ИЭ «Турбина паровая К-1000-60/3000. Инструкция по эксплуатации»: 1. КЧ для рідини в системі регулювання має бути не більше 0,3 мг КОН/1 г, у системі змащування – не більше 0,5 мг КОН/1 г. Чинні норми встановлено на підставі досвіду експлуатації за погодженням виробника обладнання. 2. Вміст водорозчинних кислот для системи регулювання встановлено 0,1 мг КОН/1 г. Для системи змащування не встановлено з причини ризику обводнення і гідролізу. 3. Для системи регулювання не встановлено. Для системи змащування консервативно встановлено нейтральну реакцію (рН=7).		

### **5.3. Загальні діючі чинники, які впливають на зміну якості енергетичних олив і рідин під час експлуатації, і на працездатність наповненого ними обладнання**

Експлуатація енергетичних олив/рідин і мастил супроводжується зниженням їх якості та погіршенням основних експлуатаційних характеристик. Змінюється в'язкість, зростає кислотне число, в оливу попадає вода, продукти корозії, зовнішні забруднення, утворюються продукти розкладу олив і рідин. При цьому знижується вміст антиокислювальних, присадок, погіршуються протизносні і захисні властивості. Все це веде до інтенсивного «старіння (окислення)» олив і рідин, скорочення призначеного ресурсу. Втрата експлуатаційної якості електроізоляційних олив викликає електричні пробої і пошкодження обладнання, для турбінних олив це веде до нестабільної роботи систем регулювання, стрибків потужності генератора, руйнування бабітових вкладишів підшипників.

Слід зауважити, що експлуатаційний ресурс енергетичних олив/рідин залежить як від якості технологічного процесу їх виготовлення так і від дотримання режиму експлуатації обладнання і якості його ремонту. Основні фактори, що впливають на експлуатаційний ресурс енергетичних олив і рідин, викладено в наступній схемі:

1. Окислення киснем повітря, яке надходить до оливи (міститься в оливних баках і трубопроводах, потрапляє через дихальні фільтри);
2. Термічний вплив, що веде до коксування, утворення шламу, утворенню небажаних сполук (локальні перегріву на підшипниках, дизельні ефекти; для трансформаторних олив: електричні пробої і локальні розряди, вплив електричної дуги, вплив напруженості поля);
3. Вплив постійних або змінних електричних/магнітних полів (поляризація молекул);
4. Зовнішні забруднення (пил з повітря, вода систем охолодження і конденсату, продукти корозії металу, руйнування несумісних герметиків і ущільнень, вплив продуктів розкладу електричної ізоляції);

5. Інші фактори (вимивання водою розчинених присадок, видалення системами фільтрування нерозчинених присадок, несумісність оливо і присадок при доливанні оливо, вплив зовнішнього опромінювання).

Усі нафтові оливи під впливом високої температури в присутності повітря (кисню) взаємодіють із киснем і окислюються. Процес окислення супроводжується утворенням розчинних та нерозчинних продуктів окислення (органічних кислот, смол, асфальтенів та ін.). При цьому утворюються опади у вигляді шламу, який порушує ламінарність циркуляції оливи в системі змащування/регулювання тепломеханічного обладнання, понижує електричну міцність трансформаторних оливо.

На окислення оливи впливають багато чинників: температура, піноутворення, вміст води, органічних кислот, металевих продуктів зношування та інших забруднень, доливання несумісних оливо. Вплив вказаних чинників є взаємопов'язаним.

Розвиток процесу окислення стримується наявністю антиокислювальної присадки. Із спрацюванням вказаної процес різко прискорюється.

Основним чинником, що веде до окислення енергетичних оливо/рідин (термічної деструкції) є локальні перегріви на підшипниках турбоагрегатів, парах тертя компресорів, електричні розряди в трансформаторній оливі тощо. Деструкція протікає з утворенням шламу, вуглеводних осадів, розчинених продуктів полімеризації тощо. Недостатня деаерація веде до насичення оливи киснем і відповідно прискорює окислення оливо.

Прискорювачами процесу окислення – каталізаторами є насамперед метали: срібло, мідь, сталь, а також їх лігатури, що містять марганець, хром. Як каталізатори окислення ще активніші не самі метали, які органічні солі. Присутність води веде до збагачення оливо/рідин катіонами Fe, Mg, Na. Ефективно прискорюють окислення розчинені в оливах свинцеві, марганцеві, мідні, залізні та лужні солі жирних і нафтових кислот, наприклад: нафтенати свинцю і міді. Додавання до оливи солей нафтових кислот може суттєво збільшити схильність до окислення в 1,5-2 рази.

Целюлозні матеріали (кабельний папір, електротехнічний картон, бавовняна тканина та ін.) проявляють себе як слабкі позитивні каталізатори окислення трансформаторних оливо. Оливостійка гума іноді після 1-2 років експлуатації частино руйнується з утворенням осаду, що містить оксид цинку – каталізатор окислення. Більш стійкою є кремнійорганічна гума, піддана термообробці, тем не менш внаслідок виділення з неї силікону може відбутися інтенсивне спінювання оливи. Тому намагаються уникати застосування в оливних системах навіть контрольних кабелів з силіконовою ізоляцією. Застосування гуми, гумотехнічних сумішей, парониту є неприпустимим для рідин типу ОМТИ.

Продукти окислення можуть самі по собі служити каталізаторами старіння оливо. З опиту експлуатації відомо, що додавання свіжої оливи/рідини до окисленої із шламом не припиняє а. навпаки посилює окислення одержаної суміші.

Трикселенілфосфати стійкі до температур 300-350 °С.

Термічна деструкція трикселенілфосфатів протікає з утворенням фосфорної кислоти (прискорює подальший розклад рідини) та неповних ефірів, що створює небезпека виникнення процесів корозії металів, особливо в присутності конструкційних матеріалів зі міддю та її сплавами. У бабітових підшипниках міститься від 3,5% до 6,5% міді. Є мідь та й срібло в конструктивних елементах охолоджувачів оливи М-540. На початковому етапі роботи мідь в оливі відсутня, але надалі через корозію металу відбувається збільшення її вмісту і прискорення процесу деградації силової рідини.

Вміст міді в конструкції компресорного обладнання особливо небезпечний, т.щ. олива може контактувати з холодоагентом і агресивними газами, що перекачуються.

Неконтрольований вплив зовнішніх електромагнітних полів веде до поляризації структури нафтової оливи або синтетичної рідини, спричиняє конгломерацію забруднень та нерозчинних присадок, веде до утворення небажаних хімічних поєднань, прискоренню процесу старіння оливи в цілому.

Присутність води енергетичних оливах прискорює процес корозії металів и спричиняє утворення водно-оливної емульсії. Вода вільному або емульсійному стані погіршує прокачування, фільтрування оливи за низьких температур, підсилює процеси електрохімічної корозії металевих деталей, погіршує протипінні та протизносні властивості силових енергетичних оливи/рідин. Вода змінює діелектричні властивості трансформаторної оливи (збільшує електропровідність) та погіршує антикорозійні властивості оливи. Під впливом води відбувається гідроліз та вимивання деяких присадок.

Енергетичні оливи/рідини здатні поглинати воду і водяні пари з навколишнього середовища. Наявність поглинутої води має велику каталітичну дію на процеси старіння як нафтових оливи так і синтетичних рідин, які більш схильні до вказаного процесу.

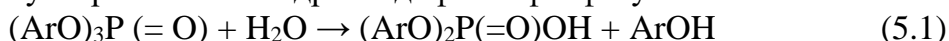
Вміст поглинутої (розчиненої) води в оливі/рідині (молярну концентрацію водяної пари) при постійній температурі і невеликому тиску (наприклад, умови головного маслобаку турбоагрегату) можливо визначити законом Генрі: маса води, що розчинено в рідині даного об'єму, при сталій температурі пропорційна парціальному тиску водяної пари над рідиною. Константа розчинності Генрі, моль/(Па\*л), залежить від природи газу – пари води, природи розчинника (нафтова олива, вогнестійка рідина), а також від температури.

Для видалення вологи з оливи/рідин зазвичай застосовується нагрівання або вакуумне оброблення (оброблення шляхом розпилення оливи при пониженому тиску).

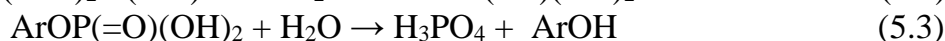
Чим більше окислені або недостатньо очищені оливи/рідини, тим важче вони піддаються зневодненню. Наявні в оливі продукти окислення, полярних компонентів (кислоти, мила, спирти) підвищує гігроскопічність оливи. Найбільш небажані з цієї точки зору низькомолекулярні кислоти і нафтенати деяких металів.

З наявністю вологи пов'язано присутність в нафтових і синтетичних оливах водорозчинних кислот, вміст яких повинен задовольняти встановленим нормам. Причиною їх утворення є процеси окислення під дією термічних (електротермічних) та механічних навантажень і каталітичної дії металів.

Одним із найважливіших нормованих показників вогнестійких турбінних оливи є кислотне число, що показує кількість кислот, що містяться в маслі. Присутність кислот пояснюється тим, що вогнестійкі турбінні оливи, що є сумішшю трикселенілфосфатів (поширена хімічна назва – триарілфосфатів) загальної формули  $(ArO)_3P=O$ , в процесі експлуатації поступово піддаються гідролізу під дією води, відповідно до наступної реакції утворення моногідрогендіфенілфосфату:



У реакції гідролізу бере участь лише одна з трьох арилокси-груп (ArO), оскільки гідроліз за участю другої групи ArO, тобто. гідроліз діарілфосфатів, протікає згідно реакції в значно жорсткіших умовах.



Крім того, через низьку концентрацію у вогнестійкій рідині диарилфосфатів, що утворюються на першій стадії гідролізу відповідно до формули 5.1, гідроліз згідно по формулі 5.2 повинен протікати з дуже малою швидкістю. Тому реакцію гідролізу згідно реакції за формулою 5.2 можна знехтувати.

Реакції гідролізу рідин типу ОМТИ каталізуються кислотами і в міру накопичення в рідині кислот  $(ArO)_2P(=O)OH$  процес гідролізу рідині прискорюється. Практичний досвід свідчить, що прискорене наростання вмісту кислот у рідині типу ОМТИ починається вже за значеннях кислотного числа близько 0,2 мг КОН/1 г рідини. Вважається, що навіть за умов  $KЧ = 0,2$  мг КОН/г процес гідролізу при достатньої кількості волого буде йти так швидко, що може спричинити необхідність повної заміни силової рідини на основі фосфатних ефірів через 2-3 роки.

Аналіз процесу гідролізу фосфатних ефірів показує, що і алкілові, і арилові ефіри фосфорної кислоти реагують з водою поетапно. таким чином, поки всі групи органічних ефірів не будуть замінені протонами. Реакція може тривати через розриви зв'язку P-O або C-O, але в обох випадках кінцевим продуктом є фосфорна кислота.

Важливим аспектом цього процесу є наявність проміжних продуктів, моно- та діефірів у яких одна або дві органічні групи були замінені на протон, и які також є сильнокислими. Взагалі, діефіри є більш сильнішими кислотами, ніж моноефіри, які, у свою чергу, сильніші за фосфорну кислоту. Прийнято вважати, що ступінь кислотності залежить від здатності замісника віддавати електрони.

Додаткові негативні проблеми виникають через реакції, які можуть виникнути між різними продуктами реакції гідролізу. Наприклад, реакція конденсації за участю двох часткових ефірів призведе до продукту типу  $R_4P_2O_7$  який називається пірофосфатом. Крім того, реакції з іонами одно- або двовалентних металів, які можуть вимиватися з нейтралізуючого середовища утворення солей типу  $(PO_4) M^{+1,2}$ , які відкладаються на внутрішніх поверхнях металу і фільтрах.

Накопичення диарилфосфатів у процесі гідролізу реакції за типом формули 5.1  $(ArO)_2P(=O)OH$ , агресивність яких не менш ніж у фосфорної кислоти і фенолів  $ArOH$  є небажаними. Полімеризація диарилфосфатів веде до утворення смол і лаків, які відкладаються на робочих поверхнях обладнання.

З вищенаведеного випливає необхідність постійного видалення з вогнестійких турбінних рідин типу ОМТИ (трикселенилфосфатів) вологи і одночасного пониження їх кислотного числа.

Втрата вогнестійкими турбінними рідинами в процесі експлуатації своїх початкових властивостей є природної тому заходи щодо їх очищення в умовах АЕС з метою продовження експлуатаційного ресурсу, можуть лише уповільнити процес деструкції рідин, але не повністю зупинити.

Основними чинниками підвищення схильності силових енергетичних олив/рідин до піноутворення є їх хімічний розклад і взаємодія із несумісними герметиками і матеріалами. Застосування охолоджувачив оливи М-540 в системі з синтетичною вогнестійкою турбінної рідиною також веде до деструкції вказаної рідини. Охолоджувач оливи М-540 спроектовано для нафтових олив і його конструкція містить дерев'яні направляючі для оливи і елементи паяння дротяно-петельних ребер охолоджуючих трубок, що несумісні з синтетичною турбінною рідиною. Усі вказані процеси ведуть до утворення поверхнево-активних речовин силової рідини, що впливають на утворення піни і деаерацію. У разі спрацювання протипінних присадок процес стає незворотнім.

Специфічним забрудненням оливи є сірка. Активної (свободної) сірки в оливі не має. Сірчисті сполуки в залежності від їх будови по-різному впливають на експлуатаційні властивості олив. Найбільш небажаними є сполуки у яких сірка зв'язана з крайніми вуглеводневими радикалами. У цьому випадку при окисленні нафтової оливи утворюються агресивні низькомолекулярні кислоти, включаючи сірчану кислоту.

Механічними домішками вважають всі не розчинені в оливі/рідині речовини, що знаходяться забруднень або опадів і які можуть бути затримані при фільтруванні. Вказані забрудненнями можуть бути сторонніми речовинами, які тим чи іншим шляхом потрапили в оливу/рідину і не вступили з ним в хімічні реакції або продуктами руйнування металу обладнання у т.ч. його електричної ізоляції.

Осадом називають нерозчинені продукти розпаду оливи/рідини або продукти взаємодії металів з органічними кислотами.

Шлами є коагульованим або конденсованими продуктами старіння, що знаходяться в оливі/рідині в зваженому або розчиненому стані і здатні утворювати осад або випали в осад. Багато компонентів шламу розчинено в гарячій оливі/рідині, але випадають в осад при її охолодженні. Гаряча і прозора на вигляд олив/рідина при циркуляції через охолоджувачі може залишати на стінках охолоджуючих трубок багато шламу, що був до цього в розчиненому стані. Спостерігалися випадки, коли при вилученні з головного маслобаку з синтетичною вогнестійкою турбінною рідиною фільтрувальних сіток моментально сітковий дріт покривався лаковим відкладенням, яке є продуктом полімеризації вказаної рідини. На різній розчинності частини шламу в гарячій і холодній оливі/рідині засновано спосіб його візуального виявлення: помутніння оливи/рідини при поступовому охолодженні з робочої температури 45 °С приблизно в три рази і менше.

У експлуатаційній оливі/рідині вміст шламу і механічних домішок повинен задовольняти встановленим нормам. Збільшенням концентрації механічних домішок в оливі/рідині веде до прискорення процесу її окислення, розкладання і полімеризації, пониженню електричної міцності, зношування поверхонь тертя, частішої заміни механічних фільтрів тощо.

Окремим видом забруднення є забруднення радіонуклідами  $^{60}\text{Co}$ ,  $^{134}\text{Cs}$ ,  $^{137}\text{Cs}$ ,  $^{110}\text{Ag}$ ,  $^{64}\text{Mn}$  відпрацьованих олив ТП-22 у реакторному відділенні енергоблоку ВП АЕС. У самій системі змащування головних циркуляційних насосів забруднення не має, забруднення виникає при змішуванні відпрацьованих олив із оливами, які зібрано внаслідок протікання ущільнень. Обсяг утворення забрудненої оливи ТП-22 на один енергоблок може досягати 2 м<sup>3</sup>/рік. Контроль за вказаними забрудненнями здійснюється згідно Регламенту радіаційного контролю АЕС. Дезактивація – згідно впроваджених заходів.

#### **5.4 Типові технологічні порушення та відмови наповненого оливою обладнання**

Більша частина випадків порушень в роботі наповненого оливою енергетичного обладнання виникає внаслідок неякісного ремонту, менше – внаслідок втрати оливою її експлуатаційної якості, заводських дефектів і помилок оперативного персоналу.

Всього в період часу з вересня 1983 по березень 2009 року на майданчиках ВП АЕС у системах змащення та регулювання парових турбін, насосів (в т.ч. ГЦН та ТПН), ущільнення валу генератора було зафіксовано 27 випадків втрати експлуатаційної якості турбінних олив через його механічну забруднень. Наслідком зазначених випадків втрати експлуатаційної якості турбінної оливи були позапланові зупинки та

розвантаження енергоблоків, затримки з виходом із ППР. Внаслідок затримки виходу з ремонту в ППР-2007 енергоблоку № 1 ВП ХАЕС через неналежну якість оливи (механічні забруднення, які привели до руйнування опорного підшипника турбогенератора) на 80 год. 37 хв., недовироблення електроенергії склало приблизно 81 млн. кВт. год. Аналіз подій за вказаний вище період часу дозволяє визначити типові причини їх виникнення (табл. 5.5).

Таблиця 5.5. – Деякі типові події відмов тепломеханічного обладнання енергоблоків ВП АЕС, що пов'язані з втратою експлуатаційної якості силової рідини внаслідок її механічного забруднення.

Подія	Причина
Вимушений зупинка ТГ, зниження потужності СБ через підвищення температури бабіту підшипника № 10	зниження витрати оливи через підшипник в результаті відшарування слідів іржі з трубопроводів підведення оливи і часткового перекриття дросельної шайби на підводі оливи до підшипника №10. (внаслідок тривалого - 32 місяці простою ТГ)
Відключення від мережі ТГ дією захисту зниження тиску в ЦПК	Попадання механічних домішок великими фракціями до лінії регулюючої оливи, що призвело до зниження тиску та зниження навантаження на ТГ (стрибків навантаження)
Коливання електричної потужності та відключення ТГ захистом	Відшарування та повне вироблення бабітової заливки кільця ущільнювача насоса системи регулювання, осьове зміщення ротора насоса та вироблення робочого колеса при зіткненні його з корпусом. Попадання металу у фільтри системи ущільнення валу генератора та золотник регулятора швидкості через відшарування та повне вироблення бабітової заливки ущільнювального кільця насоса системи регулювання, осьового зміщення ротора насоса з корпусом
Відключення енергоблока від мережі дією ключа «А3» на БЩУ внаслідок відключення останнього з працюючих ТПН при перехідному процесі, що виник через відмову регулюючого клапана з підтримки рівня в конденсаторах	Відмова у роботі регулюючого клапана для підтримки рівня в конденсаторах перед скиданням навантаження через обрив штока плунжера та випадання напрямної бронзової втулки на плунжері клапана. Різке скидання навантаження на ТГ відбулося внаслідок підвищеної чутливості в проміжному золотнику по керуючому тиску через наявність в оливі механічних домішок
Виведення в ремонт спринклерного насосу TQ21D01 через підвищення температури бабіту підшипника № 3 більше 80 °С.	Утворення шламу і попадання його в зазор підшипника
Скидання електричного навантаження ТГ через короткочасне забивання механічними домішками калібрувального отвору у вертикальному золотнику ЕГП, що призвело до перехідного режиму з подальшим спрацюванням АЗ через зниження тиску в 1-му контурі в результаті розбалансу потужностей 1-го і 2-го контурів.	Причиною скидання навантаження ТГ є короткочасне забивання хутряними домішками діаметром до 1 мм каліброваного отвору ø1 мм у вертикальному золотнику ЕГП. Під час огляду золотників ЕГП сторонніх предметів та домішок не виявлено. При розтині проміжного золотника на рухомий буксі було виявлено механічну фракцію діаметром 1 мм. На фільтрах виявлено незначні механічні домішки.
Відключення ТГ від мережі через мимовільні стрибки електричного навантаження внаслідок попадання механічних домішок до шайб слідкуючих золотників ЕГП або ЕРС.	В результаті обстеження на фільтрах встановлених на лініях силової рідини до колонки регулювання, а також у внутрішніх порожнинах рухомий букси промзолотнику виявлено металеву стружку розмірами від 1 мм до 2 мм завширшки і від 2 мм до 4 мм завдовжки.

### Закінчення таблиці 5.5

Подія	Причина
Відключення енергоблока від мережі через підвищення температури вкладишу ущільнення валу генератора з боку турбіни.	Найбільш вірогідною причиною періодичного підвищення температури бабітового вкладишу ущільнення валу генератора є влучення механічних домішок у зазор між вкладишем та валом. При перекритті зазору домішками відбувається нагрівання та розширення вкладишу та одночасно збільшення зазору, що дозволяє механічним домішкам проходити його. Після чого вкладиш охолоджується. Процес повторюється.
Розвантаження енергоблоку на 50% за фактом відключення ТГ через підвищення температури вкладишки водневого ущільнення ТГ з боку турбіни.	Ймовірною причиною підвищення температури бабіту ущільнюючого підшипника стало попадання сторонніх частинок через недостатнє очищення масла в системі УВГ.
Зупинка оперативним персоналом турбогенератору при досягненні граничного значення показання по одному з двох каналів вимірювань температури верхньої половини кільця ущільнюючого валу генератора з боку турбіни і нестабільному температурному режимі роботи ущільнення валу генератора..	Наявність в маслі системи УВГ дрібних механічних домішок, що призвели до порушення оброблення робочої поверхні бабіту ущільнюючих кілець УВГ та шийок валу ротора з боку "Т" та "В". Невідповідність фільтруючої здатності системи очищення оливи зазорам кільцевої системи УВГ (односторонній зазор «ущільнювальне кільце - шийка ротора» від 0,05 мм до 0,07 мм, при здатності фільтру тонкого очищення, що вловлює 0,14 мм)

Для забезпечення сталої роботи системи регулювання парових турбін енергоблоків ВП АЕС на підведенні силової рідини до колонки регулювання парових турбін К-1000-60/3000 згідно рекомендації виробника обладнання було встановлено додаткові стаціонарні механічні фільтри. Для забезпечення сталої роботи системи змащування турбогенераторів усі ВП АЕС було укомплектовано додатковим обладнанням комплексного очищення силової рідини. Таким чином проблему було вирішено. Щодо недоліків ремонту наповненого оливою обладнання, деякі типові випадки, що мали місце, наведено в табл. 5.6.

Таблиця 5.6. – Події відмов наповненого оливою обладнання після ремонту

Подія	Причина
Відключення ТГ без зниження навантаження, через загоряння ізоляції на вихлопі ЦВД внаслідок вибивання оливної аерозолі з підшипника № 2.	Неправильно змонтоване оливовідбійне кільце підшипника монтажним персоналом. Неякісна збірка оливовідбійних ущільнень підшипника валу у бік вихлопу ЦВД та попадання оливи на гарячу теплоізоляцію.
Позапланове виведення в ремонт оливного вимикача 110 кВ ПЛ "Маневичі" через течію оливи з наповненого оливою уводу фази "С"	Причиною стало протікання оливи з уводу через ущільнення нижнього фланця внаслідок зміщення монтажі вузла "оливонаповнене введення - дугогасна камера".
Зупинка енергоблока дією АЗ-1 за фактом відключення 2-х ГЦН через зниження тиску оливи на підшипники ГЦН нижче 0,4 кг/см <sup>2</sup> .	Причиною виникнення відмови в роботі блоку є протікання води через перекриття відм. +13,4м на панелі БЩУ через відсутність проектної гідроізоляції в місцях розташування витяжних вентиляторів. Протікання води на панелі БЩУ викликало відключення маслососа, ГЦН №1,3 та зупинку блоку. Причина відмови в роботі блоку – неякісний ремонт гідроізоляції перекриття відм. +13,4 м над БЩУ.

### Закінчення таблиці 5.6

Подія	Причина
<p>Спрацювання АЗ-3 енерго-блоку внаслідок «відключення ГЦН» через підвищення рівня оливи в маслобаку ГЦН-1, 3. №1,3 відповідно до проекту.</p> <p>Зупинка енергоблоку №1 дією АЗ-1 за фактом закриття стопорних клапанів турбіни через відключення ТПН.</p>	<p>Попаданням води від помилково спрацювавшею системи пожежогасіння через незагерметизовані кришки люків оливного баку ГЦН-1, 3.</p> <p>Причиною виникнення відмови в роботі блоку є відкриття засувки УП1S86 подачі води пожежогасіння до приміщення А-102/1 системи постачання оливи ГЦН №1, 3 та потрапляння пожежної води через нещільність оливного баку в систему змащування ГЦН №1, 3.</p> <p>Винуватці - персонал реакторного цеху, що не забезпечив герметизацію оливного баку системи змащування ГЦН згідно проекту.</p>
Зупинка 1ГЦН-2 внаслідок течі оливи з верхньої кришки оливної ванни електродвигуна	Неякісно проведений персоналом ЕЦ позаплановий ремонт 1ГЦН-2 через течу оливи на верхньому підшипнику
Зупинка 1ГЦН-1 внаслідок появи течі оливи по валу ГЦН з оливної ванни нижнього підшипника електродвигуна	Заповітрювання зливного оливопроводу, що відбувся через наявність контрухилу оливопроводу, виконаного монтажним персоналом в порушення проекту.
Позапланове виведення в ремонт ТГ, зниження потужності енергоблоку на 200 МВт	Підвищення до неприпустимої величини температури бабіту вкладиша ущільнюючого підшипника генератора, внаслідок зносу стикувальних поверхонь стопорного гвинта і отвору масляного ущільнення. Невиконання заводом-виробником вимоги цементації поверхні отвору під стопорний гвинт верхньої половини масляного ущільнення та встановлення електропровідної перемички між вкладишем та корпусом підшипника.
Пошкодження підшипника генератора SQ12 при розвороті роторів ТГ до номінальної частоти обертання при пуско-вих операціях у період ППР.	Зрив масляного клину в підшипнику № 12 внаслідок пошкодження бабітової заливки нижньої половини вкладиша, при проходженні критичної частоти обертання ротора генератора через попадання зварювального ґрата, що знаходився в оливі.
Розвантаження енергоблоку на 14% поточної потужності	Нестабільна робота системи регулювання ТГ внаслідок підклинювання рухомої букси промзолотника САР. Нечутливість гідравлічної частини системи регулювання ТГ через механічне підклинювання рухомий букси проміжного золотника системи регулювання. Підклинювання відбулося через попадання механічних частинок у зазор між рухомою та нерухомою буксами проміжного золотника та передбачуваною еліпсністю у буксах проміжного золотника.

Основною причиною втрати експлуатаційної якості турбінних оливи за вказаний час було недосконалість існуючих проектних схем очищення оливи. Обладнання для очищення турбінних оливи, яке було поставлено проектом для ВП АЕС (переважно виробництва ВАТ ПТМЗ) виробило свій ресурс і не відповідало сучасним вимогам до чистоти оливи.

При цьому для 5-ти енергоблоків ВП АЕС із паровими турбінами К-1000-60/3000 поставлене за проектом обладнання очищення оливи (фільтрпреси та сепаратори ВАТ ПТМЗ) не розраховані для очищення вогнестійкої рідини і з цієї причини ефективно не



використовувалися. Також проєктні охолоджувачі турбінної оливи М-540, які було встановлено для вищевказаних парових турбін, мали несумісні з вогнестійкою турбінною оливою типу ОМТИ конструктивні елементи, руйнування яких забруднювало вогнестійку турбінну оливу і прискорювало процес її старіння.

Для вогнестійких турбінних олив на основі трикселенілфосфатів (типу ОМТИ) показовою причиною втрати експлуатаційних властивостей є постачання посередниками неякісної продукції, яку вироблено із суміші ізомерів ксиленолу з низьким вмістом досить стабільного 3.5-трикселенілфосфату, і прискореним спрацюванням внесених присадок. Так у «Філіалі АО Концерн «Росенергоатом» Калининская атомная станция» на 4-му енергоблоці в квітні 2016 р. трапилось порушення — спрацювання каналу системи безпеки (БРУ-А) внаслідок пониження тиску силової рідини в лінії управління суматорами через відмову обмежувача тиску САРЗ турбіни. Відмова обмежувача тиску сталася через утворення у буксі на поверхні золотника щільного лакового шару, котрий обмежив його переміщення. Кислотне число вогнестійкої турбінної рідини «Furquel L» у системі регулювання при цьому становило 0,07 мг КОН/г рідини. Причиною утворення лакового шару було прискорена деградація рідини «Furquel® L». Енергоблок знаходився в режимі «Робота на потужності», параметри  $N = 1050$  МВт (103,3 % номінальної потужності). Проєктний фільтр тонкої очистки, який було встановлено в системі змащування і регулювання парової турбіни К-1000-60/3000 захист від продуктів розкладу вогнестійкої турбінної рідини, полімеризації і утворення шламу не забезпечив. Чинна система вхідного контролю КалАЕС не виявила неналежну якість вогнестійкої турбінної рідини «Furquel® L».

Із вищенаведеного випливає, що втратам експлуатаційної якості енергетичних олив має запобігати постійна під час експлуатації обладнання підтримка їх якості і періодичне під час ППР відновлення вказаної якості.

Одночасно слід жорстко контролювати повноту і якість проведених ремонтних робіт, робіт з модернізації обладнання і впровадження нового обладнання. Слід вдосконалювати і уточнювати нормативну, експлуатаційну і ремонтні документацію з урахуванням набутого досвіду експлуатації і передових технологій експлуатації обладнання і енергетичних матеріалів.

## **5.5. Очищення і відновлення експлуатаційної якості трансформаторних і турбінних олив і рідин**

### **5.5.1. Дезактивація відпрацьованих турбінних олив**

Зібрані у реакторному відділенні енергоблоків АЕС відпрацьовані турбінні оливи Тп-22С можуть бути забруднені радіонуклідами. Питома активність може складати від  $2 \cdot 10^4$  Бк/м<sup>3</sup> до  $5 \cdot 10^7$  Бк/м<sup>3</sup>.

З цього випливає необхідність їх дезактивації з метою пониження загального обсягу рідких радіоактивних відходів і подальшої утилізації відпрацьованої мінеральної турбінної оливи. Для вирішення вказаної проблеми може бути застосовано:

- механічне відстоювання оливо-водяної емульсії із подальшим розділенням фаз і видаленням осаду;
- адсорбційна або механічна фільтрація з розміром фільтрувальних комірок, які дозволяють видалити механічні радіоактивні забруднення.
- інші технології.

Для турбінної оливи ТП-22С, що забруднено радіонуклідами кобальту, цезію і срібла «ИХТРЕМС Кольский научный центр РАН» розроблено сорбційну методику дезактивації відпрацьованої оливи ТП-22С.

Значна частина  $^{110}\text{Ag}$  присутня в оливі у вигляді механічної домішки і приблизно 2/3 її частки може бути виділено центрифугуванням. Радіонукліди кобальту та цезію при центрифугуванні не відокремлювалися і присутні в оливі в хімічно зв'язаному вигляді.

Принципова схема технології, що перевірялася, наведена на мал. 5.1.

Концентрація розчину азотної кислоти може вибрано приблизно 1,2 % маси. Витрата розчину 1 м<sup>3</sup> на 1 м<sup>3</sup> оливи ТП-22С. Для виготовлення емульсії доцільно використовувати високошвидкісної турбомішалки. Витримка емульсії потрібна для її розшарування на органічну та водну фази.

Нейтралізація азотнокислого розчину потрібна для утворення осаду на основі гідроксиду заліза  $\text{Fe}(\text{OH})_3$ , який при витримці на повітрі переходить у продукт для поховання на основі  $\text{FeOON}$ . Вихід вказаного продукту становить близько 3.5 кг на 1 м<sup>3</sup> оливи ТП-22С. З цим продуктом з розчину осаджувався  $^{60}\text{Co}$ . Радіонукліди срібла та цезію в осад не потрапляють.

Після відділення осаду, що містить  $^{60}\text{Co}$  розчин підкисляється і сорбент видаляє радіонукліди срібла та цезію. Витрата сорбенту  $\text{TiOHP0}_4\text{-nH}_2\text{O}$  становить біля 1 кг сорбенту на 1 м<sup>3</sup> розчину. Рівень залишкової радіоактивності оливи ТП-22С і водного розчину визначається вдосконаленням технології.

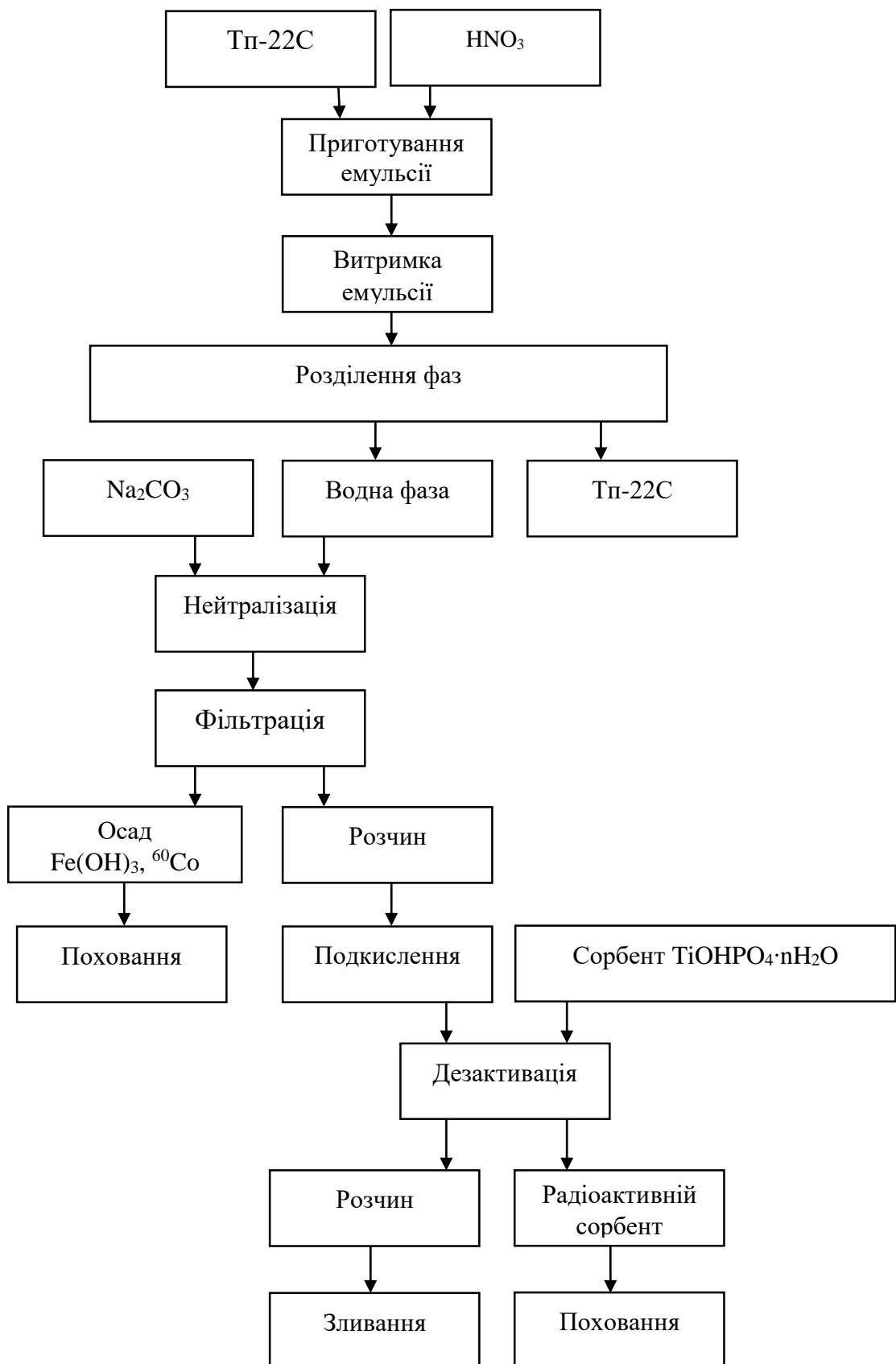
Взагалі технологія відновлення фізико-хімічних властивостей радіоактивно-забрудненої оливи ТП-22С залежить від рівня забруднення, який визначає лабораторія АЕС. У разі слідів забруднення може бути застосовано установки ПСМ-2-4 (відновлення фізико-хімічних властивостей та зменшення радіоактивного забруднення відпрацьованої оливи з ГЦН шляхом її очищення від води та механічних домішок).

Забруднена олива реакторного відділення збирається від переливів, дренажів оливних баків, оливоочисних установок та іншого обладнання, розташованого в приміщеннях відділення. Дренажний приямок – відкрита ємність об'ємом 0,06 м<sup>3</sup>, що змонтовано в поглибленні підлоги приміщення (у нижній точці приміщення), тому всі неорганізовані протікання з обладнання збираються до приямка під дією сили тяжіння.

Система регенерації радіоактивно забрудненої оливи має працювати в наступних режимах:

- прийом забрудненої оливи з енергоблоків;
- регенерація оливи на установці ПСМ-2-4;
- видача регенованої оливи на енергоблоки;
- видача оливи, що не підлягає регенерації на спалювання;
- осушення дренажного приямку;
- аварійний злив оливи.

Регенерація оливи провадиться до її повного очищення від води та механічних забруднень. Для контролю ступеня очищення після кожного циклу очищення проводиться відбір проби оливи та її експрес-аналіз у лабораторії за такими показниками: вміст води, вміст механічних домішок, кислотне число. Забруднена олива, яка не підлягає очищенню подається на установку спалювання.



Малюнок 5.1. Узагальнена схема дезактивації оливи Тл-223.

### 5.5.2 Відновлення експлуатаційної якості турбінних олив і рідин

Технічне обслуговування турбінних олив, які експлуатуються в турбоагрегатах ВП АЕС зазвичай полягає у видаленні вологи і механічних забруднень. Для цього застосуються проектні засоби: центрифуги, стаціонарні фільтри тонкої очистки, фільтрувальні преси. Підсушування турбінних олив і рідин зазвичай здійснюють підвищенням їх температури шляхом організації додаткового циркулювання через головний оливний бак за допомогою додаткових оливних насосів і витягуванню оливо-водяної пари з під кришки баку ексаустерами. Для нафтових турбінних олив це вважається достатнім.

Рідини на основі ефірів фосфорної кислоти (Fyrquel<sup>®</sup>, Reolube<sup>®</sup>, ОМТИ тощо), які зазвичай використовуються в системах електрогідралічного керування і змащування потужних парових турбін К-1000-60/3000, набагато схильні ніж нафтові оливи до гідролітичного руйнування в присутності води та тепла. Тому вказані рідини вимагають спеціальної комплексної обробки для підтримки їх експлуатаційної якості. Постійне (періодичне) технічне обслуговування таких рідин має видаляти забруднення твердими частинками і шлам, воду і розчинені газі, понижувати кислотне число рідини до нормованого значення.

Найбільшу частку механічних частинок в експлуатаційній турбінній оливі/рідині складають частинки розмірами до 5 мкм включно. Їх масова частка може досягати 90%. Вказані механічні забруднення ефективно видаляються механічною фільтрацією. Проблемою при цьому є то, що одночасно може бути видалено нерозчинені частинки функціональних присадок.

Волога з оливи зазвичай видаляється підвищенням температури робочої оливи/рідини з одночасним включенням ексаустерів, що видаляють з бака масляні і водні пари.

Метод пониження кислотного числа додаванням порцій свіжої турбінної оливи/рідини (може бути до 50% масової частки) є тимчасовим рішенням і не вирішує основну причину погіршення (деградації) оливи/рідини, оскільки основна причина деградації рідини не була вирішена і свіжа оливи гідролізується в кислому середовищі набагато скоріше.

Гідролітичний розпад рідини ефіру фосфатної кислоти веде до утворення кислотних сполук. Феноли (ксиленоли), які складають продукти окислення, також піддаються гідролізу. Саме вміст фенолів та продуктів їх окислення впливає на колір експлуатаційної силової рідини, на її запах і наявність смолоподібних відкладень на внутрішніх поверхнях обладнання. Швидкість утворення фенолів в процесі експлуатації можна оцінити за часом експлуатації рідини та вмісту в неї кислот (за значенням КЧ) та/або ксиленолів (за значенням фенольного числа). У рідині типу ОМТИ з КЧ 2.0 мг КОН/г масова частка кислот становить приблизно 1%.

Ці кислоти накопичуються в рідині в процесі її експлуатації. При цьому швидкість їх накопичення з часом зростає (у тому числі і через нагрівання рідини при контакті з підшипниками), оскільки гідроліз рідини каталізується кислотами, що утворюються в процесі гідролізу.

Для видалення кислотних сполук із рідини може використовуватися земля Фуллера та активованій глинозем або іонообмінні смоли.

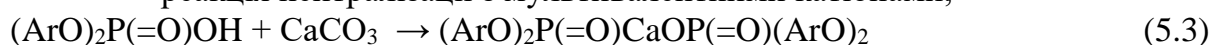
Використання землі Фуллера (глинозем на основі силікату алюмінію) та активованого глинозему (активованого оксиду алюмінію, цеолітового композиту,

палигорськиту) має проблеми: вбирання частки (може бути до 5%) оливи/рідини та вміст металів, які поєднуються з продуктами розпаду гідролізу з утворенням мила або солі. Утворення цих побічних продуктів (у складі яких може бути: фосфор, кальцій, магній, алюміній та/або натрій) скорочує термін служби фільтрів, зменшувати властивості рідин для вивільнення повітря, сприяє утворенню емульсії з водою. Присутність натрію впливає на піноутворення, тому є вкрай небажаним. Поєднання кислотних сполук і Фулерової землі можуть спричинити утворення солей кальцію і магнію с подальшим утворенням гелей (особливо при низьких температурах). Джерелами походження солей кальція і магнію може бути кальцит (CaCO<sub>3</sub>) і доломіт (CaCO<sub>3</sub> MgCO<sub>3</sub>) Оскільки земля Фуллера є природним матеріалом, то властивості не є постійними. Продукти руйнування трикселенилфосфатів (моно- і диефіри фосфорної кислоти) можуть вступати в хімічну реакцію із карбонатами кальцію і магнію з утворенням металевих солей. Утворення солей може бути проходити при таких умовах:

- реакція нейтралізації з моновалентним катіонами;



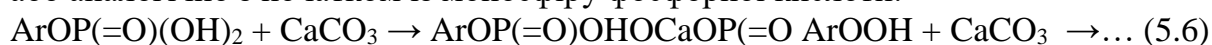
- реакція нейтралізації з мультивалентними катіонами;



Отриманий продукт може гідролізуватися далі і взаємодіяти з карбонатом кальцію або магнію:



або аналогічно з початком із моноєфіру фосфорної кислоти:



- реакції конденсації.



В залежності від ступені гідролізу молекулярна вага вказаних солей може бути різною і є можливість утворення полімерних структур, які при охолодженні рідини випадають в осад.

Використання активованого оксису алюмінію замість землі Фуллера менш ефективно.

Проблеми, пов'язані з використанням землі Фуллера та оксису алюмінію привели до пошуку інших придатних адсорбентів. Це привело до створення синтетичної землі Фуллера (відома як Y-цеоліт) і більш чистої форми активованого оксису алюмінію. Тем не менш для вказаних матеріалів, при збільшенні рівня кислотності ніж 0,2 мг КОН/г рідини все ж таки існує можливість утворення солей металів, хоча тенденція значно нижча, ніж при використанні натуральної фуллерової землі.

Слід брати до уваги, що твердий адсорбент виділяє воду при поглинанні кислот, тому відразу після нього необхідно використовувати фільтр, що поглинає цю воду. Не виключено і попадання твердих частин оксису алюмінію в оливу.

Інша технологія видалення кислотних сполук пов'язана з використанням іонообмінних смол, які мають такі переваги:

- є повністю синтетичним матеріалом;
- мають добре визначені фізичні та хімічні властивості;
- не містять металів;
- можливий вибір хімічних функціональних груп смол і націлювання на конкретні властивості рідини, що очищується;

– можливо відновлення деградованих рідин на місці експлуатації без заміни рідини та/або промивання.

Виникає питання щодо оптимального вмісту вологи в іонообмінній смолі. Зазвичай вміст води в смолі, що постачається є приблизно 60%. «Мокра» смола, приблизно 50% вологи, і підсушена до 5 % смола будуть видаляти кислоти, але «мокра» смола буде працювати скоріше. Причиною зменшення активності підсушеної смоли можливе завдяки: зменшенню розміру кульки смоли і відповідно обмеженню швидкості проходження кислот у внутрішній структурі кульки. Присутність води в фосфатному ефірі сприяє іонізації та перенесенню полярних молекул кислих сполук у кульку. Так як силова рідина типу ОМТИ містить зазвичай деяку кількість води, це може бути достатньо для підтримки рівня іонізації.

Слабоосновні аніонообмінні смоли (в формі гідроксиду) зменшують рівень кислотності, в той час як сильнокислотні катіонообмінні смоли (в кислій формі), зменшують вміст металевих солей. Тому прийнято рішення використати ці смоли разом. Для зменшення кількості води, що виділяється смоли підсушують при 80 °С приблизно до 5% вмісту вологи.

Відповідно до традиційних теорії дії смол, слабоосновні аніонообмінні смоли повинні видаляти кислоти за рахунок адсорбції молекул кислот більше ніж за рахунок іонообміну, не будуть впливати на нейтральні солі, катіонообмінні смоли будуть розкладати сіль і обмінювати катіон металу на водень, таким чином збільшуючи кислотність рідини. В дійсності, слабоосновні смоли також видаляють металеві солі з розчину. Нейтральні солі при цьому залишаються, отже, при обробці слабоосновними аніонітами ймовірно залишковий вміст металу, який не був видалений та вимагає обробки катіонітами.

З деякими типами фосфатів, особливо синтетичними продуктами, катіоніти поведуться так, як і очікувалося, тобто відбувається збільшення кислотності і ефективно зменшується вміст металу. З натуральними фосфатами використання катіонітів не тільки зменшує вміст металів, але і кислотність рідини. У цьому контексті, принцип дії катіонітів дозволяє видаляти кислі солі. Так як кислотність не збільшується, в результаті можна припустити, що солі адсорбуються швидше, ніж розщеплюються. Причини недостатньої активності аніонітів з цими рідинами досі не визначено.

Слабокислотні катіоніти недостатньо ефективні для видалення сильних кислот таких, як часткові фосфати. Однак вони можуть бути корисними для видалення слабких кислот з розчину.

З вищенаведеного випливає, що для експлуатаційних вогнестійких турбінних рідин іонообмінну обробку слід починати з сильнокислотного катіоніту (видалення кислих солей) і продовжувати слабоосновним аніонітом (видалення кислот).

Слід зауважити, що істотним недоліком використання картриджів з іонообмінним матеріалом є те, що іонітний картридж використовується лише один раз, що за умов високої вартості іонітів не є оптимальним рішенням. При високій температурі аніоніт механічно руйнуватиметься і продукти розпаду у вигляді пилу надійдуть у масло, що спричинить додаткове його забруднення.

Альтернативним рішенням (розробка «Ивановского государственного энергетического университета, РФ) буде застосовувати як адсорбент макропористі слабокислотні катіоніти, з подальшою їх регенерацією. Регенерацію необхідно проводити за наступною схемою:

– розпушування катіоніту водою з температурою від 50 °С до 70 °С;

- пропуск регенераційного соле-лужного розчину (NaCl+NaOH), для відновлення катіоніту;
- дренавання баку з катіонітом;
- заповнення органічним аміном (етаноламін);
- дренавання баку з катіонітом.

Таким чином можливо проводити адсорбційне очищення оливи з багаторазовим використанням катіоніту.

Ще одним фактором, який має бути прийнято до уваги - термічна стабільність смоли. Дослідження, які було проведено у ВТИ, показують що найбільш ефективно процес нейтралізації кислот у забрудненій рідині «Reolube® ОМТІ» (КЧ більше 1.5 мг КОН/г рідини) для сильноосновного аніоніту АВ-17-8чС в гідроксильній формі (ОН<sup>-</sup>) йшов при температурі від 60 °С до 70 °С. Це обумовлено відповідністю в'язкості рідини при цій температурі умовам протікання через шар іоніту (низька в'язкість ускладнює дифузію і перешкоджає ефективному контакту кислот, що містяться в силовій рідині, з поверхнею іонообмінної смоли). Підвищення з ростом температури швидкості потоку рідини не заважає процесу нейтралізації кислот.

Використання іонообмінної смоли АВ-17-8чС у гідроксильній (ОН<sup>-</sup>) формі для нейтралізації кислот (ArO)2P(=O)ОН, що містяться в експлуатаційній силовій рідині, призводить до їх видалення з рідини, оскільки аніон кислоти зв'язується зі смолою, а катіон нейтралізується з утворенням води, яка згодом видалається на стадії осушення.

У газо-оливних лабораторіях ВП АЕС проводилися дослідження іонообмінних технологій очищення турбінної рідини «Furquel® L».

У ВП ЮАЕС і ВП ХАЕС в 2018 р. проводилися дослідження з очищенням турбінної рідини «Furquel® L» із КЧ 2,0 мг КОН/ г рідини. Результати досліджень пониження КЧ «Furquel® L» у ВП ХАЕС наведено в табл. 5.7.

ВП ЮУ АЕС проводила дослідження за такою методикою, табл. 5.8. Використовувався підсушений при температурі 60 °С протягом 2-3 год. слабоосновний аніоніт А-845 (свіжий в першому випробуванні, регенований 5% розчином NaOH у другому випробуванні і той самий після другого випробування для випробувань № 3 і № 4). Співвідношення маси рідини і аніоніту в іонообмінних колонках було 1:1. Результати 4-х випробувань наведено в табл. 5.7 показали зменшення КЧ в середньому в 5 разів за один прохід рідини через колонку.

Таблиця 5.7 . – Результати досліджень пониження КЧ «Furquel® L» у ВП ХАЕС.

№ випробування	Кислотне число, мг КОН/г рідини					
	Вихідне	1-й цикл	2-й цикл	3-й цикл	4-й цикл	5-й цикл
1	1,43	0,33/4	0,18/4	0,15/5	0,11/>8	0,10/>8
2	1,36	0,40/>8	0,22/7	0,19/8	0,12/7,5	–
3	1,41	0,38/5,5	0,22/7,5	–	–	–
4	1,39	0,52/>8	0,31/>8	–	–	–
5	1,43	0,47/>8	01/>8	–	–	–
6	1,57	0,57/>8	–	–	–	–

Примітки.

1. Олива піддавалася фільтрації послідовно (n-циклів фільтрації: 1-й, 2-й цикл ...
2. Було використано необроблена аніонітну смола AMBERJET 4500 ОН в об'ємі 0,5 дм<sup>3</sup>.
3. Аніонітна смола в процесі циклів фільтрації не змінювалася.
4. Проба рідини для кожного випробування з 5-ти циклів становила 2 л.
5. У випробуваннях № 1, 2 спостерігалась масова частка води у відфільтрованій оливі після 4-го циклу фільтрації від 0,03% до 0,3-0,5%.

Таблиця 5.8. – Результати досліджень пониження КЧ «Fyrquel® L» у ВП ЮУ АЕС.

№ випробування	КЧ «Fyrquel® L» до випробування, мг КОН/г	КЧ «Fyrquel® L» після випробування, мг КОН/г	Пониження КЧ, рази
1	2,0	1,06	1,9
2	2,0	0,53	3,77
3	2,0	0,23	8,6
4	2,0	0,32	6,25

Температура силової рідини 60 °С не є характерною для працюючого турбоагрегату, т.щ. проектна температура силової рідини безпосередньо за її охолоджувачами має бути не вище 45 °С, а температурні уставки підшипників парової турбін ВП АЕС К-1000-60/3000, К-1000-60/1500 встановлено 75 °С. Під час експлуатації можливі технологічні порушення режиму і відповідно непроєктного підвищення температури силової рідини, але підвищення температури силової рідини вище 80 °С веде до пониження обмінної ємності смоли внаслідок деструкція і навіть «спікання» смол та їх. Температурний процес іонообмінного пониження кислотності рідини близький 60 °С може бути реалізовано лише в умовах оливоного господарства (силову рідину відкачано з турбогенератору, або в ремонтний період на самому турбогенераторі).

Слід враховувати, що підвищення температури силової синтетичної рідини має негативний наслідок прискорення основного процес деструкції оливи – гідролізу. Відомо, що підвищення температури на кожні 10 °С сприяє збільшенню швидкості хімічної реакції у 2–4 рази. Отже, підвищення температури з 45 °С до 65 °С може привести до збільшення швидкості гідролізу оливи у 8 разів. Тому процес іонообмінного очищення силової рідини має супроводжуватися її осушенням.

Взагалі по температурним властивостям сильноосновні аніоніти мають обмеження використання за температурним режимом від 40 °С до 80 °С; слабоосновні аніоніти можуть працювати до температури 100 °С, а сильно-кислотні катіоніти – до температури 120 °С.

Застосування вакуумування є необхідним елементом комплексної очистки. Це дозволяє провести осушку олив/рідин та видалити вологу, яка виділяють іонообмінні смоли при зв'язуванні кислотних сполук.

Іонообмінна технологія у поєднанні з технологією видалення води при середньому/низькому вакуумі та робочій температурі системи має забезпечити належну експлуатаційну якість вогнестійких турбінних рідин типу ОМТИ.

Термін служби пакету іонообмінних картриджів установки для комплексного очищення рідин типу ОМТИ має становити не менш ніж 6 місяців. А термін експлуатації таких рідин в турбоагрегатах при належної комплексної підтримки їх якості – не менш ніж 10 років (у 1,5 рази більше ніж 5-7 років, про що заявляють, але не гарантують, виробники таких рідин).

Найбільш прийнятний технологічний процес іонообмінної обробки має бути обраний власником тепломеханічного обладнання.

Вода та кислота – не єдині забруднювачі, які можуть погіршити роботу рідини та компонентів ЕНС. Оскільки динамічна масляна плівка та дрібні зазори в сервоклапанах становлять менше 5 мікрон, навіть найдрібніші частинки мулу та



відкладення шламу/лаку від деградації рідини можуть перешкоджати належній роботі. Дрібні частинки затримуються в зазорах між поршнем клапана та корпусом. Цей абразивний знос відомий як заїдання або шліфування. Це може призвести до рівня зносу, який у тисячу разів перевищує прогнозований виробником клапана. Тому має сенс використовувати для обробки турбінних олив і рідин лише тонку механічну фільтрацію 3-5 мікрон. Таки системи фільтрації слід розміщувати після блоку іонообмінного обміну для пониження кислотного числа силової рідини.

### **5.5.3. Типове обладнання для відновлення якості турбінних олив і рідин**

Згідно зі світовою статистикою до 80% виходів з ладу гідравлічного обладнання спричиняє механічне забруднення оливи (невідповідність класу чистоті робочої рідини показникам, встановленим виробником обладнання). Основними механічними забруднювачами є частинки піску, продукти корозії, продукти зносу обладнання (металеві частинки), ремонтні забруднення, продуктами старіння (косування) оливи. Не менш небезпечним забруднювачем турбінних олив і рідин є вода, наявність якої викликає руйнування мастильної плівки в підшипниках ковзання і, як наслідок, сухе тертя і вихід з ладу підшипникових вузлів. Спрацювання і осад нерозчинених присадок у турбінній рідині веде утворення гелевих відкладень у пристроях та механізмах золотникового типу систем гідравлічного регулювання турбін, призводить до підклинювання золотників і нестабільності роботи системи регулювання, стрибків потужності турбогенератору.

Аналіз відмов устаткуванні систем показує, що наявне проектне обладнання для очищення турбінних олив: сепаратори СМ2-4, фільтрпреси ФП2-3 та установки фільтрувальні УФ1-4 не здатне забезпечити очищення оливи до сучасних вимог виробників обладнання, оскільки є малоефективним обладнанням з низькою витратною характеристикою та морально застарілим. Слід розуміти, що парові турбіни К-1000-60/3000 енергоблоків ВП АЕС (система змащування і регулювання, що працюють на вогнестійкій турбінній рідині) було спроектовано з вищевказаним обладнанням очищення рідини, яке не відповідає фізичним характеристикам вогнестійкої турбінної рідини. Вогнестійкі турбінні рідини типу ОМТИ, Reolube<sup>®</sup>, Furguel<sup>®</sup> мають іншу, значно більшу, в'язкість і питому вагу, яким розрахунок вищевказаного обладнання не відповідає (особливо центрифуги - сепаратори СМ2-4).

У чистих відсіках ГМБ парових турбін енергоблоків ВП АЕС встановлені сітки з осередком 130 мкм та 250 мкм (130 мкм), на центральних касетах між сітками з осередком 250 мкм встановлено сітку з осередком 70 мкм. Проектні розміри сітки дозволяють механічним часткам розмірами менш ніж 70 мкм проникати в масляний клин підшипників, який у деяких випадках не перевищує 0,10 мм, і пошкоджувати як вкладиші, так і шийки роторів. Такий розмір осередків встановлений заводами-виробниками через побоювання зриву оливних насосів та втрати постачання оливи для підшипників обладнання у разі засмічення штатних сіток чистого відсіку ГМБ. Внаслідок цього експлуатаційний персонал має постійно контролювати чистоту вказаних сіток і перепад тиску на шайбі фільтрів тонкої очистки ФТО, має бути не більше ніж 0,5 кг/см<sup>2</sup>. Фільтрувальний матеріал ФТО – тканина «Бельтінг», тонкість фільтрації не нормується.

Для затримки/обмеження попадання в оливну систему механічних забруднень разом з повітрям, яке потрапляє через всмоктувальний патрубок ексгаустеру, необхідно контролювати розрідження в коробці регулювання – має бути від 20 мм. вод. ст. до 40 мм вод. ст. (від 0,002 кг/см<sup>2</sup> до 0,004 кг/см<sup>2</sup>).

Фільтрувальні установки типу УФ1-2, УФ 2-4, сепаратори ПСМ 2-4 і фільтр-преси ФП2-3000 виробництва ВАТ «ПТМЗ» використовуються для очищення нафтових турбінних і електроізоляційних олив від механічних забруднень та закачування силових рідин на маслостанцію, а також відкачування з них на ГМБ. Незважаючи на заявлені паспортні характеристики вказане обладнання за час роботи показало свою малоефективність та низьку продуктивність (не більше 3-4 м<sup>3</sup>/год.) Крім того, фільтроелементи типу ЕФМА, що використовуються в штатних фільтрувальних установках, при обводненні оливи, руйнуються з виносом в систему бруду.

Сепараторну машину ПСМ 2-4 розроблено для очищення від води та механічних домішок мінеральних мастильних та ізоляційних олив, а також рідкого дизельного палива. Сепарація агресивних рідин (у т.ч. типу ОМТИ) на цій машині не допускається.

Принцип роботи вказаної установки наступний. Брудна олива через фільтр грубої очистки нагнітається насосом в електропідігрівач. Після підігріву до 35-45 °С олива з підігрівача надходить в барабан – основний елемент сепаратору. У барабані відбувається відділення від оливи води та механічних домішок. Очищене в барабані масло надходить у вакуумний бачок, в якому під дією розрядження волога, що залишилася в оливі, швидко випаровується. Водяні пари з вакуум-бачка відсмоктуються вакуум-насосом, а остаточно зневоднена олива з вакуум-бачка відкачується шестерним насосом в головний оливний бак турбіни (безпосередньо або через фільтр-прес, якщо є необхідність дати маслу освітлення).

Барабан - основний робочий орган сепаратора, в якому вода і механічні домішки відокремлюються від масла. Залежно від ступеня забруднення оливи водою або механічними домішками барабан може бути зібраний для її очищення від механічних домішок (кларифікація) або для відокремлення води (пурифікація). Як правило, оливу, що містить більше 0,5% води, очищають способом пурифікації. Якщо ж масло значне забруднене механічними домішками, а води містить менше 0,5%, то очищати його слід способом кларифікації.

Крім відмінності в складання барабана, процес пурифікації відрізняється від процесу кларифікації ще й тим, що при пурифікації відсепарована вода з нижньої камери збірника оливи протягом усього процесу зливається безперервним потоком. Для забезпечення рівномірного відведення відсепарованої води та щоб уникнути втрат оливи з водою перед процесом пурифікації в барабані має бути водяний затвор.

Витратна характеристика ПСМ 2-4, при очищенні методом:

- кларифікації.....4 м<sup>3</sup>/год,
- пурифікації .....3 м<sup>3</sup>/год;

Максимальний вміст механічних домішок в оливі після одного циклу очищення методом кларифікації більше..... 0,005%;

Вміст вологи в оливі після одного циклу очищення його методом пурифікації при вихідному вмісті води до 1%, не більше .....0,05%;

Згідно паспорту установки клас промислової чистоти оливи на виході (за рахунок додаткового фільтру PALL) становить 9 клас згідно ДСТУ ГОСТ 17216.

За паспортом допускається 1% втрати ваги оливи при очищенні. Для кількості оливи в загальній системі змащування, регулювання та ущільнення валу генератора 160 тонн при видаленні вологи сепаратором ПСМ 2-4 слід очікувати втрат не менше 1,6 тонни турбінної оливи. Окрім небажаних втрат оливи при експлуатації установки (зазвичай встановлюється в металеві піддони для збору протікань) ця установка характеризується низкою надійністю і необхідністю постійної присутності поруч оперативного персоналу. Через кожні 2 години роботи установка потребує очищення.

Взагалі найбільш раціональне використання установки ПСМ 2-4 – видалення з оливи слідів вологи.

Додатково для підсушування оливи разом з установкою ПСМ 2-4 може бути застосовано цеолітні адсорбери, які заповнено силікагелем. Окрім кислот, силікагель здатний поглинати також і розчинену воду, тому попереднє очищення оливи цеолітом сприяє тривалішій експлуатації оливи.

Фільтр-прес є пересувним агрегатом, змонтованим на передвічній рамі. У нижній частині рами встановлений одноступінчастий шестерний насос, з'єднаний за допомогою еластичної муфти з електродвигуном. Насос нагнітає недоочищену в ПСМ 2-4 від механічних забруднень оливу через попередньо включений сітчастий фільтр грубої очистки в фільтруючий апарат фільтр-пресу. Фільтруючий апарат фільтр-преса є стиснутим в єдиний пакет набором ґратчастих пластин, на які накладено з обох боків фільтрувальний папір з тонкістю фільтрації 25 мкм. Витратна характеристика фільтр пресу від 2 м<sup>3</sup> до 4 м<sup>3</sup>.

Згідно паспортних даних установок УФ масовий вміст механічних домішок у маслі після трьох циклів обробки його фільтрувальною установкою при вихідному вмісті механічних домішок від 0,01% до 0,03%, має бути не більше не більше 0,0004%. Тонкість фільтрації 25 мкм. Витратна характеристика для УФ 1-2 м<sup>3</sup>/год., для УФ 2-4 4 м<sup>3</sup>/год.

Відповідно до вимог діючих стандартів ДП НАЕК «Енергоатом», в яких враховано вимоги виробників парових турбін турбін К-1000-60/1500 і К-1000-60/3000, клас промислової чистоти турбінних олив і рідин у всіх експлуатаційних режимах повинен бути не гірше 10-го для системи змащування не гірше 9-го для системи регулювання, присутність частинок 100 мкм не допускається.

Для досягнення вказаного рівня очищення олив в системах регулювання, змащування та ущільнення валу генератору (загальний обсяг для парової турбіни К-1000-60/1500 близько 160 тонн, для К-1000-60/3000 не більше 125 тонн) було впроваджено низку заходів.

На трубопроводах підведення оливи до колонки регулювання парових турбін К-1000-60/3000 було встановлено додаткові фільтри механічної фільтрації виробництва PALL, тонкість фільтрації 12 мкм. Проблема нестабільної роботи системи регулювання було вирішено.

Для постійної підтримки необхідної якості експлуатаційної турбінної оливи та запобігання її непередбаченим прискореним втратам, енергоблоки ВП АЕС з паровими турбінами К-1000-60-3000 було укомплектовано високопродуктивним мобільним очисним обладнанням, яке за своїми технічними характеристиками розраховано на забезпечення комплексної очистки: необхідного класу чистоти оливи, видалення води і газів методом вакуумування, пониження кислотності на іонообмінних смолах. Це особливо актуально для синтетичних вогнестійких турбінних рідин типу ОМТИ, ринкова вартість яких від виробника складає від 6 €/літр до 10 €/літр (в умовах вітчизняних тендерних процедур значно більше).

Зазвичай у період ППР, виходу з ППР, а також у процесі експлуатації енергоблоків необхідно застосовувати додаткове мобільного очищувального обладнання для комплексного очищення турбінних олив і рідин з такими характеристиками:

- тонка фільтрація (фільтроелементи з коефіцієнтом фільтрації  $\beta_{(x)} \geq 1000$ );
- видалення вільної води – до 100%, розчиненої – до 90%;
- видалення газів (повітря, водень) – до 100%;

- витратна характеристика не менше 200 л/хв. для систем змащування із загальним вмістом оливи/рідини до 110-160 тонн. Для систем регулювання за достатньо буде витратної характеристик 70 л/хв. (урахування обсягу оливи 10 тонн і терміну виконання ППР).

Вважається, що витратна характеристика байпасно включеної до головного оливного баку очисної системи має забезпечувати від 10% до 20% витратної характеристики системи. У такому разі розвиток небажаних деградаційних процесів в оливі буде припинено (зафіксовано на припустимому рівні).

**Примітка.** Щоб уникнути непорозуміння, виробники фільтрів повинні вказувати ефективність фільтруючого матеріалу, що визначається як «коефіцієнт бета» або коефіцієнт фільтрації. Міжнародний стандарт ISO 16889 визначає вісім поширених коефіцієнтів фільтрації, що вказують на ефективність фільтра: бета 2, 10, 20, 75, 100, 200, 1000 та 2000. Коефіцієнт  $\beta_{(x)} \geq 1000$  означає, що через фільтр за один прохід проходить 1 частица із 1000 максимальним розміром X мкм. В Україні застосовується ДСТУ ISO 16889.

Вказаним вище вимогам для підтримку експлуатаційної якості турбінної оливи/рідини відповідає мобільна фільтрувальна установка промислової системи фільтрації PALL серії HNP 200, що призначена для комплексного очищення силової рідини від вологи, газів і механічних домішок. Вказана установка використовується ВП РАЕС. Очищення здійснюється за допомогою неглибокого вакуумування силової рідини та її подальшої механічної фільтрації. Установка серії HNP 200 працює в автоматичному режимі і дозволяє видаляти з силової рідини до 90% розчиненої та до 100% вільної вологи та газів. Ця установка характеризується своєю високою продуктивністю близько 229 л/хв. Тонкість фільтрації забезпечує вибір фільтроелементів, що встановлені на виході силової рідини з установки. Фільтроелементи виготовлені із скловолокну за технологією «стійкість до стресу» (SRT), результатом якої є підвищений і стабільний рівень захисту системи, стабільна чистота рідини за рахунок оптимальної пропускної здатності при коливанні потоку та тиску протягом усього терміну служби.

На фотографіях 5.1, 5.2 показана фільтраційна установка комплексної очистки олив HNP 076 і HNP-200. На фотографії 6.3 показано установку HNP-200 (розміщена по центру) із камерою вакуумування (розміщено ліворуч) і двома іонообмінними модулями HRP (розміщено праворуч). Використовується для зниження КЧ вогнестійкої турбінної рідини типу «Furquel® I» (розміщено біля головного маслобаку парової турбіни К-1000-60/3000).



Фото 5.1. Установка HNP 076.



Фото 5.2. Установка Pall HNP 200.



Фото 5.3 – Установка PALL HNP-200 разом з іонообмінними модулями в роботі.

Фільтраційна установка PALL HNP-200 з двома іонообмінними модулями HRP для очищення турбінної оливи від механічних забруднень, води та газів, пониження кислотного числа оливи має такі технічні характеристики:

1. Витратна характеристика 200 л/хв;
2. Робоча температура рідини, що фільтрується, від 5 °С до 90 °С;
3. Кінематична в'язкість рідини, що фільтрується, від 10 сСт до 700 сСт;
4. Номінальна тонкість фільтрації фільтру на вході рідини 150 мкм;
5. Вимоги до фільтрів тонкої очистки:
  - клас промислової чистоти рідини на виході фільтру за ISO 4406 не гірше 8/04/01 (за вимогою);
  - припустимий перепад тиску на фільтрувальному елементі не більше 10 бар;
  - тиск руйнування фільтрувального елемента 28 бар;
  - брудоемність фільтрувального елемента не менше 3 кг;
  - наявність вбудованого байпасного клапану;
  - матеріал фільтрувального елемента – скловолокно;
  - напрямок потоку, що фільтрується, з внутрішньої частини назовні.
6. Температура середовища, що фільтрується від 5 °С до 70 °С;
7. Температура довкілля – температура машинної зали;
8. Тиск оливи на вході, від 0,4 бар до 3,0 бар;
9. Тиск оливи на виході 4 бар;
10. Споживана потужність не більше 24 кВт;
10. Напруга живлення 380 В 50 Гц;
11. Вага устаткування не більше 1850 кг;
12. Габарити приблизно 2700x2200x3500 мм;
16. Робоче розрідження у вакуумній камері, що регулюється, бар від 0,6 бар до 0,9 бар;
17. Наявність індикаторів стану фільтрації:
  - перепаду тиску на фільтрувальному елементі,
  - тиску рідини на вході,
  - тиску рідини на виході

18. Автоматичне відключення установки за уставками перепаду тиску на фільтрувальному елементі, зниження тиску рідини на вході, рівнем оливи у вакуумній камері;

19. Наявність фільтру масляної пари на виході вакуумної камери.

Установки комплексної очистки PALL серії HNP 070 (витратна характеристика 70 л/хв.) ефективно використовуються ВП ЮУАЕС і ВП РАЕС. Вищевказані установки використовують в іонообмінних модулях іонообмінні картриджі серії HC 0653, які можуть бути заряджені аніонітом (наприклад, Purolite<sup>®</sup> A103, A600), катіонітом, збірними смолами. У модуль HRM07 заряджається разом 15 картриджів.

Фотографію фільтраційної установки комплексного очищення HNP 074 наведено на фото. 5.4.



Фото 5.4 – Фільтраційна установка HNP 074 з іонообмінним модулем (знаходиться праворуч установки).

Особливостями обладнання комплексного очищення оливи Pall<sup>®</sup> є високій ступень автоматизації, що робить його безпечним і дозволяє експлуатацію без нагляду оператору протягом довгого часу. Фільтраційне обладнання Pall<sup>®</sup> зазвичай має такі датчики контролю стану установки за:

- тиском оливи на вході;
- тиском/розрідженням у вакуумній камері
- перепадом тиску на вихідному фільтрі
- рівнем оливи у вакуумній камері;
- рівнем оливи в піддоні установки.

Окрім цього установки мають захисні блокування :

- перевантаження електромотору;
- контроль фаз/рівня вхідної напруги;
- низький тиск на вході установки;
- низький вакуум у вакуум камері;
- забруднення вихідного фільтру;
- наявність оливи в піддоні установки;
- контроль рівня оливи у вакуум камері.

На Хмельницькій АЕС для очищення вогнестійкої турбінної рідини використовується установка SVR 7200 фірми «EPT clean oil» (Канада), яка забезпечує очищення рідини від механічних забруднень і пониження кислотного числа рідини. Модулі для вакуумування виробником SVR 7200 не розроблено. Тому ВП ХАЕС використовує такий модуль (установка термовакуумної фільтрації і очищення оливи) іншого виробника – «Globecore Україна» (м. Полтава).

Систему SVR 7200 змонтовано на двох рамах (фото. 5.5, 5.6). Основний блок містить двигун/насос, три нагрівачі рідини потужністю 12 кВт і резервуар фільтру Stage 2 (фільтр тонкої фільтрації для видалення механічних забруднень і частинок руйнування іонообмінної смоли). Вбудований нагрівач допомагає понижувати в'язкість фільтруємої рідини для поліпшення умов роботи іонообмінних фільтрів ICB і фільтрів механічної фільтрації. Додатковий блок містить шість корпусів іонообмінних фільтрів ICB™ (Фільтрувальні ємності Stage 1).

Швидкість потоку через корпуси фільтрів Stage 1 регулюється за допомогою ручного рециркуляційного клапана навколо насоса, що забезпечує витратну характеристику потоку від 0% до 100% через корпуси для Stage 1 і 100% (нерегульований) через резервуар для фільтрів Stage 2.

Під час роботи олива надходить до SVR 7200 зі швидкістю 120 л/хв через впускний клапан і через зубчастий насос із фіксованим об'ємом, що приводиться в дію електродвигуном. Потім олива передається в корпус нагрівача низької електричної потужності для недопущення перегріву і коксування оливи. Температура рідини вимірюється термopарою після проходження рідини через нагрівач. Уставка перегріву програмованого термостата становить 70 °С, і обігрівач не працюватиме, якщо нагрів перевищує 70 °С. Задане значення термостата можна регулювати, натискаючи клавіші зі стрілками вгору/вниз (інші кнопки не потрібні). Потім потік масла розподіляється в паралельній конфігурації на шість корпусів фільтра ICB (Stage 1). Вихідний/зворотний потік рекомбінується, а потім спрямовується до фільтру тонкої очистки (Stage 1) у конфігурації послідовного потоку. Потім потік направляється до впускного клапана і назад у головний оливний бак. У кожному корпусі Stage 1 використовуються два іонообмінні картриджу ICB, які використовуються для видалення розчинених домішок. У посудині Stage 2 використовується єдиний високоефективний фільтр видалення частинок (номінальної товщини фільтрації 5 мкм або 25 мкм, матеріал – скловолокно). На виході забезпечується 10 клас промислової чистоти згідно ДСТУ ГОСТ 17216.



Фото 5.5. Установка SVR 7200 (Stage 2: насос, підігрівач, фільтр механічної фільтрації).



Фото 5.6. Установка SVR 7200 (Stage 1: модуль іонообмінних корпусів).

У SVR 7200 для видалення механічних забруднень використовуються фільтроелементи тонкої фільтрації з осередком 12 мкм, які виготовлено з скловолокну. Значення коефіцієнту фільтрації за результатами багатопрохідного тесту ДСТУ ISO 16889, тобто коефіцієнт  $\beta_{(x)} \geq 1000$ .

Іонообмінні картриджі розраховано на застосування силової рідини типу ОМТИ з температурою від 10 °С до 70 °С (короткочасно при 80 °С). Для попередження виносу частинок зруйнованої смоли на виході встановлено механічний фільтр осередком 5 мкм.

Ще одне загально відоме високоякісне мобільне і стаціонарне фільтрувальне обладнання виробляється під брендом «Hydac®». Стаціонарний фільтр тонкої очистки вказаного виробника встановлено в системі регулювання енергоблоку № 3 ВП ЮУАЕС. Фірма «Hydac international» виробляє устаткування для очищення енергетичних олів і рідин: механічні фільтри, устаткування вакуумного очищення, фільтрувальні агрегати для механічної фільтрації олів і рідин, устаткування іонообміног очищення олів і рідин тощо.

Установка вакуумної очистки «Hydac® FAM 70» (Фото. 5.7) має наступні характеристики:

Витратна характеристика	76 л/хв.
Максимальний робочий тиск	4,5 бар
Типова швидкість відділення вологи (залежить від температури і вмісту вологи)	2,6 л/хв.
Остаточний вміст вологи, не більше	100 ppm (0,01%)
Фільтри тонкої очистки	4 шт.
Тонкість фільтрації	2, 3, 5, 10, 20, 30 мкм
Брудоемність (залежить від розміру)	303-403 г ISO MTD згідно з ISO 4572
Кінематична в'язкість рідини	15-500 сСт (мм <sup>2</sup> /с)
Максимальна температура рідини	80 °С
Максимальна висота всмоктування	3,5 м
Вага агрегату нетто	520 кг.



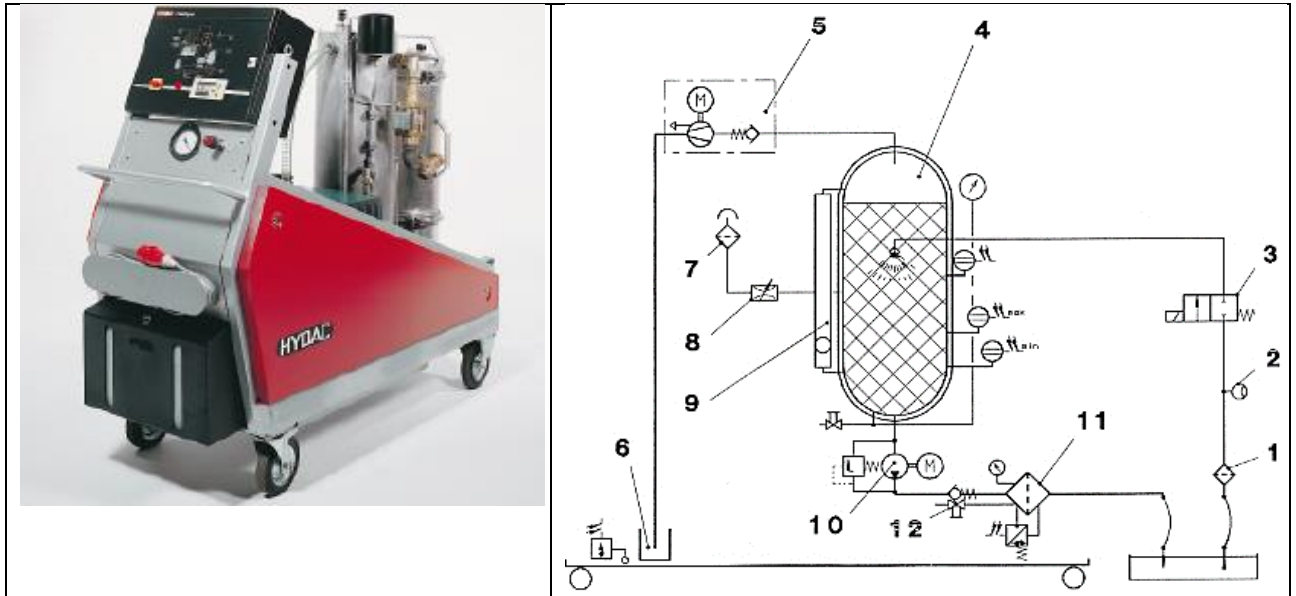


Фото 5.7. Зовнішній від і гідравлічна схема установки FAM 70.

На зображенні 6.7 гідравлічної схеми установки FAM 70 позначено:

- 1 – попередній фільтр;
- 2 – оглядове вікно;
- 3 - електромагнітний клапан на вході;
- 4 – вакуумна камера;
- 5 – вакуумний насос;
- 6 – ємність для води;
- 7 – повітряний фільтр;
- 8 – регулятор вакууму;
- 9 – індикатор рівня рідини у вакуумній камері;
- 10 –насос відкачування;
- 11 – вихідний фільтр очищування рідини;
- 12 – вентиль дренажу.

Устаткування іонообмінної очистки «Hydac®» серії IXU (Ion eXchange Unit).

Серія IXU проста в обслуговуванні, іонообмінні установки призначено для підтримки експлуатаційного стану синтетичних вогнетривких рідин на основі складних фосфатних ефірів (HFD-R) і поліольних ефірів (HFD-U).

Вони ефективні при видаленні кислі продукти розпаду, що утворюються від гідролізу та/або окислення рідини, а також металевих мила присутніх у рідині.

Витратна характеристика установки – 8,9 л/хв. Робоча кінематична в'язкість від 15 мм<sup>2</sup>/с до 80 мм<sup>2</sup>/с.

Використовуються власні іонообмінні елементи Hydac®. Виробник рекомендує застосовувати устаткування іонообмінної очистки серії IXU для очищення рідин типу ОМТИ с кислотним число не більше ніж 1 мг КОН / г рідини.

Іонообмінні елементи (Ion eXchange elements) вироблюються за замовленням або стандартні:

- IXE 200 (видаляють кислоти і металеві мила);
- IXE 210 (видаляють металеві мила);
- IXE 220 (видаляють кислоти).

На вході і на виході установки IXU встановлено попередній фільтр і захисний (для запобігання виносу частинок смоли) фільтр осередками 5, 10 мкм.

Устаткування IXU-4 із чотирьома іонообмінними картриджами розраховано монтажу на баку силової рідини ємністю 15 тонн. Зображення наведено на Фото. 5.8.



Фото 5.8. Установа IXU-4.



Фото 5.9. Установа ПСМ 2-4.

#### 5.5.4. Вимоги до якості відновлених турбінних олів і рідин

При належному обслуговуванні турбінні рідини на основі ефірів фосфорної кислоти можуть прослужити в турбоагрегаті 15–20 років, але необхідно контролювати та підтримувати їх експлуатаційну якість шляхом застосування відповідного комплексного обладнання для постійного видалення вологи, механічних забруднень і кислот тощо.

Найкращою практикою буде таке:

- щомісяця/кварталу визначати забрудненість рідин та зміну їх в'язкості, кислотності, вмісту води, кількість часток, шламу/лаку, питомий опір, присутність металевих частинок від зносу металів тощо);
- оскільки складний ефір швидко розкладається шляхом гідролізу, що веде до збільшення кислотності, вода не повинна потрапляти в систему (вміст має бути «відсутня» згідно з встановленою експлуатаційною норми);
- олівні баки повинні мати ефективні осушувачі повітря, які видаляють як розпилені дрібні частинки забруднень, так і вологу. Продувка сухого повітря у верхній простір резервуара також є гарним рішенням для запобігання забруднюючих речовин;
- воду можна видалити з ефірів за допомогою молекулярного сита, десорбції та вакуумної дегідратації, або шляхом продування сухого повітря у верхній частині олівного баку;
- належний рівень кислотності, забруднення частинками та шламом/лаком можна підтримувати та зменшувати шляхом встановлення блоку іонообмінної фільтрації, який включає зниження кислотності та тонку фільтрацію середовища (3 мікрони). Хоча можна використовувати різні середовища для поглинання кислот, іонообмінні смоли є найефективнішими, оскільки вони не залишають відкладень металевого мила та не погіршують здатність рідини виділяти повітря.
- втягнуте повітря з машинної зали через поганий вихід повітря, конструкцію резервуара або витоки на стороні всмоктування насоса призведе до накопичення мікродизеля та сажі. Чи є така проблема покажуть тести мембранних пластирів.

- важливим моментом є навчання персоналу з обслуговування/експлуатації силових рідин.
- необхідно використовувати найкращі методи зберігання, обробки та доливання силових рідин, а також відбору проб рідини для лабораторних аналізів;
- система контролю якості енергетичних рідин в т.ч. використання новітніх методик і вимірювального/випробувального обладнання має бути одним із пріоритетних напрямків діяльності експлуатаційного персоналу.

Рекомендовані згідно СОУ НАЕК 085 вимоги до якості відновлених (очищених) турбінних олив і рідин наведено у таблиці 5.9.

У разі невідповідності якості експлуатаційної турбінної рідини нормативним вимогам і неможливості відновлення її якості за місцем експлуатації необхідно відновити її якість в умовах виробництва продукції. Якщо це неможливо - замінити силову рідину або отримати висновок виробника обладнання (проектної, конструкторської, іншої компетентної організації, яка має повноваження надавати такий висновок) про можливість та умови продовження її експлуатації з відхиленнями від встановлених вимог. Для подальшої експлуатації такої силової рідини власник обладнання оформлює технічне рішення.

Таблиця 5.9 – Рекомендовані технічні вимоги до експлуатаційних турбінних олив/рідин після відновлення їх якості

Назва показника	Нафтові турбінні оливи класу в'язкості ISO VG			Турбінні рідини ISO VG 46 типу ОМТИ
	32	46	68	
Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм <sup>2</sup> /с	від 28,8 до 35,5	від 41,0 до 50,6	від 61,2 до 74,8	від 41,0 до 50,6
Температура спалаху у відкритому тиглі, °С, не нижче	190	190	220	240
КЧ, мг КОН/1 г оливи, не більше	0,1	0,5	0,5	0,2
Число деемульсації, с, не більше	200	220	220	300
Час деаерації, с, не більше	240	240	240	240
Реакція рН водної витяжки, в межах	5,6 - 8,0	5,6 - 8,0	5,6 - 8,0	4,5 - 8,0
Масова частка механічних домішок, %, не більше	0,05	0,05	0,05	≤0,01
Клас промислової чистоти, не більше:				
- для системи регулювання	9	9	9	9
- для системи змащування	10	10	10	10
Масова частка води, %, не більше	0,03	0,03	0,03	0,03
Антикорозійні властивості, 3 год., 100 °С				
- на сталевих стрижнях	витримує	витримує	витримує	витримує
- на міді	-	-	-	клас 1
Стабільність до окиснення за температури 120 °С, 14 год зі швидкістю потоку кисню 200 см <sup>3</sup> /хв:				
- КЧ, мг КОН/1 г оливи, не більше;	0,15	0,5	0,7	0,4
- масова частка осаду, %, не більше	0,005	0,1	0,1	0,01

### 5.5.5 Відновлення експлуатаційної якості трансформаторних оливо




Під час експлуатації наповненого оливою трансформаторного обладнання трансформаторна олива має оброблятися (за необхідності) шляхом: підсушування, дегазації, фільтрації для видалення механічних забруднень. Мета оброблення – відновлення експлуатаційних норм, які викладено в СОУ-Н ЕЕ 43.101 (див. табл. 6.1) і експлуатаційних документах виробників обладнання. Фізичні і хімічні методи оброблення трансформаторних оливо аналогічні тим, що застосовуються для турбінних оливо, але є особливості що до електроізоляційного призначення трансформаторних оливо. В Україні виробниками обладнання для обробки є декілька фірм, наприклад, ТОВ «Завод Укрбудмаш» (м. Полтава, продажі йдуть через фірму «GlobeCore»), виробляє обладнання для:


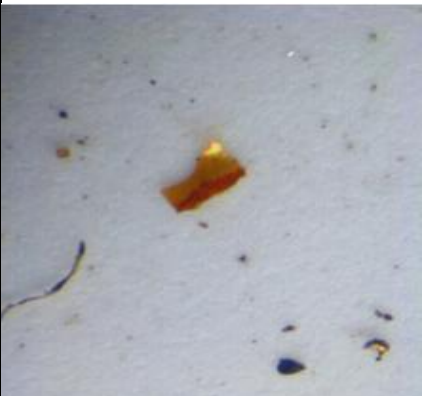

- фільтрації механічної фільтрації оливо (мобільні оливні станції типу СММ, осередок фільтрів 5 мкм, 20 мкм, 25 мкм);
- сушіння і дегазації оливо (цеолітна або термовакuumна обробка (установки типу УВМ, працюють в режимах нагріву та фільтрації оливи або сушіння, дегазації), сушіння гарячим повітрям – устаткування «Суховій»);
- повного циклу регенерації трансформаторних оливо (у т.ч. із додатковим блоком внесення іонулу). Установки-контейнери СММ-Р, СММ-450/16У.




ПАТ «Полтавський турбомеханічний завод» виробляє установку для очищення оливи ПСМ 2-4, про яку йшла мова вище (п.5.5.1, п.5.5.3) і яка теж може бути використана для оброблення трансформаторних оливо (фото 5.9).

Слід мати на увазі, що на цей час всі виробники наводять в технічному паспорті фільтрувального обладнання технічну характеристику механічних фільтрів «тонкість фільтрації». При цьому ніяких відомосте про те, які саме фільтрувальні елементи встановлено (бренд виробника) не вказується. Враховуючи, що у разі використання фільтрувальних елементів вітчизняного виробництва використання для їх атестації багато-прохідного тесту ДСТУ ISO 16889 не підтверджено, к подібної інформації слід ставитися обережно.

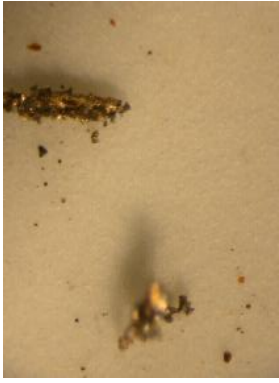

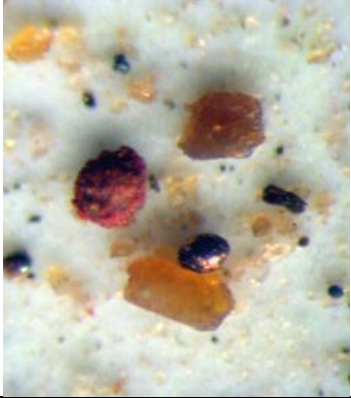
Відновлення якості трансформаторних оливо базується на особливостях конструкції і функціонування електротехнічного обладнання високовольного навантаження. Виникає необхідність попереднього аналізу стану експлуатаційної трансформаторної оливи, насамперед – візуального аналізу результатів її фільтрування на лабораторних мембранах, хроматографічних досліджень тощо. У табл. 5.10. наведено, як приклад, зразки фотографій результатів фільтрування трансформаторної оливи на лабораторних мембранах портативного комплексу дослідження оливо фірми «Pall Corporation» GHF0014, що поширено фірмою у демонстраційних цілях.

Таблиця 5.10. – Вплив пошкодження обладнання на характер забруднення трансформаторної оливи (візуальний контроль).						
Забруднення	Джерело забруднення	Приклад дефекту	Можливі випробування	Можливі наслідки	Фільтрувальна мембрана	
Дрібнодисперсний вуглець	Термічна деструкція оливи або електричної ізоляції внаслідок електричних розрядів високої потужності	Дугові, іскрові розряди	Хроматографічний аналіз оливи, вимірювання часткових розрядів, акустичне обстеження трансформатору	Пробій ізоляції по вуглецевому каналу		
Целюлозні волокна	Термічна деструкція електричної ізоляції внаслідок електричних розрядів високої потужності	Прогар ізоляції внаслідок пошкодження/руйнування відводів	Хроматографічний аналіз оливи, тепловізійне обстеження трансформатору	Пробій ізоляції по вуглецевому каналу, пониження пробивної напруги оливи		
Обвуглені целюлозні волокна	Старіння і руйнування твердої ізоляції	Пошкодження ізоляції з лако-ткани та просоченого бакелітом кріпленого паперу на одному з відводів	Пробивна напруга, ступень полімеризації твердої ізоляції, вміст в оливі фуранових похідних	Пониження пробивної напруги оливи		

Продовження таблиці 5.10						
Забруднення	Джерело забруднення	Приклад дефекту	Можливі випробування	Можливі наслідки	Фільтрувальна мембрана	
Гума	Руйнування гумових ущільнень	Руйнування гумових ущільнюючих кілець	Виявлення підтікань оливи при візуальному огляді	Незначні		
Лак і фарба	Руйнування і відшарування лакофарбових покриттів	Старіння і руйнування просіченої лаком кіперної стрічки	Випробування оливи на електричну міцність	Пониження діелектричних характеристик оливи		
Порцелянова крихта	Руйнування вводу	Пошкодження фарфорової покритки під час її монтажу	—	Незначні		

Продовження таблиці 5.10.						
Забруднення	Джерело забруднення	Приклад дефекту	Можливі випробування	Можливі наслідки	Фільтрувальна мембрана	
Скло	Зруйнована мембрана вихлопної труби	Руйнування мембрани вихлопної труби	—	Незначні		
Інші силікатні еластомери, силікагель пісок	Несправність термосифонних фільтрів та/або охолоджувачів оливи	Руйнування сітчастих фільтрів на виходах термосифонних фільтрів	Тепловізійне обстеження адсорберів і охолоджувачів оливи	Незначні		
Окислене залізо	Несправність оливних насосів системи охолодження трансформатору	Знос, руйнування підшипників насосів	Вібраційне обстеження насосів	Пониження діелектричних характеристик оливи, перегрів трансформатору і утворення короткозамкнених контурів		

Закінчення таблиці 5.10.

Забруднення	Джерело забруднення	Приклад дефекту	Можливі випробування	Можливі наслідки	Фільтрувальна мембрана
Окиснена мідь	Руйнування мідних контактів	Підгоряння контактів під час перемикання під навантаженням	Хромотографічний аналіз оливи, вимірювання часткових розрядів, акустичне обстеження трансформатору	Пониження діелектричних характеристик оливи, перегрів трансформатору, утворення короткозамкнених контурів	
Оплавлене залізна кулька	Електричні розряди високої потужності	Електричні іскрові розряди внаслідок торкання напрямних нижній ярмової балки і напрямного шипу з боку вводів.	Хромотографічний аналіз оливи, вимірювання часткових розрядів, акустичне обстеження трансформатору		
Оплавлена залізна кулька	Електричні розряди великої потужності/напруги	Електричні іскрові розряди внаслідок торкання напрямних нижній ярмової балки і напрямного шипу з боку вводів.			



Проведений аналіз стану експлуатаційної трансформаторної оливи (як лабораторний так і по результатам постійного моніторингу із застосуванням розміщених на обладнанні датчиків), дозволяє визначити стратегію відновлення нормованих значень показників якості оливи і визначитися із очисним обладнанням, що має бути застосовано. При цьому маємо пам'ятати, що відновлення якості трансформаторної оливи (втім як і турбінної) має складатися з двох етапів:

- очищення оливи від води і газів із видалення продуктів її старіння (окислення, гідролізу, розкладу);
- відновлення вмісту присадок, які забезпечують експлуатаційні властивості оливи: антиокислювальної присадки, антиржавійної тощо.

Обладнання, яке пропонується для очищення оливи, зазвичай не має лабораторного обладнання для визначення вмісту присадок і комплектуючих блоків вводу присадок. Виробники такого обладнання не звертають увагу кінцевого споживача, що застосування фільтрувальних систем може видаляти нерозчинені присадки, що є небажаним для подальшої експлуатації оливи.

Широко відома продукція ТОВ «Слобожанський електромеханічний завод» (СЛЕМЗ, м. Харків). Вказане обладнання використовуються для сушіння, дегідратації, відновлення, дегазації та механічного очищення трансформаторних оливи. Технічні характеристики установок наведено в табл. 5.11.

Таблиця 5.11. – Технічні характеристики установок СЛЕМЗ.

Характеристика	Тип устаткування		
	СЛЕМЗ-1УВД	СЛЕМЗ-3УВД	СЛЕМЗ-10УВД
Витратна характеристика, м <sup>3</sup> /год: - режим сушіння і дегазації; - режим нагрівання; - режим нагрівання і фільтрації	1 2,5 2,3	3 4,5 4,2	10 22 20
Тонкість фільтрації, мкм	5		
Остаточний вміст газів, %	0,1		
Остаточний вміст вологи, % (ppm)	0,001 (10)		

Найбільш поширеним в енергетиці є обладнання для відновлення експлуатаційної якості трансформаторних оливи, що виробляється фірмою «Pall Corporation». Вказаний виробник пропонує установки комплексного очищення оливи, які можуть підключатися до трансформаторів під навантаженням, а також бути виробленими у вибухобезпечному варіанті (фото. 5.10, 5.11).

Універсальні установки комплексного очищення серії УВР виробляло ТОВ «Завод Укрбудмаш», м. Полтава (загальнопромислового і вибухо-пожежобезпечне виконання). На цей час в м. Полтава установки регенерації і очищення оливи виробляє фірма «GlobeCore». Типове обладнання є установка регенерації трансформаторної оливи з реактивацією сорбенту СММ-12Р і установки очищення оливи СММ-0,6л (фото 5.10 і 5.11). Слід мати на увазі, що застосування адсорбенту для регенерації трансформаторної оливи чи то Фулерової землі чи то палигорськіту супроводжується втратами трансформаторної оливи (можуть досягати приблизно 25%) і необхідністю утилізації просіченого оливою адсорбенту після неможливості його подальшого

використання. Іншою проблемою є винос пилу адсорбенту (особливо після його регенерації – прожарювання, для запобігання чому мають бути встановлені на виході установок фільтри тонкої фільтрації з підтвердженим коефіцієнтом фільтрації  $\beta_x$ .



Фото 5.10. Зовнішній вигляд установки СММ-12Р

Для регенерації трансформаторної оливи в установці СММ-12Р використовується Фулерова земля шість корпусів по 75 кілограм адсорбенту. Установка має режим реактивації сорбенту. Властивості адсорбенту відновлюються методом пропалювання. Технічні характеристики установки наведено в табл. 5.12.

Таблиця 5. 12 – Основні технічні характеристики установки СММ-12Р .

Технічна характеристика		Значення
Номінальна пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год, не більше		1-2
Втрати оброблюваного продукту в режимі регенерації, %		2-25
Максимальна допустима температура продукту, °С		90
Тиск на виході, бар		2,5
Номінальна тонкість фільтрації, мкм	фільтр грубого очищення	25
	фільтр тонкого очищення	0,3
Максимальна споживана потужність, кВт		55
Маса адсорбенту, що використовується в установці, кг		1600

Установка СММ-0,6л складається із вакуумної колони, нагрівача оливи, насоса перекачування оливи, вакуумного насоса і блоку фільтрів зі змінними картриджами. Установка може працювати в режимах перекачування й нагрівання ізоляційної рідини. Технічні характеристики установки наведено в табл. 5.13.



Фото 5.11. Зовнішній вигляд установки СММ-0,6Л

Таблиця 5.13. – Основні технічні характеристики установки СММ-0,6л.

Технічна характеристика	Значення
Продуктивність в режимі сушіння, м <sup>3</sup> /год	0,4-0,6
Потужність нагрівача оливи, кВт	12
Максимальна споживана потужність, кВт, не більше	15
Вміст вологи, г/т (ppm)	10
Напруга пробою оливи після обробки, кВ	> 65
Номинальний ступінь фільтрації, мкм	5

Компактні мобільні установки очищення (ні регенерації) трансформаторної оливи виробляються під брендом компанії «Pall®». Зовнішній від деяких установок наведено на фото 5.12, 5.13.



Фото 5.12. Установки комплексного очищення оливи вибухобезпечного виконання HXR021 і HXR071.

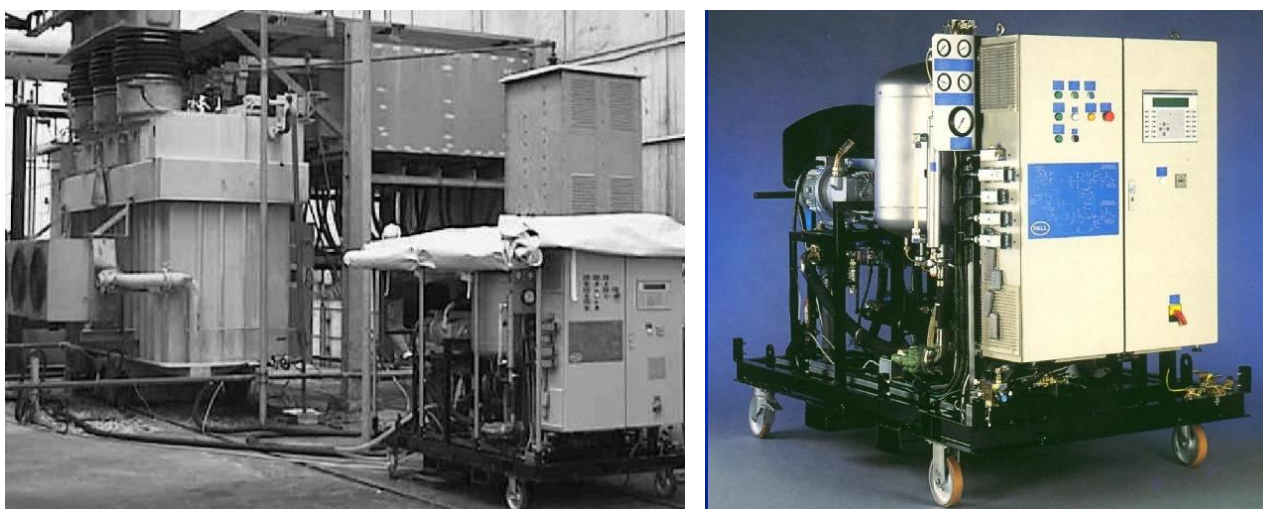


Фото 5.13 Очищення трансформаторної оливи установкою HNP070 на трансформаторі під навантаженням.

Широко відомою компанією, що оказує послуги і виробляє високотехнологічне обладнання обалднання відновлення експлуатаційної якості нафтових трансформаторних оливи до рівня сівжих оливи є фірма «Ekofluid i s r.o.» (Словаччина). Технологія регенерації та обробки трансформаторної оливи спочатку була розроблена

фахівцями фірми у Fluidex (Південна Африка), більше ніж 30 років тому. «Ekofluid» вдосконалено існуючу конструкцію Fluidex для регенерації та обробки оливи, створивши нові бренди «REOIL<sup>®</sup>» і «FILOIL<sup>®</sup>».

Регенерація трансформаторної оливи технологією «REOIL<sup>®</sup>» дозволяє привести оливи до стану, як новий, що відповідає вимогам стандарту ІЕС 60422. Параметри, що вказують на вік масла всередині трансформатора, такі як кислотність, тангентна дельта та міжфазний натяг, суттєво покращені разом із напругою пробою та вмістом води. Регенерація трансформаторного масла «REOIL<sup>®</sup>» проводиться на місці і може бути виконана на трансформаторі під напругою. Установки мають витратну характеристику 1000 л/хв. або 6000 л/хв. У якості адсорбенту використовується Фулерова земля.

Зовнішній від установки з витратної характеристикою наведено на фото. 5.14, , схему обробки оливи на мал. 5.2.

На вході в установку олива фільтрується через фільтр грубої очистки, щоб запобігти потраплянню механічних частинок всередину обладнання.

Після фільтру оливу нагрівають до потрібної температури, щоб понизити в'язкість і підвищити ефект регенерації. Після нагрівання олива потрапляє в секцію обладнання, в якій розміщені колони з сорбуючими середовищами. Саме в цій секції олива очищається від механічних домішок і продуктів старіння. Наступний етап - перекачування оливи через вакуумний переривний клапан у секцію дегазації, де вона зневоднюється та дегазується. Потім оброблена олива закачується в трансформатор вихідним насосом. Через певний період сорбент досягає повного насичення і більше не здатний регенерувати масло.

На цьому етапі сорбент потрібно реактивувати (відновити до початкового стану), щоб мати можливість знову регенерувати масло. Етап реактивації починається зі зливу оливи з колон сорбенту. Після цього в колонах створюється вакуум, який підтримується протягом усього процесу реактивації шляхом вибіркового використання нагрівальних елементів на верхніх частинах окремих колон. Під час процесу з сорбенту видаляються домішки, які повертають його до початкового стану.

Весь цей процес можна повторювати багато разів, поки сорбент не почне втрачати свої властивості і потребуватиме заміни.

Обладнання для регенерації трансформаторного масла «REOIL<sup>®</sup>» забезпечує видалення корозійних сполук сірки з трансформаторного масла. Сірку, а також елементарну (вільну) сірку (класифіковану як S8) видаляють, щоб оброблене трансформаторне масло відповідало стандартам ІЕС 62697-1 (DBDS) і ІЕС 62535. Завдяки високоефективному сорбенту, який використовується всередині обладнання REOIL, усі реактивні сполуки сірки повністю видаляються з нафти після обробки. Завдяки ретельному моніторингу та детальному контролю процесу реактивації, обладнання гарантує відсутність будь-якої елементарної (вільної) сірки (класифікованої як S8) у залишкову нафту після обробки.

Технологія «REOIL<sup>®</sup>» йде на крок далі стандарту ІЕС 60422 і значно покращує показники якості оливи. Відновлена трансформаторна олива має значення технічних параметрів майже ідентичні свіжій оливі. Очікувані результати оброблення трансформаторної оливи наведено в табл. 5.14.

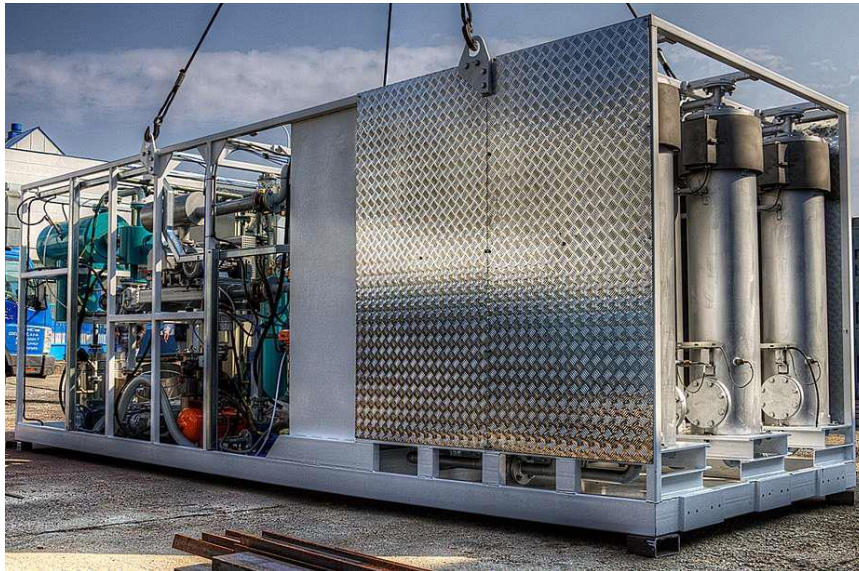
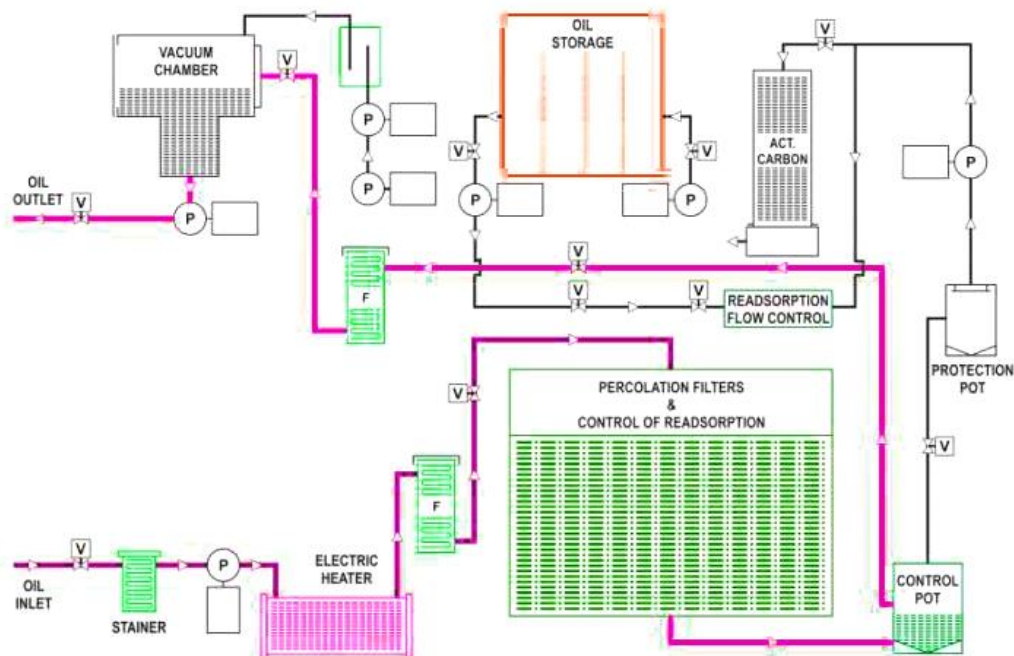


Фото. 5.14. Зовнішній від установки «REOIL®».



Малюнок 5.2. Гідравлічна обробки оливи установкою «REOIL®».

Таблиця 5.14. – Очікувані результати оброблення трансформаторної оливи за технологіє «REOIL®».

Вимірювальний параметр	Норма згідно з ІЕС EN 60422	До оброблення	Після оброблення	Після 10 років експлуатації
Пробивна напруга, (2,5 мм/кВ)	$\geq 60$	49	95	81
$\text{tg}\delta$ 90 °С	$< 0,01$	0,0823	0,0008	0,0029
Кислотне число, мг КОН/г	$< 0,03$	0,15	0,010	0,018
Вміст води, ppm	$< 10$	35	6	9
Міжфазний натяг $\sigma$ , мН/м	$> 35$	27	49	41

Установки для обробки трансформаторної оливи серії «FILOIL®» мають основне призначення - видалення вологи, газів і твердих частинок з мінеральних трансформаторних масел, а також з також природних або синтетичних ефірів. Установки бувають стаціонарної або мобільної конструкції і можуть працювати на трансформаторах під напругою. Витратні характеристики установок по серіям до 24 000 л/год.



Фото 5.15. Установа «FILOIL® 500»    Фото 5.16. Установа «FILOIL® 24000»

Установа «FILOIL® 500» має витратну характеристику від 100 л/год до 600 л/год, осередок вихідного фільтру 0,5 мкм. Вихідний фільтр паперовий і розмір осередку 0,5 мкм є стандартом для всіх вихідних фільтрів установок.

Установа «FILOIL® 24000» — є моделлю верхнього рівня із продуктивністю, яка підходить до великих силових трансформаторів. Регульована витратна характеристика від 6900/7200/7500 л/год. до 23000/24000/25000 л/год. Осередок вхідного фільтру становить 150 мкм, попереднього фільтру - 10 мкм, вихідного – 0,5 мкм. У табл. 5.15 наведено типові дані, які наведено виробником щодо ефективності застосування установки «FILOIL® 24000».

Таблиця 5.15. Типова ефективність застосування установки «FILOIL® 24000».

Характеристика	Вихідне значення	Після одного циклу	Після трьох циклів	Після многократного проходу
Вміст вологи, ppm	50	≤ 5	≤ 3	≤ 1
Вміст газу, %	< 10	< 0,2	< 0,1	< 0,1
Тверді частинки розміром, мкм, на 98% менше ніж	не визначається	0,5	0,5	0,5
Пробивна напруга, на 2,5 мм, кВ	30	≥ 65	≥ 85	≥ 85

Опис процесу обробки оливи. Олива нагрівається електричними нагрівачами з поверхневою ефективністю нижче 1,1 Вт/см<sup>2</sup> з непрямым нагріванням для запобігання локального перегріву. Олива на виході фільтрується тонким фільтром розміром осередка до 0,5 мкм, щоб відфільтрувати тверді частинки перед поверненням масла назад у трансформатор. Обладнання повністю автоматичне. Аераційні клапани, захист від перегріву, автоматичні реле рівня гарантують безпеку обладнання, а також його здатність визначати можливий ризик і вимикати живлення для запобігання нещасним випадкам.

Усі установки для очищення оливи мають об'ємний роторний впускний насос. Вихідний насос є відцентровим замкнутим насосом високого всмоктування.

Для зневоднення і дегазації роторної лопатки використовуються вакуумний насос і насос вакуумного підсилювача. Вакуумна камера містить змінну кількість коалесцентних фільтрів для досягнення найбільш ефективної обробки оливи. Усі установки для обробки оливи мають автоматичне регулювання потоку оливи, що дозволяє користувачам мати повну свободу під час її обробки.

Технологію регенерації трансформаторних олив «REOIL®» використовує швейцарська фірма «Micafluide AG», яка є партнером словацької фірми «Ekofluid s r.o.» і одним з світових лідерів із виробництва обладнання для комплексного очищення і регенерації трансформаторних олив. Як приклад, високопродуктивна установка регенерації трансформаторної оливи застосовується на чеській атомній станції «AKW Temelin».

«Micafluide AG» як і «Ekofluid s r.o.» вважає, що єдиним ефективним способом покращення діелектричних властивостей старих нафтових трансформаторних олив є регенерація за допомогою землі Фуллера. Активована земля Фуллера має властивість адсорбувати карбонільні та гідроксильні групи в нафті, а також невелику кількість вологи. Ступінь адсорбції вологи недостатній для забезпечення ефективного сушіння; однак обробка оливи землею Фуллера в поєднанні з вакуумним сушінням дає відмінні результати. Пристрій складається з однієї або кількох адсорбційних колон, корпусу фільтра та, зрештою, набору інгібіторів. Технологія, яку застосовують обидві фірми передбачає на фінішному етапі контроль вмісту і додавання до відновленої трансформаторної оливи необхідної кількості інгібітору окислення – іонолу.

Блоки регенерації типів CRP3000 (продуктивність 10000-30000 л/год.), як правило, з'єднані послідовно з окремою установкою для обробки оливи для сушіння та дегазації типу VOP300 (продуктивність 10000-30000 л/год.). Зовнішній вигляд двох стадійної регенераційної установки Micafluide® наведено на фото 5.17. Блок адсорберів (два корпуси) з землею Фуллера показано праворуч.



Фото 5.17. Двох-стадійна регенераційна установка Micafluide®

Розрахункову кількість присадки в кг, яка необхідна для стабілізації оливи, визначають згідно з СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 за формулою 5.8:

$$P = \frac{Q(C_3 - C)}{100} \quad (5.8)$$

де  $C_3$  – концентрація присадки, яка задається, в оливі після її введення, % мас.;

$C$  – вихідна (залишкова) концентрація присадки в оливі, яку планується стабілізувати, % мас.;

$Q$  – кількість оливи, яка підлягає стабілізації, кг.

Примітка –  $Q$  визначається місткістю оливної системи споживача або об'єму партії регенованої (експлуатуємої) оливи, яка стабілізується на оливному господарстві та при необхідності може бути розрахована по формулі 5.9:

$$Q = \rho_4^{20} V \quad (5.9)$$

де  $\rho_4^{20}$  – густина оливи при температурі 20 °С, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – об'єм, який займає олива при температурі 20 °С, м<sup>3</sup>.

Кількість оливи, яка необхідна для приготування концентрованого розчину, розраховують по формулі 5.10:

$$q = \frac{P(100 - C_k)}{C_k} \quad (5.10)$$

де  $C_k$  – концентрація присадки в розчині (рекомендується не більше 20% для присадки АГИДОЛ-1).

Для продовження терміну служби експлуатаційних трансформаторних оли в трансформаторних та високовольтних вводах, а також для зниження tgδ при регенерації оливи можна використовувати деактивуючі присадки (антранілова кислота, БЕТОЛ-1 та деякі інші).

Оптимальна кількість деактивуючої присадки в межах від 0,02 до 0,05% мас., і при її застосуванні рекомендується відключення адсорбційних і термосифонних фільтрів в початковий період експлуатації оли в з деактивуючими присадками, т.я. вони поглинаються адсорбентами.

Застосування деактивуючих присадок здійснюють тільки після проведення лабораторних випробувань, результати яких підтверджують ефективність дії та доцільність використання таких присадок. Вміст деактивуючих присадок можна визначити методами інфрачервоної спектроскопії та високоефективної хроматографії.

## **5.6. Підготовка трубопроводів і обладнання для повної заміни турбінних оли в і рідин**

Енергетичні оли в, які досягли згідно з експлуатаційними нормами межі старіння і неефективністю або економічної недоцільністю застосування очищенню та регенерації, підлягають заміні. Перед заливанням свіжих оли в систему змащування, регулювання, ущільнення валу генератору тощо, вказані системи мають бути очищені від залишків старої оли в і відкладених продуктів її старіння. На цей час застосовуються різні способи очищення оливних систем турбоагрегатів: обладнання і трубопроводів. Переваги та недоліки вказаних способів зведено в табл. 5.16.



Таблиця 5.16. Переваги та недоліки різних способів очищення оливних систем.

Спосіб очищення	Перевага способу	Недоліки способу
Гідро-динамічне промивання	найпростіше і найдешевше	<ul style="list-style-type: none"> <li>- низька ефективність;</li> <li>- немає турбулізації потоку, необхідної для промивання напірних маслопроводів, тим більше зливних;</li> <li>- неможливість повного заповнення та очищення зливних патрубків та зливних колекторів;</li> <li>- накопичення вимитих забруднень у зливних колекторах, збільшення ймовірності залпових викидів забруднень у підшипники турбоагрегату;</li> <li>- надто тривала тривалість промивання</li> </ul>
Пневмо-гідро-імпульсне промивання	<ul style="list-style-type: none"> <li>- ефективне очищення напірних оливопроводів за шляхом застосування пневмогідро-імпульсного руху промивного потоку;</li> <li>- ефективне очищення зливних патрубків і зливних колекторів діаметром до 300 мм.</li> </ul>	неможливість повного заповнення та ефективного очищення зливних колекторів великого діаметру (понад 300 мм)
Пневмо-гідро-імпульсне промивання з закиданням порцій повітря в систему	Ефективне очищення напірних оливопроводів шляхом застосування пневмогідроімпульсного руху промивного потоку	<ul style="list-style-type: none"> <li>- небезпека пошкодження оливопроводів через виникнення гідрударів;</li> <li>- неможливість повного заповнення та ефективного очищення зливних колекторів великого діаметра (понад 300 мм) внаслідок неможливості їх повного заповнення оливою;</li> <li>- є потенційна небезпека винесення забруднень у підшипники під час початку експлуатації турбоагрегату;</li> <li>- при використанні компресорів для створення турбулентного характеру потоку оливи є небезпека пошкодження оливопроводів через виникнення гідрударів.</li> </ul>
Промивання водно-хімічними розчинами	ефективне розкладання та видалення продуктів корозії на ділянках обладнання, що омивається.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- висока вартість хімічних реактивів;</li> <li>- пошкодження або повне знищення пасивної (плівки оливопроводів);</li> <li>- інтенсифікація корозійних процесів металу після промивань, зменшення товщини стінок оливопроводів;</li> <li>- неможливість створення достатніх промивних швидкостей у зливних оливопроводах для видалення важких частинок забруднень;</li> <li>- інтенсивне накопичення продуктів корозії в оливопроводах (у тому числі і в напірних) та небезпека їхнього залпового викиду у підшипники турбоагрегату;</li> <li>- зниження діелектричних властивостей експлуатаційного масла (у разі потрапляння до нього залишків миючого розчину);</li> <li>- збільшення тривалості очищення систем за рахунок додаткових технологічних операцій, що не типові для оперативного персоналу;</li> </ul>

Закінчення таблиці 5.16.

Спосіб очищення	Перевага способу	Недоліки способу
		- додаткові витрати конденсату на промивання систем для видалення залишків миючого розчину; - додаткові витрати на утилізацію миючих розчинів
Турбо-термо-пневно-гідро-імпульсне промивання	Ефективне очищення напірних оливопроводів шляхом значного збільшення об'єму та швидкості промивного потоку та інтенсифікації повітряно-кавітаційних процесів; - ефективне очищення зливних патрубків та зливних колекторів діаметром 300 мм і більше за рахунок створення в системі масштабної-вихрової турбулізації потоку; - відшарування прилиплих забруднень при організації теплового удару в оливопроводах; - відсутність гідрударів; - можливість промивати систему в періоди середніх та поточних ремонтів завдяки уніфікації промивних пристроїв	Вимагає додаткових витрат для виготовлення промивних пристроїв та монтажу додаткових повітряних ліній

При підготовці трубопроводів після ППР є загальні правила для будь-якого способу очищення. Якщо при огляді під час ремонту виявлено руйнування фарби в оливному баку (наявність тріщин, спучування, ознаки відшарування), перед заливкою свіжої оливи з усієї внутрішньої поверхні бака фарба видалається і повторне фарбування не робиться. Поверхні оливного баку обробляються за технологією промивки оливопроводів.

Шлам, що залишився в системі, прискорює старіння оливи, значно погіршуючи її якість, тому чистоту відмивання системи має першочергове значення. При ретельному відмиванні кількість шламу на поверхні трубок охолоджувачів оливи, головному зливному оливопроводі та зливному оливопроводі з ущільнень генератору не повинна перевищувати 50 г/м<sup>2</sup>.

Охолоджувачі оливи можуть бути промиті окремо від оливної системи 10-12%-ним розчином тринатрійфосфату з подальшим ретельним відмиванням водою до нейтральної реакції. Чистота охолоджувачів перевіряється за допомогою металевої лінійки, яка пропускається між трубками охолоджувача, при цьому на ній не повинно бути виявлено слідів шламу.

Застосування фосфатно-конденсатного способу очищення оливних систем, забороняється так як залишки лужного розчину вступають в реакцію з антикорозійною присадкою, що міститься в оливі і має кислий характер. Внаслідок цього вся антикорозійна присадка швидко виводиться з оливи і олива втрачає експлуатаційну якість.

Виробники вогнестійких турбінних рідини рекомендують використовувати для підтримки якості турбінної рідини сучасні методи очищення замість морально застарілих проектних, у т.ч. при виконанні операцій з промивання систем змащування і регулювання після ППР застосовувати промивну рідину. Слід зазначити, що ціна рідини для промивання не значно відрізняється від робочої вогнестійкої рідини і становить близько 10-15 доларів за кілограм. При цьому обсяг системи мастила ТГ та ТПН для турбоустановок виробництва ЛМЗ (Силові Машини) складає близько 100-110 тонн. Тобто промивна порція оцінюється близько 1,5 мільйонів доларів. Але навіть використання промивної рідини не гарантує якісного та 100% очищення всіх внутрішніх порожнин систем та повного видалення її залишків із трубопроводів системи після промивання. Тому найбільш поширеним способом очищення оливних систем у період капітальних ремонтів залишається гідродинамічний спосіб.

На цей час однією з найефективніших технологій очищення оливних систем (обладнання та трубопроводів) є технологія компанія «Ecol Sp. z o.o.» (Польща), яка пропонує гідродинамічне очищення водяним струменем під високим тиском з подальшим промиванням масляних систем високошвидкісним струменем оливи.

За технологією Ecol виконано відповідні роботи на атомних електростанціях у Чеській Республіці:

– АЕС «Temelin»: Очищення та промивання масляної системи аварійного агрегату дизеля 6,3 МВт 2008 р., обслуговування двох енергоблоків потужністю 1015 МВт у 2009 р., а саме:

- очищення головного резервуару силової рідини системи змащування турбогенератору (65 м<sup>3</sup>), резервуару силової рідини системи управління турбогенератору (15 м<sup>3</sup>), резервуар гравітаційного мастила турбогенератора (10 м<sup>3</sup>), трьох аварійних резервуарів (кожний по 25 м<sup>3</sup>), загальний резервуар мастила (20 м<sup>3</sup>) трьох турбонасосів по 7,5 МВт кожен,
- байпасна фільтрація 90 м<sup>3</sup> силової рідини (до класу чистоти 13/10 згідно з ISO 4406;
- байпасна фільтрація 30 м<sup>3</sup> силової рідини турбонасосу (до класу чистоти 13/10 згідно з ISO 4406.

– АЕС «Dukovany»: очищення та промивання масляних систем 8 модернізованих турбін К-220-44 блоків потужністю 500 МВт (8 шт) у 2009-2012 роках. Вся робота на одному енергоблоці АЕС Dukovany була виконана за 20 діб. При цьому на підготовку до промивання (підключення обладнання та шлангів) та зворотні операції знадобилося по 3 дні на кожну операцію.

У ВП ЮУАЕС: систему змащування і регулювання турбіни К-1000-60/3000 було очищено і відмито у 2019 р., див. фотографії 5.18-5.19.

Суть технології ECOL полягає в очищенні всіх внутрішніх поверхонь оливної системи струменем води під високим тиском із застосуванням спеціально підібраних до гідравлічного тиску і діаметрів труб сопел, проведенні сушіння, негайно після промивання, а також у нанесенні на ретельно висушені поверхні розпиленого захисного турбіни з промиванням безперервно фільтрованою олією, що має відповідний тиск і температуру та з відповідною швидкістю його струменя.

Етап 1. Гідродинамічна/водострумінна очистка.

Гідродинамічна очистка (складається з 4-х операцій):

– розбризкування води під високим тиском (зазвичай 750 - 1500 бар, но може бути і до 300 МПа) на внутрішні поверхні трубопроводів і обладнання у т.ч. демонтовані компоненти системи (клапани, частки трубопроводів, сита ) за

допомогою гнучких шлангів та сопел розбризкування. Тиск води створюється високонапірними плунжерними насосами. Діапазон діаметрів труб для очищення становить від DN 15 до DN500 та більше. Довжина трубопроводу має бути не більше 120 м в одному напрямку.

- сушіння стисненим і фільтрованим повітрям з великою витратою,
- антикорозійний захист системи до моменту промивання - нанесення поверхневого шару консерванту у вигляді оливи,
- захист патрубків та отворів від вторинних забруднень аж до моменту промивання.



Фото 5.18. Лінія повернення оливи з підшипників (до і після гідроочищення)

Етап 2. Промивання високошвидкісним турбулентним струменем оливи. Промивання здійснюється із застосуванням експлуатаційної оливи аж до досягнення критеріїв чистоти, за допомогою високоєфективних (абсолютних фільтрів) коефіцієнт фільтрації  $V3(5) \geq 1000$ . Ефективність промивання системи досягається наступними параметрами процесу:

- високою швидкістю  $800 \div 1200$  м<sup>3</sup>/год. течії потоку;
- забезпеченням турбулентності потоку, у тому числі за рахунок перемикання послідовності промивання;
- змінення температури оливи;
- досягнення класу промислової чистоти оливи в різних місцях системи вище, ніж вимагає виробник турбіни;
- досягненням відсутності твердих забруднюючих частинок, розміром понад 150 мкм на сітчастих фільтрах, встановлених у стратегічних місцях системи промивання – опорно-упорних підшипників.

Етап виконується двома фазами.

1 фаза етапу - промивання охолоджувачів оливи окремо по контуру з використанням нової оливи.

2 фаза етапу - турбулентна промивка повного об'єму системи змазки ТГ і ТПН з його фільтрацією до необхідної якості

Слід мати на увазі, що у разі встановлення в системі для вогнестійкої турбінної рідини охолоджувачів рідини М-540 буде мати місце серйозна проблема із очищенням і заміною на металеві дерев'яних конструкційних елементів охолоджувачів всієї системи змащування турбогенератору М-540 у міжтрубному просторі - прямуючих потоку рідини (на фото 6.20 ліворуч), а також із заміною посрібленої мідної проволочки

кріплення. Аналогічна проблема виникає з дерев'яною конструкцією роздільного перебирання (дерев'яні вставки) відділювача повітря в оливному баку (на фото 5.19 праворуч).

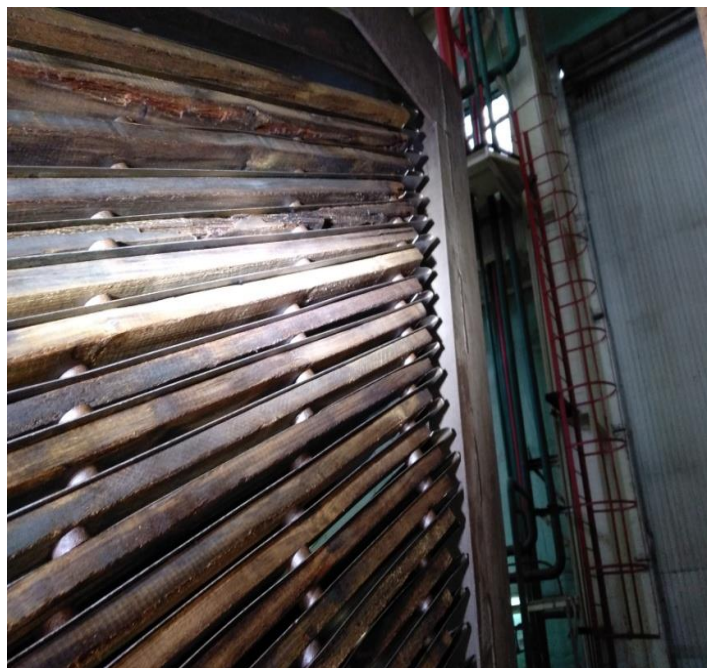


Фото 5.19. Загальний вигляд пошкоджених дерев'яних елементів М-540 і ГМБ.



Фото 5.20. Загальний вигляд схеми промивання охолоджувача оливи М-540.



Фото 5.21. Підключення обладнання ECOL для промивання охолоджувача М-540.

За результатами виконаного гідродинамічного очищення внутрішніх поверхонь систем змащування та регулювання турбоживлюючих насосів (ТПН) енергоблоку № 3 ВП ЮУАЕС було виконано такі роботи:

- очищення зливного та напірного оливопроводу до ТПН;
- очищення оливних фільтрів та оливопроводів в об'язці оливних фільтрів ТПН;
- очищення оливопроводів на підводі до підшипників та на зливі з підшипників ТПН;
- очищення оливопроводів на підводі та на натиску МНР ТПН; оливопроводів системи регулювання ТПН;
- очищення картерів підшипників № 1-8 ТПН;
- очищення дренажних баків оливних насосів регулювання ТПН та лінії дренажу дренажних баків на переливні баки оливної системи турбогенератору;
- сушка зливного та напірного колекторів ТПН стисненим, відфільтрованим та нагрітим повітрям;
- сушіння елементів оливної системи регулювання ТПН стисненим, відфільтрованим і нагрітим повітрям;
- відео зйомку ендоскопом всіх елементів системи після закінчення робіт.

За результатом виконаного огляду внутрішніх поверхонь елементів трубопроводів та обладнання оливної системи та системи автоматичного регулювання ТПН було відзначено відсутність забруднень та слідів вологи на внутрішніх поверхнях обладнання. Виявлено значні осередки корозійно-ерозійного зношування зливних маслопроводів зі слідами корозії у верхніх місцях, як горизонтальних трубопроводів, так і вертикально розташованих у оливної схемі системи ТПН. Стан зазначено, як задовільний, проте знадобилося кілька разів проходити соплами цими ділянками трубопроводів, на відміну інших, щоб видалити верхній шар відкладень і корозійних вогнищ.

На **фото 5.22** добре видно ці пошкоджені ділянки зливних трубопроводів, що згодом було виявлено і на трубопроводах основної оливної системи турбіни. З урахуванням того, що довжина цих ділянок (зливних трубопроводів і колекторів) значна і становить приблизно близько 40% всієї довжини системи, це може бути

проблемою подальшої експлуатації свіжої турбінної рідини, особливо при попаданні в систему вологи.



Фото 5.22. Зовнішній вигляд внутрішньої поверхні трубопроводів до і після гідродинамічного очищення

За результатами виконаної гідродинамічного очищення внутрішніх поверхонь оливної системи турбогенератору було виконані такі роботи:

- очищення зливного та напірного оливопроводу до осі турбогенератору;
- очищення фільтрів тонкої очистки оливи ФТО та оливопроводів у їх обв'язці;
- очищення оливопроводів на підводі до підшипників та на сливі з підшипників турбогенератору;
- очищення оливопроводів на підводі та натиску оливних насосів змащування МНС, оливопроводів до і після охолоджувачів оливи;
- очищення картерів підшипників № 1-14 турбогенератору;
- очищення головного оливного баку ГМБ оливної системи турбогенератору та переливних баків з обв'язуванням;
- сушка всіх вище перерахованих елементів стисненим, відфільтрованим та нагрітим повітрям.
- зроблено відео зйомку ендоскопом всіх елементів системи після закінчення
- робіт.



Фото 5.23 Конструкційні елементи головного оливного баку (ГМБ) до і після гідродинамічного очищення



Фото 5.24. Картер опори №2 (підшипники № 2, № 3) після гідродинамічного очищення

Етап 3. Байпасне додаткове очищення (після складання проєктної схеми системи) було проведено таким чином:

- зливання оливи в тимчасові баки з демонтажем схеми тимчасового промивання;



- відновлення проєктної схеми оливної системи ТГ та ТПН;
- остаточне очищення головного оливного баку;
- заповнення системи ТГ та ТПН оливою;
- додаткове байпасне очищення оливної системи ТГ і ТПН з використанням фільтрів тонкого очищення. Зазвичай мета досягнути 9 класу чистоти з нормою ISO 4406.



Фото 5.25. Підключення обладнання ECOL для додаткової байпасної очистки

З набутого досвіду експлуатації наповненого оливою енергетичного обладнання та результатів практичного застосування різних способів очищення внутрішніх поверхонь обладнання і трубопроводів під час проведення ремонтних робіт на енергоблоках ВП АЕС випливають наступні висновки.

Перед повною заміною турбінної оливи в системі слід обов'язково проводити очищення її внутрішніх поверхонь тим способом, який забезпечить:

- очищення металу обладнання і трубопроводів від усіх продуктів старіння/розкладу турбінної оливи/рідини;
- повне видалення (дренування) залишків старої оливи, води (у т.ч. тієї, що утворилася шляхом конденсації з повітря);
- захист очищених поверхонь від корозії та збереження природних оксидних захисних шарів на внутрішніх поверхнях трубопроводів до заливки свіжої турбінної оливи/рідини.

Немає ніякої необхідності в застосуванні промивочних рідин або додаткових порцій свіжих турбінних олив/рідин для промивання турбінного обладнання і оливопроводів. Таке промивання має проводитися експлуатаційною турбінною оливою/рідиною при спеціальних умовах.

При відмиванні оливних систем після ремонту необхідно переглянути практику прокачування оливи за контурами з підвищеною температурою оливи, оскільки підвищена температура не призводить до поліпшення якості відмивання, а навпаки зменшує ресурс оливи (особливо рідин на основі фосфатів). Як компенсацію загальноприйнятих способів відмивання маслосистем (підвищеними витратами з високими температурами) можливо перейняти практику ECOL – прокачування оливи через виносні фільтраційні установки безпосередньо на напірних лініях системи.

Для якісного моніторингу турбінних олив і рідин у процесі експлуатації і своєчасного проведення компенсуючих заходів слід забезпечити оливну систему індикаторами вмісту вологи.

## ДОДАТОК А

Класифікація рідких мастильних і ізоляційних матеріалів згідно стандарту ISO 3448 «Індустріальні мастильні матеріали – класифікація в'язкості ISO»

Таблиця 1 - класифікація в'язкості згідно з ISO 3448.

Показник в'язкості ISO	Кінематична в'язкість при 40°C мм <sup>2</sup> /с (сСт)		
	середнє значення	мін	макс
ISO VG2	2,2	1,98	2,42
ISO VG3	3,2	2,88	3,52
ISO VG5	4,6	4,14	5,06
ISO VG7	6,8	6,12	7,48
ISO VG10	10	9,00	11,0
ISO VG15	15	13,5	16,5
ISO VG22	22	19,8	24,2
ISO VG32	32	28,8	35,2
ISO VG46	46	41,4	50,6
ISO VG68	68	61,2	74,8
ISO VG100	100	90,0	110
ISO VG150	150	135	165
ISO VG220	220	198	242
ISO VG320	320	288	352
ISO VG460	460	414	506
ISO VG680	680	612	748
ISO VG1000	1000	900	1100
ISO VG1500	1500	1350	1650
ISO VG2200	2200	1980	2420
ISO VG3200	3200	2880	3520

Вищевказана класифікація олив заснована на принципі, при якому середнє значення класу кінематичної в'язкості приблизно на 50% перевищує значення попередньої величини. Система поділяє кожні десять значень на шість рівних логарифмічних рядів з постійною прогресією від десятків до десятків. Логарифмічні ряди округляються до цілих чисел. Максимальне відхилення середньої величини в'язкості від логарифмічних рядів становить 2,2%.

Кінематична в'язкість при інших температурах залежить від характеристик в'язкості/температури олив, які зазвичай називають кривою в'язкості/температури або індексом в'язкості (IV).

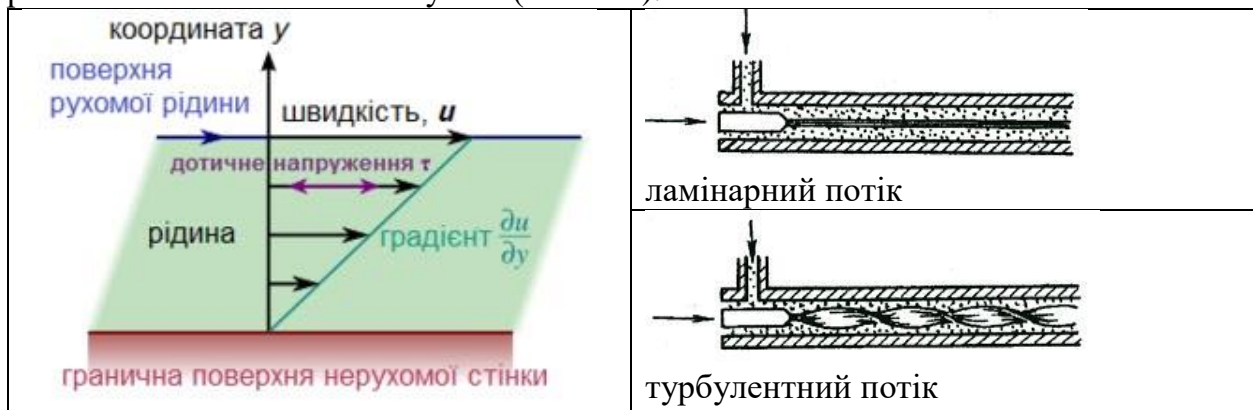
## ДОДАТОК Б

### В'язкісні властивості рідини

Слово «в'язкість» походить від латинського *viscum* (омела). *Viscum* також посилався на в'язкий клей, отриманий з ягід омели.

У гідравличних рідинах під час їх переміщення є напруги, які можна віднести до швидкості зміни деформації з часом. Це так звані в'язкі напруги, які виникають внаслідок зсуву рідини і залежать від того, наскільки швидко відбувається зсув.

Властивість матеріалу, яка зв'язує в'язкі напруги в матеріалі зі швидкістю зміни деформації (швидкістю деформації) має назву в'язкість. Для її візуалізації і визначення розглянемо плоский потік Куетта (мал. Б.1).



Малюнок Б.1. Плоский потік Куетта

У гідродинаміці потік Куетта — це потік в'язкої рідини в просторі між двома поверхнями, одна з яких рухається тангенціально відносно іншої. Відносний рух поверхонь накладає на рідину напругу зсуву та викликає потік. Залежно від визначення терміну також може існувати прикладений градієнт тиску в напрямку потоку.

Конфігурація Куетта моделює певні практичні проблеми, такі як мантия та атмосфера Землі, а також потік у малонавантажених підшипниках ковзання. Він також використовується у віскозиметрії та для демонстрації наближення оборотності (реверсивності).

У потоці Куетта рідина затримується між двома нескінченно великими пластинами, одна нерухома, а друга паралельно рухається з постійною швидкістю. Якщо швидкість верхньої пластини досить низька (щоб уникнути турбулентності), то в усталеному стані частинки рідини рухаються паралельно їй, і їх швидкість змінюється від нульової у нижній (нижній шар прилипає до нижньої поверхні) до  $u$  вгорі. Кожен верхній шар рідини рухається швидше, ніж той, що знаходиться безпосередньо під ним, і тертя між ними породжує силу, що чинить опір їх відносному руху. Зокрема, рідина прикладає до верхньої пластини силу в напрямку, протилежному її руху, і рівну, але протилежну силу до нижньої пластини. Тому необхідна зовнішня сила, щоб підтримувати рух верхньої пластини з постійною швидкістю.

Для ламінарного потоку рідини вищевказане описується законом Ньютона для внутрішнього (в'язкого) тертя:

$$F = \mu S \frac{du}{dy}, \quad (\text{Б.1})$$

Де  $F$  - сила, яку треба прикласти до одиниці площі зсувної поверхні шару  $S$ , щоб підтримати в цьому шарі ламінарну течію із сталою одиничною швидкістю відносного зсуву;

$S$  - площа зсувної поверхні шару рідини;

$\frac{du}{dy}$  - градієнт швидкості зсуву (відношення швидкості переміщення рухомого шару оливи до товщини шару оливи);

$\mu$  - коефіцієнт пропорційності в рівнянні Ньютона для в'язкого тертя, який має назву динамічна в'язкість, яку часто називають просто в'язкістю або абсолютною в'язкістю. Позначається грецькою буквою ( $\mu$ ).

Закон Ньютона для внутрішнього тертя в рідинах істотно відрізняється від законів тертя в твердих тілах. У твердих тілах існує тертя спокою. Крім того, сила тертя пропорційна нормальному тиску і мало залежить від відносної швидкості руху. У рідині, що підкоряється закону Ньютона, при відсутності відносної швидкості руху шарів сила тертя відсутня. Сила тертя не залежить від тиску (нормального напруги), а залежить від відносної швидкості переміщення шарів. Рідини, що підкоряються закону Ньютона, називаються ньютонівськими. Однак існують рідини, що не підкоряються цьому закону (аномальні рідини). До їх числа відносяться різного виду емульсії, колоїдні розчини, що представляють собою неоднорідні тіла, що складаються з двох фаз (твердої і рідкої).

Кількісно динамічна в'язкість дорівнює силі  $F$ , яку треба прикласти до одиниці площі зсувної поверхні шару  $S$ , щоб підтримати в цьому шарі ламінарну течію із сталою одиничною швидкістю відносного зсуву.

Динамічна в'язкість має розмірність  $[\mu] = \frac{\text{кг}}{\text{м} \cdot \text{с}} = \frac{\text{Н}}{\text{м}^2} \cdot \text{с} = \text{Па} \cdot \text{с}$ , и зазвичай вимірюється в Пуазах або в сантипуазах:

1 Па·с (Паскаль-секунда) = 10 П.

1 сП (сантипуаз) = 0,01 Па = 1 мПа·с

Динамічну в'язкість олив вимірюють імітатором холодного запуску (ротаційний віскозиметр). Цей імітатор спеціально розроблено для вимірювання в'язкості олив за низьких температур. Електричний двигун за постійного обертового моменту приводить в рух ротор, число оборотів якого встановлюється відповідно до віскозиметричних якостей вимірюваної рідини. За допомогою градуовальної кривої (яку встановили за допомогою еталонних олив) вимірюється динамічна в'язкість в МПа·с, або сантипуазах. Після чого відбувається розподіл олив на зимові класи в'язкості 0W, 5W, 10W, 15W, 20W, 25W. Чим менше число перед W, тим більше рідка холодна олива. В'язкість за низьких температур впливає, окрім іншого, на число обертів стартеру двигуну. Динамічна в'язкість  $\mu$  із ростом температури зменшується, а зі збільшенням тиску збільшується.

Для інженерної практики динамічна в'язкість цікава тим, що вона використовується для визначення властивості оливи текти та змащувати вузли тертя в холодному двигуні (за проектно граничних значень температури і швидкості зсуву).

У гідродинаміці, зазвичай що до енергетичних олив, частіше використовується термін кінематичної в'язкості (іноді її також називають кінематичним коефіцієнтом в'язкості або коефіцієнтом дифузії імпульсу), що визначається як відношення динамічної в'язкості  $\mu$  до густини рідини  $\rho$  за тієї ж температури. Величина кінематичної в'язкості позначається грецькою літерою  $\nu$  і розраховується по формулі Б.2:

$$\nu = \frac{\mu}{\rho} \text{ [м}^2\text{/с]}, \quad (\text{Б.2})$$

Кінематична в'язкість є мірою опору течії рідини під впливом власної сили тяжіння за певної температури (зазвичай визначають при 40 °С і 100 °С, у деяких поодиноких випадках беруть: 20 °С, 50 °С).

Кінематична в'язкість вимірюється зазвичай в Сантистоксах ( $1 \text{ cSt} = 1 \frac{\text{мм}^2}{\text{с}}$ ).

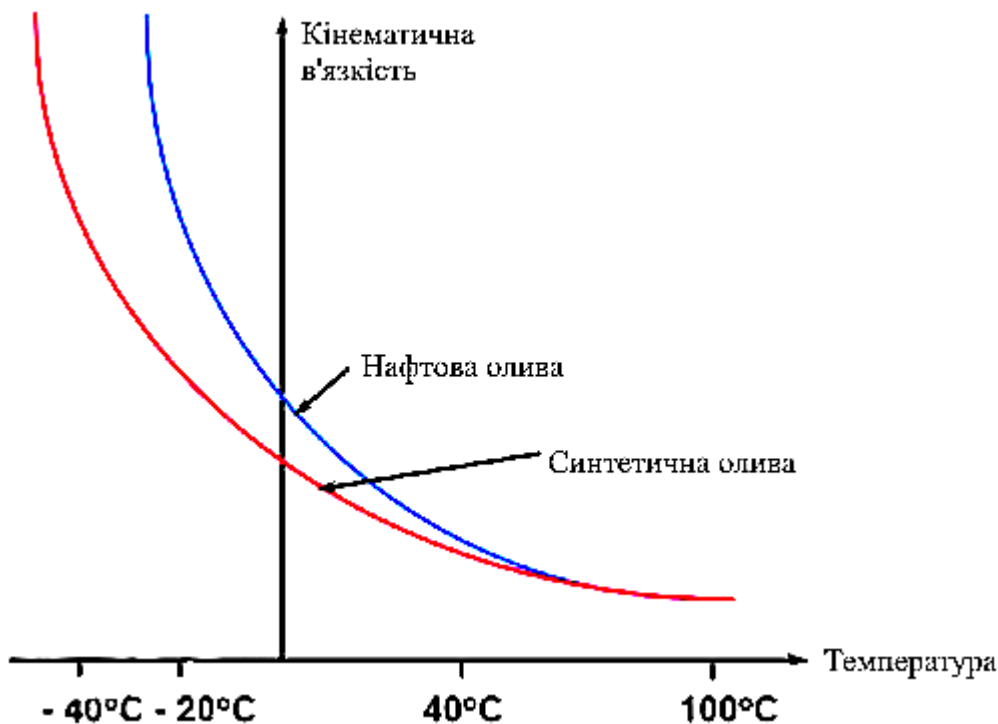
Слід зазначити, що в одиницях SI розмірність кінематичної в'язкості  $[\nu] = \frac{\text{м}^2}{\text{с}} = \frac{\text{Н} \cdot \text{м}}{\text{кг}} \cdot \text{с} = \text{J} \cdot \text{с}$ , де J – специфічна енергія (питома енергія або масова енергія) рідини. Її також іноді називають гравіметричною щільністю енергії, яку не слід плутати з щільністю енергії, яка визначається як енергія на одиницю об'єму. Вказана специфічна енергія використовується для кількісного визначення накопиченого тепла та інших термодинамічних властивостей речовин, таких як питома внутрішня енергія, питома ентальпія, питома вільна енергія Гіббса та питома вільна енергія Гельмгольца. Її також можна використовувати для визначення кінетичної або потенційної енергії тіла. Питома енергія є інтенсивною властивістю, тоді як енергія та маса є екстенсивними властивостями.

Для опису в'язкісно-температурною характеристики масла використовують індекс в'язкості (VI), який розраховують виходячи з значень зміни кінематичної в'язкості, виміряних при температурі 40° С і 100° С. Чим вище індекс в'язкості, тим краще його експлуатаційні властивості (стабільніше текучість, клин оливи). Розрахунок індексу в'язкості здійснюється відповідно до методики ДСТУ ГОСТ 25371:2006.

За індексом в'язкості оливи поділяють на:

- низькоіндексні (VI < 80) Low Viscosity Index - LVI
- середньоіндексні (VI = 80-90) Medium Viscosity Index - MVI
- високоіндексні (VI = 90-100 і вище) High - HVI and Very High - VHVI

Чим вище індекс в'язкості, тим краще якість оливи, тим менше в'язкість залежить від зміни температури. Більшість нафтових (мінеральних) базових олив мають індекс в'язкості від 0 до 100, а загущені всесезонні оливи – понад 100. Типову залежність в'язкості оливи від температури наведено на мал. Б.2. Слід приймати до уваги, що підвищення температури оливи понижує її в'язкість, а підвищення тиску навпаки підвищує.



Малюнок Б.2. Типова залежність в'язкості оливи від температури

Слід також приймати до уваги вплив на в'язкість оливи ввввввввввії обводнення і загазованості, які ведуть до утворення газооливних емульсій і емульсій типу «вода в оливі» або навпаки «олива у воді» - останнє для експлуатації енергоблоків ВП АЕС практичного значення не має. Вода, яка розчинена в оливі, з точки зору експлуатації практично не змінює її в'язкість. Вільна вода, яка веде до утворення з оливиої емульсії (тип «олива у воді») підвищує в'язкість оливи і вкрай небажана. Розчинене в оливі повітря буде понижувати в'язкість оливи. В'язкість емульсії типу «повітря в оливі» буде визначатися об'ємною часткою повітря в оливі  $\varphi_{\text{п}}$  і бути як менше в'язкості чистої оливи так перевершувати її. Для практичних цілей оцінити динамічну в'язкість такої емульсії  $\mu_{\text{ем}}$  можна по емпіричній формулі Б.3.

$$\mu_{\text{ем}} = \mu_0 [1 + (3.66 R_e W_e^{-1} - 1.46) \varphi_{\text{п}}], \quad (\text{Б.3})$$

де  $\mu_0$  є динамічна в'язкість чистої оливи;

$R_e$  — число Рейнольдса, безрозмірне число, яке характеризує співвідношення інерційних і в'язкісних сил у потоці, і описує характер потоку в'язкої рідини (від ламінарного стану: значення менше кількох сотень, до турбулентного: значення від 2000 до 3000). Число Рейнольдса розраховують за формулою  $R_e = VL\rho/\mu$ , где  $\rho$  - густина рідини,  $V$  — швидкість потоку, а  $L$  — характерна довжина елемента потоку;

$W_e$  — число Вебера, визначає відношення інерції рідини до поверхового натягу. Розраховується за формулою:  $W_e = \rho LV^2/\sigma$ , де  $\rho$  — густина оливи,  $\sigma$  — коефіцієнт поверхового натягу,  $V$  — швидкість потоку оливи,  $L$  - характерна довжина елемента потоку. Число Вебера прямо пропорційне числу Рейнольдса. Коефіцієнт пропорційності  $C_a$  має назву «число капілярності», що виражає співвідношення між в'язким тертям і поверховим натягом:  $C_a = \mu V/\sigma$ .

### Метод визначення кінематичної в'язкості згідно з ДСТУ ГОСТ 33

Визначення кінематичної в'язкості полягає в вимірюванні часу витікання визначеного об'єму рідини від однієї мітки до другої мітки віскозіметру під впливом

сили ваги при постійній температурі через калібрований скляний капілярний віскозиметр Пінкевича ВПЖТ–4 і ВПЖТ–2:.

Для кожного віскозиметру в залежності від внутрішнього діаметра його капіляра віскозиметра встановлено константу  $C$  - постійна віскозиметра, яка використовується для розрахунку в'язкості досліджуваного зразка оливи. Кінематичну в'язкість розраховують за формулою:  $\nu = CT$  [ $\text{мм}^2/\text{с}^2$ ],  $T$  [с] - час витікання оливи через капіляр віскозиметру.

Постійна віскозиметр  $C$  залежить від гравітаційного прискорення в місці калібрування  $i$ , отже, вказується лабораторією зі стандартизації разом з постійною віскозиметру. Якщо прискорення сили тяжіння в точці виміру  $g$  відрізняється більш ніж на 0,1 % від цієї величини в точці калібрування, то постійну калібрування коригують за формулою Б.4.

$$C_2 = (g_1 - g_2)C_1 \quad (\text{Б.4})$$

Індекси 1 і 2 відповідно позначають величини для лабораторії зі стандартизації та випробувальної лабораторії відповідно.

### Метод визначення в'язкості Стокса

Одним з широко використовуваних методів визначення коефіцієнта в'язкості рідини є метод Стокса, який ґрунтується на вимірюванні швидкості рівномірного руху тіла сферичної форми (наприклад, кульки радіусу  $R$  із матеріалу питомої ваги  $\rho_1$ ) в досліджуваній рідині густини  $\rho_2$ .

Примемо, що тверда кулька рухається рівномірно, без обертання, при відсутності турбулентності; а рідина гідродинамічно нестислива, однорідна і має необмежену протяжність у всіх напрямках (радіус кульки не перевищує  $1/10$  радіуса циліндра, в якому знаходиться досліджувана рідина).

За законом Стокса сила в'язкості рідини  $F$  пропорційна коефіцієнту в'язкості  $\mu$ , радіусу кульки  $R$  і швидкості її рівномірного руху  $V$ :

$$F = 6 \cdot \pi \cdot \mu \cdot R \cdot V \quad (\text{Б.5})$$

При падінні кульки  $\rho$  сила в'язкості спочатку зростає. Потім при зрівноваженні суми сили в'язкості  $F$  та Архімедової сили  $F_A$  силою тяжіння  $P = mg$  рух кульки стає рівномірним (мал. Б.3). Підставивши значення цих сил, дістанемо:

$$F_A = \frac{4}{3} \pi R^3 \rho_2 g, \quad F + F_A = P, \quad m = \frac{4}{3} \pi R^3 \rho_1 \quad (\text{Б.6})$$

$$\frac{4}{3} \pi R^3 \rho_1 g = \frac{4}{3} \pi R^3 \rho_2 g + 6 \pi \mu R V \quad (\text{Б.7})$$

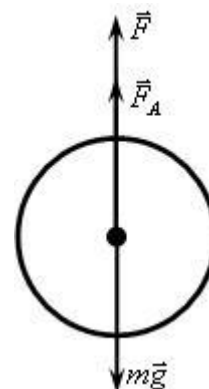
звідки, враховуючи що  $\mu = \nu \cdot \rho_2$ , отримуємо співвідношення для численого значення в'язкості рідини  $\nu$  (Б.8):

$$\mu = \frac{2}{9} g R^2 \frac{\rho_1 - \rho_2}{\nu}, \quad (\text{Б.8})$$

Примемо, що падіння кульки спостерігається на відрізку циліндру  $L$ . Вважемо, що на момент проходження кулькою верхньої позначки на циліндру з оливою її швидкість встановилася, тоді оцінити в'язкість оливи можемо за формулою Б.9:

$$\mu = (\rho_1 - \rho_2) g D^2 t / 18 L, \quad (\text{Б.9})$$

де  $t$  — час проходження кульки між двома відмітками на відстані  $L$ ,  
 $D$  — діаметр циліндру.



Малюнок Б.3

При значному діаметрі циліндру можна знехтувати впливом його стінок на рідину поблизу рухомої кульки.

З поправкою на вплив стінок циліндра радіусу  $R_{ц}$  в'язкості рідини визначається за формулою (Б.10).

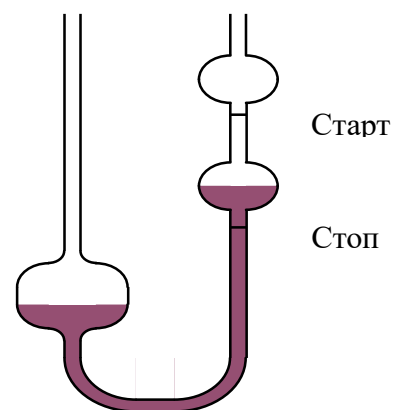
$$\mu = \frac{2}{9} g R^2 \frac{\rho_1 - \rho_2}{v(1 + 2,4 \frac{R}{R_{ц}})} \quad (\text{Б.10})$$

#### Метод визначення в'язкості згідно з ASTM D2270

В'язкість вимірюється часом проходження заданого об'єму оливи через капілярну трубку. Трубка знаходиться у ванні з постійною температурою 40 °С або 100 °С. Вимірюється час проходження заданого обсягу між двома відмітками, потім шляхом перерахунку визначається в'язкість. Розмірність величини  $\text{мм}^2/\text{с}$  (Сст). Індекс в'язкості розраховується виходячи з в'язкості при 40°С та 100 °С.

Клас в'язкості ISO (ISO VG) визначається, як в'язкість при 40°С. Допустима похибка  $\pm 10\%$ .

Схему випробувального прибору наведено на мал. Б.4.



Малюнок Б.4.



## ДОДАТОК В

### Класифікація моторних олив згідно з API

Система класифікації API (American Petroleum Institute) встановлює три експлуатаційні класи призначення та якості моторних олив, що йдуть у хронологічному порядку:

- S (Service) – оливи для бензинових двигунів;
- C (Commercial) - оливи для дизельних двигунів;
- EC (Energy Conserving) - енергозберігаючі оливи.

Для кожного нового класу надається додаткова літера за абеткою. Універсальні оливи для бензинових і дизельних двигунів позначаються двома символами відповідних категорій: перший символ є основним, а другий вказує на можливість застосування цієї оливи для двигуна іншого типу. Приклад: API SM/CF: олива універсальна і призначена для бензинових та дизельних двигунів, але краще для застосування в бензинових двигунах. Якщо навпаки — «CF/SJ», це універсальний продукт, більше орієнтований на дизелі.

При зміні типу оливи, за класифікацією API можна йти лише до нових олив і змінювати клас лише на пару пунктів. Наприклад, замість SH використовувати SJ, зазвичай олива вищого класу вже містить необхідні присадки «попередньої» оливи. Однак, наприклад, переходити з SD (застаріла) на SL (сучасна) не слід - олива може виявитися занадто агресивним.

#### **Сучасні моторні оливи для бензинових двигунів.**

Клас API SN – затверджений 1 жовтня 2010 року. Основна відмінність API SN від попередніх класифікацій API: забезпечення більш високої температури, незважаючи на захист поршнів, більш суворий контроль осадів та сумісність із ущільненнями. Введено обмеження вмісту фосфору для сумісності з сучасними системами нейтралізації вихлопних газів, а також комплексне енергозбереження. Тобто, оливи, що класифікуються за API SN, приблизно відповідатимуть ACEA C2, C3, C4, без поправки на високотемпературну в'язкість.

Клас API SM – затверджено 30 листопада 2004 року. Моторні оливи для всіх сучасних бензинових (багатоклапанних, турбованих) двигунів. Порівняно з класом SL моторні оливи, що відповідають вимогам API SM повинні мати більш високі показники захисту від окислення та передчасного зносу деталей двигуна. Крім того, підвищені стандарти щодо властивостей олив за низьких температур. Моторні оливи цього класу можуть бути сертифіковані за класом енергозбереження ILSAC Моторні оливи, що відповідають вимогам API SL, SM можуть застосовуватися у випадках, коли виробником автомобіля рекомендується клас SJ або раніше.

Клас API SL – моторні оливи для двигунів машин, випущених після 2000 року. Відповідно до вимог виробників автомобілів, оливи цього класу застосовуються в багатоклапанних, турбованих моторах, що працюють на збіднених сумішах палива. Оливи, що відповідають вимогам API SL, можуть використовуватися у випадках, коли автовиробником рекомендується клас SJ або раніше.

Клас API SJ – моторні оливи для використання у бензинових моторах починаючи з 1996 року випуску. Цей клас описує оливи, які використовуються в бензинових двигунах, починаючи з 1996 року випуску. Моторні оливи цього класу призначені для використання в бензинових моторах легкових та спортивних машин, мікроавтобусів та легких вантажних машин, які обслуговуються відповідно до вимог автовиробників. SJ передбачає такі ж мінімальні стандарти, як і SH, а також додаткові вимоги до

нагароутворення та роботи за низьких температур. Моторні оливи, що задовольняють вимогам API SJ, можуть застосовуватись у тих випадках, коли виробником автомобіля рекомендується клас SH або раніше.

Класи моторних олив API SH, API SG, API SF, API SE, API, API SC, API SB, API SA є застарілими.

#### **Сучасні моторні оливи для дизельних двигунів.**

Клас API CJ-4 оливи для дизельних двигунів – діє з 1 жовтня 2006 року. Цей клас розроблено спеціально для важко навантажених двигунів. На оливу CJ-4 вводяться обмежування за вмістом сірки – не більше 0,05% маси. Олива CJ-4 ефективна для підтримки довговічності системи контролю викидів, де використовуються сажові фільтри та інші сучасні системи доочищення. Забезпечується оптимальний захист від отруєння каталізатора, блокування сажового фільтра, зносу двигуна, осаду на поршнях, стабільності при низьких і високих температурах, властивостей обробки сажі, окислювального згущення, піноутворення та втрати в'язкості внаслідок зсуву.

Клас API CI-4 випущено в 2002 році. Олива призначена для високошвидкісних чотиритактних двигунів, розроблених відповідно до стандартів викидів вихлопних газів 2004 року, запроваджених у 2002 році. Оливи CI-4 створені для підтримки довговічності двигуна, де використовується рециркуляція вихлопних газів (EGR), і призначені для використання з дизельним паливом. паливо з вмістом сірки до 0,5% мас. Може використовуватися замість олив CD, CE, CF-4, CG-4 і CH-4. Деякі оливи CI-4 можуть позначатися як CI-4 PLUS.

Клас API CH-4 – діє з 1998 року. Моторні оливи даного класу застосовуються в високошвидкісних чотиритактних дизельних двигунах, та відповідають вимогам норм та стандартів щодо токсичності вихлопних газів, прийнятих у 1998 році. Оливи API CH-4 відповідають досить жорстким вимогам як американських, так і європейських виробників дизельних двигунів. Вимоги класу спеціально розроблені для використання в двигунах, що працюють на високоякісному паливі з масовим вмістом сірки до 0,5%. Можуть застосовуватися як замітники моторних олив CD, CE, CF-4 і CG-4.

Класи API CG-4, CF-4, CF-2 (CF-II), CF, CE, CD-II, CD, CC, CB, CA є застарілими.

## ДОДАТОК Г

### Класифікація олив згідно з SAE J300

SAE розроблено система класифікації для визначення в'язкості оливи з урахуванням температури застосування. Вказана класифікація дозволяє вибрати оливу, яка забезпечить безпечний пуск і експлуатацію двигуна. Усі оливи поділено на зимовий клас (в'язкість позначено літерою W), літній клас (без позначки) і всесезонні оливи.

Всесезонна олива — це та, яка відповідає як вимогам щодо низькотемпературної в'язкості W і вимогі до робочої температури двигуна 100 °С. Приклад всесезонного варіанту – олива 5W-30 (експлуатація від мінус 25 °С до 20 °С).

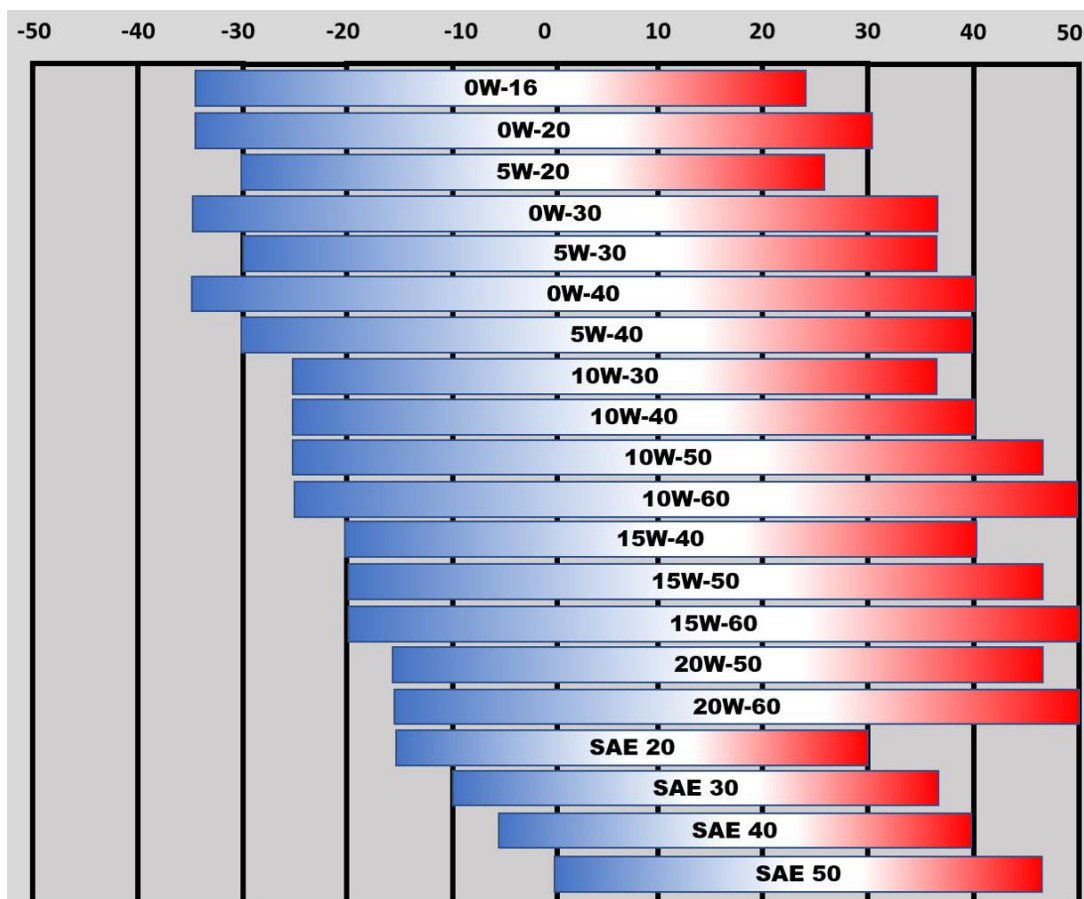
Для моторних олив існує специфікація, яка має відповідати робочій температурі 150°С: висока температура/високий зсув (HT/HS). В'язкість HT/HS імітує те, що відбувається в зонах двигуна з високим навантаженням, наприклад: підшипники, кулачки і т. д. В'язкість HT/HS визначає в'язкість і показує товщину масляної плівки в важких умовах високої швидкості. Надто рідке масло за цих умов може не забезпечити необхідний захист для запобігання значному зносу складових частин двигуна.

Одиницями вимірювання в'язкості є Сантипуаз (сП) і сантистокс (сСт).

Нижче наведені відомості щодо в'язкісно-температурних властивостях моторних олив відповідають інформації Penrite Oil Company PTY Ltd інтернет посилання <https://penriteoil.com.au>.

У таблиці Г.1 показано порівняння різних ступенів в'язкості в залежності від температурного діапазону

Таблиця Г.1 - Вязкісно-температурна класифікація SAE J300 (від мінус 50 °С до 50 °С).

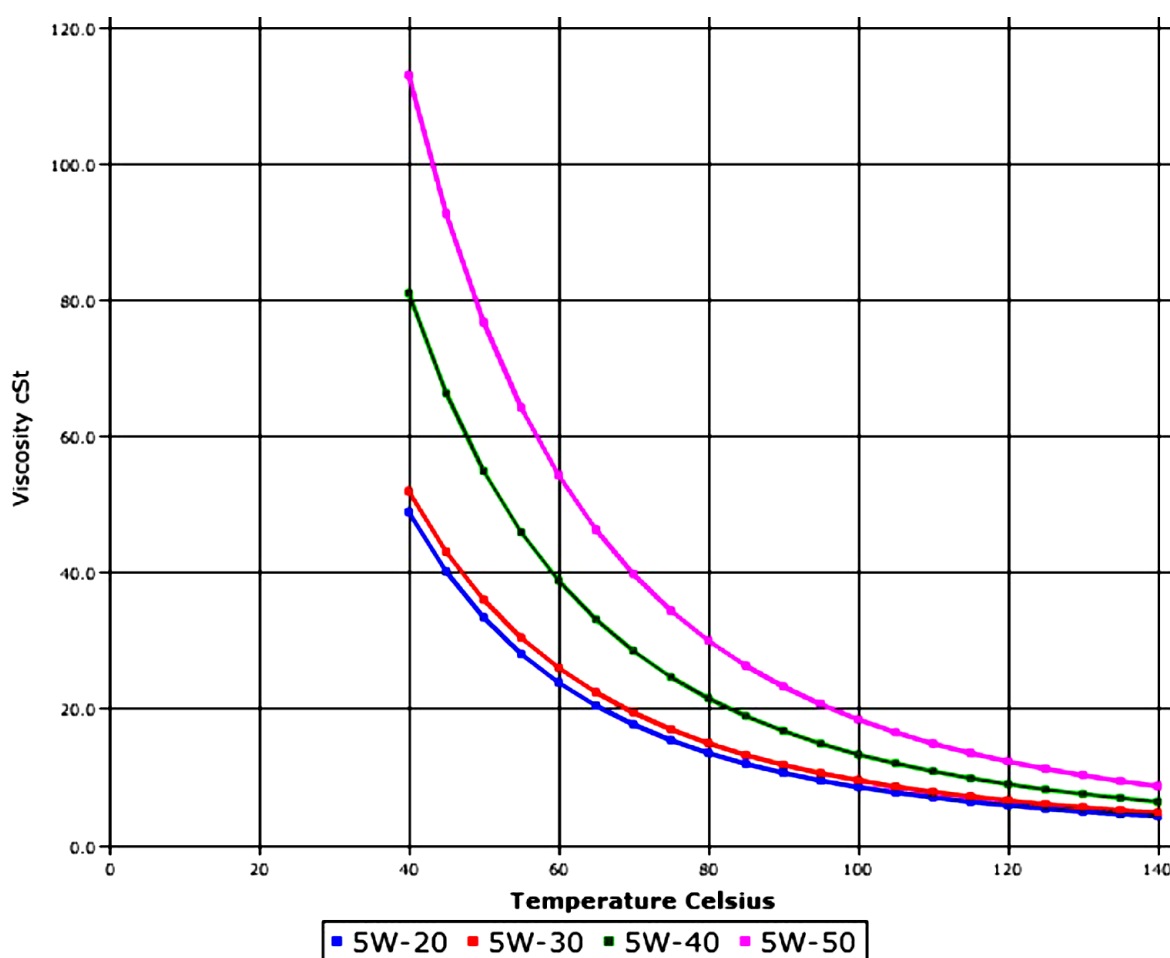


Число перед «W» означає в'язкість оливи при холодній температурі/температурі запуску (тестування від мінус 10 °С до мінус 35 °С в залежності від сорту). Чим менше перше число, тим швидше олива тече (прокачується), коли двигун холодний.

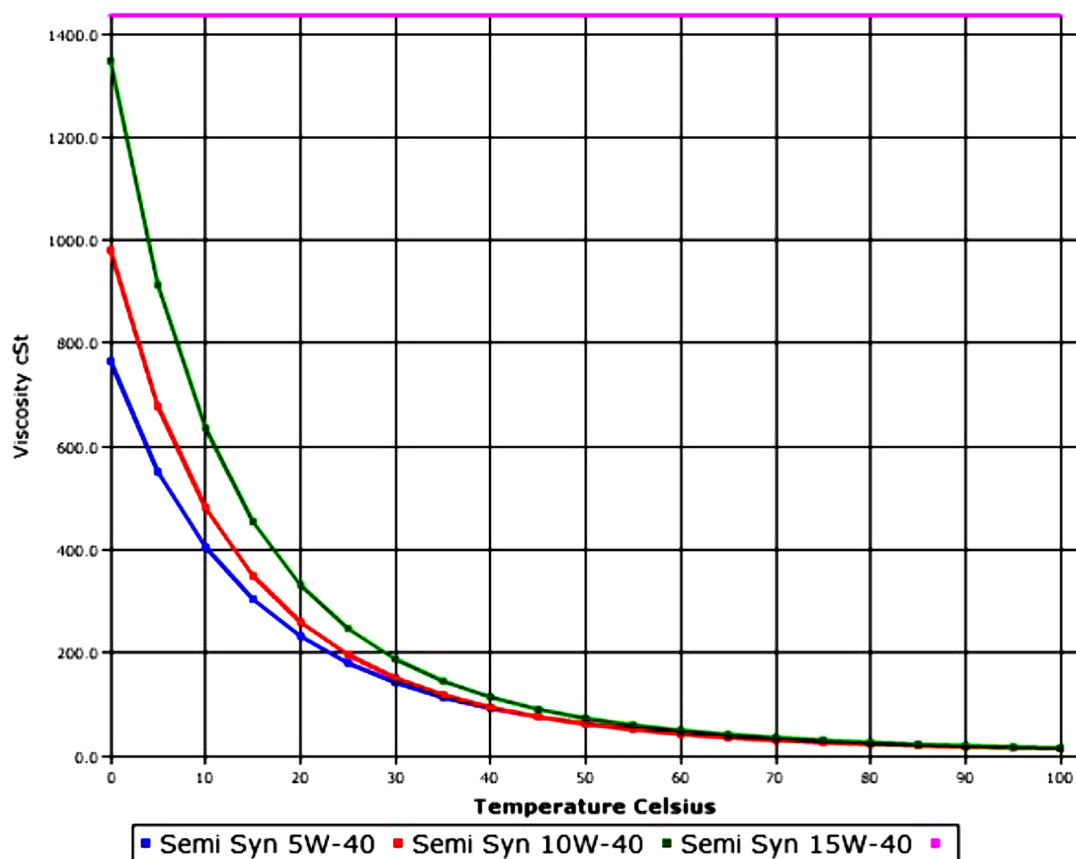
Друге число означає густоту масла при робочій температурі (100 °С). Всі масла розріджуються в міру нагрівання. Таким чином, чим вище друге число, тим менше олива буде розріджуватися під час нагрівання.

Важливо, що для точного визначення параметрів експлуатації за Цельсієм за цією міжнародною класифікацією необхідно від першого числа у маркуванні відняти останнє. Наприклад, масло з шифром 20W-50, підлягає використанню при мінус 30 °С. Продукція від 60 °С відноситься до трансмісійного типу моторних олив і не підлягає застосуванню в двигунах внутрішнього згорання.

Зазвичай всесезонну в'язкість визначають на відповідних кривих, наприклад: Мал. Г.1, Мал. Г.2.



Малюнок Г.1 - В'язкісно-температурні характеристики деяких мінеральних олив



Малюнок Г.2 - В'язкісно-температурні характеристики деяких синтетичних олиив

Згідно наведених вище прикладів можливо вибрати оливу на заміну як при робочій температурі, так і при холодній температурі.

Таблиця Г.2 - В'язкість моторних олиив згідно SAE J300 (січень 2015)

Клас в'язкості	Низько-температурна (°C) в'язкість при пуску сП, макс ASTM D5293	Низько-температурна (°C) в'язкість накачування сП, макс (без межі текучості) ASTM D4684	Низько-зсувна кінематична в'язкість при 100 °C, сСт, ASTM D445		Високо- зсувна в'язкість при 150 °C, сСт, мин, ASTM D4683, ASTM D5481
			мін	макс.	
0W	6200 при мінус 35 °C	60000 при мінус 40 °C	3.8	NA	NA
5W	6600 при мінус 30 °C	60000 при мінус 35 °C	3.8	NA	NA
10W	7000 при мінус 25 °C	60000 при мінус 30 °C	4.1	NA	NA
15W	7000 при мінус 20 °C	60000 при мінус 25 °C	5.6	NA	NA
20W	9500 при мінус 15 °C	60000 при мінус 20 °C	5.6	NA	NA
25W	13000 при мінус 10 °C	60000 при мінус 15 °C	9.3	NA	NA
8	—	—	4.0	< 6.1	1.7
12	—	—	5.0	< 7.1	2
16	—	—	6.1	< 8.2	2.3
20	—	—	6.9	< 9.3	2.6
30	—	—	9.3	< 12.5	2.9
40	—	—	12.5	< 16.3	*
50	—	—	16.3	< 21.9	3.7
60	—	—	21.9	< 26.1	3.7

Примітка\* - 3.5 сП для 0W-40, 5W-40, 10W-40; 3.7 для 15W-40, 20W-40, 25W-40, 40 сортів.

## ДОДАТОК Д

### Класифікація моторних олив згідно з АСЕА

Класифікація АСЕА (The European Automobile Manufacturers' Association). Ця система класифікації є європейським еквівалентом системи класифікації API, але має суворіші вимоги. Олива, яка відповідає специфікаціям API і АСЕА, використовує кращий пакет присадок, ніж той, який розроблено для відповідності лише специфікаціям API. На відміну від API, АСЕА має три основні групи: «А/В» для бензинових і легких (легкові автомобілі, 4WD тощо) дизельних двигунів, «С» для легких навантажень, сумісних з трикомпонентним каталізатором (TWC) і дизельним сажовим фільтром (DPF) оливи та «Е» для важких дизельних двигунів.

Європейські серії олив АСЕА 2008 включають 3 класи олив: оливи для бензинових і легких дизельних двигунів; оливи спеціально для бензинових і легких дизельних двигунів з пристроями доочищення, оливи для важких дизельних двигунів. У кожному з цих наборів є категорії, які відображають різні вимоги до продуктивності: чотири (A1/B1, A3/B3, A3/B4 і A5/B5) для бензинових і легких дизельних двигунів; чотири (C1, C2, C3, C4) спеціально для двигунів з пристроями доочищення, і чотири (E4, E6, E7, E9) для важких дизельних двигунів. Типові програми для кожної послідовності описані нижче лише для ознайомлення. Конкретні застосування кожної послідовності є відповідальністю окремих виробників двигунів для своїх двигунів. Послідовність визначає мінімальний рівень якості продукту для самостійної сертифікації EELQMS (European Engine Lubricant Quality Management System, див. <https://www.eelqms.eu>) і представлення членам АСЕА. Параметри продуктивності, відмінні від тих, що охоплені показаними випробуваннями, або більш суворі обмеження можуть бути вказані окремими компаніями-членами АСЕА. У випадках, коли висувуються твердження про те, що характеристики масла відповідають вимогам послідовності АСЕА (наприклад, література про продукт, упаковка, етикетки), вони повинні вказувати клас і категорію АСЕА.

Таблиця Д.1 - АСЕА 2008 Європейська послідовність олив для сервісних олив.

<b>А/В : Оливи для бензинових і дизельних двигунів</b>	
A1/B1	Стабільна олива, що призначена для використання з подовженими інтервалами заміни в бензинових і в дизельних двигунах легкових автомобілів і легких фургонів. Спеціально розроблена для використання олив із низьким тертям і низькою в'язкістю при високій температурі/високій швидкості зсуву, 2,6 мПа·с для олив xW/20, від 2,9 мПа·с до 3,5 мПа·с для всіх інших класів в'язкості олив.
A3/B3	Стабільна олива, призначена для використання у високопродуктивних бензинових двигунах і дизельних двигунах легкових автомобілів і легких фургонів та/або для подовжених інтервалів заміни, якщо вказано виробником двигуна, та/або для цілорічного використання олив з низькою в'язкістю, та/або для важких умов експлуатації, визначених виробником двигуна.
A3/B4	Стабільна олива призначена для використання у високопродуктивних бензинових і дизельних двигунах із прямим уприскуванням, але також підходить для застосувань, описаних у розділах A3/B3.
A5/B5	Стабільна для використання з подовженими інтервалами заміни у високопродуктивних бензинових двигунах і дизельних двигунах легкових автомобілів і легких фургонів, призначених для використання олив із низьким коефіцієнтом тертя та низькою в'язкістю з в'язкістю при високій температурі та швидкості зсуву (HTHS). від 2,9 до 3,5 мПа·с.

<b>С: Оливи, які сумісні з каталізаторами</b>	
<b>С1</b>	Стабільна олива, сумісна з каталізатором, для застосування в транспортних засобах із DPF і TWC у високопродуктивних дизельних і бензинових двигунах легкових автомобілів і легких фургонів, які потребують оливо з низьким коефіцієнтом тертя, низькою в'язкістю та низьким SAPS з мінімальною в'язкістю НТНС 2,9 мПа·с. Ці оливи збільшать термін служби DPF і TWC і збережуть економію палива транспортних засобів.
<b>С2</b>	Стабільна олива, сумісна з каталізатором для транспортних засобів із DPF і TWC для високопродуктивних дизельних і бензинових двигунах автомобілів і легких фургонів, призначених для використання оливо з низьким коефіцієнтом тертя та низькою в'язкістю з мінімальною в'язкістю НТНС 2,9 мПа·с. Ці оливи збільшать термін служби DPF і TWC і збережуть економію палива транспортних засобів.
<b>С3</b>	Стабільна, стабільна олива, призначена для використання як олива, сумісна з каталізаторами, в автомобілях з DPF і TWC у високопродуктивних дизельних і бензинових двигунах легкових автомобілів і легких фургонів, з мінімальною в'язкістю НТНС 3,5 мПа·с. Ці масла збільшать термін служби DPF і TWC.
<b>С4</b>	Стабільна олива, сумісна з каталізатором, для транспортних засобів із DPF і TWC у високопродуктивних дизельних і бензинових двигунах легкових автомобілів і легких фургонів, які потребують оливи з низьким вмістом SAPS і мінімальною в'язкістю НТНС 3,5 мПа·с. Ці масла збільшать термін служби DPF і TWC.
<b>Е: Оливи для важких дизельних двигунів</b>	
<b>Е4</b>	Стабільна олива, що забезпечує відмінний контроль чистоти поршня, зносу, обробки сажі та стабільності оливи. Рекомендується для висококласних дизельних двигунів, які відповідають вимогам щодо викидів Euro I, Euro II, Euro III, Euro IV та Euro V і працюють у дуже важких умовах, наприклад, значно збільшені інтервали заміни масла відповідно до рекомендацій виробника. Він підходить для двигунів без сажових фільтрів, а також для деяких двигунів EGR (Exhaust Gas Recirculation) і деяких двигунів, оснащених системами зменшення викидів NOx SCR. Однак рекомендації різних виробників двигунів можуть відрізнятися, тому в разі сумнівів слід проконсультуватися з Посібниками водія та/або з дилерами.
<b>Е6</b>	Стабільна, незмінна олива, що забезпечує відмінний контроль чистоти поршня, зносу, обробки сажі та стабільності мастила. Рекомендується для висококласних дизельних двигунів, які відповідають вимогам щодо викидів Euro I, Euro II, Euro III, Euro IV та Euro V і працюють у дуже важких умовах, напр. значно збільшені інтервали заміни масла відповідно до рекомендацій виробника. Він підходить для двигунів EGR, з сажовими фільтрами або без них, а також для двигунів, оснащених системами зменшення викидів NOx SCR. Якість Е6 настійно рекомендована для двигунів, оснащених фільтрами твердих частинок, і призначена для використання в поєднанні з дизельним паливом з низьким вмістом сірки.
<b>Е7</b>	Стабільна олива, що забезпечує ефективний контроль чистоти поршня та полірування отвору. Крім того, це забезпечує чудовий контроль над зносом, захист від сажі та стабільність оливи. Рекомендується для висококласних дизельних двигунів, які відповідають вимогам щодо викидів Euro I, Euro II, Euro III, Euro IV та Euro V і працюють у важких умовах, наприклад, збільшені інтервали заміни оливи відповідно до рекомендацій виробника. Він підходить для двигунів без сажових фільтрів, а також для більшості двигунів EGR і більшості двигунів, оснащених системами зменшення викидів NOx SCR.

<b>E9</b>	Стабільна олива, що забезпечує ефективний контроль чистоти поршня та полірування отвору. Крім того, це забезпечує чудовий контроль над зносом, захист від сажі та стабільність мастила. Рекомендується для висококласних дизельних двигунів, які відповідають вимогам щодо викидів Euro I, Euro II, Euro III, Euro IV та Euro V і працюють у важких умовах, напр. збільшені інтервали заміни масла відповідно до рекомендацій виробника. Він підходить для двигунів з сажовими фільтрами або без них, а також для більшості двигунів EGR і для більшості двигунів, оснащених системами зменшення викидів NOx SCR. E9 рекомендується для двигунів, оснащених фільтрами твердих частинок, і призначений для використання в поєднанні з дизельним паливом з низьким вмістом сірки.
-----------	---

### Примітка:

SAPS (sulfated ash, phosphorus, and sulfur).

Low-SAPS engine oil - моторна олива з низьким вмістом сульфатної золи, фосфору та сірки. Такі оливи називають малозольними моторними оливами, оскільки вони мають низьку схильність до утворення золи. Ці оливи містять інноваційні присадки з низьким рівнем викидів. Вони розроблені спеціально для автомобілів з дизельними сажовими фільтрами (DPF) і трикомпонентними каталітичними нейтралізаторами (TWC).

Завдяки низьким золоутворюючим властивостям і зниженню вмісту сірки і фосфору моторні оливи з низьким вмістом SAPS забезпечують довший термін служби двигуна. Найважливіше те, що вони підвищують ефективність системи очищення вихлопних газів і зменшують викиди забруднюючих речовин.

Рециркуляція вихлопних газів (EGR) — це технологія контролю викидів, яка дозволяє значно скоротити викиди NOx від більшості типів дизельних двигунів: від двигунів легкої навантаженості до двигунів із середньою та важкою навантаженнями, аж до двотактних суднових двигунів на низькій швидкості.

Система каталітичної нейтралізації (SCR) являє собою передову систему вибору, що використовується в дизельних двигунах і допомагає зменшити кількість викидів NOx до 90%.

Системи SCR - технологія активного контролю викидів. Працює наступним чином.

Рідкий відновник реагент впорскується за допомогою спеціального каталітичного нейтралізатора в потік вихлопних газів дизельного двигуна. Джерелом відновника зазвичай є сечовина автомобільного класу, також відома як водний розчин сечовини (DEF).

DEF викликає хімічну реакцію, яка перетворює оксиди азоту (NOx - Nitrogen Oxides, сімейство отруйних високоактивних газів) в азот.

Усі дизельні двигуни великої потужності для вантажівок, виготовлені після 1 січня 2015 року, повинні відповідати останнім стандартам викидів EURO VI, які є одними з найсуворіших у світі та вимагають, щоб кількість твердих частинок (PM) та оксидів азоту (NOx) була знижена практично до нульового рівня. Технологія SCR - одна з найбільш економічно ефективних та паливозберігаючих технологій, спрямованих на досягнення цієї мети.

SCR може знизити викиди NOx до 90%, одночасно скоротивши викиди вуглеводнів (HC) та монооксидів вуглецю (CO) на 50-90%, а викиди твердих частинок – на 30-50%. У поєднанні з фільтром сажі кількість викидів твердих частинок стає ще менше. Для вантажівок, обладнаних SCR, витрати пального можуть скоротитися на 3-5%.

DEF є водним розчином сечовини, що на 32,5% складається з сечовини і на 67,5% з демінералізованою водою. Цей розчин називається AUS 32 згідно з ISO 22241.



## ДОДАТОК Е

### Основні вимоги ДСТУ ISO 8681

Згідно з ДСТУ ISO 8681 «Нафтопродукти та матеріали мастильні. Загальна класифікація. Позначення класів» критерієм для класифікації мастильних матеріалів по можливості має бути сфера застосування. Цей критерій був прийнятий згідно зі стандартом ISO 6743-0. Загальну класифікація нафтопродуктів та споріднених їм продуктів наведено в табл. Е.1

Принцип класифікації ґрунтується на присвоєнні літери-префіксу, що позначає основні класи нафтопродуктів.

У цій системі класифікації продукти мають єдине позначення.

Повне позначення складається з:

- абрєвіатури ISO;
- класу нафтопродукту або спорідненого продукту, позначеного певною літерою (Таблиця 1). Літеру-префікс слід записувати окремо з інших символів;
- категорії, позначеної літерами (від 1 до 4). Перша літера завжди означає групу

нафтопродуктів; будь-які наступні літери, взяті окремо, можуть мати або не мати значення самі по собі, але в будь-якому випадку буде визначено в конкретному стандарті на класифікацію групи або відповідну категорію чисел, які можуть бути додані наприкінці позначення. Числа визначатись у кожному конкретному стандарті на класифікацію.

Позначення має бути подане так:

Повне позначення: ISO - клас-категорія - числа (за наявності),  
або скорочене позначення: клас - категорія - числа (за наявності).

#### Приклади класифікації нафтопродуктів

**Приклад 1:** IS O-L-G-68, де:

L - клас (мастильні матеріали);

G - категорія (група мастильних матеріалів для напрямних ковзання);

68 - число (клас в'язкості ISO).

**Приклад 2:** IS O-L-H L-32, де:

L - клас (мастильні матеріали);

HL - категорія (очищені мінеральні масла з антикорозійними та антиокислювальними властивостями);

H - група мастильних матеріалів для гідравлічних систем);

32 - число (клас в'язкості ISO).

**Приклад 3** ISO-F-RMB-10, де:

F – клас (палива);

RMB - категорія (суднове рідке паливо, де R - залишкове рідке паливо);

10 - число [максимальна в'язкість за температури 100 °С, мм<sup>2</sup>/с (сСт)].

Таблиця Е.1 – Загальна класифікація олив та споріднених нафтопродуктів

Клас	Найменування
F	Пальне
S	Розчинники і сировина для хімічної промисловості
L	Мастильні матеріали, індустріальні оливи і споріднені їм продукти
W	Парафіни
B	Бітуми

## ДОДАТОК Ж

Основні положення ІЕС60296 (Ed.5) щодо якості електроізоляційних олиव

У таблиці Ж.1 наведено специфікацію електроізоляційних олив, які мають відповідати сорту «А» (повністю інгібовані оливи) згідно з стандартом ІЕС 60296 (Ed.5).

Таблиця Ж.1 – Специфікація електроізоляційних олив сорту «А».

Найменування показника	Метод випробувань	Норма	
		Трансформаторні оливи	Оливи для низькотемпературних перемикачів/вимикачів
<b>1 – Функціональні властивості</b>			
Кінематична в'язкість при 40 °С	ISO 3104 <sup>a</sup> або ASTM D7042	Мах. 12 мм <sup>2</sup> /с	Мах. 3,5 мм <sup>2</sup> /с
Кінематична в'язкість при -30 °С <sup>b</sup>	ISO 3104 <sup>a</sup> або ASTM D7042	Мах. 1800 мм <sup>2</sup> /с	-
Кінематична в'язкість при -40 °С <sup>c</sup>	ІЕС61868	-	Мах. 400 мм <sup>2</sup> /с
Температура застигання	ISO 3016	Мах. - 40 °С	Мах. - 60 °С
Вміст води	ІЕС60814	Мах. 30 мг/кг <sup>d</sup> / 40 мг/кг <sup>e</sup>	
Напруга пробою	ІЕС60156	Min. 30 кВ / 70 кВ <sup>f</sup>	
Густина при 20 °С	ISO 12185 <sup>a</sup> або ISO 3675 або ASTM D7042	Мах. 895 кг/м <sup>3</sup>	
Тангенс кута діелектричних втрат (DDF) при 90 °С	ІЕС 60247 <sup>a</sup> або ІЕС 61620	Мах. 0,005	
<b>2 – Очищення і стабільність</b>			
Колір	ISO 2049	Менш ніж 0,5	
Зовнішній вигляд	-	Прозора, без осаду та зважених речовин	
Кислотність	ІЕС 62021-2 <sup>a</sup> або ІЕС 62021-1	Мах. 0,01 мг КОН/г	
Міжфазний натяг	ІЕС 62961 <sup>a</sup> або ASTM D971	Min. 43 мН/м	
Загальний вміст сірки	ISO 14596 <sup>a</sup> або ISO 8754	Мах. 0,05 %	
Корозійна сірка	DIN 51353	Некорозійна	
Потенційно корозійна сірка	ІЕС 62535	Некорозійна	
DBDS	ІЕС 62697-1	Не виявляється (< 5 мг/кг)	
Інгібітори згідно з ІЕС 60666	ІЕС60666	(І) Інгібована олива від: 0,08 % до 0,40 %	
Присадки для пасивації металу згідно з ІЕС 60666	ІЕС60666	Не виявляється (< 5 мг/кг), або за домовленістю з покупцем	
Інші присадки		Дивись <sup>g</sup>	
Вміст 2-фурфуролу і споріднених сполук	ІЕС 61198	Не виявляється (< 0,05 мг/кг) для кожного окремого компонента	

### Закінчення таблиці Ж 1.

Найменування показника	Метод випробувань	Норма	
		Трансформаторні оливи	Оливи для низькотемпературних перемикачів/вимикачів
Розсіяне газоутворення під час термоокислювального стресі	Випробування оливи, яку насичено повітрям у присутності міді	Нема розсіяного газоутворення	
		< 50 мкл/л водню (H <sub>2</sub> ) і < 50 мкл/л метану (CH <sub>4</sub> ) і < 50 мкл/л етану (C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> )	
<b>3 – Робочі характеристики</b>			
Стабільність до окиснення	IEC 61125: Тривалість випробування (I) інгібованої Оливи 500 год.	Для оливи з іншими антиоксидантними присадками та присадками-пасиваторами металів	
- Загальна кислотність <sup>h</sup>	4.8.4 IEC 61125:2018	Мах. 0,3 мг КОН/г	
- Шлам <sup>h</sup>	4.8.1 IEC 61125:2018	Мах. 0,05 %	
- DDF at 90 °C <sup>h</sup>	4.8.5 IEC 61125:2018	Мах. 0,050	
<b>4 – Охорона здоров'я, безпека і охорона навколишнього середовища (HSE)<sup>i</sup></b>			
Точка спалаху	ISO 2719	Min. 135 °C	Min. 100 °C
Вміст PCA <sup>j</sup>	IP 346	< 3 %	
Вміст PCB	IEC 61619	Не виявляється (< 2 мг/кг)	
<p><b>Примітки.</b></p> <p><sup>a</sup> Довідковий метод</p> <p><sup>b</sup> Це стандартний LCSET для трансформаторного масла, який можна змінити залежно від кліматичних умов кожної країни. Температура застигання повинна бути мінімум на 10 °C нижче LCSET.</p> <p><sup>c</sup> Стандартний LCSET для низькотемпературної оливи розподільних пристроїв</p> <p><sup>d</sup> Для масового постачання</p> <p><sup>e</sup> Для доставки в діжках і IBC</p> <p><sup>f</sup> Після лабораторної обробки</p> <p><sup>g</sup> Постачальник повинен задекларувати хімічну групу та функцію всіх добавок, а також концентрації у випадку інгібіторів, антиоксидантів і пасиваторів.</p> <p><sup>h</sup> Після закінчення випробувань на стійкість до окиснення</p> <p><sup>i</sup> У деяких країнах можуть існувати додаткові вимоги, наприклад, REACH в ЄС.</p> <p><sup>j</sup> Деякі окремі сполуки PAN можна визначити згідно з EN 16143.</p>			

У таблиці Ж.1 стандарту IEC 60296 вживано наступні скорочення і терміни:  
**DDF** (The Dielectric Dissipation Factor)– тангенс кута діелектричних втрат;  
**DBDS** (Dibenzyl Disulfide) – дибензилдисульфід. У нафті/нафтопродуктах можуть міститися від десятків до сотень різних сполук сірки. З них лише невелика частина є корозійними або є сполуками, які можуть розкладатися зі стабільних видів на здатні до хімічних реакцій. Зазвичай це залежить від часу та температури. Одна з корозійних сполук сірки є дибензилдисульфід. DBDS. він був знайдений у багатьох оливах, які призвели до збоїв трансформаторів або реакторів через корозійну дію сірки та утворення сульфїду міді. Експерименти показали, що DBDS легко розкладається на

види сірки, які мають високу реакційну здатність до міді та атакують мідь, утворюючи плівки сульфїду міді. Були висунуті теорії, які вказували на те, що принаймні одним із продуктів розпаду DBDS є бензилмеркаптан, і тестування цієї сполуки прямо показало, що вона є сильно корозійною. Було надано хімічні реакції, що демонструють взаємодію DBDS, бензилмеркаптану та компонентів оливи, таких як мідь, водень і кисень, а також було виявлено різницю між герметичними трансформаторами та трансформаторами консерватора з вільним диханням. Ця різниця важлива, оскільки відмови трансформаторів через корозійну дію сірки з оливами, що містять DBDS, були більш поширеними в герметичних трансформаторах (з азотним покриттям і системах з міхуром), ніж у системах з вільним диханням.

**REACH** (Registration, Evaluation, Authorisation and Restriction of Chemicals) – нормативний акт Європейського Союзу, прийнятий для покращення захисту здоров'я людини та навколишнього середовища від ризиків, які можуть становити хімічні речовини,

**LCSET** (Lowest cold start energizing temperature) – найнижче допустима температура вмикання трансформатора/вимикача при холодному пуску;

**IBC** (Intermediate Bulk Cargoes) – проміжні контейнери для наливних вантажів;

**PAN or APN** (Peroxyacetyl nitrat) – пероксиацетилнітрат (PAN), утворюється в атмосферному окисленні неметанових летких органічних сполук (NMVOC), шкідливий подразник верхніх дихальних шляхів.

**PCA** (Polycyclic Aromatics) – поліциклічні ароматичні речовини, це відноситься до ароматичних вуглеводнів і споріднених сполук сірки, а також азоту, які можуть містити три або більше злитих ароматичних кілець, вважаються токсичними сполуками. **PCB** (Polychlorinated Biphenyls) – поліхлоровані біфеніли є токсичними та стійкими хімічними речовинами, які в основному використовуються як ізоляційні рідини в електричному обладнанні. ПХБ мають важку рідку масляну консистенцію.

У таблиці Ж.2 наведено специфікацію електроізоляційних олив, які мають відповідати сорту «В» (неінгібовані і інгібовані стандартні сорта олив).

Таблиця Ж.2 – Специфікація електроізоляційних олив сорту «В».

Найменування показника	Метод випробувань	Норма	
		Трансформаторні оливи	Оливи для низькотемпературних перемикачів/вимикачів
<b>1 – Функціональні властивості</b>			
Кінематична в'язкість при 40 °C	ISO 3104 <sup>a</sup> або ASTM D7042	Max. 12 мм <sup>2</sup> /с	Max. 3,5 мм <sup>2</sup> /с
Кінематична в'язкість при -30 °C <sup>b</sup>	ISO 3104 <sup>a</sup> або ASTM D7042	Max. 1800 мм <sup>2</sup> /с	-
Кінематична в'язкість при -40 °C <sup>c</sup>	IEC61868	-	Max. 400 мм <sup>2</sup> /с
Температура застигання	ISO 3016	Max. - 40 °C	Max. - 60 °C
Вміст води	IEC60814	Max. 30 мг/кг <sup>d</sup> / 40 мг/кг <sup>e</sup>	
Напруга пробою	IEC60156	Min. 30 кВ / 70 кВ <sup>f</sup>	
Густина при 20 °C	ISO 12185 <sup>a</sup> або ISO 3675 або ASTM D7042	Max. 895 кг/м <sup>3</sup>	

Продовження таблиці Ж 2.

Найменування показника	Метод випробувань	Норма	
		Трансформаторні оливи	Оливи для низькотемпературних перемикачів/вимикачів
Тангенс кута діелектричних втрат (DDF) при 90 °С	IEC 60247 <sup>a</sup> або IEC 61620	Max. 0,005	
<b>2 – Очищення і стабільність</b>			
Колір	ISO 2049	Менш ніж 0,5	
Зовнішній вигляд	-	Прозора, без осаду та зважених речовин	
Кислотність	IEC 62021-2 <sup>a</sup> або IEC 62021-1	Max. 0,01 мг КОН/г	
Міжфазний натяг	IEC 62961 <sup>a</sup> або ASTM D971	Min. 40 мН/м	
Загальний вміст сірки	ISO 14596 <sup>a</sup> або ISO 8754	Max. 0,05 %	
Корозійна сірка	DIN 51353	Некорозійна	
Потенційно корозійна сірка	IEC 62535	Некорозійна	
DBDS	IEC 62697-1	Не виявляється (< 5 мг/кг)	
Інгібітори згідно з IEC 60666	IEC60666	(T) Інгібована олива від 0,08 % до 0,40 % (T) Сліди інгібування: ≥ 0,01% але < 0,08% (U) Не виявляється (< 0,01%)	
Присадки для пасивації металу згідно з IEC 60666	IEC60666	Не виявляється (< 5 мг/кг), або за домовленістю з покупцем	
Інші присадки		Дивись <sup>g</sup>	
Вміст 2-фурфуролу і споріднених сполук	IEC 61198	Не виявляється (< 0,05 мг/кг) для кожного окремого компоненту	
<b>3 – Робочі характеристики</b>			
Стабільність до окиснення:	IEC 61125: Тривалість випро-бування оливи: (T) інгібована: 500 год. (T) сліди інгібування: 332 год. (U) не інгібована: 164 год.	Для оливо з іншими антиоксидантними присадками та присадками-пасиваторами металів	
Загальна кислотність <sup>h</sup>	4.8.4 IEC 61125:2018	Max. 1,2 мг КОН/г	
Шлам <sup>h</sup>	4.8.1 IEC 61125:2018	Max. 0,8%	
DDF at 90 °С <sup>h</sup>	4.8.5 IEC 61125:2018	Max. 0,500	
<b>4 – Охорона здоров'я, безпека і охорона навколишнього середовища (HSE) <sup>i</sup></b>			
Точка спалаху	ISO 2719	Min. 135 °С	Min. 100 °С
Вміст PCA <sup>j</sup>	IP 346	< 3 %	
Вміст PCB	IEC 61619	Не виявляється (< 2 мг/кг)	

#### Примітки.

– Розсіяне газоутворення під впливом термоокислювального стресу не включено як нормативний тест для мінеральних оливо типу В, оскільки було недостатньо даних для визначення відповідних обмежень. Вимоги щодо випробування на блукаючі гази, а також граничні значення, якщо це передбачено, можуть бути узгоджені між користувачем і постачальником.

<sup>a</sup> Довідковий метод.

<sup>b</sup> LCSET для трансформаторного масла може бути модифіковано залежно від кліматичних умов кожної країни. Температура застигання має бути мінімум на 10 °С нижче LCSET.

<sup>c</sup> Стандартний LCSET для низькотемпературної оливи розподільних пристроїв (перемикачів, вимикачів)

<sup>d</sup> Для масового постачання.

<sup>e</sup> Для доставки в бочках і ІВС.

<sup>f</sup> Після лабораторної обробки.

<sup>g</sup> Постачальник повинен задекларувати функцію та хімічну групу всіх добавок та концентрації у випадках інгібіторів, антиоксидантів та пасиваторів.

<sup>h</sup> За погодженням із замовником можуть поставлятися масла з більш високим вмістом фурфуролу, якщо ці значення не загрожують застосуванню.

<sup>i</sup> У деяких країнах можуть бути нижчі вимоги до стійкості до окислення.

<sup>j</sup> Після закінчення випробувань на стійкість до окиснення.

<sup>k</sup> У деяких країнах можуть бути додаткові вимоги, наприклад, REACH в ЄС.

<sup>l</sup> Деякі окремі сполуки РАН можна визначити згідно з EN 16143.

Оскільки існує кілька варіантів - невикористані та перероблені масла, трансформаторні та комутаційні масла, неінгібовані, інгібовані слідами, інгібовані - їх можна узагальнити, як показано в таблиці Ж.3. Ця таблиця також відображає маркування та позначення замовлення.

Позначення для замовлення має відповідати такому порядку: Обладнання / Декларація / Тип / Антиоксидант.

У разі нестандартної специфікації, наприклад, для найнижчої температури активації холодного пуску (LCSET), температури застигання тощо, це має бути зазначено окремо.

Таблиця Ж.3 – Позначення ідентифікаційних літерних кодів у позначенні мінерального масла для замовлення згідно з ІЕС 60296

Перша літера позначає обладнання	<b>T</b> – трансформатор, <b>S</b> – перемикач/вимикач
Друга літера – декларативна	<b>V</b> – свіжа олива (virgin), <b>R</b> – відновлена олива
Третья літера – сорт оливи	<b>A</b> – олива сорту «А», <b>B</b> – олива сорту «В»
Четверта літера – присутність антиоксиданту	<b>I</b> – інгібована олива, <b>U</b> – неінгібована олива, <b>T</b> – сліди інгібування

Приклад 1. Для замовлення інгібованої високоякісної вторинної оливи для трансформаторів; TRAI.

Приклад 2. Для замовлення неінгібованого невикористаного масла для трансформаторів; TVBU.

Приклад 3. Для замовлення інгібованої високоякісної невідпрацьованої оливи для розподільних пристроїв; SVAI

Приклад 4. Для замовлення вторинної оливи з інгібіторами слідів для розподільних пристроїв: SRBT.

Відповідно до стандарту ІЕС 60296 (Ed. 5), мінеральні масла зазвичай вважаються змішуваними і сумісними, якщо характеристики їх суміші не менш сприятливі, ніж характеристики найгіршої окремої оливи.

Мінеральні ізоляційні масла одного класу і типу, однієї групи, однакового LCSET і містять однакові типи присадок вважаються сумісними один з одним у суміші до 10 % без необхідності додаткового тестування. Якщо змішуються масла іншого класу, типу, групи, LCSET або типу присадок, отриману суміш необхідно класифікувати та перевіряти відповідно до таблиці Ж.1 і таблиці Ж.2.

## ДОДАТОК И

### Основні положення СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 до трансформаторних оливо

Настанова СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 розроблено раніше прийнятої п'ятої редакції ІЕС 60296. Тому між ними є деякі відмінності.

У СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 прийнято класифікацію трансформаторних оливо і оливо для вимикачів (комутаційних апаратів), надалі будемо вживати термін «трансформаторі оливи», за станом на три класи. Поняття «стан трансформаторної оливи» характеризується її якістю за сукупністю властивостей, які зазнають змін у процесі його зберігання та експлуатації.

Залежно від стану трансформаторних оливо розрізняються:

- свіжі оливи, це такі, що надходять від заводів-виробників і якість яких визначають має бути підтверджено документами виробника (технічними специфікаціями, паспортами або сертифікатами якості тощо);
- експлуатаційні оливи (суміші свіжих та експлуатаційних оливо), це такі, що знаходяться в електричному обладнанні, або злите з нього.
- регеновані оливи, це такі, з яких спеціальними технологічними заходами повністю або частково видалено полярні розчинні та нерозчинні продукти старіння, які утворилися в експлуатаційних оливах під час його роботи в обладнанні або потрапили до свіжих оливо під час транспортування або зберігання. У результаті регенерації масло за сукупністю показників може бути відновленим до стану свіжого масла або експлуатаційного, яке відповідає вимогам норм експлуатації.

В залежності від вмісту антиокислювальної присадки трансформаторні оливи поділяють на три класи:

Клас «U» - неінгібовані оливи;

Клас «T» - частково інгібовані оливи (масовий вміст інгібітору не більше ніж 0,08%);

Клас «I» - інгібовані оливи (масовий вміст інгібітору менше ніж 0,08%, але не більше ніж 0,4%).

Згідно з наведеною вище класифікацією оливи аналогічно нормам ІЕС 60296 мають позначення, яке містить наступну інформацію в такій послідовності:

- вид оливи (трансформаторна «T» або для вимикачів «S»);
- клас за вмістом інгібітору (U, T або I);
- температура LCSET, °C (0, мінус 20, мінус 30, мінус 40).

Найнижче допустима температура вмикання трансформатора чи вимикача LCSET є показником належного рівня в'язкості оливи за мінусових температур. Для окремої оливи ця температура не менше ніж на 10 °C та перевищує значення температури застигання оливи. Стандартним значенням температури LCSET є мінус 30 °C, але за ІЕС 60296 можна виробляти масла з температурою LCSET 0°C, мінус 20 °C та мінус 40 °C.

Приклад позначення:

Олива трансформаторна інгібована, температура LCSET мінус 30 °C позначається як: TI - 30 °C ІЕС 60296.

Згідно з настановою СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 застосовуються такі присадки:

- антиокислювальні присадки (інгібітори), які підвищують проти-окислювальну стабільність оливо. Зазвичай використовують 4-метил-2,6-дітретичний бутилфенол, що має назву атідол-1 (синоніми: іюнол; керобіт; 2,6-дітретичний бутія-4-метилфенол-2,6-

дітрет-бутилпаракрезол, ДБПК, ДБК, топанол-0).

- депресорні присадки (депресанти), які знижують температуру застигання оливо, що містять підвищений процент парафінів.

Існують інші присадки, які підвищують газостійкість, збільшують розчинність газів, пасивують вплив металів тощо.

Відмінністю настанови СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 від стандарту ІЕС 60296 від вимог ІЕС 60296 є вказання конкретних торговельних марок трансформаторних оливо, які дозволено застосовуватися. Така вказівка несе корупційні ризики.

СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 встановлює сферу застосування свіжих ізоляційних оливо згідно відповідно до електротехнічного обладнання – табл. І.1.

Таблиці І.1 – Сфера застосування свіжих оливо

Марка оливи	Категорія обладнання <sup>1)</sup>		Нормативний документ
	Вперше змонтованого	Після ремонту та доливання	
ГК, Росія	Усі категорії	Усі категорії	ТУ 38.101.1025
Nytro 11GX, Швеція	Усі категорії	Усі категорії	ІЕС 60296
Nytro 10XT, Швеція	Усі категорії	Усі категорії	ІЕС 60296
ВГ, Росія	А1, Б <sup>2)</sup> , В <sup>4)</sup> , Г, Д	А!,Б1, В1, Г, Д	ТУ 38.401-58-177
Т-1500, Азербайджан	А1, Б1, В1, Г, Д	А ЦЕ 1, В1, Г, Д	ГОСТ 982
Т-1500У, Росія	А1, Б1, В1, Г, Д	Л!,Б!, Ві, Г, Д	ТУ 38.401-58-107
Т-750, не виробляється	-	Усі категорії	ГОСТ 982
ТКп, не виробляється	-	Б <sup>3)</sup> , В <sup>3)</sup> , Г, Д	ТУ 38.101.890
ТКп, Росія <sup>5)</sup>	В <sup>4)</sup> , Г, Д	Б <sup>4)</sup> , В <sup>4)</sup> , Г, Д	ТУ 38.401.58.49
ТАп, не виробляється	-	Б <sup>4)</sup> , В <sup>4)</sup> , Г, Д	ТУ 38.101.281
ТСП, Росія	В <sup>4)</sup> , Г, Д	Б <sup>4)</sup> , В <sup>4)</sup> , Г, Д	ГОСТ 1012І
HyVolt III, Ergon Inc.	А1, Б, В, Г, Д	Б, В, Г, Д	ІЕС 60296
Shell Diala S4 ZX-I, Royal Dutch Shell	А1, Б1, В1, Г, Д	А1, Б1, В1, Г, Д	ІЕС 60296
МВ <sup>6)</sup>	Б3, В3, Г3, Д3	Б3, В3, Г3, Д3	ТУ 38.101.857

**Примітки:**

1. Категорія обладнання - ВІДПОВІДНО ДО ТАБЛ. І.2.
2. Крім вимірювальних трансформаторів 330 кВ і 500 кВ та уводів
3. Крім герметичних уводів.
4. Крім уводів.
5. Сфера застосування без додаткових обмежень, відповідає вказаній тільки за умови, що густина оливи, що визначено за результатами попередніх випробувань, не перевищує 0.895 кг/дм<sup>3</sup>. У разі перевищенні вказаного значення застосовувати оливу цю згідно з 7. 1.4 СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009.
6. Ізоляційну оливу цієї марки призначено тільки для вимикачів і не може застосовуватися в будь-якому іншому високовольтному електрообладнанні.. [



Таблиця И.2 – Категорії високовольтного наповненого оливою обладнання

Клас напруги, кВ	Категорія відповідно класу напруги	Категорія відповідно класу напруги і типу обладнання		
		Силові трансформатори і реактори	Вимірвальні трансформатори і уводи	Вимикачі
750	А	А1	А2	–
220-500	Б	Б1	Б2	Б3
60-150	В	В1	В2	В3
15-35	Г	Г1	Г2	Г3
До 35	Д	Д1	Д2	Д3

Примітка: Якщо в разі посилання на категорію, що відповідає якомусь класу напруги, не вказано цифровий індекс типу обладнання, то вимоги пред'являються до будь-якого обладнання вказаного класу напруги.

Експлуатаційна ізоляційна олива згідно з СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 класифікується трьома групами:

- олива, показники якості якої не досягли гранично допустимих норм;
- олива, показники якості якої перевищили гранично допустимі норми через наявність забруднень, не пов'язаних зі старінням (деструкцією чи перетворенням вуглеводневих компонентів) оливи, а саме – наявності обводнення, механічних домішок, підвищеного вмісту розчинених газів;
- олива, показники якості якої перевищили граничнодопустимі норми через накопичення продуктів старіння. Така олива потребує регенерації. Регенована олива, залежно від характеристик, отриманих після регенерації, може бути віднесеним до тієї чи іншої марки.

Трансформаторні оливи є продуктом очищення (рафінування) дистилатів, які отримують в результаті розгонки нафти, фракції, якої википають за атмосферного тиску в діапазоні температур від 300 °С до 400 °С. Природу хімічних сполук цих фракцій визначає походження нафти. Тому технічні документи виробника мають вказувати вихідну нафту, у т.ч. масовий вміст сірки та ароматичних сполук. Нафтенова, безсірчаста або малосірчаста нафти дають змогу отримувати якісний дистилат, окремі характеристики якого практично не відрізняються від аналогічних для трансформаторної оливи.

Оскільки в'язкісні властивості не є основною характеристикою трансформаторних оливи, то класифікація дистилатів як базових оливи згідно з груп АРІ до них не застосовується. При цьому загальна схема виробництва оливи відповідає схемі для групи І і групи ІІ.

Технологія очищення дистилату безпосередньо впливає на якість кінцевого продукту. На цей час застосовуються декілька способів очищення оливного дистилату: кислотно-лужне, селективне, адсорбційне очищення та гідроочищення. Для отримання високоякісних трансформаторних оливи застосовують, як правило, декілька способів послідовно.

Кислотно-лужне очищення застосовується для вироблення трансформаторних оливи марок ТКп (ТУ 38.101.890), ТКп (ТУ 38.401.58.49), Т-750 (ГОСТ 982), Т-1500 (ГОСТ 982), МВ (ТУ 38.101.857).

Із використанням процесу селективного очищення вироблене трансформаторну оливу марки ТСп (ГОСТ 10121).

Різновиди гідроочищення застосовують також під час виробництва таких марок оливо, як Т-1500У і ТСП (Росія), оливо виробництва Nynas Naphthenics (Швеція).

Масла, отримані із застосуванням різновидів гідроочищення, характеризуються порівняно невисоким вмістом ароматичних вуглеводів.

Найбільш поширеним різновидом глибокого гідроочищення для трансформаторних оливо є гідрокрекінг.

На об'єктах електроенергетики України є великий досвід застосування оливи марки ГК (ТУ 38.101.1025), яке виробляють з використанням саме гідрокрекінгу для очищення дистиляту.

Адсорбційне очищення інколи застосовують як основний процес очищення трансформаторних дистилятів, але найчастіше - як заключну операцію з доочищення оливо, які отримують іншими методами. У процесі адсорбційного очищення використовують синтетичні і природні адсорбенти (активний оксид алюмінію, силікагель, відбілюючи глини тощо). Адсорбційне очищення дистиляту, використовували лід час виробництва масла марки ТАп (ТУ 38.101,281).

Вимоги СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009 до значень показників високоякісних оливо за стандартом ІЕС 60296 під час їх поставки до пункту призначення є застарілими і не відповідають вимогам п'ятої редакції ІЕС 60296. Тому доцільно використовувати відповідні вимоги стандарту ІЕС 60296 (Ed.5), які наведено в Додатку Ж.

Вимоги для деяких свіжих трансформаторних оливо виробництва країн СНГ наведено в таблиці І.3.

Таблиця І.3 - Вимоги для свіжих трансформаторних оливо виробництва країн СНГ.

Найменування показника	Метод випробувань	Норма для основних марок трансформаторних оливо				
		ГК ТУ 38.101.1025	ВГ ТУ 38.401- 58-107	Т-1500У ТУ 38.401- 58-107	Т-1500 ГОСТ 972	ТСП ГОСТ 10121
1	2	3	4	5	6	7
<b>1 – Функціональні властивості</b>						
Кінематична в'язкість при -30 °С, сСт	ДСТУ ГОСТ 33	1200	1500	1300	1100	1300
Кінематична в'язкість при -50 °С, сСт		9	9	11	8	9
Температура застигання, мінус °С	ГОСТ 20287	45	45	45	45	45
Пробівна напруга, кВ, не менше <sup>1)</sup>	ГОСТ 6581	30	30	30	30	30
Густина при 20 °С, кг/дм <sup>3</sup>	ГОСТ 3900	0,8984 <sup>1)</sup>	0,895	0,8884 <sup>2)</sup>	0,885	–
Температура спалаху в закритому тиглі, не менше °С	ГОСТ 4333	135	135	135	135	150
Випробування корозійного впливу на пластинки із міді марки М1 або М2 згідно з ГОСТ 859		Витримує	Витримує	Витримує	–	–
Тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С, %, не більше	ГОСТ 6581	0,5	0,5	0,5	0,5	1,7
<b>2 – Очищення і стабільність</b>						
Колір, не більше, од. ЦНТ	ГОСТ 20284	1,5	1,5	1,5	1	1
Прозорість при 5 °С	ГОСТ 982	–	–	Витримує	Витримує	Прозоре

Закінчення таблиці И.3.

1	2	3	4	5	6	7
Кислотне число, не більше мг КОН/г	ГОСТ 5985 <sup>3)</sup>	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
<b>Найменування показника</b>	<b>Метод випробувань</b>	<b>Норма для основних марок трансформаторних оливо</b>				
Натрова проба	ГОСТ 12296	ГК ТУ 38.101.1025	ВГ ТУ 38.401- 58-107	Т-1500У ТУ 38.401- 58-107	Т-1500 ГОСТ 972	ТСп ГОСТ 10121
Вміст сірки, не більше, %	ГОСТ 19121	–	–	0,3	–	0,6
Вміст іонулу, масова частка не менше, %	Е.3 СОУ-Н ЕЕ	від 0,25 до 0,3	0,2	–	0,4	0,2
Вміст водорозчинних кислот і лугів	ГОСТ 6307	відсутні				
Вміст механічних домішок	ГОСТ 6370 <sup>4)</sup>	відсутні				
Вміст 2-фурфуролу і споріднених сполук	ІЕС 61198					
<b>3 – Робочі характеристики</b>						
Стабільність проти окислення, метод ІЕС Індукційний період, не менше, год	Е.5 СОУ-Н ЕЕ 43.101	150	120		–	
Стабільність проти окислення: <sup>5)</sup>	ГОСТ 981					
- маса легких кислот, не більше. мг КОН/г		0,04	0,04	0,06	0,04	0,05
- масова частка осаду, не більше %		0,015	0,015	0,05	відсутні	
- кислотне число, не більше, мг КОН/г						
умови процесу окислення: - температура °С - тривалість, год - витрата кисню, мл/хв		155 14 50	155 12 50	135 30 50	135 30 50	120 14 200
<ol style="list-style-type: none"> <li>Мінше зже бути узгоджено з постачальником інше значення показника.</li> <li>Вимірюється при 15 °С.</li> <li>Допускається визначати згідно з ГОСТ 11362.</li> <li>Допускається визначати згідно з методикою Е.7 СОУ-Н ЕЕ 43.101.</li> <li>Умови процесу окислення окремо для кожної оливи:</li> </ol>						

Додатково до відомостей таблиці И.3 від постачальника слід вимагати надати інформацію про використану сировину (базову оливу), присадки і технологію виробництва оливи. Вказана інформація важлива для ідентифікації продукції і встановлення її відповідності вимогам відповідних нормативних документів або додатковим вимогам замовника.

## ДОДАТОК К

### Класифікація і позначення моторних олив згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.1

Залежно від температурних меж працездатності моторні оливи поділяють на літні, зимові та всесезонні.

Основним експлуатаційним параметром для всіх моторних масел є кінематична в'язкість, яку визначають при температурах плюс 100 °С і мінус 18 °С.

Залежно від величини кінематичної в'язкості моторні оливи поділяють на класи:

- до зимових відносять оливи класів в'язкості 3з, 4з, 5з, 6з, 6, 8;
- до літніх відносять оливи класів в'язкості 10, 12, 14, 16, 20, 24;
- до всесезонних відносять оливи класів в'язкості 3з/8; 4з/6; 4з/8 тощо.

Цифра в чисельнику вказує на приналежність до одного із зимових класів, у знаменнику – до одного із літніх класів. Літера «з» вказує на те, що олива містить загущувальну присадку.

Для кожного класу в'язкості моторних олив вказані межі кінематичної в'язкості за температури плюс 100 °С. Кінематичну в'язкість при температурі мінус 18 °С нормують для зимових та всесезонних моторних олив.

У таблиці К.1 наведено класи в'язкості моторних олив та значення кінематичної в'язкості при температурах плюс 100 °С та мінус 18 °С.

Таблиця К.1 - Класи в'язкості моторних олив

Клас в'язкості згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.1	Кінематична в'язкість мм <sup>2</sup> /с (сСт) при температурі	
	100 °С	мінус 18 °С, не більше
3з	не менше 3,8	1250
4з	не менше 4,1	2600
5з	не менше 5,6	6000
6з	не менше 5,6	10400
6	5,6 < VG ≤ 7,0	—
8	7,0 < VG ≤ 9,3	—
10	9,3 < VG ≤ 11,5	—
12	11,5 < VG ≤ 12,5	—
14	12,5 < VG ≤ 14,5	—
16	14,5 < VG ≤ 16,3	—
20	16,3 < VG ≤ 21,9	—
24	21,9 < VG ≤ 26,1	—
3з/8	7,0 < VG ≤ 9,3	1250
4з/6	5,6 < VG ≤ 7,0	2600
5з/10	9,3 < VG ≤ 11,5	6000
5з/12	11,5 < VG ≤ 12,5	6000
5з/14	12,5 < VG ≤ 14,5	6000
6з/10	9,3 < VG ≤ 11,5	10400
6з/14	12,5 < VG ≤ 14,5	10400
6з/16	14,5 < VG ≤ 14,5	10400

**Примітка** - При визначенні класу моторних олив відповідно до класифікації SAE J 300 слід використати таблицю К.4. Приблизна відповідність класів в'язкості моторних олив згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.1 класифікації API наведено в таблиці К.5.

Групи моторних олив.

Залежно від сфери застосування моторні оливи поділяють на групи А, Б, В, Г, Д, Е, які зазначено в таблиці К.2.

Таблиця К.2 - Групи моторних олив

Група моторної оливи		Рекомендоване застосування
А		Нефорсовані бензинові двигуни та дизелі.
Б	Б <sub>1</sub>	Малофорсовані бензинові двигуни, що працюють в умовах, що сприяють утворенню високотемпературних осадів та корозії підшипників
	Б <sub>2</sub>	Малофорсовані дизелі
В	В <sub>1</sub>	Середньофорсовані бензинові двигуни, що працюють в умовах, що сприяють окиснення олив та утворення всіх видів осадів
	В <sub>2</sub>	Середньофорсовані дизелі, що пред'являють підвищені вимоги до антикорозійних, протизносних властивостей олив та схильності до утворення високотемпературних осадів
Г	Г <sub>1</sub>	Високофорсовані бензинові двигуни, що працюють у важких експлуатаційних умовах, що сприяють окисненню олив, утворенню всіх видів осадів, корозії та іржавлення
	Г <sub>2</sub>	Високофорсовані дизелі без наддуву або з помірним наддувом, що працюють в експлуатаційних умовах, що сприяють утворенню високотемпературних осадів
Д	Д <sub>1</sub>	Високофорсовані бензинові двигуни, що працюють в експлуатаційних умовах більш важких, ніж оливи групи Г <sub>1</sub>
	Д <sub>2</sub>	Високофорсовані дизелі з наддувом, що працюють у важких експлуатаційних умовах
Е	Е <sub>1</sub>	Високофорсовані бензинові двигуни, що працюють в експлуатаційних умовах більш важких, ніж оливи груп Д <sub>1</sub>
	Е <sub>2</sub>	Високофорсовані дизелі з наддувом, що працюють в експлуатаційних умовах більш важких, ніж оливи групи Д <sub>2</sub>
<b>Примітка</b> - Приблизна відповідність класів в'язкості моторних олія за цим стандартом класифікації SAE J 300 наведено у таблиці К.4.		

Індекс «1» надають оливам для бензинових двигунів, індекс «2» - оливам для дизелів.

Універсальні моторні оливи, призначені для використання як у дизелях, так і в бензинових двигунах одного рівня форсування (що позначаються однаковою літерою), не мають індексу у позначенні.

Універсальні моторні оливи, що належать до різних груп, повинні мати подвійне позначення, в якому перше характеризує якість оливи при застосуванні в дизелях, друге - в бензинових двигунів (**Примітка** - Приблизне порівняння груп моторних олив за цим стандартом із класифікацією моторних олив API наведено в таблиці К.5)

Приклади позначення моторних олив:

**1М-8-В<sub>1</sub>**,

де М - моторна олива;

8 - клас в'язкості (см. таблицю 1);

В<sub>1</sub> - олива для середньофорсованих бензинових двигунів.

**3М-4<sub>3</sub>/8-В<sub>2</sub>Г<sub>1</sub>**,

де М – моторна олива;

4<sub>3</sub>/8 - клас в'язкості (див. таблицю 1);

B<sub>2</sub>G<sub>1</sub> — олива для використання як у середньофорсованих дизелях (B<sub>2</sub>), так і високофорсованих бензинових двигунах (Г<sub>1</sub>).

#### 4M-14-D<sub>2</sub>(цл20),

де М - моторна олива; 14 - клас в'язкості (див. таблицю К.1);

D<sub>2</sub> - олива для високофорсованих дизелів з наддувом;

цл20 - олива з лужним числом 20 мг КОН/г для використання в циркуляційних і лубрика-торних системах змащування.

#### 5M-20E<sub>2</sub>(л70),

де М - моторна олива; 20 - клас в'язкості (див. таблицю К.1);

E<sub>2</sub> - олива для високофорсованих дизелів з наддувом;

л70 - олива з лужним числом 70 мг КОН/г для використання в лубрикаторних системах змащування.

#### 6M-4<sub>3</sub>/8-D<sub>2</sub>(т),

де М - моторна олива; 4<sub>3</sub>/8 - клас в'язкості (див. таблицю К.1);

D<sub>2</sub> - олива для високофорсованих дизелів з наддувом, що працюють у важких експлуатаційних умовах;

т – трансмісійна олива.

#### 7M-5W/40D<sub>2</sub>

де М - моторна олива; 5W/40 - клас в'язкості (див. таблицю К.3);

D<sub>2</sub> - олива для високофорсованих з наддувом, що працюють у важких експлуатаційних умовах.

Таблиця К.3 - Класи в'язкості моторних олів згідно з SAE J300:2013

Клас в'язкості SAE	В'язкість <sup>1)</sup> , мПа с, не більше	Гранична температура прокачування <sup>2)</sup> , °С, не більше	Кінематична в'язкість VG при 100 °С <sup>3)</sup> , мм <sup>2</sup> /с (сСт)	В'язкість за високої швидкості зсуву при 150 °С <sup>4)</sup> , мПа·с
0W	6200 при мінус 35 °С	мінус 40	не менше 3,8	—
5W	6600 при мінус 30 °С	мінус 35	не менше 3,8	—
10W	6200 при мінус 25 °С	мінус 30	не менше 4,1	—
15W	7000 при мінус 20 °С	мінус 25	не менше 5,6	—
20W	9500 при мінус 15 °С	мінус 20	не менше 5,6	—
25W	13000 при мінус 10 °С	мінус 15	не менше 9,3	—
16	—	—	6,1 < VG ≤ 8,2	2,3
20	—	—	6,9 < VG ≤ 9,3	2,5
30	—	—	9,3 < VG ≤ 12,5	2,9
40	—	—	12,5 < VG ≤ 16,3	3,5 (класи 0W-40, 5W-40, 10W-40)
40	—	—	12,5 < VG ≤ 16,3	3,7 (класи 15W-40, 20W-40, 25W-40, 40)
50	—	—	16,3 < VG ≤ 21,9	3,7
60	—	—	21,9 < VG ≤ 26,1	3,7

#### Примітки:

1 В'язкість визначають за ГОСТ 33111.

2 Граничну температуру прокачування моторних олів визначають за ГОСТ 33155.

3 Кінематичну в'язкість визначають, використовуючи капілярний віскозиметр.

4 Рекомендоване значення в'язкості при температурі 150 °С та швидкості зсуву 10<sup>8</sup> с<sup>-1</sup>.

Таблиця К.4 - Приблизна відповідність класів в'язкості моторних олиव згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.1 зі класифікацією SAE J 300

Клас в'язкості ГОСТ 17479.1	Клас в'язкості SAE J 300	Клас в'язкості ГОСТ 17479.1	Клас в'язкості SAE J 300
3 <sub>з</sub>	5W	24	60
4 <sub>з</sub>	10W	3 <sub>з</sub> /8	5W-20
5 <sub>з</sub>	15W	4 <sub>з</sub> /6	10W-20
6 <sub>з</sub>	20W	4 <sub>з</sub> /8	10W-20
6	20	4 <sub>з</sub> /10	10W-30
8	20	5 <sub>з</sub> /10	15W-30
10	30	5 <sub>з</sub> /12	15W-30
12	30	5 <sub>з</sub> /14	15W-40
14	40	6 <sub>з</sub> /10	20W-30
16	40	6 <sub>з</sub> /14	20W-40
20	50	6 <sub>з</sub> /16	20W-40

Таблиця К.5 - Приблизна відповідність груп моторних олив за експлуатаційними властивостями стандарту ГОСТ 17479.1 і класифікації згідно API

Група олив згідно ГОСТ 17479.1	Класифікації API	Група олив згідно ГОСТ 17479.1	Класифікації API
А	SB	Д <sub>2</sub>	CD
Б	SC/CF	Е	SF-4/SG
Б <sub>1</sub>	SC	Е <sub>1</sub>	SG
Б <sub>2</sub>	CA	Е <sub>2</sub>	CF-4
В	SD/CB	—	SH
В <sub>1</sub>	SD	—	SJ
В <sub>2</sub>	CB	—	SM
Г	SE/CC	—	SN
Г <sub>1</sub>	SE	—	CG
Г <sub>2</sub>	CC	—	CH
Д	CD/SF	—	CJ
Д <sub>1</sub>	SF		

**Примітка** - Позначення олив за цим стандартом для аналогів моторних олив груп SH, SJ, SM, SN, CG, CH, CI, CJ за класифікацією API можна визначити після визначення їх експлуатаційних показників якості.

## ДОДАТОК Л

### Класифікації трансмісійних олив згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.2

3.1 Означення трансмісійних олив складається з групи знаків:

- перша група знаків - букви ТМ (трансмісійне масло), вона не залежить від складу і властивість масла;
- друга група знаків - цифри, що характеризують належність масла до групи в залежності від області його застосування;
- третя група знаків - цифри, що характеризують клас трансмісійного масла відповідно з величиною в'язкості, яку визначають при високій температурі за ДСТУ ГОСТ 33 і при низькій температурі по ГОСТ 1929.

Примітка - Допускається в позначенні класу трансмісійного масла в дужках указувати клас трансмісійного масла відповідно до класифікації SAE J306 (см. таблицю \_\_\_\_\_).

В залежності від області застосування трансмісійні масла поділяються на п'ять груп, які наведені в таблиці Л.1.

Таблиця Л.1 – Групи трансмісійних олив в залежності від застосування

Номер групи	Склад оливи	Застосування
1	Трансмісійні оливи без присадок	Циліндричні конічні і черв'ячні передачі, що працюють при контактних навантаженнях від 900 МПа до 1600 МПа і температурі оливи не вище 90 °С.
2	Трансмісійні оливи з протизношувальними присадками	Циліндричні конічні і черв'ячні передачі, що працюють при контактних навантаженнях до 2100 МПа і температурі оливи не вище 130 °С
3	Трансмісійні оливи з проти-задирними присадками помірної ефективності	Циліндричні, конічні, спіральні-конічні передачі, що працюють при контактних навантаженнях до 2500 МПа і температурі оливи не вище 150 °С
4	Трансмісійні оливи з проти-задирними присадками високої ефективності	Циліндричні, спіральні-конічні і гіпоїдні передачі, що працюють при контактних навантаженнях до 3000 МПа і температурі оливи не вище 150°С
5	Трансмісійні оливи багато-функціональної дії з проти-задирними присадками високої ефективності а також універсальні оливи	Гіпоїдні передачі, що працюють з ударними навантаженнями вище 3000 МПа и температурі оливи не вище 150 °С
<b>Примітка</b> - Допускається при позначенні оливи за цим стандартом у дужках вказувати приблизну групу трансмісійної оливи відповідно до класифікації API (див. таблицю _____).		

При розробці і постановці на виробництво нових олив, а також при періодичних випробуваннях товарних олив раз на 2 роки (за графіками, погодженими із споживачем) групу трансмісійних олив встановлюють за результатами оцінки їх експлуатаційних властивостей відповідно з таблицею Л.2.

Таблиця Л.2 - Групи трансмісійних олив залежно від експлуатаційних властивостей

Властивість, оливи що визначається	Група оливи					Метод випробувань
	1	2	3	4	5	
Гранична здатність навантаження по навантаженню зварювання $R_s$ , Н, не менше	-	-	2930	3283	3685	ГОСТ9490
Протизносна властивість за показником зносу $D_1$ при осьовому навантаженні 392 Н при (20±5) °С протягом 1 год, мм, не більше	-	0,55	-	-	-	ГОСТ 9490



Класи трансмісійних оливо встановлюються в залежності від значення кінематичної в'язкості, виміряної за температури 100 °С і температури, при якій динамічна в'язкість не перевищує 15000 мПа·с, трансмісійні оливи поділяють на класи, зазначені у таблиці Л.3.

Таблиця Л.3 - Класи трансмісійних оливо

Клас оливи	Кінематична в'язкість* при 100 °С, мм <sup>2</sup> /с (сСт)	Температура, за якої динамічна в'язкість** не перевищує 15000 мПа·с, °С, не вище
5з	> 4,1	мінус 55
9з	> 7,0	мінус 40
12з	> 11,0	мінус 28
18з	> 13,5	мінус 12
9	> 7,0; ≤ 11,0	–
12	> 11,0; ≤ 13,5	–
18	> 13,5; ≤ 24,0	–
34	> 24,0; ≤ 41,0	–

**Примітка:** \* Визначається згідно з ДСТУ ГОСТ 33;  
\*\*Визначається згідно з ГОСТ 1929

Допускається в позначенні класу трансмісійних оливо в дужках вказувати клас трансмісійної оливи відповідно до класифікації SAE J306 (див. таблицю Л.4).

Залежно від сезону експлуатації трансмісійні оливи поділяють на зимові, літні та всесезонні, які позначають:

- для експлуатації в зимовий час – числовим значенням з літерою «з» (зимовий);
- для експлуатації у літній час - лише чисельним значенням;
- для всесезонної експлуатації - дробом, при цьому цифра в чисельнику вказує

на низькотемпературні властивості оливи, цифра у знаменнику - на високотемпературні властивості оливи.

Таблиця Л.4 - Класифікація трансмісійних оливо згідно SAE J306:2005

Клас в'язкості згідно SAE J306	Температура <sup>1), 2)</sup> для в'язкості 150000 сП, °С, не вище	Кінематична в'язкість при 100 °С <sup>2)</sup> , мм <sup>2</sup> /с (сСт) <sup>3)</sup> , не нижче <sup>4)</sup>	Кінематична в'язкість при 100 °С <sup>2)</sup> , мм <sup>2</sup> /с (сСт) <sup>3)</sup> , не вище
70W	мінус 55	4,1	–
75W	мінус 40	4,1	–
80W	мінус 26	7,0	–
85W	мінус 12	11,0	–
80	–	7,0	11,0
85	–	11,0	13,5
90	–	13,5	18,5
110	–	18,5	24,0
140	–	24,0	32,5
190	–	32,5	41,0
250	–	41,0	–

**Примітки:** 1) Визначають за стандартом ASTM D2983;  
2) Додаткові низькотемпературні вимоги щодо в'язкості можуть бути введені для рідин, призначених для використання у малонавантажених синхронізованих механічних трансмісіях;  
3) Визначають за стандартом ASTM D445;  
4) Межу встановлюють після випробувань SEC L-45-T-93, метод С (20 год);  
5) Слід враховувати, що для випробувань за стандартом ASTM D2983, проведених при температурах нижче мінус 40 °С, прецизійність не встановлено.

Таблиця Л.5 - Приблизна відповідність груп трансмісійних олиив згідно стандарту ДСТУ ГОСТ 17479.2 групам API

Група трансмісійної олиив згідно ДСТУ ГОСТ 17479.2	Група трансмісійної олиив згідно API
TM-1	GL-1
TM-2	GL-2
TM-3	GL-3
TM-4	GL-4
TM-5	GL-5

Таблиця Л.6 - Приблизна відповідність класів в'язкості трансмісійних олиив згідно стандарту ДСТУ ГОСТ 17479.2 класам в'язкості SAE J306:2005

Клас в'язкості трансмісійної олиив згідно ДСТУ ГОСТ 17479.2	Клас в'язкості трансмісійної олиив згідно API
5з	70 W
9з	75 W
12з	80W
18з	85W
9	80
12	85
18	90-110
34	140-190

## ДОДАТОК М

### Показники якості і методи випробування енергетичних олив

Властивості енергетичних олив визначаються за стандартними методами, що діють в Україні та рекомендовані виробниками олив, та виробниками відповідного обладнання.

Крім стандартних методів можуть застосовуватись і спеціальні, які розроблені виробником олив чи турбоагрегатів. До таких, зокрема, відносяться методи з визначення зношування деталей турбоагрегатів, корозійної дії та захисту від корозії в агресивних середовищах, термостабільності олив тощо.

Стандартні та спеціальні методи визначення якості олив заносяться у діючу нормативну документацію на їх виробництво. У нормативну документацію на виробництво нової вітчизняної продукції, поряд із стандартними методами, що діють в Україні, заносяться і міжнародні методи, які застосовуються провідними світовими фірмами в цій галузі для визначення якості турбінних олив.

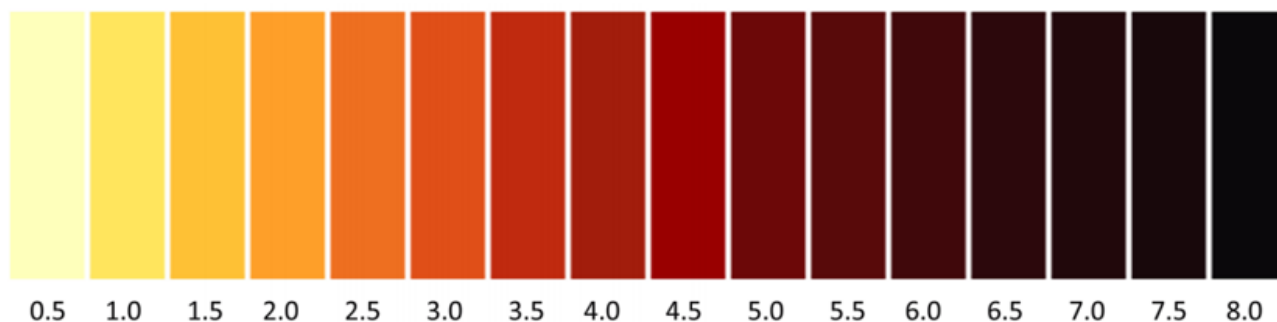
У світовій практиці найбільш широке застосування для визначення якості турбінних олив знаходять методи ASTM (Американська асоціація випробувань і матеріалів) та класифікація їх за в'язкістю в системі ISO (Міжнародна організація стандартизації), ДСТУ і ГОСТ.

#### М.1 Показники фізичних властивостей олив

##### М.1.1 Загальний вигляд і колір

На зовнішній вигляд оливи повинні бути прозорими, без осаду і зважених частинок, без вільної води.

Колір оливи, що визначається оптичним методом на колориметрі у відповідності до ISO 2049 (ГОСТ ISO 2049), ГОСТ 20284 або ASTM D1500, характеризує глибину очистки базових олив та встановлює наявність присадок, що можуть застосовуватись при виробництві товарних олив. Тест ASTM D1500 визначає колір за кольоровою шкалою, яка варіюється від 0 до 8 – мал. М.1.



Малюнок М.1 – Кольорова шкала ASTM.

Згідно зі стандартом ISO 2049 кольори ASTM визначаються таким чином:

- 0 – білий;
- 1,0 – світло-жовтий;
- 2,0 – жовтий;
- 3,0 – темно-жовтий;
- 4,0 – дуже світло-коричневий
- 6,0 - світло-коричневий;
- 7,0 - темно коричневий;
- 8,0 - дуже темно-коричневий.

Базові оливи, що пройшли глибоке очищення, по кольору не перевищують 1,5 одиниці ЦНТ. При введенні присадок цей показник не перевищує значення від 2,5 одиниць ЦНТ до 3,0 одиниць ЦНТ. Тому присадки, що вводяться до складу олив, також повинні піддаватись глибокому очищенню.

Колір електроізоляційних олив визначається згідно з ISO 2049 (ГОСТ ISO 2049).

Зовнішній вигляд у т.ч. колір не є вирішальними показниками для відбраковування оливи, але дають корисну інформацію про проведення необхідного обсягу її випробувань.

### **М.1.2 Оптична густина натрової проби підкисленої лужної витяжки**

Натрова проба підкисленої лужної витяжки базової оливи визначається згідно з ГОСТ 19296 [61].

За цим показником визначається наявність продуктів кислого та лужного характеру, які при взаємодії з лугами або кислотами можуть утворити нерозчинні сполуки, що з часом випадають в осад.

Наявність таких продуктів, а до них відносяться високомолекулярні ароматичні вуглеводні та смоли, залежить від глибини очистки базових олив при їх виробництві.

Визначення оптичної густини (кольору) турбінних олив, виготовлених на основі триксиленилфосфату, проводиться згідно з РД 34.43.106-90.

Дослідження проводиться на колориметр-нефелометрі ФЕК–56 М або на іншому аналогічному приладі.

Суть методу полягає в направленні світлових потоків по черзі через порожню кювету і через кювету із оливою.

Шляхом співвідношення цих компонентів визначають коефіцієнт світлопропускання або оптичну густина.

### **М.1.3 Густина (питома вага)**

Визначення густини турбінних олив проводиться згідно з ГОСТ 3900. Цей показник відноситься до комерційного, не являється бракувальним і є таким, що відповідає потребам споживачів і виробників для обліку нафтопродуктів. Паспортні дані можуть відрізнитися від результату, одержаного при вхідному контролі.

Стандарт встановлює два методи визначення густини:

- ареометром (ГОСТ 3900, розділ 1);
- пікнометром (визначення густини і відносної густини).

Сутність методу ГОСТ 3900 полягає в зануренні ареометру у випробувальний зразок турбінної оливи, зняття показників зі шкали ареометр за температури вимірювання та перерахунок на густина, температура якої 20 °С.

Показник «густина» для її більш точного вимірювання обсягу речовини вживається в нафтохімічній галузі разом із шкалою API Gravity за еталонних температур (15 °С; 20 °С і 60 °F).

Американським інститутом нафти введено поняття гравітації API (API gravity або °API). Вказана характеристика базується на відносній густині нафти або нафтопродукту – відносно води (specific gravity SG). Вимірюється з використанням API ареометру, якій градується в градусах таким чином, щоб більшість значень знаходилась у діапазоні від 10 °API до 70 °API.

Для отримання густини в градусах API необхідно виміряти густину нафти ареометром (для США за методикою вимірювань ASTM D1298) та температуру нафти. Для врахування зміни густини нафти за різних температур застосовуються таблиці розроблені Американським інститутом нафти для нафти та різних нафтопродуктів та викладені у стандарті ASTM D1250.

Градус °API і густина продукту SG при 60 °F розраховуються за такими формулами:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5/\text{SG}) - 131,5 \text{ та зворотньо } \text{SG} = 141,5 / (131,5 + ^{\circ}\text{API}).$$

Часто порівнюють °API з водою. Відносна густина важкої нафти при 60 °F приймається за 1,0, таке саме значення, як і для чистої води.

У цьому випадку °API для чистої води в буде таким:

$$^{\circ}\text{API} = (141,5 / 1) - 131,5 = 10 ^{\circ}\text{API}.$$

За цим параметром судять про поведінку нафтопродуктів у воді. Якщо вага рідини за API перевищує 10 °API, рідина буде зверху води. Однак, якщо значення °API менше 10, це означає, що рідина важча за воду і під шаром води.

Сира нафта зазвичай має API від 15 до 45 градусів. Вищий API вказує на більш легку (нижчу щільність) сирну нафту. Нижчий API вказує на важчу (більш щільну) нафту. Як правило, більш легка нафта (з високим API) є більш цінною, тому що вона дає більше цінних світлих нафтопродуктів при прогоні через нафтопереробний завод.

Легка нафта зазвичай знаходиться в діапазоні 35-45 API, що включає більшість найдорожчих сортів нафти, таких як Brent і WTI. Сира нафта легша 45 зазвичай вважається надлегкою нафтою або конденсатами і оцінюється нижче, ніж легка нафта, тому що вона містить багато легких фракцій, таких як пропан і бутан. Середня нафта знаходиться у діапазоні 25-35 API, а важка нафта знаходиться у діапазоні 15-25 API. Все, що нижче 15 API, вважатиметься надважкою нафтою.

Ключева формула визначення кількості баррелей сирної нафти на метричну тонну (КБ) розраховується через °API:

$$\text{КБ} = 1 / [141,5 / (^{\circ}\text{API} + 131,5) \times 0,159].$$

#### **М.1.4 Кінематична в'язкість та індекс в'язкості**

Визначення кінематичної в'язкості проводиться у капілярному віскозиметрі згідно з ДСТУ ГОСТ 33 (ідентичний метод ASTM D445) або за методами ISO 3104, ASTM D7042.

Кінематична в'язкість, визначена в капілярному віскозиметрі, характеризує текучість оливи при швидкостях зрушення, близьких до 0, тобто під дією тільки своєї маси. Для створення таких умов використовується віскозиметр із відповідним діаметром капіляру.

Кінематична в'язкість оливи - одна з важливих характеристик експлуатаційних властивостей, від неї залежать міцність змащувальної плівки, помпування за низьких температур, самонагрівання вузла тертя за рахунок гідродинамічного тертя в діапазоні високих швидкостей.

Важливою характеристикою оливи є також схильність до зміни в'язкості в залежності від температури. В'язкість і пов'язана з нею прокачуваність характеризують експлуатаційні властивості оливи при низьких температурах.

Характеристикою зміни в'язкості в залежності від температури є індекс в'язкості. Індекс в'язкості визначають згідно з ДСТУ ГОСТ 25371 або ASTM D2270. Методи є ідентичними.

В'язкість є основною характеристикою застосування мастильних матеріалів як при низьких, так і при високих температурах. Необхідний рівень в'язкості визначається технічними характеристиками агрегатів, такими як:

- потужність;
- швидкість обертання;
- кратність обміну оливи;
- тип та клас підшипників;
- внутрішній діаметр оливопроводу, через який олива надходить у зону тертя;
- нижня та верхня температура оточуючого середовища;
- нижня та верхня температура експлуатації у вузлах тертя.

Зміна в'язкості в процесі експлуатації турбінної оливи може виникати внаслідок її окиснення або випаровування легких фракцій. Допустимі межі зміни показників в'язкості оливи в процесі експлуатації повинні бути рекомендовані виробником. Згідно зі ГКД 34.20.507-2003 це 10%. Якщо такі рекомендації відсутні, то експлуатація оливи припиняється при досягненні рівня в'язкості, що виходить за межі, передбачені технічними умовами.

В'язкість - це також найважливіший нормований показник, що застосовується для трансформаторних олив., у т.ч. овуваній при виборі трансформаторної оливи та оцінює зміну його стану в процесі експлуатації. Для трансформаторної оливи бажано зберігання малої в'язкості при низьких температурах. Низькотемпературні властивості мають забезпечувати роботу трансформаторної оливи при низьких температурах та проведення технологічних операцій (транспортування: злив, налив, зберігання в зимових умовах). Основні відомості щодо в'язкості наведено в Додатку Б.

#### **М.1.5 Температура спалаху**

Температура спалаху визначається згідно з ДСТУ ГОСТ 4333, ASTM D92, ISO 2719. Сутність методу полягає в нагріванні проби нафтопродукту у відкритому тиглі.

Температура спалаху характеризує вогнебезпечність турбінної оливи в умовах застосування та зберігання. Вважається, що максимальна верхня межа температури експлуатації оливи у вузлі тертя має бути на (40–50) °С нижче температури її спалаху при нагріванні у відкритому тиглі, тобто визначеної шляхом піднесення відкритого вогню до суміші парів оливи (що утворилися при нагріванні) з повітрям.

Температуру спалаху можна визначити і в закритому тиглі, але в цьому випадку вона буде на (15–20) °С нижче, ніж у відкритому.

Температура спалаху залежить від фракційного складу, тобто від вмісту в оливі важких та легких вуглеводнів.

Зниження температури спалаху трансформаторної оливи вказує на наявність в устаткуванні дефектів, що привели до розкладання оливи та утворення займистих легких фракцій.

Дані, отримані за допомогою цього методу, до певної міри дублюються даними, отриманими хроматографічним аналізом розчинених газів.

#### **М.1.6 Температура плинності і застигання**

Температура застигання визначається згідно з ГОСТ 20287 або ASTM D97, ASTM D5949. Температури плинності і застигання характеризують здатність оливи до руху при низьких (мінусових) температурах. Однак температура застигання не характеризує в повній мірі здатність оливи до прокачування за низьких температур в умовах експлуатації.

Температура застигання - температура, за якої олива повністю втрачає

плинність. При температурі застигання відбувається різке збільшення в'язкості. Нижчу температуру, при якій спостерігається рух оливи в умовах випробування, приймають за температуру плинності.

Температура плинності визначає рухливість та характеризується швидкістю підйому оливи в U-подібній трубці під надлишковим тиском в залежності від температури. Температура плинності вища за температуру застигання.

Значення показників плинності та температури застигання, що визначені за ГОСТ та DIN, відрізняються. Різниця між температурою застигання і температурою куповості, що визначено за ГОСТ 20287-91, може бути від 3 °С до 9 °С.

Різниця між температурою застигання та температурою плинності, визначеної за DIN 51351 з використанням U-трубки, становить від 10 °С до 16 °С.

### **М.1.7 Схильність до піноутворення**

Схильність до піноутворення визначається згідно з ASTM D892 або ДСТУ 8420.

Протиспінювальні властивості олив характеризують здатність виділяти із об'єму, який вони займають, повітря або інші газоподібні продукти, в т.ч. і водяну пару, із незначним утворенням піни.

Утворення стабільної піни призводить до окиснення олив, погіршення їх змащувальних властивостей і здатності до охолодження вузлів тертя.

Для покращення протиспінювальних властивостей турбінних олив до їхнього складу вводять протиспінювальні добавки.

Схильність до піноутворення характеризуються показниками піноутворення та стабільністю утвореної піни.

### **М.1.8 Число деемульсації, деаеруючі властивості**

Число деемульсації визначається згідно з ГОСТ 12068 та ASTM D1401. Ці методи ідентичні.

У процесі експлуатації турбінних олив відбуваються процеси насичення їх водою та повітрям з утворенням емульсій. Здатність оливи забезпечити швидке розділення від води та повітря характеризується відповідно деемульгуючими та деаеруючими властивостями, які визначаються числом деемульсації та числом деаерації відповідно.

Контроль за вказаними параметрами є важливим, так як дозволяє виявити погіршення стану як оливи, так і оливної системи в цілому. Оливи із незадовільними деемульгуючими та деаеруючими властивостями не забезпечують повне відділення від води та повітря, присутність яких змінює їхню в'язкість, погіршує змащувальні характеристики, поверхні тертя піддаються корозії, погіршується здатність до фільтрування, в результаті чого можуть створюватися умови кавітації та сухого тертя.

На погіршення деемульгуючих і деаеруючих властивостей впливають:

- окислення оливи;
- утворення шламу;
- погіршення коалесценції бульбашок та їх дроблення;
- підвищення кратності циркуляції в головному оливному баку;
- непроєктний гідродинамічний режим роботи елементів оливної системи, що провокує інтенсивну аерацію оливи.

Погіршення коалесценції бульбашок та їх дроблення трапляється внаслідок:

- забруднення чужорідними миючими рідинами, наприклад, при очищенні сітчастих фільтрів;
- введення деяких поверхнево-активних речовин, наприклад, деемульгуючої

присадки дипроксаміну ДПК-157:

– попадання в оливу кремнійорганічних сполук, наприклад, антипінна присадка ПМС 200А, продукти руйнування силіконової ізоляції кабелю.

Підвищення кратності циркуляції оливи в головному оливному баку може виникнути внаслідок таких процесів:

- зниження рівня оливи в головному оливному баку;
- необґрунтованого підключення нових контурів споживання оливи (виносні фільтри, неперектного устаткування очищення оливи, гідромуфт живільних електронасосів;
- гідравлічного перевантаження головного оливного баку.

Непроектний гідродинамічний режим роботи оливної системи може виникнути у разі:

- погіршення або руйнуванні торцевих ущільнень підшипників, валу турбогенератору;
- попадання оливи під кожухи сполучних муфт валу;
- порушення нормального режиму роботи жиклерів або черпаків гідромуфти;
- газоутворення при електроерозійному пошкодженні підшипників;
- ежектування повітря струменями оливи, що витікають через щілини, дросельні вікна, нові отвори, переливні пороги і т.п.

Щодо електроерозійного пошкодження підшипників, то для його недопущення на валу турбогенератору в місцях розміщення опорно-упорних підшипників встановлено струмознімальні щітки для вимірювання електричного опору оливи.

#### **М.1.9 Масова частка механічних домішок**

У процесі експлуатації електротехнічного обладнання трансформаторному маслі утворюються і накопичуються різні продукти старіння масла і твердої ізоляції, що знаходяться в маслі в дисперсному стані такі, як вода, шлам, вугілля, волокна твердої ізоляції, частка адсорбентів та інші механічні домішки.

У процесі експлуатації мастильних матеріалів утворюються і накопичуються частинки нерозчинених продуктів окиснення, корозії які прискорюють процес старіння і забруднюють фільтри, в результаті чого погіршується подача оливи в зони сухого тертя.

Нерозчинними можуть також бути частинки присадок, видалення яких під час фільтрації є небажаним.

Вміст механічних домішок у турбінних оливах визначають згідно з ГОСТ 6370. Сутність вказаного методу – фільтрування нафтопродуктів, розчинених у бензині або толуолі, з подальшим промиванням осаду на фільтрі розчинником, висушуванням та зважуванням.

Механічні домішки є абразивними матеріалами, які прискорюють зношування вузлів тертя. Механічні домішки в турбінних оливах можуть бути присутніми за недостатньої фільтрації під час їх виробництва або зберігання в брудних ємностях, при використанні автоцистерн, залізничних цистерн та бочок для транспортування, що не відповідають нормам згідно з ДСТУ 4454 (при одержанні імпортової продукції), та утворитися під час експлуатації в результаті зношування вузлів тертя.

Для запобігання попадання механічних домішок в оливи необхідно суворо дотримуватись технології виробництва, умов транспортування та зберігання, контролювати їх вміст під час експлуатації.

Необхідно періодично проводити зачистку та промивку систем змащування турбоагрегатів, бо при тривалій експлуатації механічні домішки накопичуються в



трубопроводах, баках, циркуляційних системах, вузлах тертя тощо.

Зачистку та промивку ємностей для зберігання, трубопроводів, робочих ємностей та циркуляційних систем турбоагрегатів необхідно періодично проводити і тому, що в процесі довготривалої експлуатації протікають процеси окиснення оливи, особливо при підвищених температурах. Продукти окиснення у вигляді смол та шлакоутворень відкладаються на металічних поверхнях вузлів тертя. При застосуванні свіжої оливи, вони можуть вимиватись і значно погіршувати її фізико-хімічні та експлуатаційні властивості.

На фотографіях М.1 наведено типовий вигляд присутності частинок механічного забруднення для турбінних оливи і рідин при постачанні і при експлуатації. Фотографії зроблено під мікроскопом при 100X (200X) збільшенні для мебрани, через яку було профільтровано зразок оливи.

Свіжа олива в діжках, ISO 22/21/18	Свіжа олива в цистернах, ISO 19/18/15
Свіжа олива в каністрі, ISO 17/16/13	Чистота оливи, яка має бути в гідравлічних системах, ISO 15/14/11
<p>Фото М.1. Типове механічне забруднення турбінних оливи і рідин при постачанні і при експлуатації.</p>	

#### М.1.10 Клас промислової чистоти

Визначення класу промислової чистоти турбінних оливи поводитьсь згідно з ДСТУ ГОСТ 17216. Сутність методу полягає у визначенні гранулометричного складу механічних домішок у турбінних оливах шляхом розчинення оливи у бензині та фільтрації розчину з подальшим підрахунком кількості механічних домішок за розміром згідно з ДСТУ ГОСТ 17216.

За результатами вимірювань визначають клас промислової чистоти турбінних олив по фракції від 10 мкм до 25 мкм як найбільш небезпечній з точки зору зношування пар тертя.

#### **М.1.11 Вміст води**

У оливі вода може перебувати у вигляді розчину та емульсії.

За цим показником контролюють якість олив під час виробництва, транспортування і зберігання та визначають придатність для експлуатації. Присутність води в турбінних оливах призводить до погіршення їх змащувальних властивостей через утворення водо-оливних емульсій із розривом оливної плівки між сполученими поверхнями. Крім того, посилюється корозія металів, активізуються процеси окиснення вуглеводнів, руйнуються добавки. У присутності кисню вода діє на метали, утворюючи з ними сполуки, які випадають у вигляді осаду.

Вода є найбільш небезпечною домішкою в електроізоляційній оливі, оскільки навіть невелика кількість її значно знижує пробивну напругу оливи. Найбільший негативний вплив на електричну міцність оливи надає вода у дисперсному (емульгованому) стані. Між розчиненим та дисперсним станами води в трансформатоній оливі існує певна рівновага, що залежить від зовнішніх факторів, насамперед від температури оливи. З підвищенням температури рівновага зсувається у бік збільшення вмісту розчиненої води.

Визначення вмісту води в турбінних оливах може здійснюватися згідно з ГОСТ 2477 або ASTM D95. Ці методи основані на визначенні води в нафтопродуктах методом дистиляції і є ідентичними.

Найбільше точним є визначення вмісту води у нафтопродуктах методом кулонометричного титрування за Карлом Фішером згідно з ДСТУ ISO 12937, ІЕС 60814, ШУС 60733.

#### **М.1.12 Поверхневий натяг оливи**

Однією з характеристик раннього старіння нафтових ізоляційних олив є поверхневий натяг оливи (Surface tension – ST).

Є багато умов, які впливають на поверхневий натяг оливи:

- температура - Підвищення температури знижує ST;
- поверхнево-активні речовини - знижують ST;
- домішки - змінюють ST;
- окислення оливи - змінює ST
- хімічна якість - Виявлено різними ST

Існує кілька методів вимірювання поверхневого натягу. Найбільш поширеною є методика, що розроблена П. Лекомітом дю Нуї. Методика стала відомою як метод кільця дю Нуї.

Стандартом ІЕС 60296 передбачено норму вказаного показника для повністю інгібованих свіжих (марка «А») електроізоляційних олив не менш ніж 43 мН/м (визначення згідно ІЕС 62961<sup>a</sup> або ASTM D971. Для олив глибоко старіння цей показник зменшується в рази.

Відповідно до стандарту ASTM D971 для вимірювання міжфазного натягу оливи щодо води використовується метод кільця Дю Нуї. Міжфазний натяг оцінюється шляхом вимірювання максимальної сили (F<sub>max</sub>), яку пластина рідини чинить на дротяне кільце під час витягування з рідини. Коли радіус кільця R великий порівняно з радіусом дроту кільця, міжфазний натяг  $\sigma$  можна розрахувати на основі наступного рівняння:

$$\sigma = C m_{\text{макс}} g / 4\pi R,$$

де  $R$  – радіус кільця,  $m_{\text{макс}}$  — максимальна маса витягнутої рідини,  $g$  — прискорення тяжіння Землі приблизно  $9,81 \text{ м/с}^2$ ,  $C$  – коефіцієнт, який враховує різницю між видимим і «фактичним» міжфазним натягом.

### **М.1.13 Змащувальні властивості**

Змащувальні властивості турбінних олив забезпечують працездатність вузлів тертя шляхом максимального зменшення їх зношування та коефіцієнту тертя. Вони характеризуються за показником зношування, антифрикційними та протизадирними властивостями. Змащувальні властивості олив характеризують їх здатність попереджувати руйнування поверхонь тертя та втрати їх маси (помірне зношування, задир, викришення, корозійно-механічне зношування, абразивне тощо).

При роботі вузлів тертя в умовах гідродинамічного тертя, присутні два режими - рідинний і граничний:

- рідинне тертя проявляється, коли контактуючі поверхні розділені шаром рідкого мастильного матеріалу, при цьому змащувальні властивості забезпечуються, перш за все, в'язкістими (об'ємними) властивостями;

- граничне тертя – коли контактуючі поверхні розділені тонкими плівками вторинних структур, утворених змащувальним матеріалом, які постійно відновлюються рідким мастильним матеріалом. Як правило, за таких режимів нафтові оливи без присадок не забезпечують працездатність вузлів тертя, тому до їх складу вводять протизношувальні та протизадирні присадки.

Відсутність або значне зменшення кількості мастильного матеріалу в зоні тертя обумовлює сухе або напівсухе тертя:

- сухе тертя виникає, коли в зону контакту не поступає мастильний матеріал або виникають екстремальні умови, коли мастильний матеріал не здатний виконувати свої функції, наприклад, при високих (критичних) динамічних та температурних навантаженнях, що призводить до розриву плівки мастильного матеріалу і руйнування вторинних структур. У результаті може настати катастрофічне зношування;

- напівсухе тертя виникає на межі сухого і рідкого. Виникнення напівсухого режиму супроводжується або недостатньою подачею мастильного матеріалу в зону тертя («оливне голодування») або екстремальними умовами експлуатації.

В умовах експлуатації газотурбінних агрегатів мають місце як рідинний, так і граничний режими тертя.

Режими напівсухого і сухого тертя реалізуються при аварійних умовах експлуатації і супроводжуються руйнуванням поверхонь тертя.

Процес зношування може бути:

- допустимий – характеризується поступовим (передбаченим) зношуванням і відмовленням працездатності вузлів тертя після напрацювання встановленого ресурсу;

- недопустимий – обумовлений непередбаченим підвищенням або катастрофічним руйнуванням вузлів тертя.

Інтенсивний катастрофічний процес зношування вузлів тертя є наслідком перевищення критичних параметрів їх експлуатації.

Розрізняють такі види пошкодження поверхонь тертя:

- схоплення першого роду (холодний задир) – процес пошкодження сполучених поверхонь тертя, який розвивається в результаті пластичної деформації, виникнення локальних взаємодій металевих частинок на молекулярному рівні з утворенням міжмолекулярних зв'язків і їх руйнуванням на мікрорівнях з подальшим наростанням до досягнення замикання схопленням макрочастинок металу на поверхні тертя.

Виникає при терті ковзання з малими швидкостями відносного переміщення і високих питомих навантажень, при відсутності розділювальних плівок мастильного матеріалу та вторинних структур. Це один з найбільш небезпечних видів руйнування вузлів тертя;

- схопленням другого роду (гарячій задир) – процес пошкодження поверхонь тертя, обумовлений пластичною деформацією, нагріванням, розм'якшенням з утворенням і одночасним руйнуванням локальних міжмолекулярних зв'язків металів у контактних зонах, виникненням явища вторинного загартування і відпуску, утворенням тріщин, намазуванням і перенесенням металу. Виникає при терті ковзання або кочення із проковзуванням при відносно великих швидкостях і навантаженнях в умовах порушення граничного режиму тертя;

- абразивне пошкодження – руйнування поверхонь тертя з мікропрорізуванням металу абразивними частинками;

- фретінг – руйнування поверхонь тертя при дуже малих обертально-поступальних переміщеннях і динамічних навантаженнях (вібраціях). Проявляється локально у вигляді язв і каверн;

- пітінг – руйнування, яке викликане втомленням металу поверхні тертя у вузлах кочення та кочення із проковзуванням в результаті циклічних навантажень, з виникненням тріщин і викришуванням металу на окремих ділянках поверхні.

Всі ці види руйнування вузлів тертя можуть бути присутні при експлуатації турбінних агрегатів на різних стадіях, особливо під час запуску та зупинення турбоагрегатів.

Змащувальні властивості турбінних оливи визначають згідно з ГОСТ 9490 або ASTM D2783. Ці методи з використанням качіння кульок є ідентичними.

Для оцінки ковзання кульками використовують метод ASTM D4172. Для визначення властивостей стікості до зносу використовують метод лопатевого насосу ISO 20763.

Для випробування трансмісійної оливи в автомобільній, аерокосмічній промисловості тощо зазвичай використовують стандартний тест DIN 51354. Під час випробування два зубчасті колеса зачеплені та обертаються одне проти одного під заданим навантаженням і швидкістю. Зубчасті колеса виготовляються із загартованої сталі і мають зуби певної форми і розмірів. Випробування проводиться протягом певного періоду часу, як правило, 8 годин, і знос і пошкодження зубчастих коліс оцінюються різними методами, включаючи візуальний огляд і вимірювання слідів зносу. Випробування оцінює здатність трансмісійної оливи захищати від зносу, задири і точкових утворень під впливом високого тиску та високої температури. Вказаний тест використовується також виробником вогнестійкої турбінної рідини марки Reolube®.

## **М.2 Показники хімічних властивостей оливи**

### **М.2.1 Кислотне число (загальне кислотне число, число нейтралізації)**

Визначення кислотного числа (загального кислотного числа, числа нейтралізації) мастильних матеріалів проводиться згідно з ГОСТ 11362, ГОСТ 5985, або ISO 6619, ASTM D974, DIN 51558. Кислотне число для мастильних матеріалів визначається розмірністю [мг КОН/г оливи]. Існує також поняття кислотності, яке застосовується для світлих нафтопродуктів і визначається згідно ГОСТ 5985 розмірністю [мг КОН/100 см<sup>3</sup>].

Сутність методу згідно з ГОСТ 5985, ASTM D974 полягає у титруванні кислих сполук в оливі, що випробовується, спиртовим розчином гідроксиду калію в

присутності кольорового індикатора. Вказані стандарти співпадають за процедурою виконання, але відрізняються за характеристиками точності та індикаторами.

На відміну від ASTM D974, де використовують індикатори «метиловий помаранчевий» (зміна кольору, показник рН від 3,1 одиниць до 4,4 одиниць), «альфанафтолбензол» (зміна кольору, показник рН від 8,2 одиниць до 10,0 одиниць) та «фенолфталеїн» (зміна кольору, показник рН від 8,2 одиниць до 10,0 одиниць), у методі згідно з ГОСТ 5985 в якості індикаторів застосовують «лужний блакитний 6Б» (зміна кольору, показник рН від 9,4 одиниць до 14,0 одиниць), «нітразиновий жовтий» (зміна кольору, показник рН від 6,4 одиниць до 6,8 одиниць) та «фенолфталеїн» (зміна кольору, показник рН від 8,2 одиниць до 10,0 одиниць).

При титруванні згідно з ГОСТ 5985 в якості індикатора використовують «лужний блакитний марки Б».

У процесі експлуатації турбінних олив може спостерігатися зниження кислотного числа, а через деякий час його зростання. Це явище пояснюється тим, що присадки, які входять до складу оливи (в більшості випадків це антиокислювальні, протизношувальні та протизадирні присадки), мають кислий характер і з початком експлуатації взаємодіють із матеріалами, з яких виготовлений вузол тертя. Після спрацювання таких присадок, кислотне число знову зростає за рахунок продуктів кислотного характеру, що утворюються при окисненні оливи.

За рівнем кислотного числа та кінетикою його зміни можна передбачувати межі працездатності турбінних олив.

Кислотне число турбінних олив, виготовлених на основі триксиленілфосфату, визначається згідно з ГОСТ 11362 або ГОСТ 5985 із такими змінами, які викладені в РД 34.43.106-90:

- наважку оливи для титрування беруть від 8 г до 10 г з точністю до 0,01 г.
- в якості розчинника у стаканчик з наважкою оливи доливають 25 см<sup>3</sup> етилового спирту, попередньо двічі перегнаного та нейтралізованого 0,05 моль/дм<sup>3</sup> спиртовим розчином гідроксиду калію.

Сутність методу полягає в титруванні кислих сполук у вогнестійкій турбінній оливі спиртовим розчином гідроксиду калію.

Для нафтових електроізоляційних олив використовуються стандарти ДСТУ EN 62021-1 – метод автоматичного потенціометричного титрування, ДСТУ EN 62021-2 – метод колOMETрического титрування.

Для немінеральних електроізоляційних олив використовуються стандарт ІЕС 62021-3.

### **М.2.2 Стабільність до окиснення**

До окиснення олив ведуть насамперед наступні процесі:

- інтенсивне термічне розкладання оливи в підшипниках та інших перевантажених фрикційних вузлах маслосистеми, електричні процеси в електроізоляційній оливі;
- систематичне обводнення;
- підвищений вміст повітря циркулюючого масла (насичення його киснем);
- витрата антиокислювальних присадок;
- змішування (доління) некондиційних сортів.

Найбільш інтенсивне окиснення олив в процесі експлуатації відбувається в зонах контакту поверхонь тертя, в яких виникають високі навантаження (контактні навантаження) та температури (контактні температури). Контактні температури в декілька разів можуть перевищувати температуру оливи на виході із системи

змащування турбіни.

При довготривалій експлуатації олив відбувається спрацювання присадок і розпочинається інтенсивне окиснення оливи з утворенням розчинних, а в подальшому нерозчинних продуктів коксування (шламу), що супроводжується високою швидкістю нарощування кислотного числа та кінематичної в'язкості.

Продукти окиснення є каталізаторами окиснення, тому з нарощуванням їх концентрації в об'ємі оливи зростатиме швидкість протікання реакції. Тому робочі ємності олив турбоагрегатів для забезпечення зменшення концентрації продуктів окиснення повинні бути достатніх об'ємів. Продукти окиснення є поверхнево-активними речовинами, тому при їх накопиченні значно погіршується здатність оливи відділяти воду та повітря. Окиснення оливи в цілому веде до зміни її в'язкості, погіршенню антикорозійних властивостей, коксуванню оливи, забрудненню фільтрів і відкладенням на внутрішніх поверхнях металу.

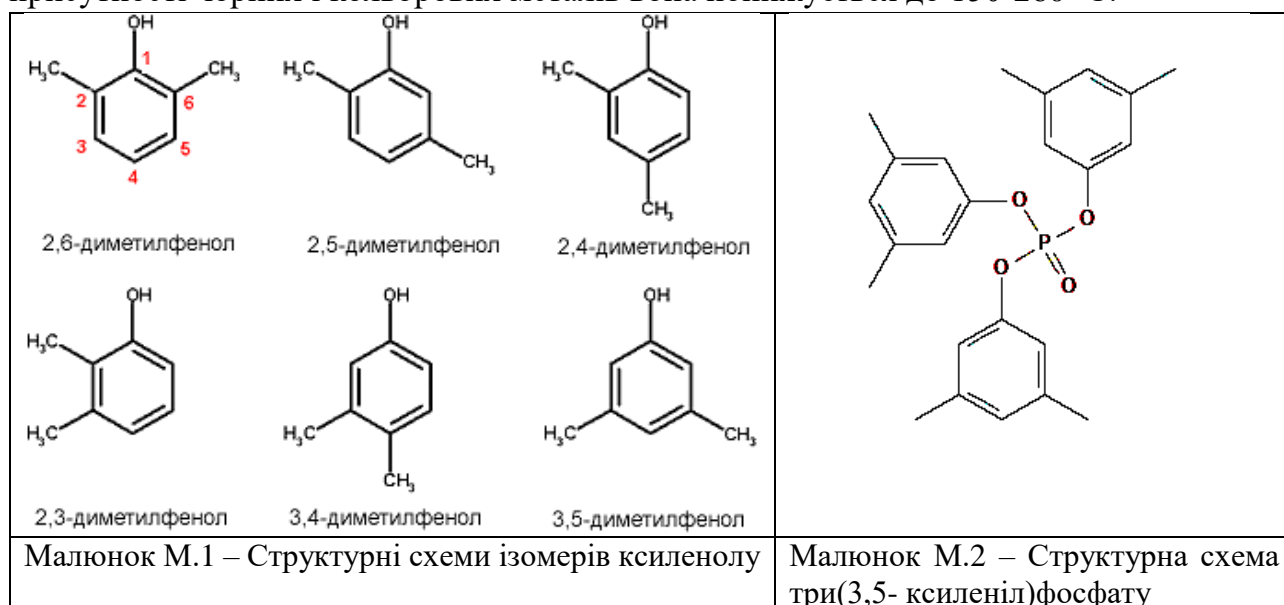
Найбільш стабільними є базові оливи, де ароматичні вуглеводні мають короткі бічні ланцюги. Процес в такому разі проходить з утворенням продуктів ущільнення ланцюгу. Якщо довжина ланцюга не збільшується, то стабільність оливи не знижується. Підвищення окислювальної стабільності досягається ефективним очищенням базових олив, у т.ч. застосуванням гідрогенізаційних процесів і додаванням антиокислювальних присадок. Оливи на нафтовій основі тривалий час зберігають експлуатаційні властивості при температурі від 120 °С до 130 °С.

Вогнестійка турбінна олива на основі трикселенілфосфатів має кращу термічну стабільність, ніж нафтова турбінна олива. Верхня температура застосування олив на основі ефірів фосфорної кислоти не перевищує 90 - 100 °С, короткочасно до 150 °С.

Синтетичні оливи на основі поліальфаолефінів можуть експлуатуватися при температурі від 170 °С до 180 °С і короткочасно до 200 °С.

Найбільш стійким до окиснення є просторово симетричний 3,5-ксиленол (діметилфенол) і відповідно 3,5-трикселенілфосфат (див. малюнки М.1, М.2). Відповідно найбільш легко окислюються 2,5- і 2,4-три-кселенілфосфати.

Утворення з силової рідини високомолекулярних сполук веде до накопичення шламу в системі і може виникати під впливом високих температур в точках місцевого перегріву (підшипники, перекіс шейки валу в опорі ковзання і т.п). Для ефірів фосфорної кислоти початкова температура термічного розкладу приблизно 375-485 °С, але в присутності чорних і кольорових металів вона знижується до 150-260 °С.



Чорні та кольорові метали та окисли і карбонати металів I, II груп є каталізаторами процесу термічного окиснення вогнестійкої турбінної оливи на основі трикселенілфосфатів. Під час термічного розпаду вказаної рідини в присутні металів утворюються кислі сполучення і високомолекулярні сполучення. Під час термічного розпаду в присутні карбонатів металів I, II груп і окислів металів II групи, який починається при 200 °С, спостерігається густий білий дим і світіння розпечених карбонатів. При цьому температура початку розпаду рідини понижується до 150 °С. В цілому синтетичні турбінні рідини на основі трикселенілфосфатів значно перевищують по показнику стабільність до окиснення (термічна стабільність) мінеральні турбінні оливи.

Три(3,5-ксиленил)фосфат має вдвічі кращу термоокислювальну стабільність ніж три(2,5-ксиленил)фосфат і мінеральна турбінна олива.

Стабільність до окиснення турбінних олив визначають згідно з ГОСТ 981, ГОСТ 18136, ASTM D943, ASTM D2272, DIN EN 14832. Окиснення олив за цими методами протікає в різних умовах.

ГОСТ 981 передбачає окиснення в приладі ВТІ і розповсюджується на нафтові оливи з присадками. Окиснення оливи в приладі ВТІ здійснюється під дією кисню за підвищених температур в присутності каталізатора.

Стабільність олив до окиснення характеризується зміною кислотного числа, кількістю летких низькомолекулярних кислот та осаду, що утворився при окисненні. Вказаний параметр якості характеризує здатність оливи до старіння в процесі експлуатації та довготривалого зберігання і залежить, перш за все, від хімічного складу базових олив. Зменшення схильності до окиснення базових нафтових олив досягається за рахунок одержання при їх виробництві вузьких вуглеводневих фракцій, глибокої очистки від небажаних речовин та сполук, застосування процесів гідрогенізації та гідроізомеризації.

Стабільність до окиснення електроізоляційних олив визначають згідно стандарту ДСТУ EN IEC 61125 (тестова послідовність I на протязі 500 год.). При цьому після старіння визначаються загальна кислотність, шлам і тангенс кута діелектричних втрат при 90 °С.

### **М.2.3 Антикорозійні властивості**

Дослідження корозійної дії турбінних олив по відношенню до чорних металів проводиться згідно з ГОСТ 19199 або ASTM D130. Корозійний вплив на кольорові метали визначається згідно з ГОСТ 2917, ДСТУ EN ISO 2160 або ASTM D130.

Антикорозійні властивості оцінюються за ступенем корозії сталевого стрижня, зануреного в суміш випробовуваної оливи і дистильованої води або випробовуваної оливи і розчину неорганічних солей (див. 3.2 ГОСТ 19199). Для турбінних олив марок Тп-22 і Тп-30 випробування проводяться з дистильованою водою, для оливи марки Тп-46 застосовується медична сіль, сіль для ванн, морська сіль і інша - 2,5% розчин ГОСТ 9972.

Антикорозійні властивості турбінних олив залежать від складу базових компонентів і ефективності антикорозійних, антиокиснювальних та захисних (деактиваторів металів) присадок. Присадки попереджують агресивну дію продуктів окиснення та сторонніх речовин (наприклад, води), що внесені під час експлуатації, а також речовин, що входять до складу оливи і є агресивними до металу.

У процесі старіння (окиснення та спрацювання присадок) корозійна здатність олив зростає. Більш схильними до корозійної дії в процесі окиснення є оливи, одержані із сірчистих нафт з високим вмістом парафінових вуглеводнів, які утворюють при

окисненні агресивні сполуки.

Корозія чорних металів у більшості випадків протікає за рахунок присутності в оливi води, а кольорових металів та їх сплавів – під дією агресивних сполук, що утворилися в результаті окиснення.

Вода при взаємодії з продуктами окиснення утворює сполуки, які стимулюють процеси корозії як чорних, так і кольорових металів. Корозія кольорових металів зростає із підвищенням температури. Внаслідок абразивного характеру продуктів корозії відбувається механічне зношування вузлів тертя.

Для електроізоляційних олив антикорозійні властивості визначаються косвенно, як вміст сірки(згідно норми) і вміст присадок-пасиваторів металу (має бути не більш ніж 5 мг/кг, визначається згідно з ІЕС 60666).

Вимогами ГКД 34.20.507-2003 контроль антикорозійних властивостей мінеральних турбінних олив і синтетичних вогнестійких турбінних рідин під час вхідного контролю не передбачено. Вважається, що свіжі турбінні оливи/рідини мають нейтральну реакцію рН водної витяжки і корозійна небезпека відсутня. При експлуатації візуальний контроль за антикорозійними властивостями турбінної олив/рідини проводиться за зразками-індикаторами в головному оливному баку турбіни і шляхом лабораторних випробувань згідно з методиками ДСТУ EN ISO 2160, ГОСТ 19199, ГОСТ 2917, ISO 4404-2. Враховуючі, що під гідролізу трикселенілфосфатів та термічному окисненню утворюються кислі продукти розпаду, лабораторні випробування на антикорозійні властивості слід починати у разі виявлення вмісту водорозчинних кислот. Галузевим керівним документом ГКД 34.20.507-2003 вимагається проведення випробувань на антикорозійні властивості для експлуатаційної синтетичної вогнестійкої рідини. Досвід експлуатації вогнестійких турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів у ВП АЕС показує, що антикорозійні випробування вказані рідини витримували в межах встановлених норм за все строки експлуатації.

Для холодильних олив антикорозійні властивості перевіряються як сумісність із холодоагентом відповідно до ASHRAE 97-2007 «Метод випробування хімічної речовини стабільність матеріалів для використання в холодильних системах» (Sealed-TubeTest). Для цього пробірку або автоклав заповнюють певною кількістю суміші оливи і рідкого холодоагенту. Випробування проводять при 175 °С протягом 14 діб у присутності заліза, міді, алюмінію. Після закінчення випробування оцінюється наявність змін у числі нейтралізації оливи та поверхні металу каталізатору.

#### **М.2.4 Масова частка сірки**

Для енергетичних олив вміст сірки зазвичай вимірюється в базовій оливi і залежить від природи нафти, з якої вона виробляється, та глибини її очищення.

В оливах, одержаних із нафт з високим вмістом сірки, сірка знаходиться у зв'язаному із органічними сполуками вигляді. До таких сполук відносяться меркаптани меркаптани (тіоспірити), сульфідиди (тіоефіри), дисульфідиди та похідні тіофену (ароматика, що містить сірку). Меркаптани, мають слабокислі властивості, утворюють із лужними металами і оксидами важких металів солі – меркаптиди, які схильні до гідролізу. Сульфідиди, дисульфідиди та похідні тіофену хімічно нейтральні. Продукти окислення оливи, що мають завищений вміст сірки, більш агресивні до дії на метали.

Для нафтових мастильних матеріалів вміст сірки нормується лише для базових олив.

Для трансформаторних олив вміст корозійної сірки - меркаптанів є одним з



найважливіших показників, що визначають агресивні властивості оливи. Меркаптани викликають інтенсивну корозію міді, срібла, менше – сталі (все – контакти перемикачів). та окислення оливи. Кількісно вміст сірки в трансформаторній оливі визначають титруванням, а результати приймають як кількість «корозійної сірки».

Норма вмісту сірки регламентується лише для свіжих трансформаторних олив (корозійна сірка повинна бути відсутня).

Міждержавний стандарт ГОСТ 1437 встановлює прискорений метод визначення масової частки сірки в нафтопродуктах, включаючи оливи та залишкові нафтопродукти, які містять не менше 0,1 % масової частки сірки. Метод полягає у спалюванні оливи в струмені повітря, уловлюванні утворюючихся сірчистого та сірчаного ангідридів розчином перекису водню із сірчаною кислотою та титруванні розчином гідроокису натрію.

Для електроізоляційних олив визначають:

- загальний вміст сірки згідно ISO 14596, ISO 8754 (норма – макс. 0.05%);
- вміст корозійної сірки згідно з DIN 51353 (норма для оливи – не корозійна);
- потенціально корозійну сірку згідно з ДСТУ EN 62535.

За DIN 51353 чи ГОСТ 33254 визначають наявність корозійної сірки в трансформаторній оливі шляхом витримання срібної смужки в оливі при температурі 100 °С протягом 18 год. і подальшою візуальною оцінкою зміни кольору поверхні полоски. Якщо олива не містить корозійну сірку, то воно не викликає помітної зміни кольору срібні пластини під час випробувань.

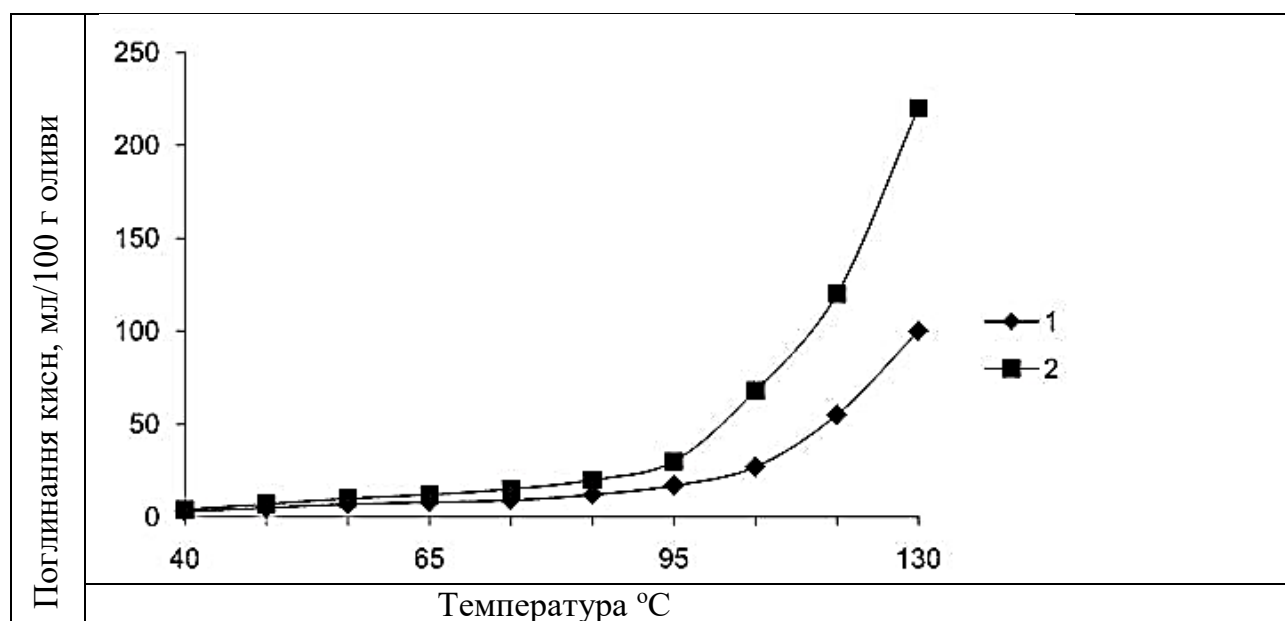
Метод тестування ДСТУ EN 62535 використовує мідний провідник, обгорнутий одним шаром крафт-паперу, занурений у оливу та нагрітий протягом 72 годин до температури 150 °С у герметично закритому скляному флаконі для оцінювання здатності оливи утворювати сульфід міді та переносити його на шари паперу. Мідь досліджується на ознаки зміни кольору, а папір – на наявність відкладень сульфиду міді.

Зростання сульфиду міді на голій міді може спричинити наявність у маслі електропровідних часток, які можуть діяти як ядра для електричного розряду та призвести до несправності. Існують і інші методи випробування з використанням оголеної мідної смужки, зануреної в масло та нагрітої, щоб виявити корозійну поведінку масла щодо міді. Для цього випробування також використовується метод ASTM D1275. Випробування з папером і без нього можуть призвести до різних результатів.

Під потенційно корозійною сіркою розуміють сіркоорганічні сполуки, які присутні в трансформаторних оливах і які можуть спричинити утворення сульфиду міді. Деякі з цих сполук спочатку можуть бути їдкими або стати корозійними за певних умов експлуатації.

Експериментальні дослідження, які було проведено в «Казанском государственном энергетическом университете», РФ із трансформаторними оливами селективного очищення показали, що присутня в зразках оливи в кількості 0,5% масової частки сірка є більш ефективною антиокислювальною добавкою, ніж іонол (Науково-технічний журнал «Надежность и безопасность энергетики» № 4 (27), 2014 г.). Це дозволяє рекомендувати застосування сірки в кількості 0,5% маси в якості інгібувальної добавки до трансформаторних олив замість іонолу для підвищення їхньої термічної стабільності. Термостабільність оливи визначали за кількістю кисню,

поглиненого досліджуваними зразками при різних технологічних режимах згідно з ГОСТ 982. Отримані експериментальні дані наведено на малюнку М.2.



Малюнок М.2 Вплив температури на поглинання кисню оливою,  
1 – олива селективного очищення з масовою часткою сірки 0,5%;  
2 – олива селективного очищення з масовою часткою іонолу 0,5%.

### М.2.5 Масова частка фенолу

Вміст фенолу визначається згідно з ГОСТ 1057. Вміст фенолу як правило визначається в базових оливах, які використовуються для виробництва нафтових турбінних олив. Для очистки цих базових нафтових олив застосовуються селективні розчинники, такі як фенол, фурфурол, крезол тощо. При порушенні технології виробництва, селективні розчинники можуть залишатись у складі олив і погіршувати стабільність щодо окиснення, ініціювати корозійну дію до металів тощо. Залишки селективних розчинників впливають на вязкість турбінних олив/рідин, температуру спалахтощо. Тому їх присутність у товарних турбінних оливах/рідинах не допускається.

Ксиленоли (діметілфеноли) мають хімічну формулу  $C_8H_{10}O$  і є гомологами фенолу. Тому для них може бути застосовано ГОСТ 1057. У синтетичній вогнестійкій турбінній оливі ОМТИ згідно ТУ 3470.11335-97 і ГОСТ 11314 вміст 3,5-діметілфенолу (3,5-ксиленолу) має становити від 65% до 75%. Вміст вільних ксиленолів у вогнестійкій турбінній оливі на основі трикселенілфосфатів є мірою якості технологічного процесу її виготовлення.

### М.2.6 Масова частка 2-фурфуролу

Хімічні сполуки 2-фурфурол і споріднені фуранові з'єднання утворюються при розкладанні целюлозної ізоляції трансформаторних обмоток. Вміст вказаних сполук визначається методом високоефективної рідинної хроматографії. Стандарти, що застосовуються: або ДСТУ EN 61198, ІЕС 61198, ГОСТ Р МЕК 61198-2013, СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014. Перед випробуванням сполуки виділяють із оливи методом рідинної екстракції або з використанням силікагелевого картриджу.

Фурфурол як і фенол може використовуватися як селективний очисник. У свіжий електроізоляційній оливі 2-фурфурол і споріднені фуранові з'єднання мають

бути відсутні.

### **М.2.7 Масова частка водорозчинних кислот та лугів (реакція водної витяжки)**

Вміст водорозчинних кислот та лугів в оливах визначається згідно з ГОСТ 6307. Сутність методу полягає у вилученні водорозчинних кислот та лугів з оливи водним розчином або водо-спиртовим розчином і визначенні рН водної витяжки за допомогою рН-метра чи реакції середовища за допомогою індикаторів.

Вміст водорозчинних кислот і лугів в синтетичної турбінної оливи на основі триксиленилфосфатів, визначається із такими змінами до ГОСТ 6307. Наважку оливи беруть у кількості  $100,00 \pm 0,01$  г і  $100$  см<sup>3</sup> дистильованої води. Олива і вода поміщаються в конічну колбу об'ємом  $500$  см<sup>3</sup> і нагріваються при перемішуванні до  $55 \pm 1$  °С. Переливають після фільтрації в роздільну воронку і відстоюють. Для визначення рН беруть водний екстракт в кількості від  $40$  см<sup>3</sup> до  $45$  см<sup>3</sup>.

Присутність водорозчинних кислот та лугів в оливах обумовлена такими причинами:

- залишками в базових оливах (наслідки селективного очищення, зазвичай для нафтових олив це сірчана кислота, гідроксиди натрію або калію);
- введенням їх у вигляді присадок при виробництві товарних олив;
- утворенням при експлуатації (характеризує ступінь старіння оливи).

Органічні кислоти можуть бути присутні за недостатньої очистки базових олив або утворюватися в процесі старіння оливи при її експлуатації (низькомолекулярні кислоти). Наявність лугів викликана невеликими селективного очищення і не викликає корозії металів, але в присутності води вони підвищують її електролітичні властивості, що може призвести до електрохімічної корозії металів. Вміст вільних незв'язаних кислот і лугів у турбінних оливах є неприпустимим. Для експлуатаційних електроізоляційних олив показник вмісту водорозчинних кислот визначають згідно з методикою У.1 СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009.

Процес виготовлення вогнестійких турбінних рідин на основі триксиленилфосфатів містить у собі етап лужної промивки фінішного продукту для видалення продуктів неповної естерифікації і кислих поєднань, які утворилися в результаті термічного розкладу під час розгонки. Наявність залишків луку знижує гідролітичну стабільність вогнестійкої рідини, а недостатнє лужне промивання залишає в фінішному продукті корозійно-агресивні домішки. Із цього випливає принципова вимога до товарної вогнестійкої рідини мати нейтральну реакцію водної витяжки.

### **М.2.8 Наявність шламу**

У процесі експлуатації властивості мастильних і ізоляційних олив змінюються. Поступово накопичуються механічні домішки, утворюються нерозчинні речовини, що випадають у вигляді шламу.

Шлам оливи є коагульованими або конденсованими продуктами старіння, що знаходяться в маслі у зваженому або розчиненому стані і здатні утворювати опади. Розчинність шламу в оливі з пониженням температури зменшується і він відкладається в більш холодних частинах оливної системи (в основному в охолоджувачах оливи, що може викликати погіршення їх використання).

Визначення наявності розчиненого шламу є важливим випробуванням, оскільки дозволяє виявити наявність розчинених в оливі продуктів глибокого старіння, здатних випадати як осад на поверхні металу, змінювати реологію змащувальної рідини і силової рідини в системі управління турбогенератору, забруднювати фільтри, погіршувати деаераційні і деемульгуючі властивості оливи, прискорювати процес

старіння оливи.

Продукти старіння, що випадають в осад на активній частині електроустановки (нерозчинний шлам), характеризуються високим кислотним числом і негативно впливають на тверду ізоляцію у т.ч. на папір і картон.

Для електроізоляційних олив показники визначають відповідно до методики Е.2 СОУ-Н ЕЕ 43.101:2009.

Стандартами ДСТУ ГОСТ 18136 і ДСТУ EN IEC 60296 передбачено визначення вмісту шламу під час проведення випробувань на окислювальну стабільність.

### **М.2.9 Зольність базової/товарної оливи**

Зольність базової та товарної оливи визначають за ГОСТ 1461 або ASTM D482. Ці методи визначення зольності ідентичні. Зольність оливи, виготовленої на основі триксиленілфосфатату, визначають згідно з ГОСТ 1461 із такими змінами: наважку оливи беруть у кількості  $(10,00 \pm 0,10)$  г.

Зольність базових нафтових олив і синтетичних рідин характеризує глибину їх очистки від механічних домішок та солей неорганічного походження природного характеру або тих, що були внесені при їх одержанні штучним шляхом (каталізатори, адсорбенти тощо), а також ступінь очищення від залишков лугу.

Такі продукти можуть прискорити окиснення товарних олив, а абразивний матеріал підвищує зношування вузлів тертя. Допустимі норми по зольності базових олив не повинні перевищувати 0,005 % масової частки.

Однак зольність товарних олив може бути дещо вищою на порядок, а то і на два, при застосуванні в їхньому складі у вигляді присадок органічних сполук. Такі присадки повинні бути повністю розчинними в оливах і не випадати в осад при зберіганні та експлуатації.

### **М.2.10 Коксованість базової оливи**

Коксованість базової оливи визначають згідно з ГОСТ 19932 або ASTM D524. Ці методи ідентичні.

Цей показник характеризує здатність до окиснення (коксування) олив за високих температур. Продукти, що схильні до утворення коксу в умовах окиснення, як правило, відносяться до важких ароматичних вуглеводнів та смол.

Необхідно враховувати при визначенні коксованості вуглеводів, що піддаються коксуванню, і вуглеводів, що містять сполуки, які схильні до утворення золи в базовій оливі.

### **М.2.11 Гідролітична стабільність**

Гідролітична стабільність олив матеріалу становить інтерес у зв'язку з тим, що з самої оливи і з гідравлічної системи неможливо повністю видалити сліди води. Забруднення оливи водою відбувається в результаті її конденсації із повітря при перепаді температур у робочих ємностях та оточуючому середовищі, а також в результаті проникнення води через незадовільні (пошкоджені) ущільнення охолоджувачів оливи.

Гідролітична стабільність, як і стабільність до окиснення олив, залежить від її молекулярних просторових чинників і визначається якісними змінами, що відбуваються в оливі під дією води. Гідролітично нестійкі турбінні оливи під час взаємодії з водою утворюють кислотні і нерозчинні сполуки, мила, які можуть привести до нестабільної роботи або відмови гідравлічних систем через зміни в'язкості оливи, корозії металу, залипання або заклинювання рухомих частин гідравлічних систем. Показник гідролітичної стабільності використовується для оцінки якості оливи

з точки зору впливу на ресурс експлуатації.

Застосовувані стандартні методи випробування турбінних олив на гідролітичну стабільність припускають нагрів гомогенізований суміші оливи і води певної пропорції разом з контрольним зразком мідної пластини (стрічки) в герметично закритій ємності при встановлених температурі і часу нагріву.

Гідролітична стабільність оливи оцінюється для випробуваного зразка зі зміни загального кислотного числа, в'язкості, рН водного шару та змістом осаду, що є ваговим показником корозії.

Трикселенілфосфати як усі складні ефіри піддаються гідролізу. Під час експлуатації неможливо виключити попадання в вогнестійку турбінну рідину вологи. Приблизну характеристику розчинності ксиленолів відображено в таблиці М.1. Наведені відомості пояснюють стабільність три(3,5-кселеніл)фосфату, зміст якого є найбільшим у синтетичній турбінній рідині згідно з ТУ 34.70.11335-97 «Масло турбінное огнестойкое на основе трикселенилфосфата/ОМТИ/».

Таблиця М.3 – Розчинність ізомерів ксиленолу

Назва речовини	Розчинність у воді	Розчинність в інших розчинниках
2,3-ксиленол	розчинний	етиловий спирт
2,4-ксиленол	малорозчинний	етиловий спирт, діетиловий спирт
2,5-ксиленол	розчинний	етиловий спирт, діетиловий спирт
2,6-ксиленол	–	етиловий спирт, діетиловий спирт
3,4-ксиленол	розчинний	етиловий спирт, діетиловий спирт
3,5-ксиленол	малорозчинний	етиловий спирт

Згідно з ГОСТ 11314 вказаний продукт містить суміш ізомерів ксиленолу, а також деяку частку крезолу і фенолу. Як вказано в цьому ГОСТ, ксиленоли малорозчинні у воді, розчиняються у водних розчинах лугів з утворенням солей, на повітрі повільно окислюються. Оскільки трикселенілфосфати отримані шляхом етерифікації суміші ізомерів ксиленолів, то їх хімічні властивості є похідними від цієї сировини. Слід зауважити, на стабільність ксиленолів впливає не тільки їх молекулярна вага, а і просторове розміщення метільних груп.

Найменш стабільними є ксиленоли з розташуванням метільних груп орто-, наприклад: 2,3- ксиленол, 3,4-ксиленол. Найбільш стабільними є ізомери ксиленолу мета- форми (3,5-ксиленол) або пара- форми.

Під час гідролізу складних ефірів фосфорної кислоти, до яких належать трикселенілосфати, утворюються феноли та сполучення фосфорної кислоти, які в свою чергу характеризуються низкою стабільністю до окиснення і утворюють разом с кислими продуктами твердий осад. Слід зауважити несумісність останніх зі звичайним склом, чому під час лабораторних досліджень має використовуватися кварцовий посуд.

Розчинність трикселенілосфатів у воді насамперед залежить від ізомерного складу речовини і температури. Вважається, що найвища розчинність має місце до температури 100 °С. Фактично це визначає робочий діапазон температур вогнестійкої турбінної речовини в паровій турбіні. Реакція гідролізу трикселенілфосфатів прискорюються разом з підвищенням температури, тому найшвидше буде йти під час проходження рідини через пари тертя системи змащування парової турбіни.

Приблизне порівняння гідролітичної стабільності трикселенілфосфатів наведено в таблиці М.2.

Таблиця М.2 - Порівняння гідролітичної стабільності трикселенілфосфатів

Назва речовини	Збільшення кислотного числа, мг КОН/г рідини
Три (2,4-ксиленіл)фосфат	6,4
Три(2,5-ксиленіл)фосфат	5,5
Три(3,4-ксиленіл)фосфат	7,2
Три(3,5-ксиленіл)фосфат	3,4
Суміш три(3,4-ксиленіл)фосфату і три(3,5-ксиленіл)фосфату 1:1	5,6

Випробування ефірів фосфорної кислоти на гідролітичну стабільність здійснюється згідно з методикою стандарту EN 14833. На цей час вказаний стандарт в Україні в дію не введено, і лабораторії хімічних цехів енергопідприємств не мають відповідного лабораторного обладнання. У стандартних сертифікатах аналізу якості, а також у технічних або комерційних специфікаціях інформація щодо гідролітичної стабільності продукції не відображається. Внаслідок цього вхідний контроль якості синтетичної вогнестійкої турбінної рідини на гідролітичну стабільність проводиться документально – згідно наданих виробником продукції протоколів.

### М.2.12 Число омилення.

Кислотне число як показник окислення не дає повної оцінки процесу окислення оливи.

Швидкість окислення оливи залежить від вмісту кисню у системі. Кисень (від 17% до 34%), що увійшов у реакцію, залишається в оливі у вигляді вільних кислот. Решта кисню утворює водорозчинні низькомолекулярні кислоти на первинній стадії окислення. Водорозчинні низькомолекулярні кислоти можуть становити значну частку від загальної частки кислот в експлуатаційних оливах. Кількісний вміст цих кислот характеризує число омилення (число Кетстерфера). У кількісному виміру число омилення є кількість міліграмів гідроксиду калію (KOH), яке необхідне для нейтралізації вільних кислот і омилення складних ефірів у грамі оливи.

У сукупності кислотне число та число омилення дають більш повну інформацію про ступінь окислення оливи ніж кожен показник окремо.

Для холодильних олив міжнародний стандарт DIN 51503-2 рекомендує проводити оцінку ступеня окислення оливи за вказаними двома показниками разом.

### М.2.12 Пробивна напруга

Пробивна напруга є найважливішим показником якості електроізоляційної оливи. Вказана якість характеризує здатність оливи як рідкого діелектрика витримувати електростатичну напругу без електричного пробою.

Пробивна напруга це мінімальна напруга (пікове значення напруги, що поділене на  $\sqrt{2}$ , яке виміряне при випробуванні в момент виникнення першого іскрового розряду між електродами.

Пробивна напруга залежить від температури оливи, вмісту води і механічних домішок, ступеня старіння оливи і електричної ізоляції обладнання. Пробивна напруга вказується в протоколі випробувань трансформатора, заповненого оливою.

Визначення показника обов'язково для свіжих та експлуатаційних трансформаторних олив. Методики випробувань – згідно з IEC 60156, ASTM D1816, ASTM D877, ГОСТ 6581-75.

Міжнародний стандарт IEC 60156 передбачає використання латунних кулькових електродів або латунних електродів VDE (рис. II, як і ASTM D1816). Найчастіше використовуються електроди VDE, і основна відмінність від ASTM D1816 полягає в тому, що відстань між електродами становить 2,5 мм.1

ASTM D877 є досить старим стандартом, який визначає використання плоских дискових електродів із полірованої латуні, діаметром 25,4 мм (1 дюйм), товщиною не менше 3,18 мм (1/8 дюйма), гострими краями не більше ніж 0,254 мм (0,01 дюйма) радіусом і з паралельними гранями та осями на збігаючій горизонтальній лінії, коли встановлено у тестовій камері. Відстань між електродами зафіксована на 2,54 мм. Цей стандарт не вимагає перемішування та має відносно швидку швидкість зростання напруги. Завдяки цьому еталон не дуже чутливий до наявності вологи. Під час виконання цього стандартного тесту можна вибрати дві різні процедури:

Процедура А: 5 вимірювань пробою проводяться в одній тестовій комірці з інтервалом 1 хвилина між пробоями. Середнє значення 5 заповнень вважається напругою пробою. Це зазвичай використовується для рідин, у яких нерозчинні продукти розпаду легко осідають під час інтервалу між розпадами (нафтові оливи, вуглеводні, природні та синтетичні складні ефіри).

Процедура В: 1 вимірювання пробою проводиться при кожному з 5 послідовних заповнень тестової камери. Середнє з 5 пробоями вважається напругою пробою. Це зазвичай використовується для рідин, у яких нерозчинні продукти розпаду не осідають повністю протягом інтервалу, описаного в процедурі А. Це також використовується для силіконових рідин або для встановлення значення розпаду рідини, якщо специфікація ASTM не існує.

Електроди в ASTM D877 є тонкими плоскими дисками, які не є типовими для електродів у трансформаторах. Стандарт рекомендовано для звичайного прийому свіжої, необробленої оливи від постачальника для використання в автоматичних вимикачах.

ASTM D1816 є найпоширенішим стандартом у Північній Америці. Електроди мають грибоподібну форму та виготовлені з полірованої латуні та відповідають специфікаціям, наведеним у стандарті VDE, німецької організації зі стандартизації. Перемішування є постійним протягом випробування, навіть протягом інтервалів між вимірюваннями пробою, з дволопатевою робочим колесом із визначеним кроком і робочою швидкістю від 200 до 300 об/хв. Крильчатка направляє потік рідини до дна тестової камери для рівномірного потоку по всій камері. Можна вибрати дві різні відстані між електродами: 1 мм або 2 мм. Загалом, якщо неможливо досягти пробою на 2 мм, то зазор слід зменшити до 1 мм. Проводиться 5 послідовних пробоя і середнє значення приймається як напруга пробою. Округлені електроди в ASTM D1816 також не дублюють за формою ізольовані електроди в трансформаторах, але вони більш наближені до застосування трансформаторів. Електроди ASTM D1816 більш чутливі до взважених механічних частинок і розчиненої води в оливі. Таким чином, результати тесту ASTM D1816 дають кращу оцінку змін, які можуть відбутися в трансформаторній оливі ніж ASTM D877. ASTM D1816 рекомендовано для тестування рідин в трансформаторах і перемикачах навантаження, оскільки це дозволяє більш чутливо оцінювати зміни, що відбуваються в діелектричних властивостях ізоляційних рідин.

IEC 60156 є міжнародний стандарт, який передбачає використання латунних кулькових електродів або латунних електродів виготовлених відповідно до вимог стандарту VDE, як і ASTM D1816. Електроди VDE використовуються найчастіше. Основна відмінність від ASTM D1816 полягає в тому, що відстань між електродами становить 2,5 мм. Крім того, перемішування рідини є необов'язковим, і це досягається за допомогою магнітної мішалки (якщо немає ризику видалення магнітних частинок з досліджуваної рідини). Цей стандарт також вимагає проведення 5 послідовних

вимірювань із середнім значенням напруги пробою.

Загалом, стандарт IEC 60156 із використанням електродів VDE дасть найвищі значення напруги пробою порівняно зі стандартом ASTM D1816. Це пов'язано з більшою відстанню між електродами і вищою швидкістю наростання напруги (відстань між електродами: ASTM D877 – 2,54 мм, ASTM D1816 – 1 мм или 2 мм, IEC 60156 – 2,5 мм). . Тому, якщо ви бажаєте використовувати цей стандарт, рекомендуємо DTA 100 C, оскільки він може застосовувати напругу до 100 кВ.

Визначення значень пробивної напруги згідно з ГОСТ 6581 проводиться із використанням вимірювальних комрок, в яких відстань між електродами становит 2,5 мм.

При наближенні пробивної напруги до гранично допустимого значення слід визначити кількісне вміст вологи. Вологовміст також дозволяє визначити причину погіршення характеристик твердої ізоляції.

### **М.2.13 Тангенс кута діелектричних втрат**

Тангенс кута діелектричних втрат (DDF) є показником якості оливи чутливим до присутності в оливі різних забруднень: колоїдних (дрібнодисперсних) утворень, розчинних металоорганічних сполук (мил) та різних продуктів старіння оливи і твердої ізоляції. Визначення  $\tan \delta$  дозволяє виявити незначні зміни властивостей оливи навіть за дуже малого ступеня забруднення, які не визначаються хімічними методами контролю. Характер температурної залежності тангенсе кута діелектричних втрат дозволяє визначити тип забруднення.

Визначається при температурі електроізоляційної оливи 90 °C за методиками:

- при визначеності якості оливи – IEC 60247 (використовується як арбітражний), IEC 61620, ГОСТ 6581, ASTM D924;
- при визначенні стабільності оливи до окиснення – IEC 61125.

### **М.2.14 Газостійкість в електричному полі**

Для деяких типів спеціальних трансформаторів з високою напруженістю електричного поля важлива здатність оливи поглинати або виділяти газ (водень) за впливу електричної напруги. Залежить від фракційного складу оливи. Оливи, що мають високі вміст ароматичних вуглеводнів мають високі газопоглинаючі властивості і навпаки. Ця властивість опосередковано залежить від встановлених вимог до окисної стабільності оливи. Для підвищення газостійкості можуть застосовуватися присадки.

Газостійкість визначають за IEC 60628, ASTM D2300, ГОСТ 13003. До газостійких відносяться оливи, для яких під час випробування згідно стандарту IEC 60628 виділення газу не перевищує 5 мкл за 1 хвилину.

### **М.2.15 Вміст поліциклічних ароматичних вуглеводнів (РСА)**

Деякі поліциклічні ароматичні вуглеводні є канцерогенами, тому їх вміст у нафтових оливах має відповідати допустимому рівню. Поліциклічні ароматичні вуглеводні визначають екстракцією диметилсульфоксиду за стандартом IP 346 (вміст має бути не більш ніж 3%).

### **М.2.16 Вміст поліхлорованих бифенилов (PCB)**

Поліхлоровані бифеніли є екологічно шкідливими сполуками і невикористаних нафтових оливах мають бути відсутніми. Згідно європейському законодавству використання оливи із вмістом PCB більш ніж 50 ppm заборонено. Загальні межі змісту PCB встановлюються національним законодавством. Вміст PCB визначають за стандартом ДСТУ IEC 61619, норма менш ніж 2 мг/кг.



## ДОДАТОК Н

Основні вимоги стандартів ISO 8068 і ISO 10050 до якості турбінних олив і рідин

Основні положення специфікації ISO 8068 щодо якості нафтових турбінних олив класів TSA і TGA - мастильні матеріали з відповідними антиоксидантами та інгібіторами корозії для застосування в парових і газових турбінах (звичайне обслуговування) наведено в таблиці Н.1.

Зовнішній вигляд свіжих олив має бути прозорим і чистим, без будь-яких видимих частинок (видиме світло при температурі навколишнього середовища). Ці масла не повинні містити покращувачів індексу в'язкості.

У спірних випадках щодо визначення якості має бути застосовано процедуру ISO 4259. Вміст води визначено за допомогою стандартів ISO 760, ISO 6296, ISO 12937 або ISO 20764. У разі суперечки слід використовувати ISO 20764.

Індекс сумісності олив і еластомерів слід визначати відповідно до ISO 6072 за умов, перелічених у ISO 8068. Інші еластомери та інші обмеження можуть використовуватися або вказуватися кінцевим користувачем залежно від мети та умов фактичного використання.

Таблиця Н.1 — Специфікація для олив L-TSA L-TGA

Найменування показника	Один. виміру	Норма для класу VG ISO			Метод випробування
		32	46	68	
Клас в'язкості		32	46	68	ISO 3448
Кольор	оцінка	звіт			ISO 2049
Зовнішній вигляд	оцінка	чісто и блискуче			візуально
Кінематична в'язкість - мінімум - максимум	мм <sup>2</sup> /с	28,8 35,2	41,4 50,6	61,2 74,8	ISO 3104
Індекс в'язкості, не менше		90	90	90	ISO 2909
Температура застигання, не більше <sup>1)</sup>	°C	- 6	- 6	- 6	ISO 3016
Густина при 15 °C	кг/м <sup>3</sup>	звіт			ISO 12185 або ISO 3675
Температура спалаху, не більше - у відкритому тиглі - у закритому тиглі	°C	186 170	186 170	186 170	ISO 2592 ISO 2719
Кислотне число, не більше <sup>2)</sup>	мг КОН/г	0,2	0,2	0,2	ISO 6618 або ISO 6619 або ISO 7537
Вміст води (масова частка), не більше	%	0,02	0,02	0,02	ISO 6296 або ISO 12937
Схильність до піноутворення <sup>3)</sup> (тенденція/стабільність) - послідовність 1 °C при 24 °C - послідовність 2 °C при 93 °C - послідовність 3 °C при 24 °C після 93 °C	мл/мл	450/ 0 50/0 450/ 0	450/ 0 50/0 450/ 0	450/ 0 50/0 450/ 0	ISO 6247
Час деаерації при 50 °C, не більше	хвилини	5	5	6	ISO 9120
Коррозія міді (3 год. При 100 °C), не більше	оцінка групи	1	1	1	ISO 2160
Антикорозійні властивості (24 год)	оцінка	прохід			ISO 7120(B)

Закінчення таблиці Н.1

Найменування показника	Один. виміру	Норма для класу VG ISO			Метод випробування
		32	46	68	
Час деемульсації (максимальний час для досягнення 3 мл емульсії при 54 °C) <sup>4)</sup>	хвилини	30	30	30	ISO 6614
Окислювальна стабільність (обертова ємність під тиском), не менше	хвилини	звіт			ASTM D2272
Окислювальна стабільність TOST <sup>5)</sup> - кислотне число при 1000 год., не більше - час досягнення значення кислотного числа 2 мг КОН/г, не більше - шлам після 1000 год, не більше	мг КОН/г год мг	0,3 3500 200	0,3 3500 200	0,3 3500 200	ISO 4263-1
Окислювальна стабільність <sup>6)</sup> - загальна масова частка продуктів окислення TOP, не більше - масова частка шламу шлам від TOP, не більше	мг КОН/г % %	0,40 0,25	0,50 0,30	0,50 0,30	ISO 7624
Фільтрованість для зневоднених олив, не менше	%	85	85	85	ISO 13357-2
Фільтрованість для олив в присутності води	%	прохід			ISO 13357-1
Клас чистоти на стадії постачання, не більше <sup>7)</sup>	оцінка	-/17/14			ISO 4406
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Менші значення має бути погоджено між постачальником і кінцевим споживачем.</li> <li>2. Стандарт ISO 6618 є арбітражним.</li> <li>3. Стабільність піни записується на 300 с для першої і третьої послідовностей і на 60 с для другої послідовності.</li> <li>4. Засосовується тільки для TSA. Може бути вказано менші обмеження для обсягу піни або часу.</li> <li>5. Це значення корисне для подальшого обслуговування. Зазвичай не має бути нижче 250 хвилин.</li> <li>6. Любий з двох методів.</li> <li>7. ISO 11500 який використовує автоматичний лічильник частинок, що калібрований згідно з ISO 11171, є кращим методом для підрахування частинок.</li> </ol>					

Вимоги щодо турбінних рідин, які мають застосовуватися в умовах, які вимагають вогнестійкості, наведено в таблицях Н.2, Н.3. Ці рідини складаються з фосфатних ефірів з відповідними присадками. Для олив, які використовуються у ВП АЕС, відповідними є оливи на основі трикселенілфосфатів марок Reolube<sup>®</sup> і Fyrquel<sup>®</sup>. Вимоги стандарту ISO 8068 наведено в таблиці Н.2, стандарту ISO10050 - в таблиці Н.3.

Таблиця Н.2 — Специфікація для турбінних рідин L-TSD і L-TGD (ефіри фосфорної кислоти).

Найменування показника	Один. виміру	Норма для класу VG ISO		Метод випробування
		32	46	
Клас в'язкості		32	46	ISO 3448
Кольор	оцінка	звіт		ISO 2049
Зовнішній вигляд	оцінка	чісто и блискуче		візуально
Кінематична в'язкість - при 0 °С, не більш - при 40 °С, не менше - при 40 °С, не більше	мм <sup>2</sup> /с	2000 28,8 35,2	2500 41,4 50,6	ISO 3104
Температура застигання, не більше <sup>1)</sup>	°С	- 15		ISO 3016
Густина при 15 °С, не більше)	кг/м <sup>3</sup>	1200		ISO 12185 або ISO 3675
Температура спалаху, не більше	°С	300		ISO 2592
Тест на підпал при контакті с гарячим металом (Manifold ignition test), не менше	°С	700		ISO 20823
Постійність полум'я під гнітом, не більше	с	10		ISO 14935
Кислотне число, не більше <sup>1)</sup>	мг КОН/г	0,1		ISO 6618 або ISO 6619 або ISO 7537
Вміст води (масова частка), не більше	%	0,10		ISO 760 або ISO 20764
Схильність до піноутворення <sup>3)</sup> (тенденція/стабільність) - послідовність 1 °С при 24 °С - послідовність 2 °С при 93 °С - послідовність 3 °С при 24 °С після 93 °С	мл/мл	150/0 30/0 150/0		ISO 6247
Час деаерації при 50 °С, не більше	хвилини	5	6	ISO 9120
Коррозія на міді (3 год. При 100 °С), не більше	оцінка групи	1		ISO 2160
Час деемульсації (максимальний час для досягнення 3 мл емульсії при 54 °С) <sup>4)</sup>	хвилини	15		ISO 6614
Окислювальна стабільність - кислотне число, не більше - зміна маси залізу, не більше - зміна маси міді, не більше	мг КОН/г % %	1,5 1,0 2,0		ISO 14832
Гідролітична стабільність: приріст кислотного числа, не більше	мг КОН/г	0,5		ISO 14833
Клас чистоти на стадії постачання, не більше <sup>2)</sup>	оцінка	-/17/14		ISO 4406

1. Стандарт ISO 6618 є арбітражним.  
2. ISO 11500 який використовує автоматичний лічильник частинок, що калібрований згідно з ISO 11171, є кращим методом для підрахування частинок.

Міжнародний стандарт ISO 10050 встановлює характеристики свіжих рідин на основі тріарилового ефіру фосфорної кислоти для систем регулювання турбін та інших гідравлічних систем, що використовуються в електростанціях. Рідини, що використовуються для цих областей, класифікуються відповідно до категорії TCD міжнародного стандарту ISO 6743-5. Специфікацію рідин наведено в Таблиці Н.3.

Ці рідини спалахують важко і виявляють незначну тенденцію до поширення полум'я, але не можуть вважатися незаймистими. Такі рідини слід заливати тільки в системи, призначені для їх використання, дотримуючись рекомендацій виробника обладнання. Важливим є регулярний догляд за цими рідинами. Детальну інформацію щодо догляду за ними та відповідні правила безпеки наведено в міжнародному стандарті ІЕС 60978 або її слід отримати у виробників обладнання або постачальників рідин.

Таблиця Н.3 — Необхідні характеристики свіжих рідин на основі тріарилового ефіру фосфорної кислоти для регулювання турбін згідно ISO 10050.

Найменування показника	Один. виміру	Норма для класу VG ISO 3448		Метод випробування
		32	46	
Кінематична в'язкість - при 40 °С, не менше - при 40 °С, не більше - при 0 °С, не більше	мм <sup>2</sup> /с	28,8 35,2 2000	41,4 50,6 2500	ISO 3104
Кислотне число, не більше <sup>1)</sup>	мг КОН/г	0,1		ISO 6619
Густина при 15 °С, не більше)	кг/м <sup>3</sup>	1200		ISO 12185 або ISO 3675
Вміст води (масова частка), не більше	%	1,0		ISO 760
Температура застигання, не більше <sup>1)</sup>	°С	- 15		ISO 3016
Тест на підпал при контакті с гарячим металом (Manifold ignition test), не менше	°С	700		ISO 20823 ДСТУ EN ISO 20823:2022
Постійність полум'я під гнітом, не більше	с	10		ISO 14935
Температура спалаху, не більше	°С	300		ISO 2592
Схильність до піноутворення <sup>3)</sup> (тенденція/стабільність) - послідовність 1 °С при 24 °С - послідовність 2 °С при 93 °С - послідовність 3 °С при 24 °С після 93 °С	мл/мл	150/0 30/0 150/0		ISO 6247
Час деаерації при 50 °С, не більше	хвилини	5	6	ISO 9120
Час деемульсації (максимальний час для досягнення 3 мл емульсії при 54 °С) <sup>4)</sup>	хвилини	15		ISO 6614
Опір при постійному струмі при 20 °С, не більше	МОм/м	50		ІЕС 60247
Вміст хлоридів, не більше	мг/кг	50		ISO 15597
Клас чистоти на стадії постачання, не більше <sup>2)</sup>	оцінка	-/15/12		ISO 4406

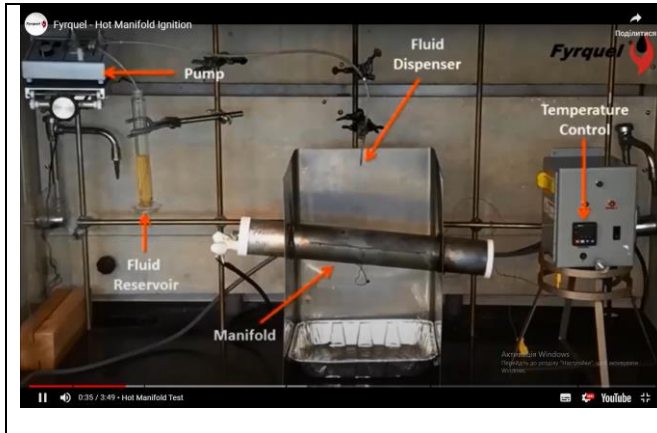
### Закінчення таблиці Н.3

Окислювальна стабільність - кислотне число, не більше - зміна маси залізу, не більше - зміна маси міді, не більше	мг КОН/г % %	1,5 1,0 2,0	ISO 14832
Гідролітична стабільність: приріст кислотного число, не більше	мг КОН/г	0,5	ISO 14833
Сумісність з еластомерами при 150 °С, 160 год (FKM2) або 130 °С, 168 год (EPDM1): - зміна об'єму, не більше <sup>3)</sup> - зміна твердості, не більше <sup>3)</sup> - зміна межі міцності при розтягуванні не більше - відносне подовження при розриві <sup>3)</sup>	% IRHD % %	від - 4 до +15 ± 8 - 20 - 20	ISO 6072
<p>1. Методи визначення числа нейтралізації дозволяють визначити як загальне кислотне число, так і число нейтралізації для сильних кислот. У цьому міжнародному стандарті необхідно визначити загальне кислотне число.</p> <p>2. У міжнародному стандарті ISO 4406 встановлено методику кодування кількості та розміру частинок у пробі. У міжнародному стандарті ISO 11500 описується рекомендований метод підрахунку та визначення розміру частинок. Калібрування автоматичних лічильників здійснюється відповідно до стандарту ISO 11171.</p> <p>3. Межі, вказані для сумісності ущільнення, наводяться як рекомендації і їх не слід приймати за основу визначення сумісності еластомерів. Ці значення також залежать від призначення та умов застосування (ISO 6072).</p> <p>4. Результат реєструється у протоколі, як зазначено у міжнародному стандарті ISO 6614, тобто у такому порядку обсяг оливи, води, емульсії та час у дужках: наприклад, 40-37-3 (10), заданий максимум 40-37-3 (15).</p>			

#### Тест запалювання колектора.

Тест на запалювання колектора використовується для перевірки відносної займистості рідин при контакті з гарячою металевою поверхнею при фіксованій температурі та для вимірювання температури займання за допомогою регулювання температури колектора. Під час випробування відповідно до ISO 20823:2003 «Нафта та супутні продукти — визначення характеристик займистості рідин, що контактують з гарячими поверхнями — випробування на запалювання колектора], рідина не повинна спалахувати або горіти в будь-який час (категорія «N»). Для «менш горючих» рідин (HFDU) рідина не повинна спалахувати або горіти в будь-який час за температури колектора нижче 400°C.

На малюнку Н.1 відображено устаткування для проведення тесту запалювання колектору, який використовується на для вогнестійкої турбінної рідини Fyquel®.



Малюнок Н.1. Тест на запалювання колектору.

### Тест на гніт.

Методику випробування на гніт використовується для оцінки стійкості полум'я, прикладеного до краю гніту з негорючого матеріалу, зануреного у вогнестійку рідину, для оцінки об'ємної поведінки рідини, що стосується безпеки її транспортування та зберігання викладено в стандарті ISO 14935 (ДСТУ EN ISO 14935:2022).

## ДОДАТОК П

Основні положення стандарту DIN 51502

Мастильні матеріали і споріднені продукти. Скорочене найменування мастильних матеріалів і маркування ємностей, мастильного устаткування і точок змащування.

### **П.1. Тип найменування та маркування.**

Мастильні матеріали кодуються літерами і цифрами, що вписані в геометричну фігуру відповідно до класу мастильного матеріалу. Основа відмітного знаку має білий колір, напис – чорний.

### **П.2. Маркування. Мастильні оливи, спеціальні оливи і важко займисті гідравлічні рідини.**

Вказані продукти мають скорочені літерні позначення за таблицею П.1, при необхідності доповнені одним або декількома літерними позначеннями за таблицею П.3 та показником в'язкості за таблицею П.2.

*Приклади:* AN 150, HLP 46.

### **П.3. Синтетичні та напівсинтетичні рідини.**

У разі синтетичних та напівсинтетичних рідин літерні позначення групуються за таблицею 1 всередині відповідного символу (виключая мастила для двигунів внутрішнього згоряння та автомобільних трансмісійних олів).

*Приклади:* CLP PG 220, VDL HC 46.

### **П.4. Маркування мастил для двигунів внутрішнього згоряння та автомобільних трансмісійних олів.**

Скорочене найменування цих мастил складається з буквених позначень по таблиці П.1, позначень класифікації API згідно з таблицями 4 або 5, доповнене класами в'язкості SAE згідно з таблицями 6 або 7 (всередині символу мастила).

*Приклади:* HD SF 15W-40, HD CD 30, HYP GL 4 90, ATF A (Suffix A) або літерні позначення чинної специфікації виробника без вказівки класів SAE.

Мастильним матеріалам на синтетичній основі має бути додано літерне позначення за таблицею П.1.

*Приклад:* HD UC SC 5w-50.

### **П.5. Маркування пластичних мастил.**

Маркування пластичних мастил здійснюється за такими етапами:

Буквені позначення (тип пластичного мастила) по таблиці П.8 при необхідності доповнені одним або декількома літерними позначеннями таблиці 3, якщо це стосується пластичних мастил.

У разі пластичних мастил на синтетичній основі літерні позначення ставлять згідно з таблицею П.1, типу матеріалів (стовпчик 2) перед числом, що вказує на клас консистенції.

Показник консистенції (клас NLGI) вказується за таблицею П.9. Додавання наступних додаткових літерних позначень здійснюється за таблицею П.10 («Водостійкість при контрольній температурі та верхній робочій температурі») та додаткового числа за таблицею 11 («Нижня експлуатаційна температура»).

Символом пластичних мастил на мінеральній основі є трикутник, на синтетичній основі – ромб.

Літерне позначення типу мастила,  
табл. П.8

Число консистенції (клас NLGI)

Додаткове літерне позначення, табл. П.3

Додаткове число табл. П.11

Таблиця П.1 – Літерне позначення і символи мастил згідно з DIN 51 502

1	2	3	4	
Найменування групи	Мастильні оливи	Позначення	Стандарт	Тип специфікації
Мінеральні (нафтові) оливи <sup>5)</sup>	Мастильна олива звичайного застосування	AN	DIN 51 501	L-AN <sup>1)</sup>
	Оливі (Automatic Transmission Fluid)	ATF	–	–
	Мастильні оливи бітумні	B	DIN 51 513	BA, BB, BC
	Мастильні оливи циркуляційні	C	DIN 51 517 p. 1-3	C, CL, CLP <sup>2)</sup>
	Мастильні оливи для спрямюючих ковзання	CG <sup>2)</sup>	–	–
	Мастильні оливи для пневматичних пристроїв	D	–	–
	Оливи для повітряних фільтрів	F	–	–
	Оливи формувальні	FS	–	–
	Гідравлічні оливи	H	DIN 51 524 p.1, 2	HL, HLP
	Гідравлічні оливи	HV	DIN 51 524 p.3	HVLP <sup>2)</sup>
	Оливи для двигунів	HD	–	–
	Оливи для автомобільних трансмісій	HYP	–	–
	Електроізоляційні оливи	J	–	JA, JB
	Машинні оливи для холодильних установок	K	DIN 51 503 p.1	KA, KC
	Гартувальні оливи	L	–	–
	Оливи-теплоносії	Q	DIN 51 522	–
	Антикорозійні оливи	R	–	–
	Мастильно-охолоджуючі рідини	S	–	–
	Мастильно-регудуючі оливи	TD	DIN 51515 p.1	L-TD <sup>1)</sup>
	Компресорні оливи	V	DIN 51 506	VB, VBL, VC, VCL
Оливи прокатні	W	–	–	
Оливи для циліндрів	Z	DIN 51 510	ZA, ZB, ZD	
Важкозаймісті гідравлічні оливи <sup>6)</sup>	Емульсія «олива у воді»	HFA <sup>3)</sup>	DIN 24 320	HFAE, HFAS <sup>4)</sup>
	Емульсія «вода в оливі»	HFB <sup>3)</sup>	–	–
	Водні полімерні розчини	HFC <sup>3)</sup>	–	–
	Безводні рідини	HFD <sup>3)</sup>	–	HFDR, HFDS, HFDT, HFDU
Синтетичні і напівсинтетичні рідини <sup>6)</sup>	Складні органічні ефіри	E	–	–
	Цефтористі рідини	FK	–	–
	Синтетичні вуглеводні	HC	–	–
	Складні ефіри фосфорної кислоти	PH	–	–
	Полігіколеві рідини	PG	–	–
	Сіліконові рідини	SI	–	–
	Інші	X	–	–



**Примітки:**

- 1 Можна опустити міжнародне літерне позначення класу L (Lubricants).
2. У стандарті ISO/TR 3498: 1986 використовуються такі літерні позначення: для CL = CB, для CLP = CC, для CG = G, для HL = HL, для HLP = HM, для HVLP = HV
3. Ця підгрупа відповідає ISO 6743/4:1982 і використовується в 6-му Люксембурзькому звіті (постійний комітет із експлуатаційної безпеки в кам'яновугільній промисловості).
4. Наприклад, для HFAS ще немає норм за вимогами.
5. Символ групи квадрат.
6. Символ групи квадрат, поділений навпіл.

Таблиця П.2 – Числа для відповідних класів вязкості.

1 Клас в'язкості ISO згідно з DIN 51 519	Число <sup>1)</sup>	2 Кінематична в'язкість <sup>2)</sup> , мм <sup>2</sup> /с при температурі			3 Динамічна в'язкість <sup>3)</sup> при 40 °С, МПа•с
		20 °С	40 °С	50 °С	
ISO VG 2	2	≈3,3	2,2	≈1,3	≈2,0
ISO VG 3	3	≈5	3,2	≈2,7	≈2,9
ISO VG 5	5	≈8	4,6	≈3,7	≈4,1
ISO VG 7	7	≈13	6,8	≈5,2	≈6,2
ISO VG 10	10	≈21	10	≈7	≈9,1
ISO VG 15	15	≈34	15	≈11	≈13,5
ISO VG 22	22	–	22	≈15	≈18
ISO VG 32	32	–	32	≈20	≈29
ISO VG 46	46	–	46	≈30	≈42
ISO VG 68	68	–	68	≈40	≈61
ISO VG 100	100	–	100	≈60	≈90
ISO VG 150	150	–	150	≈90	≈135
ISO VG 220	220	–	220	≈130	≈200
ISO VG 320	320	–	320	≈180	≈290
ISO VG 460	460	–	460	≈250	≈415
ISO VG 680	680	–	680	≈360	≈620
ISO VG 1000	1000	–	1000	≈510	≈900
ISO VG 1500	1500	–	1500	≈740	≈1350

1. Числа являють собою середню в'язкість з граничною похибкою ± 10%.

2. При перерахуванні кінематичної в динамічну в'язкість за основу було прийнято середні показники густині різних олив.  
Кінематична вязкість в системі СІ вимірюється в м<sup>2</sup>/с. 1 мм<sup>2</sup>/с= 1· 10<sup>-6</sup> м<sup>2</sup>/с.

3. Динамічна в'язкість в системі СІ вимірюється в Па·с. 1МПа·с = 1· 10<sup>-3</sup> Па·с.

Таблиця П.3. Додаткові літерні позначення (тип присадок, доданих рідин, речовин)

1	2
Літера	Мастильні матеріали
D	Для оливо з миючими присадками, наприклад, гідравлічні оливи HLPD
E	Для оливо, які змішуються з водою (мастильно-охолоджуючі рідини, наприклад, SE)
F	Для мастильних матеріалів з присадками у вигляді твердих мастильних речовин (графіт, дисульфід молібдену), наприклад олива CLPF
L	Для мастил з антикорозійними та/або окислювальними присадками (наприклад, мастило згідно з DIN 51517 - CLP 100)
M	Для змішуваних з водою мастильно-охолоджувальних матеріалів, що містять частку мінеральних оливо (наприклад, мастильно-охолоджувальний матеріал SEM)
S	Для змішуваних з водою мастильних матеріалів на синтетичній основі (наприклад, мастильно-охолоджувальний матеріал SES)
P	Для мастильних матеріалів з активними речовинами, призначеними для зменшення тертя та зносу в області змішаного тертя та/або підвищення гранично допустимого навантаження (наприклад, мастило DIN 51517 - CLP 100)
V*	Для мастильних матеріалів, що розбавляються розчинниками (наприклад, мастило DIN 51513 - BB-V)
*Залежно від обставин додаткове літерне позначення V є знаком припису про небезпечні речовини	

Таблиця П.4 – Класифікація API для моторних оливо (SAE J 183)

1	2
Додаткова літера	Опис
Класи S (Service Station)	
SE	Відповідає гарантійним умовам 1972-US щодо мастила бензинових двигунів.
SF	Відповідає гарантійним умовам 1980-US щодо мастила бензинових двигунів. Присадки проти високо- та низькотемпературних відкладень, зносу, корозії. Порівняно з SE покращено окисну стабільність та антикорозійний захист.
SG	Відповідає підвищеним вимогам автомобільної промисловості стосовно окислювальної стабільності і шламоутворення (1988).
Класи C (Commercial)	
CC	Відповідає вимогам безнаддувних дизельних двигунів від 1961 року. Присадки проти високо-низькотемпературних відкладень, корозії.
CD	Відповідає вимогам дизельних двигунів з наддувом, що функціонують також на паливі що містить більшу кількість сірки. Присадки проти високотемпературних відкладень, зносу, корозії.
CE	Відповідає вимогам щодо покращеної чистоти двигуна (чистота поршнів) та зниженої витрати оливи у високопотужних дизельних двигунах.

Таблиця П.5 Класифікація API мастил для автомобільних шестерен (SAE J 308)

1	2	3	4
Класифікація API	Умови експлуатації	Тип передачі	Специфікація
GL-4	від легких до важких	гепоїдна передача з невеликим зміщенням моста, ручне перемикавання та ін.	MIL-L-2105
GL-5	важки	гепоїдна передача та ін.	MIL-L-2105 B і C
GL-6	надважкі	гепоїдна передача з високим зміщенням моста, найбільше навантаження	ESW-M2C 105 A (FORD)

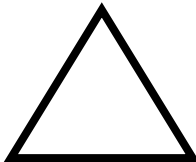
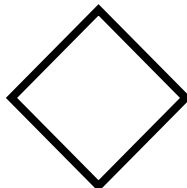
Таблиця П.6 – Класи в'язкості олив олив для двигунів згідно з DIN 51511

1	2	3	4	
SAE VG	Максимальна в'язкість <sup>1)</sup> , що здається, мПа·с	Максимальна температура прокачки <sup>2)</sup> , °C	Кінематична в'язкість <sup>3)</sup> при 100 °C, мм <sup>2</sup> /с	
			мінімум	максимум
0w	3250 при мінус 30 °C	мінус 35	3,8	
5w	3500 при мінус 25 °C	мінус 30	3,8	–
10w	3500 при мінус 20 °C	мінус 25	4,1	–
15w	3500 при мінус 15 °C	мінус 20	5,6	–
20w	4500 при мінус 10 °C	мінус 15	5,6	–
25w	6000 при мінус 5 °C	мінус 10	9,3	–
20	–	–	5,6	< 9,3
30	–	–	9,3	< 12,5
40	–	–	12,5	< 16,3
50	–	–	16,3	< 21,9
1. Тест DIN 51377. 2. Тест ASTM D3829. 3. DIN 51550 с урахуванням DIN 51561 або DIN 51562 ч. 1				

Таблиця П.7 – Класи в'язкості SAE згідно DIN 51512 для змащування систем передач автомобілів.

1	2	3	
Клас в'язкості SAE	Максимальна температура в'язкості, що здається, в 150000 мПа·с згідно з DIN 51398, °C	Кінематична в'язкість при 100 °C, мм <sup>2</sup> /с	
		мінімум	максимум
70w	мінус 55	4,1	–
75w	мінус 40	4,1	–
80w	мінус 26	7,0	–
85w	мінус 12	11,0	–
90	–	13,5	< 24,0
140	–	24,0	< 41,0
250	–	41,0	–

Таблиця П.8 – Літерні позначення і символи пластичних мастил (кольор-білий)

1	2	3
Тип пластичного мастила	Літерна познака	Символ
Пластичні мастила для підшипників кочення, ковзання, поверхонь ковзання згідно з DIN 51825	K <sup>1)</sup>	Для пластичних мастил нафтової основи  
Пластичні мастила для замкнених трансмісій згідно з DIN 51826	G	
Пластичні мастила для відкритих трансмісій, зачеплень (адгезивні мастильні матеріали без вмісту бітумів)	OG	
Пластичні мастила для підшипників ковзання та ущільнення <sup>2)</sup>	M	
За основними властивостями пластичні мастила на синтетичній основі маркуються аналогічно вищевказаним мастилам на мінеральній основі.	Додаються літерні позначення згідно таблиці 1, групі матеріалів 3	Для пластичних мастил синтетичної основи  
1. У ISO/TR 3498:1986 замість літерного позначення К використовуються літери ХМ. 2. Більш низькі вимоги ніж до пластичних мастил з позначкою К.		

Таблиця П.9 – Число консистенції NLGI для пластичних мастил.

1	2
Число консистенції DIN 51 818	Число пенетрації згідно з ISO 2137 в одиницях виміру 0,1 мм
000	від 445 до 475
00	від 400 до 430
0	від 355 до 385
1	від 310 до 340
2	від 265 до 295
3	від 220 до 250
4	від 175 до 205
5	від 130 до 160
6	від 85 до 115*
* Перетрація і стані покою	

Таблиця П.10 – Додаткові літерні позначення пластичних мастил щодо верхньої температури застосування і поведінки в присутності води згідно з DIN 51507 ч.1

1	2	3
Додаткове буквенне позначення	Верхня робоча температура <sup>1)</sup>	Поведінка в присутності води, рейтинг <sup>2)</sup>
C	60 °C	0-40 або 1-40
D		2-40 або 3-40
T	80 °C	0-40 або 1-40
F		2-40 або 3-40
G	100 °C	0-90 або 1-90
Y		2-90 або 3-90
R	120 °C	0-90 або 1-90
M		2-90 або 3-90
N	140 °C	За домовленістю
P	160 °C	
R	180 °C	
S	200 °C	
T	220 °C	
U	більше ніж 220 °C	
<p>1. Верхня робоча температура при безперервному мастилі відповідає максимальній контрольній температурі при випробуванні згідно з DIN 51506-2, DIN 51821-2, якщо ходове випробування виконано.</p> <p>2. Значення чисел в стовпце 3:                      0 – змін немає,                      1 – зміни незначні,                      1 – зміни середні,                      2 – зміни великі.</p>		

Таблиця П.11- Додаткові числа для маркування пластичних мастил

1	2
Додаткове число	Нижня робоча температура
-10	Мінус 10 °C
-20	Мінус 20 °C
-30	Мінус 30 °C
-40	Мінус 40 °C
-50	Мінус 50 °C
-60	Мінус 60 °C

## ДОДАТОК Р

Типовий зміст паспорту вимірювальної лабораторії

**ЗАТВЕРДЖУЮ \***

Керівник

\_\_\_\_\_

(підпис, ініціали, прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 202\_р.

## ПАСПОРТ

вимірювальної лабораторії

\_\_\_\_\_

(назва лабораторії (центру))

Керівник вимірювальної  
лабораторії

\_\_\_\_\_

(підпис, ініціали, прізвище)

“ \_\_\_\_ ” \_\_\_\_\_ 202\_р.

\* Якщо вимірювальна лабораторія не є юридичною особою, а входить до складу організації як структурний підрозділ, то документ затверджується керівником цієї організації.

## ЗМІСТ

Нормативні посилання.....	C
Прийняті скорочення.....	
1 Загальні положення.....	
2 Інформаційні відомості.....	
3 Відомості про стан та оснащення ВХЛ.....	
Форма 1 Інформація про наявність приміщень та їх стан.....	
Форма 2 Інформація про персонал, який здійснює вимірювальні роботи.....	
Форма 3 Інформація про наявність нормативних та виробничих документів.....	
Форма 4 Інформація про наявність і стан випробувального і допоміжного обладнання.....	
Форма 5 Інформація про наявність і стан робочих місць.....	
Форма 6 Інформація про об'єкти вимірювань, методики виконання вимірювань, засоби вимірювальної техніки та стандартні зразки складу та властивостей речовин і матеріалів, що використовуються під час проведення вимірювань.....	
Форма 7 Інформація про наявність повірених або відкаліброваних ЗВТ.....	
Форма 8 Інформація про наявність і стан стандартних зразків складу та властивостей речовин і матеріалів, що застосовуються під час проведення вимірювань та/або контролю працездатності ЗВТ..	
Аркуш реєстрації змін.....	
Аркуш ознайомлення з документом.....	
Аркуш ознайомлення зі змінами.....	

## 1 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ І ПРИЙНЯТИ СКОРОЧЕННЯ

### Нормативні посилання

1		Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» від 05.06.2014 № 1314-VII
2	ГКД 34.20.507-2003	Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила
3	РД 210.006-90	Правила технологического проектирования атомных станций (с реакторами ВВЭР)
4	ПЛ-Д.0.03.037-17	Положення про порядок оцінювання та визнання вимірювальних можливостей вимірювальних підрозділів відокремлених підрозділів ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні вимоги, організація та порядок проведення
5		Настанова щодо системи управління ВП АЕС
6		Положення про хімічний цех
7		Положення про водно-хімічну лабораторію хімічного цеху
8		Настанова з якості водно-хімічної (водно-радіо-хімічної) лабораторії хімічного цеху
9		Положение по управлению производственной документацией
10		Положення з діловодства
11		Свідоцтво про визнання вимірювальних можливостей ВХЛ
12		Перелік вимірювань у сфері та поза сферою поширення законодавчо регульованої метрології

## Прийняти скорочення

АРМ	автоматизоване робоче місце
АХК	автоматизований хімічний контроль
АЕС	атомна електростанція
ВХЛ	водно-хімічна лабораторія
ДСЗУ	державний стандартний зразок України
ЗВТ	засіб вимірювальної техніки
ЗРМ	законодавчо регульована метрологія
ЛХК	лабораторний хімічний контроль
МВВ	методика виконання вимірювань
РВ	реакторне відділення
РДЕС	резервна дизельна електростанція
ТВ	турбінне відділення
СЗ	стандартний зразок
ТУ	технічні умови

## 2 ІНФОРМАЦІЙНІ ВІДОМОСТІ

2.1 Водно-хімічна лабораторія входить до складу хімічного цеху, який є структурним підрозділом ВП АЕС.

2.2 Підприємство, структурним підрозділом якого є ВХЛ ХЦ – відокремлений підрозділ АЕС державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом».

2.3 Інформація про керівника вимірювального підрозділу:

Начальник ВХЛ – \_\_\_\_\_

Телефон: \_\_\_\_\_

E-mail: \_\_\_\_\_

2.4 Інформація про керівника ХЦ – структурного підрозділу ВП ХАЕС:

Начальник хімічного цеху – \_\_\_\_\_

Телефон: \_\_\_\_\_

E-mail: \_\_\_\_\_

2.5 Інформація про керівників вищої ланки, яким підпорядковується ВХЛ ХЦ ВП АЕС:

Генеральний директор – \_\_\_\_\_, телефон \_\_\_\_\_;

Головний інженер – \_\_\_\_\_, телефон \_\_\_\_\_;

Заступник головного інженера з експлуатації –

\_\_\_\_\_, телефон \_\_\_\_\_

2.7 Координати ВП АЕС:

Поштова адреса: \_\_\_\_\_

Факс: \_\_\_\_\_

E-mail: \_\_\_\_\_



### 3. ВІДОМОСТІ ПРО СТАН ТА ОСНАЩЕННЯ ВХЛ

Форма 1. Інформація про наявність приміщень та їх стан

Приміщення	Вид вимірювальних робіт	Площа приміщення, м <sup>2</sup>	Мікрокліматичні умови в приміщенні (температура, °С; вологість, %)	Освітленість робочого місця, Лк	Рівні			Спец. обладнання: вентиляція, кондиціонер, каналізація, заземлення тощо)
					шуму, дБ	вмісту токсичн. речовин у повітрі робочої зони, мг/дм <sup>3</sup>	електромагнітн. завад мкВ/м; мкВт/м <sup>2</sup>	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Форма 2. Інформація про персонал, якій здійснює вимірювальні роботи

Назва підрозділу	Вид вимірювань	Посада, ПІБ	Освіта, фах, рік випуску ВНЗ, науков. ступінь	Перевірка знань, дата, № протоколу	Відомості про підвищення кваліфікації № посвідчення, дата видачі	Досвід з проведення вимірювальних робіт, роки	Посадова інструкція
1	2	3	4	5	6	7	8

Примітка: у формі, окрім співробітників лабораторії, слід навести відомості щодо співробітників інших підрозділів, які залучаються до участі у вимірюваннях.

Форма 3. Інформація про наявність нормативних і виробничих документів

Назва та позначення документів <sup>1)</sup>	Вид вимірювальних робіт, під час проведення яких застосовуються документи	Назва підрозділу, де зберігаються документи
1	2	3
1 2 ...	Основоположні документи	
1 2 ...	Вхідний контроль матеріалів і реагентів	
1 2 ...	Експлуатаційний контроль	
1 2 ...	Контроль корозійного стану устаткування	
1 2 ...	Приготування препаратів	

Примітка. ГНД, КНД, Положення, СОУ, ДСТУ, ГОСТ, методики тощо.

Форма 4. Інформація про наявність і стан випробувального і допоміжного обладнання

Назва та умовне позначення обладнання	Номер робочого місця, де застосовується обладнання	Основні характеристики (діапазон температур, потужність, автоматичне регулювання тощо)	Номер атестата і дата його видачі	Дата наступної атестації
1	2	3	4	5

Форма 5. Інформація про наявність і стан робочих місць

Номер робочого місця	Назва робочого місця(узагальнене призначення)	Вид вимірювань (назва величин, що вимірюються, та об'єктів вимірювань)	Номер паспорта і дата його видачі	Дата наступної паспортизації
1	2	3	4	5

Форма 6. Інформація про об'єкти вимірювань, методики виконання вимірювань, ЗВТ, СЗ та властивості речовин і матеріалів, які використовуються під час проведення вимірювань (Вхідний та експлуатаційний контроль енергетичних олиф, контроль хімічних реагентів ...)

Назва об'єкта вимірювань	Назва та позначення документу, що регламентує показники об'єкта	Назва показника що вимірюється	Номінальне значення показника та допустиме відхилення	Назва методу та позначення МВВ	Діапазон вимірювань та похибка вимірювань	Назва (тип) засобів вимірювань	Умовне позначення стандартного зразку
1	2	3	4	5	6	7	8

Форма 7. Інформація про наявність повірених або відкаліброваних ЗВТ

№ з/п	Найменування та умовне позначення ЗВТ	Заводський номер ЗВТ	Основні метрологічні характеристики ЗВТ	Дата наступного калібрування/повірки ЗВТ
1	4	5	6	7

Форма 8. Інформація про наявність і стан стандартних зразків (СЗ) складу та властивостей речовин, що застосовуються під час проведення вимірювань та/або контролю працездатності ЗВТ

Призначення СЗ	Назва та умовне позначення СЗ	Назва атестованої характеристики	Номінальне значення і похибка атестованої характеристики	Термін придатності СЗ
1	2	3	4	5
Контроль точності вимірювань енергетичних олиф.	ГСО 6462-92	Стандартний зразок масової частки механічних домішок в нафті і нафтопродуктах	0,212% $\Delta = \pm 0,007\%$ при $P = 0,95$	
Контроль точності вимірювань енергетичних олиф.	ГСО 10458-2014	Стандартний зразок масової частки води	0,46% $\Delta = \pm 0,02\%$ при $P = 0,95$	

## Закінчення форми 8.

1	2	3	4	5
Контроль точності вимірювань енергетичних олив.	ГСО 8385-2003	Стандартний зразок кислотного числа нафтопродуктів (КЧ-1)	0,01 мг КОН/г $\Delta = \pm 0,004$ при $P = 0,95$	
Контроль точності вимірювань енергетичних олив.	ГСО 8385-2003	Стандартний зразок кислотного числа нафтопродуктів (КЧ-2)	0,55 мг КОН/г $\Delta = \pm 0,04$ при $P = 0,95$	
Контроль точності вимірювань енергетичних олив.	ГСО 10807-2016	Стандартний зразок температури спалаху в закритому тиглі	121 °C $\Delta = \pm 2,0$ °C при $P = 0,95$	
Градуювання, калібрування хроматографів Купол-55. Контроль точності вимірювань розчинених газів у трансформаторних оливах	Робоча еталонна газова суміш ТУ У 24.1.-02568182-001:2005 ДСТУ 3214-2003	H <sub>2</sub> -O <sub>2</sub> -N <sub>2</sub> -CO-CO <sub>2</sub> - CH <sub>4</sub> -C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> -C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> - C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> -Ar	Об'ємна частка, млн <sup>-1</sup> H <sub>2</sub> -10,5 $\Delta = \pm 0,5$ O <sub>2</sub> -2031 $\Delta = \pm 80$ N <sub>2</sub> -1920 $\Delta = \pm 80$ CO-55 $\Delta = \pm 2$ CO <sub>2</sub> -51 $\Delta = \pm 2$ CH <sub>4</sub> -10,2 $\Delta = \pm 0,5$ C <sub>2</sub> H <sub>2</sub> -9,8 $\Delta = \pm 0,5$ C <sub>2</sub> H <sub>4</sub> -10,2 $\Delta = \pm 0,5$ C <sub>2</sub> H <sub>6</sub> -10,2 $\Delta = \pm 0,5$	

## ДОДАТОК С

Зразок оформлення настанови з якості випробувальної лабораторії

---

Назва організації

### НАСТАНОВА З ЯКОСТІ випробувальної лабораторії

**Редакція ----01**  
**Видання 202\_\_ р.**  
**Примірник № \_\_\_\_**

Розроблено		Відповідальний за розроблення		Затверджено заступником генерального директора з якості		Нумерація аркушів	
П.І.Б.	Підпис	П.І.Б.	Підпис	П.І.Б.	Підпис	Всього сторінок	Номер сторінки

## ЗМІСТ

С.

Нормативні посилання.....	
Перелік внутрішньої документації.....	
Умовні скорочення.....	
Сфера застосування.....	
Порядок введення в дію, ідентифікація, розповсюдження.....	
1. Вимоги до керування.....	
1.1. Загальні відомості.....	
1.2. Організація та управління випробувальної лабораторії.....	
2. Політика у галузі забезпечення якості.....	
2.1. Загальні положення.....	
2.2. Система якості.....	
3. Управління документацією.....	
3.1. Загальні положення.....	
3.2. Внутрішня та зовнішня документація лабораторії.....	
3.3. Порядок управління документацією.....	
3.4. Зміни в документах.....	
4. Робота із Замовниками.....	
4.1. Загальні положення.....	
4.2. Аналіз заявок, запитів та контрактів.....	
4.3. Укладення субпідрядних угод.....	
4.4. Використання ВО та ЗВТ на основі оренди.....	
5. Ресурси, що використовуються при управлінні системою якості ВЛ .....	
5.1. Загальні положення.....	
5.2. Придбання послуг та ресурсів.....	
6. Обслуговування Замовників.....	
7. Скарги.....	
8. Управління невідповідною роботою при випробуваннях.....	
8.1. Загальні положення.....	
8.2. Управління невідповідностями.....	
9. Корегувальні та запобіжні дії.....	
9.1. Об'єкти корегувальних дій.....	
9.2. Етапи проведення коригуючих дій.....	
10. Управління реєструванням даних.....	
10.1. Управління реєструванням даних.....	
10.2. Технічні дані.....	
11. Внутрішні перевірки .....	
11.1. Здійснення внутрішніх перевірок.....	
11.2. Перевірка якості випробувань.....	
11.3. Внутрішній контроль системи якості.....	
11.4. Розроблення коригуючих заходів.....	
11.5. Відповідальність за виконання вимог НТД.....	
11.6. Перевірка достовірності порівняльних випробувань.....	
11.7. Мета внутрішніх перевірок.....	
11.8. Ефективність коригувальних дій.....	

12.	Аналізування системи якості з боку керівництва.....	
12.1.	Мета.....	
12.2.	Завдання.....	
12.3.	Періодичність проведення робіт.....	
13.	Технічні вимоги.....	
13.1.	Загальні положення.....	
13.2.	Вимоги до персоналу ВЛ.....	
13.3.	Підбір персоналу ВЛ.....	
13.4.	Робота з персоналом ВЛ.....	
14.	Приміщення.....	
14.1.	Загальні положення.....	
14.2.	Забезпечення умов до вимог навколишнього середовища.....	
15.	Методи випробувань.....	
15.1.	Загальні положення.....	
15.2.	Вибір методів та оцінювання їх придатності.....	
15.3.	Управління даними.....	
15.4.	Оцінювання невизначеності вимірювання.....	
16.	Обладнання.....	
16.1.	Загальні положення.....	
16.2.	Відповідальність персоналу.....	
16.3.	Оснащення обладнанням та його облік.....	
16.4.	Експлуатація та технічне обслуговування обладнання.....	
16.5.	Повірка ЗВТ та атестація ВО.....	
16.6.	Простежуваність вимірювання.....	
17.	Вихідні еталони та зразкові речовини.....	
18.	Відбирання зразків.....	
18.1.	Загальні положення.....	
18.2.	Умови відбирання зразків.....	
19.	Поводження з випробуваними виробами.....	
19.1.	Загальні вимоги.....	
19.2.	Транспортування та ідентифікація зразків.....	
20.	Забезпечення якості результатів випробування.....	
21.	Звітування про результати.....	
22.	Формування протоколу випробувань та управління протоколами.....	
22.1.	Загальні положення.....	
22.2.	Оформлення протоколів випробувань.....	
22.3.	Результати субпідрядних випробувань.....	
	Додатки: .....	

## НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

### У Настанові з якості використано нормативні документи:

ДСТУ 3903-99 (ISO 6206:1979)	Продукти хімічні технічні. Відбір проб. Терміни та визначення
ДСТУ 4106-2002	Оливи мастильні. Номенклатура показників.
ДСТУ 4488:2005	Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб
ДСТУ-Н 7256:2011	Системи управління якістю. Настанови щодо застосування ISO 9001 в організаціях сфери послуг
ДСТУ ISO 9000:2015 (метод перекладу)	Системи управління якістю. Основні положення та словник термінів (ISO 9000:2015, IDT)
ДСТУ ISO 9001:2015 (метод перекладу)	Системи управління якістю. Вимоги (ISO 9001:2015, IDT)
ДСТУ EN ISO 9001:2018 (EN ISO 9001:2015, IDT; ISO 9001:2015, IDT)	Системи управління якістю. Вимоги
ДСТУ ISO/TS 9002:2017 (ISO/TS 9002:2016, IDT)	Системи управління якістю. Настанови щодо застосування ISO 9001:2015
ДСТУ ISO 9004:2018 (ISO 9004:2018, IDT)	Управління якістю. Якість організації. Настанови щодо досягнення сталого успіху
ДСТУ 9027:2020	Системи управління якістю. Настанови щодо вхідного контролю продукції
ДСТУ ISO 10002:2019 (ISO 10002:2018, IDT)	Управління якістю. Задоволеність замовників. Настанови щодо розглядання скарг в організаціях
ДСТУ ISO 10003:2019 (ISO 10003:2018, IDT)	Управління якістю. Задоволеність замовників. Настанови щодо розв'язання спорів поза межами організації
ДСТУ ISO 10005:2019 (ISO 10005:2018, IDT)	Управління якістю. Настанови щодо програм якості
ДСТУ ISO/TR 10013:2003	Настанови з розроблення документації системи управління якістю (ISO/TR 10013:2001, IDT)
ДСТУ ISO 10015:2021 (ISO 10015:2019, IDT)	Управління якістю. Настанови щодо управління компетентністю та щодо розвитку персоналу
ДСТУ ISO 10018:2021 (ISO 10018:2020, IDT)	Управління якістю. Настанови щодо залучання персоналу
ДСТУ ISO/IEC 17025:2017	Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій
ДСТУ EN ISO/IEC 17025:2019 (EN ISO/IEC 17025:2017, IDT; ISO/IEC 17025:2017, IDT)	Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій
ДСТУ-Н 7531:2014	Метрологія. Впровадження концепції невизначеності вимірювання під час випробування з урахуванням вимог ДСТУ ISO/IEC 17025
ДСТУ EN ISO 29001:2021 (EN ISO 29001:2020, IDT; ISO 29001:2020, IDT)	Системи управління якістю. Вимоги до організацій, які постачають продукцію та надають послуги в нафтовій, нафтохімічній і газовій промисловості

## Перелік внутрішньої документації

XXXXXX-202_	Стандарт підприємства. Система забезпечення якості. Система підбору, розстановки, підготовки і підвищення кваліфікації кадрів
XXXXXX-202_	Стандарт підприємства. Система забезпечення якості. Метрологічне забезпечення підприємства\
XXXXXX-202_	Стандарт підприємства. Система забезпечення якості. експлуатація і ремонт обладнання
XXXXXX-202_	Стандарт підприємства. Система забезпечення якості. Порядок ведення діловодства
XXXXXX-202_	Написання, погодження, затвердження, перегляд та розповсюдження стандартних Операційних Процедур
XXXXXX-202_	Санітарний режим у лабораторіях, в яких проводяться випробування.
XXXXXX-202_	Правила здійснення внутрішніх перевірок
XXXXXX-202_	Перевірка якості виконання випробувань
XXXXXX-202_	Управління реєструванням даних та протоколами
XXXXXX-202_	Здійснення корегувальних і запобіжних дій
XXXXXX-202_	Управління документацією
XXXXXX-202_	Управління невідповідною роботою
XXXXXX-202_	Порядок розгляду скарг
XXXXXX-202_	Аналізування запитів, заявок та контрактів
XXXXXX-202_	Порядок підбору, проведення технічного навчання і атестації персоналу
XXXXXX-202_	Придбання послуг та ресурсів
XXXXXX-202_	Оперативне управління ВЛ (управління персоналом)
XXXXXX-202_	Аналізування системи якості з боку керівництва
XXXXXX-202_	Дотримання конфіденційності інформації
XXXXXX-202_	Вимоги до приміщень
XXXXXX-202_	Дотримання конфіденційності інформації при проведенні випробувань і оформленні їх результатів
XXXXXX-202_	Управління невідповідностями
XXXXXX-202_	Відбір зразків (проб), загальні принципи.
XXXXXX-202_	План відбору зразків (проб) вхідних матеріалів
XXXXXX-202_	План відбору зразків для контролю готової продукції.
XXXXXX-202_	Повторний відбір зразків (проб) на випробування
XXXXXX-202_	Контроль готової продукції
XXXXXX-202_	Пакування, маркування та зберігання зразків продукції, що пройшли випробування
XXXXXX-202_	Методика відбору проб, порядок використання і їх зберігання згідно ДСТУ . Правила техніки безпеки при відборі проб
XXXXXX-202_	Контроль вхідних матеріалів
XXXXXX-202_	Поводження з випробуваними виробами
XXXXXX-202_	Миття та підготовка лабораторного посуду
XXXXXX-202_	Підготовка та облік реагентів
XXXXXX-202_	Мірні розчини та встановлення їх титрів
XXXXXX-202_	Методика визначення кислотного числа
XXXXXX-202_	Методика визначення кислотного та загального кислотного числа олив методом потенціометричного титрування
XXXXXX-202_	Методика визначення стабільності проти окислення в універсальному приладі
XXXXXX-202_	Методика визначення корозійності на приладі....
XXXXXX-202_	Інструкція по підготовці приладу для визначення корозійності
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту азоту по методу К'ельдаля
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту барію комплексонометричним титруванням
XXXXXX-202_	Методика визначення вимивання присадок
XXXXXX-202_	Методика визначення вільних лугів та вільних органічних кислот



XXXXXX-202_	Методика визначення наявності водорозчинних кислот
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту води
XXXXXX-202_	Інструкція по роботі на приладі марки ССS-2 по визначенню динамічної в'язкості олив імітацією холодної прокрутки двигуна. ASTM D 942
XXXXXX-202_	Методика визначення емульгування
XXXXXX-202_	Методика визначення індексу в'язкості
XXXXXX-202_	Методика визначення кінематичної в'язкості
XXXXXX-202_	Інструкція по роботі при визначенні кінематичної в'язкості на приладі «Баня TV 4000»
XXXXXX-202_	Методика визначення зольності
XXXXXX-202_	Інструкція по підготовці приладу при визначенні стабільності по індукційному періоду осадоутворення
XXXXXX-202_	Інструкція по безпечному виконанню робіт на чотирьохкульковій машині тертя типу ЧМТ-1
XXXXXX-202_	Методика визначення змащуючих властивостей на чотирьохкульковій машині тертя ЧМТ-1
XXXXXX-202_	Методика визначення коксованості по Конрадсону
XXXXXX-202_	Методика визначення кольору олив
XXXXXX-202_	Методика визначення лужного числа олив методом зворотнього титрування
XXXXXX-202_	Методика визначення межі міцності
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту механічних домішок розкладом соляною кислотою
XXXXXX-202_	Методика визначення механічних домішок олив ваговим методом
XXXXXX-202_	Методика визначення масової частки мил
XXXXXX-202_	Методика фотоколориметричного визначення натрової проби
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту кальцію, цинку в оливах методом комплексометричного титрування
XXXXXX-202_	Методика визначення сірки хроматним способом
XXXXXX-202_	Методика визначення часу деемульсації
XXXXXX-202_	Методика визначення ступеня чистоти олив та присадок
XXXXXX-202_	Методика визначення коксованості олив в електропечі
XXXXXX-202_	Методика визначення колоїдної стабільності
XXXXXX-202_	Інструкція по налаштуванню іоніміру типу ЭВ-74.
XXXXXX-202_	Методика приготування розчинів та сумішей для виконання аналізів
XXXXXX-202_	Метод оцінки піноутворюючих властивостей мастильних олив
XXXXXX-202_	Інструкція для роботи по визначенню показника заломлення на рефрактометрі Аббе
XXXXXX-202_	Метод визначення температури краплепадіння
XXXXXX-202_	Методика визначення температури застигання олив
XXXXXX-202_	Методика визначення стабільності проти окиснення на приладі ВТИ
XXXXXX-202_	Методика визначення фосфору. Присадки і оливи з присадками
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту сульфатної золи в оливах і присадках
XXXXXX-202_	Методика визначення вмісту хлору
XXXXXX-202_	Інструкція по роботі на дистиляторі марки ДЕ-10 при одержанні дистильованої води
XXXXXX-202_	Інструкція по роботі на установці компресорній марки УК-25-1,6М
XXXXXX-202_	Інструкція по проведенню робіт на лабораторних вагах 2 класу точності моделі ВЛР-200.
XXXXXX-202_	Інструкція по проведенню робіт на лабораторних вагах 4 класу точності моделі ВЛК

XXXXXX-202_	Інструкція для визначення температури спалаху у відкритому тиглі на апараті марки ТВО.
XXXXXX-202_	Інструкція для визначення температури спалаху в закритому тиглі на апараті марки ОВ-305.
XXXXXX-202_	Інструкція по проведенню роботи на компораторі кольору.
XXXXXX-202_	Інструкція по проведенню роботи на електропечі лабораторній типу _
XXXXXX-202_	Методика визначення густини ареометром
XXXXXX-202_	Методика визначення температури спалаху у відкритому тиглі.
XXXXXX-202_	Інструкція для визначення межі міцності консистентних мастил на приладі марки К-2
XXXXXX-202_	Інструкція по безпечному використанню колориметра фотоелектричного концентраційного типу КФК-2.
XXXXXX-202_	Інструкція по безпечному виконанню робіт на персональних електронно-обчислювальних машинах та відеодисплейних терміналах.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Кислоти.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Гідроксиди.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Розчини солей.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Сухі реактиви.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Індикатори.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Суміші реагентів сухі.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Буфери–стандартні розчини рН-метрів.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Буферні розчини.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Розчини із встановленим титром.
XXXXXX-202_	Карта обліку реагентів. Органічні розчинники та їх суміші.

## Умовні скорочення

ВЛ	- вимірювальна лабораторія
ВО	- випробувальне обладнання
ДСТУ	- Державний стандарт України
ДСТУ ISO/IEC	- Державний стандарт України через який запроваджено стандарт спільного комітету міжнародних організацій ISO та IEC
ЗВТ	- засоби вимірювальної техніки
СОП	- стандартно операційна процедура
СТП	- стандарт підприємства
ТК “Нафта-Стандарт”	- технічний комітет із стандартизації і допуску до застосування продуктів нафтопереробки та нафтохімії
ТУ	- технічні умови
IEC	- Міжнародна електротехнічна комісія
ISO	- Міжнародна організація стандартизації
IEC/ISO	- Спільний комітет міжнародних організацій ISO та IEC

## СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

Настанова з якості є основним документом, що встановлює систему забезпечення якості при проведенні всіх видів робіт, пов'язаних з функціонуванням випробувальної лабораторії відповідно до вимог ДСТУ ISO/IEC 17025. Дана Настава складається з 22 розділів, регламентує систему управління якістю випробувальної

лабораторії у заявленій сфері. Вимоги даної Настанови поширюються на всі види діяльності, що впливають на якість послуг ВЛ (згідно паспорту ВЛ).

У настанові з якості міститься комплектний опис ВЛ та викладені основні процедури і методи функціонування ВЛ, що дозволяють виконувати завдання у галузі якості випробувань, забезпечувати достовірність результатів та довіру до виконання роботи.

Настанова з якості відноситься до керівних документів ВЛ \_\_\_\_\_ в системі управління якістю, призначена для щоденного використання як організаційно-методичний документ, є обов'язковою для дотримання її вимог при роботі всіма працівниками ВЛ для досягнення поставлених цілей.

Настанову з якості розроблено у відповідності із керівними документами за ДСТУ ISO/IEC 17025.

## ПОРЯДОК ВВЕДЕННЯ В ДІЮ, ІДЕНТИФІКАЦІЯ, РОЗПОВСЮДЖЕННЯ

Перед затвердженням та введенням в дію проект Настанови з якості аналізується відповідальними за її розроблення та керівником лабораторії.. Впроваджується я в дію Настанова з якості з дня її затвердження.

Настанова з якості ідентифікується наступним чином:

а) на титульній сторінці вказується:

- повна назва документу;
- номер редакції та рік видання (перевидання);
- номер примірника;

б) зверху на кожній наступній сторінці проставляється:

- рік видання (перевидання), назва документу (скорочено), номер редакції.

в) внизу на титульній і кожній наступній сторінці міститься прізвище, ініціали та підписи розробника Настанови з якості, відповідального за розроблення і особи, що затверджує Настанову з якості, вказується номер сторінки та загальна кількість сторінок.

Для спрощеного користування внизу на кожній сторінці Настанови з якості вказується загальна кількість сторінок та порядкові номери сторінки Настанови з якості.

Дана Настанова з якості розповсюджується для внутрішнього і зовнішнього користування.

## 1 ВИМОГИ ДО КЕРУВАННЯ

### 1.1 Загальні відомості

Найменування – Випробувальна лабораторія \_\_\_\_\_

Адреса – \_\_\_\_\_

Телефон – \_\_\_\_\_

Електронна пошта – \_\_\_\_\_

ВЛ надає послуги по проведенню аналізів нафтопродуктів власному підприємству – \_\_\_\_\_ та стороннім організаціям (на договірній основі). ВЛ співпрацює з Державними комітетами по технічному регулюванню та споживчій політики, надає послуги в проведенні аналізів товарів народного споживання.

Працівники ВЛ беруть безпосередньо участь в розробці нових видів мастильних матеріалів, впровадженні їх у виробництво та проводять контроль якості мастильних матеріалів в процесі їх експлуатації у споживачів та надають їм консультації у дослідженні властивостей мастильних матеріалів.

Загальна кількість співробітників ВЛ \_\_\_\_\_ – \_\_\_\_\_ чоловік.

## **1.2 Організація та управління випробувальної лабораторії.**

Організаційну структуру ВЛ наведено в додатку \_\_\_ Настанови. ВЛ очолює керівник, який несе відповідальність за діяльність лабораторії, результати її роботи та діє відповідно до вимог стандарту ДСТУ ISO/IEC 17025. Завідувач лабораторією безпосередньо підпорядкований заступнику генерального директора по якості, який в своїй діяльності керується правовим чинним законодавством, Декретами та Постановами Кабінету Міністрів України, керівними та нормативними документами Держстандарту України, Статутом \_\_\_\_\_ та \_\_\_\_\_. Організаційна структура \_\_\_\_\_ забезпечує умови неможливості адміністративного, комерційного та фінансового тиску на співробітників ВЛ. У питаннях, пов'язаних із проведенням сертифікаційних випробувань, керівник ВЛ в своїй роботі керується нормативними документами та рекомендаціями органу з сертифікації. В адміністративних питаннях та розпорядку праці керівник ВЛ керується наказами і розпорядженнями генерального директора \_\_\_\_\_. ВЛ складається із спеціалізованих випробувальних підрозділів: групи координації випробувань, групи контролю готової продукції, групи вхідного контролю сировини та групи поточного контролю технологічного процесу виробництва. До функцій випробувальних груп відносяться: підготовка та проведення випробувань і оформлення їх результатів.

Взаємовідносини працівників ВЛ, що керують групами, виконують, контролюють роботи, які впливають на якість випробувань – регламентовані посадовими інструкціями.

Керівництво лабораторії має задокументовану систему якості, необхідні методики та робочі інструкції, що гарантують якість проведення випробувань. Лабораторія володіє необхідним повноважним керівним та технічним персоналом, ресурсами, що забезпечують її ефективну діяльність. При функціонуванні системи якості персонал ВЛ при виконанні обов'язків має можливість виявляти випадки відхилення від процедур провадження випробувань та застосовувати при необхідності корегувальні дії згідно СОП XXXXXXXX і СОП XXXXXXXX.

Кожний новий співробітник ВЛ проходить стажування за спеціальною програмою технічного навчання та виконує роботи під час стажування під наглядом інженера. Види робіт, що потребують спеціальних знань, проводять фахівці вищої кваліфікації, а при потребі – інженер.

При проведенні робіт інформація, що отримується по їх результатам, конфіденційна. Забезпечення конфіденційності персоналом регламентується процедурою СОП XXXXXXXX та СОП XXXXXXXX, що забезпечує права Замовника та захист його інтересів. Нагляд за співробітниками, що провадять випробування, включаючи стажистів, за дотриманням методик, процедур, інструкцій здійснюють керівники груп. Загальний нагляд за дотриманням вимог документації покладено на завідуючого лабораторією.

За технічну діяльність та надання необхідних ресурсів для забезпечення належної роботи лабораторії відповідає керівник лабораторії при взаємодії з керівниками відповідних служб підприємства. Технічне забезпечення ВЛ регламентується СТП XXXXXXX, СОП XXXXXXX.

Розпорядженням № \_\_\_ від \_\_\_\_\_ р. заступника генерального директора по якості призначено відповідальним за функціонування системи якості у ВЛ інженера ВЛ \_\_\_\_\_, що керується в своїй роботі вимогами ДСТУ ISO/IEC 17025 та має

безпосередній доступ до найвищого керівництва – заступника генерального директора по якості \_\_\_\_\_.

Згідно розпорядження № \_\_\_\_\_ від \_\_\_\_\_ року у ВЛ призначено відповідальних керівників груп. У разі тимчасової відсутності одного із керівників його функції виконує один із інших керівників груп, який призначається додатковим розпорядженням по ВЛ.

## **2 ПОЛІТИКА У ГАЛУЗІ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ**

### **2.1 Загальні положення.**

Відповідальність за впровадження та підтримку Настанови у працездатному стані покладається на зав. лабораторією. Настанова з якості підлягає перегляду з метою оцінки її постійної придатності, адекватності та результативності. Перегляд здійснюється планово 1 раз в рік. Вихідними даними для планового перегляду Настанови з якості є результати аналізу системи управління якістю з боку керівництва. Рішення про перегляд і внесення змін до Настанови з якості приймає керівник ВЛ. Зміни затверджуються заступником генерального директора по якості та ідентифікується відповідальним за систему якості ВЛ. У разі внесення змін, що перевищують 25 % об'єму Настанови з якості, проводиться перевидання Настанови з якості.

Дана Настанова є офіційним відкритим документом для всіх працівників ВЛ. Настанова є власністю \_\_\_\_\_ і рішення про дозвіл на надання копії Настанови стороннім організаціям приймається генеральним директором \_\_\_\_\_. Такий примірник реєструється, нумерується, ідентифікується написом на першій сторінці “неконтрольований” та реєструється в журналі (кому видано).

Мета: встановити єдиний і зрозумілий підхід щодо користування Настановою з якості, зробити її постійно придатною, а систему управління якістю – результативною.

Основною метою функціонування ВЛ вважає підвищення ефективності системи якості випробувань.

Метою у галузі системи забезпечення якості випробувань ВЛ є досягнення та підтримка високого рівня організації проведення випробувань нафтопродуктів та споріднених продуктів /далі – продукція/, що зазначені у додатку до «Атестату акредитації ВЛ», оформлення результатів для одержання об'єктивної, достовірної інформації про фактичні значення показників якості продукції, що випробовуються, та визначення її відповідності вимогам нормативним документам.

Реалізація цієї політики здійснюється шляхом впровадження системи якості випробувань, що встановлює організаційні та адміністративні процедури розподілу відповідальності повноважень, кадрового складу, ресурсів, поточних методів проведення випробувань та їх контролю.

### **2.2 Система якості**

Заява про політику у системі якості.

Політику у галузі управління якістю випробувань продукції формує керівник ВЛ, який забезпечує компетентне проведення випробувань, несе відповідальність за діяльність ВЛ, результати її роботи, за якість випробувань, здійснює контроль за їх проведенням, призначає осіб, що відповідають за забезпечення робіт у випробувальних підрозділах ВЛ. Відповідальність керівництва ВЛ за процес управління системою якості регламентується наведеною в табл. 2.1 схемою.

Таблиця 2.1 – Відповідальність керівництва ВЛ за процес управління якістю

Процес управління системою якості	Вище керівництво	Зав. лабораторією	Керівник групи координації випробувань	Керівник групи контролю готової продукції та сертифікаційних випробувань – відповідальний за систему якості	Керівник групи випробувань вхідних матеріалів	Керівник групи поточного контролю технологічного процесу
1	2	3	4	5	6	7
Вимоги до керування	К	В	В	У	У	У
Політика у галузі забезпечення якості	К	В	У	У	У	У
Управління документацією	К	В	В/У	У/3	У/3	У/3
Робота зі споживачами	К/В	В	У/3	У/3	У/3	У/3
Ресурси, що використовуються при управлінні системою якості ВЛ	К	В	В/У	В/У	У/3	У/3
Обслуговування замовників	К	В	В	В	У	У
Скарги	К/В	В/У	В/У	В/У	У/3	У/3
Управління невідповідною роботою при випробуваннях	К/В	В	В/У	В/У	У/3	У/3
Корегувальні та запобіжні дії	К	В/У	В/У	В/У	У/3	У/3
Управління реєструванням даних	К	В	В	В	В/У	В/У
Внутрішні перевірки	К	К/В	В	В	В/У/3	В/У/3
Аналіз системи якості з боку керівництва	К	В	В	У/3	У/3	У/3
Технічні вимоги	К	В	У	У	У/3	У/3
Приміщення	К	К/В	В	В	В	В
Методи випробувань	К	К/В	В/У	В/У	В/У	В/У
1	2	3	4	5	6	7
Обладнання	К	В	В/У	В/У	В/У	В/У
Вихідні еталони та зразкові речовини		–	–	–	–	–
Відбирання зразків	К	К	В/У	В/У	В/У	В/У
Поводження з випробуваними виробами	К	К/В	В/У/3	В/У/3	В/У/3	В/У/3

Забезпечення якості результатів випробування	К	В	В/У/З	В/У/З	В/У/З	В/У/З
Звітування про результати	К	В	В	У/З	У/З	У/З
Формування протоколу випробувань та управління протоколами	К	К/В	В	В	У	У
В – виконання; У – участь; З – залучення; К – контроль.						

До управлінських функцій належить:

- контроль за проведенням внутрішніх перевірок;
- контроль виконання плану підготовки персоналу;
- контроль якості виконуваних робіт;
- оцінювання рівня кваліфікації персоналу;
- контроль за проведенням внутрішніх перевірок;
- планування потреби в ресурсах.

Випробувальна лабораторія працює і надає послуги іншим організаціям в сфері випробувань якості нафтопродуктів, мастильних матеріалів та товарів народного споживання. Галузь послуг, які надає ВЛ, наведена в паспорті ВЛ та галузі акредитації.

Завдання та цілі.

Економічні цілі впровадження системи якості:

- зниження витрат на процеси випробувань завдяки впровадженню засобів попередження виникнення невідповідностей;
- підвищення конкурентоспроможності лабораторії;
- зміцнення економічної стабільності;
- збільшення продуктивності праці;
- зростання якості послуг;
- відстоювання інтересів фірми
- Соціальні цілі впровадження системи якості:
- максимальне задоволення потреб у якісному проведенні робіт по аналізу власного виробництва від інших підприємств та Замовників;
- покращення соціально-психологічного клімату;
- задоволення потреб Замовника в об'єктивному та якісному виконанні випробувань, довіри до результатів випробувань;
- задоволення потреб держави в дотриманні правил, стандартів, законів;
- задоволення потреб субпідрядників.
- Вимоги до персоналу встановлено в посадових інструкціях, затверджених генеральним директором \_\_\_\_\_. В посадових інструкціях регламентовано:
- сфера діяльності працівника;
- кваліфікаційні вимоги;
- необхідний рівень знань;
- функції та обов'язки;
- права та відповідальність співробітників.

Керівники груп ВЛ приймають участь у випробуваннях продукції відповідно своїм посадовим інструкціям, відповідають за конкретні види випробувань, вимірювань, аналіз, реєстрацію, облік, звітність і в своїй діяльності дотримуються вимог ДСТУ ISO/IEC 17025. Робота співробітників ВЛ контролюється керівником ВЛ.

Функції і відповідальність керівного персоналу та відповідального за систему якості, зокрема їх відповідності ДСТУ ISO/IEC 17025, визначені в посадових інструкціях, Настанові з якості п.\_\_\_\_\_, СОП \_\_\_\_\_.

Контроль за діяльністю ВЛ здійснюють заступник генерального директора по якості \_\_\_\_\_, органи державного нагляду, Національний орган сертифікації продукції (Державний Комітет з технічного регулювання та споживчої політики) та уповноважені ним органи.

### **3 УПРАВЛІННЯ ДОКУМЕНТАЦІЄЮ**

Управління документацією в ВЛ здійснюється відповідно до вимог СОП \_\_\_\_\_.

#### **3.1 Загальні положення**

Даний розділ Настанови регламентує єдиний і зрозумілий підхід до процедури управління документацією системи якості, встановлює управлінські дії щодо розробки, аналізу, затвердження та введення в дію системи якості, управління нею в межах лабораторії, облік та реєстрацію робочих методик і інструкцій по забезпеченню якості, перегляд і внесення змін, їх затвердження та інформування про них та порядок застосування даної Настанови з якості.

#### **3.2 Внутрішня та зовнішня документація лабораторії**

Документація системи якості ВЛ складається з:

- Настанови з якості;
- Положення про ВЛ – встановлює функції та обов'язки ВЛ;
- посадових та робочих інструкцій персоналу (додаток \_\_\_\_\_);
- документів, що встановлюють порядок контролю якості випробувань, проведення внутрішніх перевірок та розгляд скарг СОП XXXXXX;
- НТД, що встановлює методи випробувань (у т.ч. методики виконання випробувань, додаток \_\_\_\_\_);
- інструкцій та процедур щодо відбору, приймання, реєстрації, використання та зберігання зразків продукції, що поступає на випробування СОП XXXXXX;
- документації по веденню діловодства СТП XXXXXX;
- документів, що відображають підтримання в належному стані випробувального обладнання і засобів вимірювальної техніки: графіки повірки і атестації, технічну та експлуатаційну документацію на обладнання СТП XXXXXX;
- документів про підготовку персоналу та перевірку знань СТП XXXXXX;
- документів, що визначають систему зберігання інформації і управління реєструванням даних – робочі зошити, журнали реєстрації, протоколи, звіти, процедури СОП XXXXXX;
- документації щодо утилізації зразків-свідків випробуваної продукції, що втратили термін дії (додаток \_\_\_\_\_);
- документів, що регламентують послуги та ресурси СОП XXXXXX;
- інструкції, що регламентують проведення робіт на приладах (додаток \_\_\_\_\_)

Відповідальність за ведення документації несуть виконавці, контроль за веденням документації покладено на керівника лабораторії.

До зовнішньої документації відноситься:

- правова (закони та підзаконні акти);
- нормативна документація, що встановлює вимоги до органу оцінки відповідності;
- нормативні документи на методи випробувань;



- протоколи (результати випробувань) зовнішнього походження;
- вхідна кореспонденція;
- документація Замовників.

### **3.3 Порядок управління документацією.**

Розробка, випуск внутрішніх документів здійснюється згідно СОП ХХХХХХ. ВЛ управляє документацією, що належить до напрямку її діяльності СОП ХХХХХХ.

Затвердження повноваженим представником (заступником генерального директора по якості) документів ВЛ та їх змін, однозначне їх найменування з обов'язковим веденням переліку наявної документації;

Періодичний перегляд документації ВЛ відповідальним за систему якості, внесення змін, доповнень, оновлень з випуском актуалізованої затвердженої документації;

Отримання та зберігання актуальних зовнішніх документів з достовірних джерел через взаємодію керівника ВЛ із інженером по стандартизації підприємства. При цьому проводиться ідентифікація документів, виявленням їх статусу. Ідентифікації підлягають документи внутрішнього і зовнішнього надходження. Ідентифікація внутрішніх документів проводиться по назві документу, номері реєстрації, даті реєстрації.

Збереження документації у визначених місцях та належних умовах, що забезпечують вільний доступ для їх читання, контрольні екземпляри зберігаються у керівника ВЛ. Каталог наявної внутрішньої та зовнішньої документації зберігається у визначеному місці. Вилучення нечинної документації проводиться керівником ВЛ.

### **3.4 Зміни в документах.**

Зміни в документації щодо організації та проведення випробувань (методики, інструкції та інш.) вносяться керівником ВЛ відповідно до вимог СОП ХХХХХХ. Підставою для внесення змін являються:

- зміни в положеннях, СОП, методиках за ініціативою співробітників ВЛ чи керівництва \_\_\_\_\_;
- надходження зовнішньої НД, введення в дію яких приводить до зміни системи управління якістю;
- аналіз даних по зворотному зв'язку з Замовником;
- результати внутрішніх перевірок;
- результати зовнішнього аудиту.

При проведенні змін в документації ВЛ проводиться розгляд пропозицій, аналізується, погоджується з відповідальними за ведення документації особами та затверджується керівником служби або іншою повноваженою особою. Зміни чітко датуються та візуються. При терміновій необхідності зміни вносяться вручну з обов'язковим зазначенням прізвища повноваженого працівника, його підписом та вказанням дати. Зміни після розгляду вносяться у вигляді друкованого офіційного тексту на паперових та електронних носіях. Зміни і доповнення до внутрішніх документів проводяться шляхом заміни аркуша із зазначенням в листку змін (попередній анулюється з записом «архів»), повного видання нової редакції документу.

## **4 РОБОТА ІЗ ЗАМОВНИКАМИ**

### **4.1 Загальні положення.**

В даному розділі висвітлюється процес взаємодії лабораторії із Замовниками. При виконанні робіт, пов'язаних із обслуговуванням підприємства, структурним підрозділом якого є ВЛ \_\_\_\_\_, працівники лабораторії керуються вимогами існуючої

державної нормативної документації, законами України, стандартами підприємства, документацією лабораторії при дотриманні вимог до акредитованої лабораторії, користуючись методами випробувань, чітко визначених для кожного випадку їх проведення.

#### 4.2 Аналіз заявок, запитів та контрактів.

При одержанні замовлення від Замовника на надання послуг ВЛ дотримується вимог СОП ХХХХХХ. Перед визначенням можливостей про надання послуг Замовникам проводиться аналіз їх замовлення, за яким визначаються вимоги Замовника і можливість їх задоволення силами ВЛ.

При виконанні робіт для сторонніх організацій спеціалісти ВЛ працюють за схемою, наведеною на мал. 1.



Малюнок 1. Процес взаємодії з сторонніми організаціями

По результатах аналізу заявок, запитів, контрактів складається документ, в якому обумовлено використовувані методи із посиланням на НТД, витрати матеріальних ресурсів та час, необхідні для виконання послуг, який погоджується та затверджується керівником ВЛ та при схваленні Замовником набирає чинності.

При виникненні розбіжностей в умовах на надання послуг між пропозиціями ВЛ та Замовника документ повертається на доопрацювання, при необхідності проводяться корегувальні дії. Після погодження із Замовником розбіжностей і корегувальних дій укладається договір та складається план виконання робіт по наданню послуг.

Внесення відхилень від погоджених умов в договорах (контрактах) із Замовником здійснюється згідно СОП ХХХХХХ. При досягнутій домовленості шляхом переговорів оформляється документ (заявка листом), що зберігається.

Результати по всіх випробуваннях згідно виконаних аналізів опрацьовуються, реєструються, зберігаються згідно вимог даної Настанови.

#### 4.3 Укладення субпідрядних угод.

При укладенні договорів (контрактів) оговорюються випадки, коли ВЛ працює за субпідрядом і за результати яких несе відповідальність. При необхідності ВЛ одержує погодження Замовником на виконання субпідрядних робіт письмово. За

бажанням Замовник може в межах необхідності бути присутній при проведенні випробувань при дотриманні всіх необхідних правил техніки безпеки.

Для виконання випробувань, в перелік яких включені методи, що не входять до видів випробувань ВЛ, використовується укладення угод із субпідрядниками, які компетентні, акредитовані в такій самій системі і володіють даними видами випробувань. Крім того, укладення субпідрядних угод проводиться у випадку не передбачуваних причин (на тимчасовій основі) на тих же умовах. Субпідрядник передає протоколи на паперових або електронних носіях. Обсяг робіт по субпідряду не перевищує 25 % від загального об'єму виконуваних ВЛ робіт.

Всі договори по субпідрядних роботах та дані про результати роботи з субпідрядником реєструються у секретаря підприємства відповідно до вимог СТП ХХХХХХ, а протоколи випробувань зберігаються в ідентифікованих папках у ВЛ.

#### **4.4 Використання ВО та ЗВТ на основі оренди.**

ВЛ для виконання аналізів може використовувати ВО і ЗВТ, що належать іншим організаціям на підставі договорів оренди, при цьому в звіт про виконання робіт вносять дані про використовуване обладнання та його приналежність. Дане обладнання повинно бути атестоване відповідно встановленого порядку та знаходитися в справному стані.

## **5 РЕСУРСИ, ЩО ВИКОРИСТОВУЮТЬСЯ ПРИ УПРАВЛІННІ СИСТЕМОЮ ЯКОСТІ ВЛ**

### **5.1 Загальні положення.**

Даний розділ висвітлює ресурси, що використовуються при управлінні системою якості у ВЛ.

Для досягнення мети в політиці забезпечення якості випробувань використовуються такі ресурси:

- технічні ресурси, тобто необхідне випробувальне обладнання та засоби вимірювальної техніки, матеріалів, приміщення та їх інженерне обладнання;
- кваліфікований персонал, що має відповідну компетентність у питаннях організації та проведення випробувань, обробки та оформлення результатів;
- організаційна структура (додаток \_\_\_\_\_), яка виключає можливість протиправного тиску на співробітників ВЛ та забезпечує проведення випробувань на високому якісному рівні, чіткий розподіл функцій випробувальних підрозділів, відповідальність персоналу ВЛ за проведення випробувань, контроль якості роботи, що виконуються;
- нормативна документація (НД), що регламентує вимоги до продукції, яка випробовується, вимоги до засобів і методів випробувань та порядок їх використання, організаційно-методичні та нормативно-технічні основи випробувань.

### **5.2 Придбання послуг та ресурсів.**

Придбання послуг та ресурсів здійснюється згідно вимог СОП ХХХХХХХХ.

Для забезпечення випробувань хімічними реактивами зав. лабораторією подає у відділ постачання заявку на закупівлю з обов'язковою реєстрацією замовлення в реєстрі заявок у ВЛ. У заявці зазначається найменування хімічного реактиву, його кваліфікація, необхідна розрахункова кількість мінімум на місяць. Відповідальний працівник відділу постачання підприємства відправляє її постачальнику, який має заслужену довіру.

Приймання, облік та списання хімічних реактивів виконує зав. лабораторією або

виконавець, призначений зав. лабораторією. Його обов'язки полягають в обліку, видаванні, зберіганні та списанні витратних матеріалів.

Отримані хімічні речовини приймаються з накладною і якісним посвідченням. Копії накладних та якісних посвідчень зберігається в окремій папці в зазначеному місці.

Сухі хімічні реактиви та фіксанали (стандарт-титри) зберігаються в спеціально обладнаній комірці відповідно до вимог НД на ці речовини. Кислоти, вибухонебезпечні та легкозаймісті рідини зберігаються в окремому спеціально обладнаному приміщенні. В комірках знаходяться переліки реактивів з вказанням їх точного місця розташування.

Доступ до складу хімічних реактивів має зав. лабораторією та інші особи за дозволом завідуючого лабораторією.

Видача реактивів здійснюється зав. лабораторією з обов'язковою відміткою про видану кількість в карті обліку видачі реактивів. Списання використаних реактивів проводиться зав. лабораторією щомісячно згідно з нормами, встановленими у ВЛ. Завідувач лабораторією веде облік, видачу та списання спирту, що використовується при випробуваннях, за встановленими на підприємстві нормами і порядком. Хімічні реактиви приймаються на зберігання зав. лабораторією за кількістю та зовнішнім виглядом. Тара з хімічними реактивами повинна мати чіткі ярлики з необхідними реквізитами.

При виявленні невідповідності між задекларованою якістю матеріалів і фактичною (порушення цілісності упаковки, зміна зовнішнього вигляду, інші невідповідності) проводяться необхідні перевірки якості:

- встановлення вмісту основної речовини;
- температура кипіння, та інші фізико-хімічні характеристики в залежності від типу речовини та її призначення.

При виборі та замовленні обладнання та засобів вимірювань спеціалісти ВЛ керуються вимогами до їх точності, класу, типу. Попередньо одержуються дані про наявність та характеристики необхідних приладів, аналізуються, погоджуються з існуючими вимогами. При виборі враховуються вимоги до якості виконуваних за їх допомогою випробувань. Уточнені і погоджені дані надаються як заявка на придбання і введення в експлуатацію обладнання та засоби вимірювання СТІ ХХХХХХ.

За одержаними при проведенні всіх необхідних робіт результатами зав. лабораторією приймає рішення про допуск матеріалів та обладнання до роботи, повернення на склад чи утилізацію. При цьому спеціалісти ВЛ проводять аналіз якості придбаних матеріалів та ресурсів. На основі аналізу даних вони проводять оцінку постачальників та їх послуг.

## **6 ОБСЛУГОВУВАННЯ ЗАМОВНИКІВ**

При роботі із Замовником ВЛ надає необхідну інформацію про технічне забезпечення, наявні ресурси, професійний рівень виконавців. При необхідності ВЛ надає Замовнику доступ в виробничі приміщення для спостереження за проведенням випробувань для Замовника (при дотриманні конфіденційності відносно випробувань інших Замовників). Працівники ВЛ надають інформацію і проводять консультації щодо сучасних вимог як до методів випробувань, так і до якості продукції, що забезпечить її конкурентоспроможність на зовнішньому ринку.

Лабораторія підтримує зворотній зв'язок із Замовником, що сприяє покращенню системи якості при випробуваннях. Зв'язок здійснюється в різних формах: усно, засобами електронного зв'язку та письмово. Зауваження, що поступають,

документуються, реєструються. Оперативне реагування керівництва ВЛ на таку інформацію сприяє підвищенню рівня якості виконуваних випробувань та задоволення потреб Замовника.

## **7 СКАРГИ**

При виникненні суперечок із Замовником, або при його незадоволенні результатами випробувань продукції він має право подати скаргу. Розгляд скарг проводиться відповідно до вимог СОП ХХХХХХ.

Після поступлення скарги проводиться її аналіз, а при необхідності – розслідування і при встановленні невідповідності роботи – визначення причини виникнення невідповідної роботи та вирішується питання необхідності проведення коригуючих дій. Результати невідповідної роботи відкликаються листом за підписом керівника підприємства або його заступників. Звіти, акти по розслідуванню скарг, коригуючих дій та аналізу їх ефективності зберігається у ВЛ. Апеляції або скарги ВЛ приймає протягом місяця після одержання Замовником офіційного результату, якщо інше не обумовлено в договорі. Дані рекламаций зберігаються 1 рік. Скарга на невідповідність якості виконаної роботи приймається лише тоді, коли вона викладена офіційно в письмовій формі. При справедливості скарги після проведення коригуючих дій повторні випробування проводяться у ВЛ безкоштовно. При суперечності справедливості скарги повторні арбітражні випробування проводять в сторонній лабораторії, акредитованій в тій же системі, що може проводити дані випробування, – за обопільним погодженням сторін з оплатою за них винною стороною, якщо не обумовлено інше в договорі.

## **8 УПРАВЛІННЯ НЕВІДПОВІДНОЮ РОБОТОЮ ПРИ ВИПРОБУВАННЯХ**

### **8.1 Загальні положення.**

Даний розділ охоплює область діяльності лабораторії при виникненні невідповідностей при проведенні випробувань. Управління роботою проводиться відповідно вимог СОП ХХХХХХ. Невідповідність може бути виявлена як при зворотному зв'язку із Замовником, так і в процесі внутрішніх перевірок або контролю процесу випробувань на різних етапах. В даному випадку необхідно провести аналіз невідповідності окремого етапу, виявити причину, провести коригуючі необхідні дії. При цьому необхідно встановити, наскільки впливає дана невідповідність на кінцевий результат та узгодити із Замовником продовження випробування, якщо дана невідповідність продовжує існувати.

### **8.2 Управління невідповідностями.**

Управління невідповідностями здійснюється згідно СОП ХХХХХХ.

Якщо результат невідповідності виявлено після видачі офіційного документу, питання вирішується обома сторонами (скасування результатів, повторні випробування після проведення ефективних корегувальних дій, відмова від випробувань, питання фінансового регулювання).

Для уникнення невідповідностей на кожному етапі випробувань до всіх працюючих доводяться параметри якості при виконанні конкретних завдань, що регламентовані НТД.

При виявленні невідповідностей кожен працівник доповідає про них керівнику робіт, який несе відповідальність за виконану роботу та приймає міри для їх ліквідації, після чого процес простежується.

Система виявлення невідповідностей на всіх етапах у всіх напрямках роботи спрямована на аналіз і ліквідацію причин, що спричиняють їх виникнення та корегування процесу випробувань.

## **9 КОРЕГУВАЛЬНІ ТА ЗАПОБІЖНІ ДІЇ**

Положення цього розділу направлене на усунення невідповідностей, причин їх виникнення, проведення корегувальних і запобіжних дій. При роботі керуються положеннями СОП ХХХХХХ.

### **9.1 Об'єкти коригувальних дій.**

Об'єктами корегувальних дій можуть бути:

- випробувальне обладнання, засоби вимірювальної техніки, допоміжне обладнання, витратні матеріали, хімічні реактиви, що застосовуються при випробуваннях продукції;
- розрахункові дані і протоколи випробувань;
- технологія проведення випробувань;
- робочі методики проведення випробувань.

Невідповідність може бути виявлена в результаті проведення контролю внутрішніх та зовнішніх перевірок, перевірки діяльності лабораторії керівництвом повсякденної діяльності лабораторії, інформаційного обміну між лабораторіями, міжлабораторних порівняльних випробуваннях та інше. Схема проведення коригуючих та запобіжних дій наведена на мал. 2.

### **9.2 Етапи проведення коригуючих дій.**

Початковим етапом для проведення процедури коригуючих (запобіжних) дій є ідентифікація невідповідностей. Коригуючі дії проводить відповідальний групи випробувань, де виявлена невідповідна робота, що потребує корегувальних дій.

Другий етап – проводиться глибокий аналіз причини невідповідності – має важливе значення для розробки ефективної корегуючої (запобіжної) дії. Якщо причини невідповідності встановлені невірно, то і коригуюча дія, розроблена на основі проведеного аналізу причин, буде не ефективною.

Аналіз при виникненні невідповідності проводиться в таких сферах:

- аналіз технологічного процесу випробувань у відповідності до затверджених методів випробувань, аналіз нормативних документів (ТУ на продукцію), аналіз використовуваних хімічних речовин;
- аналіз використовуваного лабораторного посуду;
- аналіз правильності проведення розрахунку;
- аналіз відповідності кваліфікації виконавців.

Якщо встановлена невідповідність, проводиться перевірка правильності проведення попередніх результатів випробувань та проведення технічного навчання з фахівцями лабораторії на робочому місці.

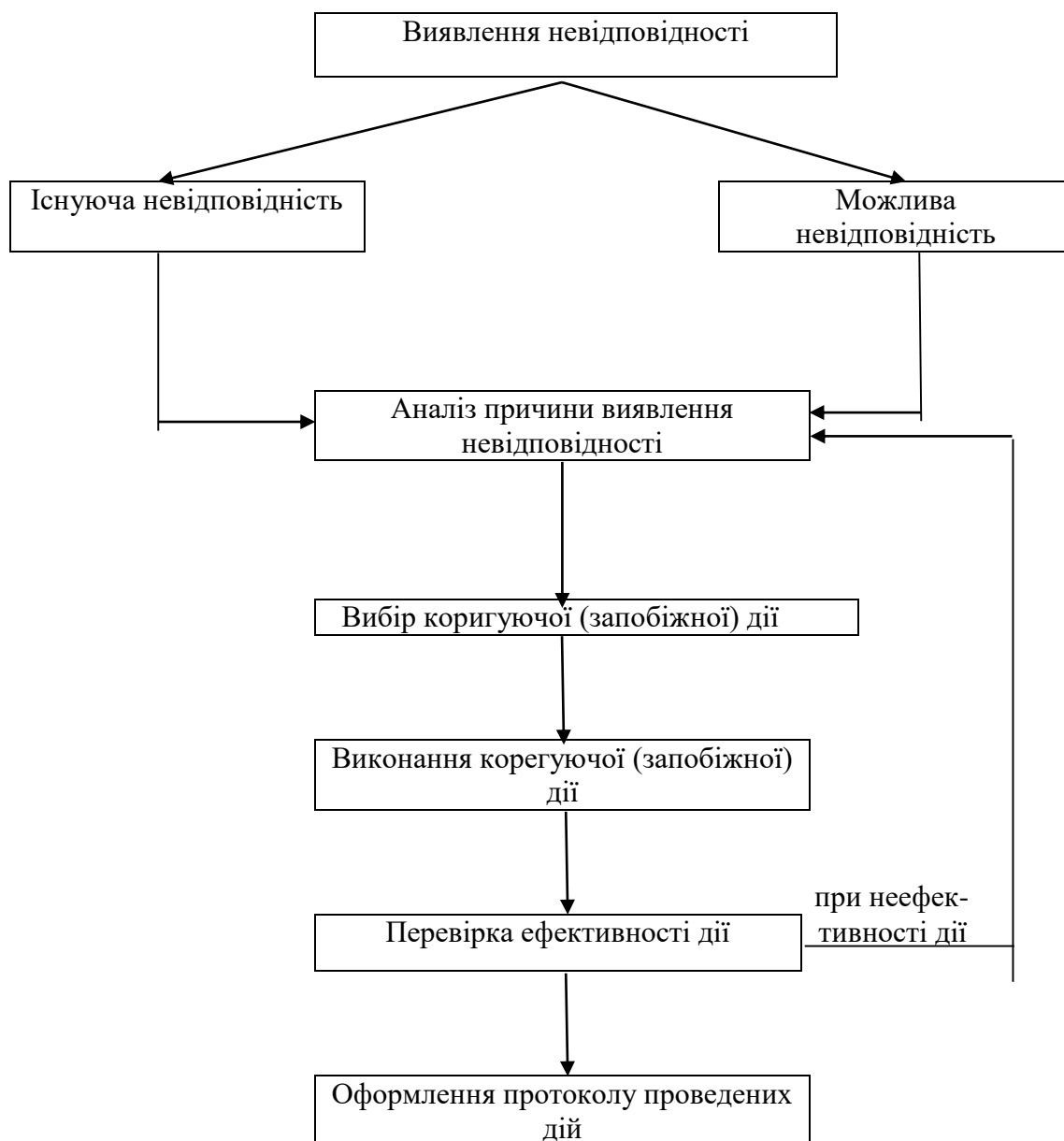
Третім етапом процедури коригуючої і запобіжної дії є правильний вибір наступних дій, що відповідають величині виявленої проблеми та недопущення їх повторення. Після проведення корегувальних дій проводиться перевірка їх ефективності в сфері їх застосування, що є четвертим етапом даної процедури.

При потребі (неефективна коригуюча дія) проводиться повторний аналіз невідповідності з наступними аналогічними діями. По результатах проведених робіт оформляються документи з внесенням потрібних змін в існуючу у ВЛ документацію та приймаються заходи по запобіганню повторення невідповідностей.

Запобіжні дії включають:

- аналіз результатів перевірки системи якості лабораторії;
- аналіз розгляду претензій Замовника;
- ефективне управління документацією і даними;
- ефективне управління ресурсами;
- підвищення кваліфікації персоналу;
- відстежування результатів вимірювань (додаток \_\_\_\_).

Отже, ефективні коригуючі та запобіжні дії проводяться для того, щоб ліквідувати саму причину невідповідності, унеможливити повторну появу цієї невідповідності та забезпечити якість проведення випробувань.



Малюнок 2. Схема реалізації коригуючих (запобіжних) дій

## 9.2 Етапи проведення коригуючих дій.

Початковим етапом для проведення процедури коригуючих (запобіжних) дій є ідентифікація невідповідностей. Коригуючі дії проводить відповідальний групи випробувань, де виявлена невідповідна робота, що потребує корегувальних дій.

Другий етап – проводиться глибокий аналіз причини невідповідності – має важливе значення для розробки ефективної корегуючої (запобіжної) дії. Якщо причини

невідповідності встановлені невірно, то і коригуюча дія, розроблена на основі проведеного аналізу причин, буде не ефективною.

Аналіз при виникненні невідповідності проводиться в таких сферах:

- аналіз технологічного процесу випробувань у відповідності до затверджених методів випробувань, аналіз нормативних документів (ТУ на продукцію), аналіз використовуваних хімічних речовин;
- аналіз використовуваного лабораторного посуду;
- аналіз правильності проведення розрахунку;
- аналіз відповідності кваліфікації виконавців.

Якщо встановлена невідповідність, проводиться перевірка правильності проведення попередніх результатів випробувань та проведення технічного навчання з фахівцями лабораторії на робочому місці.

Третім етапом процедури коригуючої і запобіжної дії є правильний вибір наступних дій, що відповідають величині виявленої проблеми та недопущення їх повторення. Після проведення корегувальних дій проводиться перевірка їх ефективності в сфері їх застосування, що є четвертим етапом даної процедури.

При потребі (неефективна коригуюча дія) проводиться повторний аналіз невідповідності з наступними аналогічними діями. По результатах проведених робіт оформляються документи з внесенням потрібних змін в існуючу у ВЛ документацію та приймаються заходи по запобіганню повторення невідповідностей.

Запобіжні дії включають:

- аналіз результатів перевірки системи якості лабораторії;
- аналіз розгляду претензій Замовника;
- ефективне управління документацією і даними;
- ефективне управління ресурсами;
- підвищення кваліфікації персоналу;
- відстежування результатів вимірювань (додаток \_\_\_\_).

Отже, ефективні коригуючі та запобіжні дії проводяться для того, щоб ліквідувати саму причину невідповідності, унеможливити повторну появу цієї невідповідності та забезпечити якість проведення випробувань.

## **10 УПРАВЛІННЯ РЕЄСТРУВАННЯМ ДАНИХ**

### **10.1 Управління реєструванням даних.**

Управління реєструванням даних у ВЛ регламентується даним розділом Настанови з якості та СОП ХХХХХХ. В даному розділі описано процедуру збирання та ідентифікації даних, їх систематизацію, реєстрування та зберігання. Ця система охоплює як роботу із технічними даними, так і даними по аналізу системи якості лабораторії. Аналіз системи якості задокументовано в документах внутрішніх перевірок, в картах простежуваності вимірювань. Документи по проведенню внутрішніх перевірок системи якості та вибіркового контролю щодо якості проведених випробувань, зберігаються у визначених місцях на паперових носіях. Технічні дані формуються по типах, знаходяться в ідентифікованих папках, доступно реєстрованих, що зберігаються в захищеному місці. Доступ до цих даних мають повноважені особи. Вся документація щодо якості та технічних даних з однозначною ідентифікацією реєструється на електронних та паперових носіях.

Термін зберігання важливих документів (протоколи сертифікаційних випробувань, маршрутні карти, акти відбору, акти ідентифікації, журнал вибіркового контролю та ін.) зберігаються 5 років в архіві. Термін зберігання протоколів випробувань сировини, готової продукції, протоколів внутрішнього контролю – 1 рік.



Дані, що зберігаються на електронних носіях захищені від можливості змін створення невідповідностей. При цьому зберігається конфіденційність інформації, захищеність від стороннього доступу.

## **10.2 Технічні дані.**

Після проведених згідно вимог НД випробувань та необхідної обробки даних, їх перевірки, результати заносяться в спеціальні журнали для первинної реєстрації, де знаходиться необхідна інформація, проміжні дані, відомості про виконавця. Узагальнивши всю необхідну інформацію по даному виду продукції, дані заносяться в журнал обліку результатів, в якому виправлення даних можливе лише після попереднього аналізу, перевірок. В разі виправлення результатів даних, обов'язково підписується особа, що їх провела. Крім результатів випробувань в журнал обліку результатів випробувань вноситься чітка інформація про місце відбирання зразка, осіб, що проводили відбирання і випробування та інша необхідна інформація в достатньому для прослідковувано і контролювання процесу випробувань. При цьому прослідковується обов'язкова наявність первинних даних для уникнення їх втрати на усіх видах носіїв інформації.

## **11 ВНУТРІШНІ ПЕРЕВІРКИ**

У цьому розділі Настанови наведено опис процедур, які забезпечують внутрішній контроль системи якості. За її забезпечення відповідає призначена у ВЛ особа, що в своїй діяльності дотримується вимог ДСТУ ISO/IEC 17025.

### **11.1 Здійснення внутрішніх перевірок.**

Внутрішні перевірки здійснюються на всіх етапах своєї діяльності згідно вимог СОП XXXXXX.

Внутрішні перевірки включають:

- контроль відповідності розчинів, реактивів та витратних матеріалів відповідно до вимог нормативної документації на методи випробувань;
- контроль стану засобів вимірювальної техніки і випробувального обладнання, відповідності їх вимогам нормативної документації на методи випробувань та забезпеченість ними ВЛ;
- контроль стану приміщень та навколишнього середовища, в яких проводяться випробування;
- контроль стану зразків продукції при їх надходженні та зберіганні у ВЛ;
- контроль підготовки проб та технології проведення випробувань;
- контроль правильності розрахунків та оформлення результатів випробувань;
- перевірка відповідності кваліфікації персоналу вимогам посадових інструкцій.

### **11.2 Перевірка якості випробувань.**

Перевірку працівників ВЛ на якість випробувань проводять шляхом проведення міжлабораторних випробувань та проведення власних внутрішніх перевірок системи забезпечення якості випробувань або після одержання претензій Замовника, керуючись положенням СОП XXXXXX.

### **11.3 Внутрішній контроль системи якості.**

Внутрішній контроль системи якості проводиться у відповідності з графіком, який щорічно розробляє відповідальний за систему забезпечення якості у ВЛ.

Особа, що проводить внутрішній контроль випробувань, відповідність записів, не бере участі у випробуванні. Вона повинна бути максимально незалежною від діяльності, що перевіряється, відповідно підготовленою і достатньо кваліфікованою.

#### **11.4 Розроблення коригуючих заходів.**

За результатами документів, про проведені перевірки керівником випробувального підрозділу розробляються коригуючі заходи з наданням письмової офіційної інформації зацікавленій стороні.

#### **11.5 Відповідальність за виконання вимог НТД.**

Відповідальність за виконання вимог НД на методи випробувань, об'єктивність та достовірність результатів випробувань несуть співробітники ВЛ, що проводили конкретні випробування.

#### **11.6 Перевірка достовірності порівняльних випробувань.**

Достовірність результатів випробувань перевіряється керівником ВЛ шляхом встановлення: повноти відбору зразків на випробування та визначенням всіх показників з врахуванням похибки вимірювань, а також наявності в журналі випробувань підписів співробітників за результати кожного випробування, яке вони здійснювали та реєстрували.

Відповідальність за контроль якості проведення випробувань несуть відповідальні виконавці випробувань.

#### **11.7 Мета внутрішніх перевірок.**

Внутрішні перевірки у ВЛ проводяться з метою систематичного і незалежного аналізу функціонування, що дозволяє визначити відповідність діяльності та результатів в сфері забезпечення якості запланованим заходам, а також ефективність їх впровадження та відповідність визначеній меті. Проведення внутрішніх перевірок має метою запобігання виникненню будь-яких відхилень від встановлених вимог.

#### **11.8 Ефективність корегувальних дій.**

При проведенні наступних перевірок звертається увага на ефективність проведених коригуючих дій.

### **12 АНАЛІЗУВАННЯ СИСТЕМИ ЯКОСТІ З БОКУ КЕРІВНИЦТВА**

Аналізування системи якості ВЛ вищим керівництвом проводять відповідно до вимог СОП XXXXXX.

#### **12.1 Мета**

Встановити прийнятність, адекватність і дієвість системи якості ВЛ шляхом проведення планового та періодичного аналізу системи якості лабораторії.

#### **12.2 Завдання:**

Оцінка придатності політики в системі якості та діючих процедур:

- оцінка проведеної роботи керівників груп, в тому числі відповідального за систему якості;
- аналіз результатів останніх внутрішніх перевірок;
- аналіз дієвості корегувальних та запобіжних дій;
- аналіз оцінювання результатів роботи ВЛ сторонньою організацією;
- результати проведених міжлабораторних порівнянь;
- результати зворотного зв'язку з Замовником по результатах випробувань;
- наявність та характер скарг;

- аналіз змін в обсязі виконуваних робіт;
- аналізуванню наявності та відповідності ресурсів;
- аналізуванню відповідності кваліфікаційних вимог персоналу виконуваним роботам.

### **12.3 Періодичність проведення робіт**

Аналізуванню дієвості системи якості ВЛ керівництвом проводиться один раз в рік і охоплює цілі, завдання і плани роботи.

Регулярно, один раз в квартал, проводиться «День якості» для всіх працюючих ВЛ по напрямках дії системи якості.

Постійно проходить розгляд суміжних питань системи якості на нарадах керівництва.

## **13 ТЕХНІЧНІ ВИМОГИ.**

### **13.1 Загальні положення.**

Багато факторів визначають ступінь точності та надійності випробувань, що виконуються лабораторією. Серед них:

- персонал, що є компетентним в виконанні робіт з проведення випробувань;
- технічні ресурси – випробувальне обладнання, засоби виміральної техніки, інше допоміжне обладнання, виробничі приміщення, державні стандартні зразки, хімічні реактиви відповідної чистоти;
- документація, в тому числі організаційно-методична документація, що встановлює вимоги до процедур по організації і порядку проведення випробувань, нормативні і технічні документи, що регламентують вимоги до продукції та методів випробувань;
- відбирання зразків;
- простежуваність випробування;
- поводження з випробуваними виробами

При розробці технічних процедур та проведення випробувань враховуються всі необхідні фактори, що можуть впливати на точність та надійність проведення випробувань.

### **13.2 Вимоги до персоналу ВЛ.**

Цей розділ встановлює процедури з управління персоналом ВЛ при проведенні випробувань продукції, що забезпечують виконання завдань в галузі забезпечення якості випробувань з дотриманням вимог СОП XXXXXX.

Вимоги цього розділу є обов'язковими до виконання персоналом ВЛ при виконанні таких робіт:

- підбір і розстановка кадрів відповідно до компетентності і кваліфікації;
- організація технічного навчання і підвищення кваліфікації фахівців;
- ведення документації щодо персоналу;
- проведення випробувань.

Керівництво лабораторії забезпечує компетентне проведення робіт на спеціальному обладнанні шляхом професійної підготовки виконавців з використанням робочих інструкцій, технічного навчання, індивідуальної підготовки. При проведенні специфічних завдань, що вимагають вищої кваліфікації, випробування проводять працівники, які відповідають цим вимогам (рівень освіти, досвід, майстерність).

Працівники, що поступають у ВЛ, проходять період стажування під керівництвом працівника вищої кваліфікації під наглядом закріпленої наказом особи з

наступним допуском до роботи. Допуск оформляється після перевірки теоретичних знань та практичних навичок і умінь відповідно вимог існуючих процедур.

Організацію та координацію робіт по підборі та підготовці робітників здійснює відділ кадрів підприємства по заявці керівника ВЛ. Ведення особових справ співробітників покладається на відділ кадрів підприємства СТП ХХХХХХ.

Розробку та перегляд посадових інструкцій співробітників лабораторії здійснює керівник лабораторії. Контроль за виконанням робіт співробітниками здійснюють відповідальні виконавці груп. Відповідальність керівництва ВЛ і співробітників встановлена у посадових інструкціях та даній Настанові.

### **13.3 Підбір персоналу ВЛ.**

Умовою якісного виконання функцій ВЛ є підбір та розстановка кадрів згідно вимог СОП ХХХХХХ. Підбір кадрів проводиться згідно вимог до виконуваних робіт з врахуванням спеціальної освіти. Склад персоналу ВЛ розраховується, виходячи із обсягів робіт з випробувань продукції та встановлюється штатним розкладом, затвердженим керівником підприємства. Підбір персоналу за заявкою керівника ВЛ здійснює відділ кадрів підприємства шляхом внутрішнього переведення працівників або залучення працівників з інших установ та підприємств після узгодження з керівником лабораторії. Необхідний рівень кваліфікації та наявність досвіду, потрібного для проведення випробувань, визначають інженери та зав. лабораторією. При цьому враховується досвід та знання в таких питаннях:

- технічні вимоги до продукції, що випробовується, і методи її випробувань, встановлені в нормативних документах;
- склад і властивості продукції, що випробовується;
- розробка та атестація методик випробувань (для висококваліфікованих фахівців);
- експлуатація та обслуговування ВО і ЗВТ, допоміжного обладнання;
- метрологічне забезпечення випробувань;
- математична обробка результатів, методи оцінки їх точності, достовірності і відтворюваності, визначення причин відхилень від встановлених вимог, складання протоколів випробувань.

В своїй діяльності працівники ВЛ дотримуються усіх вимог, викладених в посадових та робочих інструкціях, де регламентовано завдання, обов'язки, права, відповідальність, кваліфікаційні вимоги та рівень знань і взаємовідносини по професії та функціональних обов'язках.

Облік персоналу веде відділ кадрів підприємства. Дані про професійну підготовку фахівців, набутий досвід роботи та навчання наводяться в особових справах, які зберігаються у відділі кадрів і постійно переглядаються та обновляються. Для технічного персоналу передбачається проведення періодичного інструктажу і навчання з техніки безпеки відповідно до затверджених у встановленому порядку інструкцій з охорони праці і техніки безпеки.

### **13.4 Робота з персоналом ВЛ.**

Співробітники ВЛ проходять періодичну атестацію на право проведення випробувань.

Підвищення кваліфікації персоналу здійснюється шляхом навчання на робочому місці під наглядом більш кваліфікованого працівника, за стажистом встановлюється нагляд.

За невиконання або неналежне виконання встановлених вимог та інші порушення до співробітників застосовуються матеріальні або дисциплінарні заходи.

До порушень відносяться:

- недотримання встановлених вимог при проведенні випробувань;
- необережне поводження із ЗВТ та ВО, інвентарем, порушення вимог інструкцій експлуатації;
- порушення вимог до оформлення та реєстрації результатів випробувань;
- порушення техніки безпеки, протипожежної безпеки, санітарних правил;
- порушення вимог конфіденційності;
- втрата нормативної та іншої документації, пов'язаної з проведенням випробувань.

При виявленні порушень і негативних явищ відповідальний виконавець випробувань разом з керівником ВЛ проводять аналіз порушень та їх наслідків і розробляють запобіжні та коригувальні заходи для попередження і виключення невідповідності.

До випробувань та відбору зразків допускаються працівники ВЛ, які пройшли технічне навчання, склали екзамени та допущені до роботи у встановленому порядку і дотримуються вимог ДСТУ ISO/IEC 17025 та процедур СОП ХХХХХХ і даної Настанови.

## **14 ПРИМІЩЕННЯ**

### **14.1 Загальні положення.**

У цьому розділі описано процедуру по забезпеченню належних умов для проведення випробувань продукції відповідно до встановлених вимог, які розповсюджуються на утримання приміщень ВЛ і є обов'язковими для виконання фахівцями і технічним персоналом ВЛ, виконуються згідно СОП ХХХХХХ. Відповідальні виконавці випробувань відповідають за забезпечення в приміщеннях умов проведення випробувань згідно до встановлених в НД вимог, за стан приміщення відповідає працівник, призначений зав. ВЛ.

### **14.2 Забезпечення умов до вимог навколишнього середовища приміщень.**

Умови навколишнього середовища приміщень ВЛ, в яких проводяться випробування продукції, повинні відповідати вимогам нормативної документації на методи випробувань і забезпечувати необхідну точність вимірювань. Дотримання цієї вимоги досягається шляхом:

- забезпечення установлених характеристик вологи і температури приміщень за допомогою системи опалення і вентиляції;
- можливості обладнання системи термостатування для окремих видів випробувань;
- наявності ЗВТ у приміщеннях ВЛ для щоденного контролю температури і вологи;
- оснащення приміщень необхідними інженерними мережами (холодне і гаряче водопостачання, освітлення, заземлення, приточно-витяжна вентиляція, електропостачання);
- наявності обладнання і мереж, необхідних для використання газу;
- контроль рівня вібрації, шуму, випарів шкідливих речовин відповідно до вимог, установлених нормативними документами і санітарними правилами;
- обладнання спеціальних зон для зберігання небезпечних і займистих речовин, прекурсорів;
- обладнання кімнат для зважування;
- забезпечення умов для зберігання зразків після випробувань відповідно до

вимог, встановлених в НД на дану продукцію;

– оснащення приміщень засобами пожежегасіння, допоміжним інвентарем для роботи з необхідними речовинами, засобами для надання першої медичної допомоги.

Площа приміщень та розміщення в них меблів та обладнання повинні сприяти запобіганню створення небезпечних ситуацій, пошкодження обладнання, а також забезпечувати співробітникам можливість вільно і точно рухатись. На робочі місця не допускаються особи, що не мають безпосереднього відношення до випробувань.

Щоденний контроль температури і вологи в приміщеннях ВЛ ведеться працівниками ВЛ в кожній робочій кімнаті за допомогою кімнатних термометрів і гігromетрів. Результати реєструються в спеціальному журналі. У разі невідповідності умов випробувань вимогам, встановлених НД, працівник ВЛ повинен негайно сповістити про це зав. лабораторією, яка приймає заходи по запобіганню впливу на точність результатів випробувань.

Санітарна обробка приміщень ВЛ здійснюється персоналом лабораторії кожний день на початку робочого дня. Збирання відходів та сміття здійснюється в спеціально відведених місцях в призначену для цього тару. Видалення відходів з приміщень ВЛ щоденно обов'язково, згідно СОП ХХХХХХ.

## **15 МЕТОДИ ВИПРОБУВАНЬ**

### **15.1 Загальні положення.**

ВЛ проводить випробування у відповідності тільки з методами, зазначеними нормативними документами (НД) на продукцію, що визначена Галуззю акредитації та Паспортом ВЛ.

В своїй діяльності ВЛ керується вимогами:

- ДСТУ ISO/IEC 17025;
- нормативною, чинною в Україні документацією;
- стандартами підприємства по метрологічному забезпеченню та експлуатації обладнання;
- стандартними операційними процедурами:
  - а) управління системи якості СОП ХХХХХХ;
  - б) організація роботи по контролю продукції СОП ХХХХХХ;
  - в) організація робіт лабораторії СОП ХХХХХХ;
  - г) методи, інструкції СОП ХХХХХХ;
  - д) карти обліку реагентів СОП ХХХХХХХХ.

Усі інструкції, стандарти, методики, що стосуються роботи лабораторії, знаходяться на робочих місцях, вільно доступні для працюючого персоналу.

Послідовність проведення випробувань, можливість їх зміни повинна відповідати вимогам НД на конкретні методи випробувань, якими ВЛ забезпечена. Використання спеціалістами ВЛ для випробувань продукції методів, засобів випробувань та вимірювань, що не зазначені в галузі акредитації та паспорті ВЛ її субпідрядних ВЛ і над якими не встановлено державний метрологічний нагляд забороняється, замовлення на виконання таких робіт не проводиться. При роботі за стандартизованими методами проводиться простежування їх відповідності, міжлабораторних порівняльних випробувань, на основі чого оцінюється об'єктивність результатів, одержаних при випробуваннях (додаток \_\_\_\_).

Забезпечення ВЛ актуалізованою, періодично доповнюваною нормативною документацією здійснюється шляхом використання фонду нормативно-технічної документації підприємства, що включає:

- документи, які встановлюють технічні вимоги до продукції, що випробовується та методи її випробувань – стандарти та технічні умови;
- документи, які встановлюють програми та методи випробувань продукції, що закріплена за ВЛ.

### **15.2 Вибирання методів та оцінювання їх придатності.**

Керівництво лабораторії вибирає методи для випробувань продукції ті, що зазначені в НТД на продукції, чинні в Україні та міжнародні діючі стандарти згідно галузі акредитації та Паспорту ВЛ. При визначенні якості нафтопродуктів та мастильних матеріалів ВЛ користується тільки стандартними методами за переліком, наведеним в галузі акредитації, Паспорті лабораторії та у відповідності з вимогами ДСТУ 4106.

До чинних в Україні методів оцінки якості нафтопродуктів та мастильних матеріалів відносяться:

- методи за державними стандартами в Україні;
- методи, прийняті за міжнародними угодами;
- чинні в Україні міжнародні методи.

Дослідження якості мастильних матеріалів для сторонніх Замовників за нестандартними методами, та розробкою власних методів для оцінки якості продукції для Замовників ВЛ не проводить. Оцінку придатності методів дослідження якості нафтопродуктів та мастильних матеріалів покладено на відділ метрології Державного Комітету з питань технічного регулювання та споживчої політики та Технічний комітет «Стандартизація продуктів нафтопереробки» ТК 38.

### **15.3 Управління даними.**

Для управління даними по результатах випробувань безпосередньо у ВЛ є робочі журнали, журнали реєстрації виконаних випробувань (обліку контролю готової продукції, обліку результатів вхідного контролю), звіти про випробування. Відповідальність за реєстрацію результатів несе відповідальний за систему якості лабораторії, який керується СОП XXXXXX.

Лабораторія забезпечена комп'ютером, який використовується для управління даними, їх реєстрації, звітності, архівування та можливості пошуку необхідних даних по результатах випробувань. Обслуговування комп'ютера проводить оператор комп'ютерного набору, технічний нагляд – спеціаліст підприємства.

### **15.4 Оцінювання невизначеності вимірювання.**

ВЛ при оцінці невизначеності вимірювання керується стандартною нормативною документацією на методи випробувань, в яких встановлені похибки вимірювань. Похибка вимірювання випробувань також може бути погоджена із Замовником, що обумовлюється в контракті на виконання робіт.

## **16 ОБЛАДНАННЯ**

### **16.1 Загальні положення.**

Цей розділ встановлює процедури по забезпеченню ВЛ необхідним обладнанням і вимоги до його експлуатації та технічного обслуговування. Вимоги цього розділу є обов'язковими до виконання для керівництва ВЛ, фахівців та технічного персоналу ВЛ.

### **16.2 Відповідальність персоналу.**

Керівник ВЛ та відповідальні виконавці випробувань несуть відповідальність за оснащення лабораторії необхідним обладнанням. Відповідальні виконавці

випробувань відповідають за експлуатацію і технічне обслуговування обладнання. З обладнанням працює уповноважений на це персонал – лаборант або інженер.

### **16.3 Оснащення обладнанням та його облік.**

Забезпечення високого рівня якості випробувань досягається шляхом достатнього оснащення ВЛ випробувальним обладнанням для проведення випробувань та засобами вимірювальної техніки для усіх параметрів, що визначені галуззю акредитації. Технічне обслуговування ВО здійснюється персоналом, який технічно підготовлений та проінструктований.

Оснащення ВЛ засобами вимірювальної техніки (ЗВТ), випробувальним обладнанням (ВО), інвентарем та допоміжним обладнанням здійснюється відповідно до переліку обладнання, регламентованого нормативною документацією на методи випробувань у заявленій галузі акредитації з урахуванням обсягів випробувань. Відомості про ВО та ЗВТ ВЛ наведено у «Паспорті вимірювальної лабораторії» (форми \_\_\_\_\_).

Облік наявного обладнання ВЛ ведеться за допомогою інвентаризаційних документів, акту вводу в експлуатацію та журналом, відповідальними виконавцями, які призначені керівником ВЛ. Журнал повинен містити на кожну одиницю обладнання такі відомості:

- реєстраційний номер приладу;
- назву та вид приладу;
- тип, марка та заводський номер;
- дату виготовлення, дату одержання та введення в експлуатацію;
- стан на час купівлі (новий, той, що був у вжитку, після ремонту та інш.);
- місце розташування (за необхідністю).

### **1 6.4 Експлуатація та технічне обслуговування обладнання.**

Експлуатація обладнання здійснюється виключно відповідно до інструкцій по експлуатації, що знаходяться на робочих місцях. При дотриманні вимог СТП ХХХХХХ все обладнання та засоби вимірювальної техніки у ВЛ повинні утримуватись в умовах, що забезпечують їх збереженість та захист від пошкоджень та передчасного зношування. За умови наявності додаткових вимог в експлуатаційній документації на обладнання щодо інженерного забезпечення, відсутності впливу (вібрації, шуму, пилу, відсутність агресивних середовищ) ці вимоги повинні неодмінно виконуватись при введенні приладу в експлуатацію.

Технічне обслуговування обладнання у ВЛ здійснюється службами підприємства, при необхідності, службами підприємства-виробника на договірній основі. Технічне обслуговування проводиться згідно графіку підприємства. ВО, ЗВТ і допоміжне обладнання ВЛ недопустимо використовувати в режимі перевантаження або неправильної експлуатації.

Обладнання, що дає підозрілі результати, що підлягає ремонту, терміновому технічному обслуговуванню, періодичній або позаплановій повірці (атестації) вилучається з експлуатації шляхом відповідного етикетування з зазначенням дати припинення експлуатації і поміток «не користуватись».

### **16.5 Повірка ЗВТ та атестація ВО.**

Повірка ЗВТ та атестація ВО здійснюється \_\_\_\_\_ на підставі річних календарних графіків повірки та атестації, складених керівником ВЛ та затверджених головним інженером підприємства. На підприємстві наказом керівника призначено відповідального за метрологічне забезпечення. Повірка ЗВТ та атестація



ВО проводяться відповідно до вимог ДСТУ OIML D 20, ДСТУ OIML D 27. Обладнання, яке пройшло повірку, охороняється від розрегулювання шляхом блокування регулюючих, калібруючих вузлів, маркується з вказанням терміну повірки.

Для забезпечення якості проведення випробувань ВО оснащено комплектом робочих та контрольних ЗВТ. Контрольні ЗВТ повинні використовуватись для перевірки результатів вимірювань робочими ЗВТ, а також при проведенні арбітражних та порівнювальних випробувань. При необхідності проводиться калібрування приладу перед його використанням згідно робочих інструкцій. Контроль за використанням ЗВТ покладається на зав. лабораторію.

ВЛ розробляє, актуалізує, веде та зберігає документацію, що забезпечує якість випробувань, а саме документи:

- що стосуються підтримання у належному стані випробувального обладнання та засобів вимірювальної техніки;
- атестації випробувального обладнання;
- експлуатаційну документацію на засоби вимірювань, що застосовуються.

### **16.6 Простежуваність вимірювання.**

Все обладнання, що використовується при проведенні випробувань поступає у ВЛ відкаліброване виробником та проходить періодичний метрологічний контроль, що свідчить про задоволення технічних вимог лабораторії.

У ВЛ постійно проводиться простежуваність роботи обладнання шляхом відстежування отриманих результатів. Результати реєструються у картах простежування. Точність та достовірність роботи обладнання перевіряється шляхом проведення міжлабораторних порівняльних вимірювань при використанні аналогічного обладнання в лабораторіях, що співпрацюють по випробуваннях.

## **17 ВИХІДНІ ЕТАЛОНИ ТА ЗРАЗКОВІ РЕЧОВИНИ**

Вихідні еталони та зразкові речовини у ВЛ не використовуються.

## **18. ВІДБИРАННЯ ЗРАЗКІВ**

### **18.1 Загальні положення.**

У цьому розділі Настанови наведено опис процедур щодо відбирання зразків продукції, що підлягають випробуванням. Роботи проводяться відповідно до вимог СОП XXXXXXXX.

### **18.2 Умови відбирання зразків.**

Документація, що стосується відбору зразків (інструкції, ДСТУ, методики), знаходиться на робочих місцях вільно доступних для всіх працівників, що проводять відбір. На випробування приймаються зразки продукції, що належним чином відібрані, запаковані та мають відповідну супроводжувальну документацію – акт відбору (додаток \_\_\_\_). Пакування та маркування зразків згідно СОП XXXXXXXX. Відбір зразків проводиться згідно ДСТУ 4488 і НД на продукцію. Відповідальний виконавець, що приймає зразки продукції:

- перевіряє пакування, маркування і пломбування зразка, ідентифікує на відповідність технічній документації і даним, наведеним в акті відбору;
- реєструє зразок і заносить відомості з акту відбору до журналу реєстрації зразків;
- відповідним чином маркує зразок для передачі його для випробування;
- підшиває акт відбору в окрему папку;
- передає відповідальному виконавцеві зразок для проведення випробувань,

перелік показників, що необхідно визначити.

Зразки-свідки розміщуються в спеціальній комірці, де забезпечується їх збереження відповідно до нормативної документації щодо умов зберігання. Після закінчення терміну зберігання зразки-свідки утилізуються з оформленням акту утилізації та накладної.

За вимогою Замовника, про що повідомляється в письмовій формі, можуть бути відхилені від задокументованих процедур у ВЛ. В такому разі відхилення від стандартної операційної процедури фіксується в акті відбирання та протоколі випробувань зразка.

Працівники ВЛ при відбиранні зразків всі дані, що стосуються процедури відбирання, заносять до акту відбору проби. Даний акт містить наступні відомості:

- ідентифікація проби;
- найменування продукції;
- місце відбирання;
- умови відбирання;
- час відбирання;
- ідентифікацію спеціаліста;
- процедура чи НД на метод відбору.

Форма акту відбору наведена у додатку \_\_\_\_\_.

## **19 ПОВОДЖЕННЯ З ВИПРОБУВАНИМИ ВИРОБАМИ**

### **19.1 Загальні вимоги.**

Поводження з випробуваними виробами охоплює процеси транспортування, зберігання, поводження, захисту та схоронності зразків продукції, що випробовуються у ВЛ з метою підтвердження відповідності, сертифікації, ідентифікації та інше.

### **19.2 Транспортування та ідентифікація зразків.**

При необхідності транспортування зразка, об'єднана проба поміщається в чисту скляну або поліетиленову тару, щільно закриту з метою збереження її схоронності і цілості.

Ідентифікація зразків, поводження та зберігання проводиться згідно СОП XXXXXX.

## **20 ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ЯКОСТІ РЕЗУЛЬТАТІВ ВИПРОБУВАННЯ**

В роботі по забезпеченню якості результатів випробування ВЛ керується вимогами СОП XXXXXX.

В ході всієї діяльності ВЛ проводить контроль відповідності проведеного випробування шляхом відстежування отриманих результатів, простежуванні точності роботи обладнання, проведення міжлабораторних порівняльних випробувань, повторних випробувань, порівняння отриманих результатів із статистичними даними.

Отримані результати по забезпеченню якості випробувань аналізуються, оформляються протоколами, зберігаються в ідентифікованих папках.

## **21 ЗВІТУВАННЯ ПРО РЕЗУЛЬТАТИ**

Результати кожного випробування, проведені лабораторією точно і чітко, повідомляються Замовнику письмово у вигляді протоколу, що має однозначну ідентифікацію.

Протокол оформляється згідно вимог СОП XXXXXX з вказанням результатів та методів випробувань. Протокол оформляється в друкованому вигляді у двох екземплярах. Протокол супроводжується звітом проведення випробувань, в якому

надається характеристика зразка, інформується умови проведення випробувань, технічні та людські ресурси, стан навколишнього середовища, методи випробування та результати аналізу. Звіт має особисте найменування, ідентифікацію кожної сторінки, найменування та адресу Замовника, дату приймання та опис зразка, дату проведення випробувань.

## **22 ФОРМУВАННЯ ПРОТОКОЛУ ВИПРОБУВАНЬ ТА УПРАВЛІННЯ ПРОТОКОЛАМИ**

### **22.1 Загальні положення.**

Протоколи є зовнішнього і внутрішнього надходження. До протоколів зовнішнього надходження відносяться документи, які підтверджують виконання робіт при наданні послуг. Всі протоколи зберігаються у справі, папці, до якої вони відносяться. В даному розділі Настанови наведено порядок оформлення внутрішнього протоколу випробувань. Відповідальність за правильність оформлення протоколів випробувань, достовірність даних щодо результатів випробувань несуть відповідальна за якість та відповідальні за види випробувань, за зберігання – керівник лабораторії. Управління протоколами здійснюється згідно СОП ХХХХХХ.

### **22.2 Оформлення протоколів випробувань.**

Роботи з випробувань продукції, що виконуються лабораторією, відображаються в протоколі випробувань, в якому точно і однозначно подаються результати випробувань та інформація щодо випробувальних зразків продукції. Зміст протоколу встановлюється вимогами НД до методик випробувань на продукцію та їх числових характеристик.

Протоколи випробувань оформляються інженерами лабораторії на підставі аналізу одержаних результатів та звітів про випробування згідно існуючих вимог ДСТУ ISO/IEC 17025 і що містять:

- назву документу;
- назву та адресу лабораторії;
- однозначну ідентифікацію протоколу випробувань (ідентифікацію кожної сторінки протоколу), дату закінчення випробувань;
- назву та адресу Замовника (виробника);
- ідентифікацію використовуваного методу;
- однозначну ідентифікацію продукції, що пройшла випробування;
- посилання на план та методи відбирання зразків (при необхідності);
- результати випробування із зазначенням одиниць вимірювання;
- ім'я, посаду та підпис осіб, що затвердили протокол випробувань;
- при необхідності – вказання про сферу поширення результатів випробувань;
- тлумачення щодо відповідності продукції вимогам НД.

Формат протоколу відповідає кожному виду випробувань і не допускає неправильного використання

Інформація заноситься на основі даних, наведених у Рішенні, акті відбору, акті ідентифікації та відповідних журналах, перевіряється, підписується відповідальним за випробування та керівником ВЛ, затверджується заступником генерального директора по якості. В протокол заносяться дані, одержані в результаті випробувань після проведення необхідних розрахунків, що пройшли перевірку.

Документи видаються Замовникові на паперових носіях, оформлених згідно ДСТУ ISO/IEC 17025 (в оригіналі, факсимільно). Форми протоколів додаються (додатки № \_\_\_\_\_).

Виправлення або доповнення до протоколу після його випуску оформляються у вигляді окремого документу, що має назву “Доповнення до Протоколу випробувань”. Даний документ несе інформацію згідно вимог ДСТУ ISO/IEC 17025. Дані документу оформляються чітко, однозначно. Кількісні показники подаються з точністю згідно вимог НД. Вимоги до оформлення, затвердження, зберігання «Доповнень до Протоколу випробувань» такі ж, як і до Протоколу випробувань з обов’язковою однозначною ідентифікацією.

Якщо виникає необхідність, для тлумачення результатів, протокол може містити додаткові дані про:

- відхилення від процедур випробувань;
- відповідність чи невідповідність вимогам НТД;
- інформацію про невизначеність випробування;
- при необхідності – думка виконавця та додаткову інформацію.

### **22.3 Результати субпідрядних випробувань.**

При наявності в протоколі випробувань результатів, отриманих при провадженні випробувань в субпідрядній лабораторії – ці дані ідентифікуються, в письмовому вигляді передаються у ВЛ підприємства, аналізуються, зберігаються в ідентифікованій папці. ВЛ несе відповідальність за результати випробувань, виконаних в субпідрядній лабораторії та внесених в протокол випробувань.

За домовленістю із Замовником Протоколи випробувань передаються за допомогою електронних засобів: факсом, телексом та електронною поштою, дотримуючись вимог.

## **ДОДАТКИ**

## Зміст

Передмова	С
Вступ	1
Основні терміни та визначення понять	3
Позначки та скорочення	7
Глава 1. Застосування сучасних енергетичних олиव в обладнанні АЕС	13
1.1. Основні засади класифікації сучасних енергетичних олив.	14
1.1.1 Класифікація мастильних матеріалів	14
1.1.2 Індустріальні оливи	17
1.1.3 Турбінні оливи	18
1.1.3 Електроізоляційні оливи	20
1.1.4 Моторні оливи	22
1.1.5 Трансмісійні оливи	23
1.1.6 Гідравлічні оливи	24
1.1.7 Пластичні мастила	25
1.1.8.1 Антифрикційні пластичні мастила.	28
1.1.8.2 Мастила загального призначення для підвищених температур	29
1.1.8.3 Багатоцільові пластичні мастила.	29
1.1.8.4 Морозостійкі пластичні мастила ЦИАТИМ.	29
1.1.8.5 Хімічно стійкі мастила	29
1.1.8.6 Приладові мастила.	30
1.1.8.7 Пластичні мастила-пасти	30
1.1.8.8 Консерваційні мастила.	31
1.1.8.9 Ущільнюючі пластичні мастила	32
1.1.8.10 Позначення пластичних мастил	33
1.1.9 Компресорні оливи	34
1.1.10 Вакуумні оливи	41
1.1.11 Холодильні оливи	44
1.2. Порядок допуску енергетичних олив до застосування	46
1.3. Нормативна база щодо поводження з енергетичними оливами	48
1.3.1 Нормативне забезпечення поводження з енергетичними оливами	48
1.3.2 Визначення еквівалентної продукції	50
Глава 2. Основні відомості про виробництво і якість енергетичних олив	51
2.1. Базові енергетичні оливи. Технологія виробництва.	51
2.2 Базові енергетичні оливи. Класифікація.	56
2.3 Присадки до базових і експлуатаційних олив	61
2.3.1 Антиокислювальні присадки	62
2.3.2 Антикорозійні присадки (інгібітори корозії)	65
2.3.3 Деемульгуючі присадки	66
2.3.4 Антипінні присадки	67
2.3.5 Інші присадки	68
2.3.6 Пакети присадок	69
2.4 Якість енергетичних олив і стандартні методи визначення її показників	71
2.4.1 Показники якості енергетичних олив і рідин	71
2.4.2 Вимоги до якості свіжих нафтових турбінних олив	71
2.4.3 Вимоги до якості свіжих вогнестійких турбінних рідин на основі трикселенілфосфатів	73
2.4.4 Перспективні вогнестійкі турбінні рідини	76
2.4.5 Вимоги до якості свіжих електроізоляційних олив	84

Глава 3. Приймання, зберігання і введення в експлуатацію енергетичних олив	85
3.1 Загальні положення.	85
3.2. Приймання, зберігання і введення в експлуатацію трансформаторних олив	95
3.3. Приймання, зберігання і введення в експлуатацію турбінних олив і рідин	101
Глава 4. Метрологічна діяльність у ВП АЕС	104
4.1. Засади організації метрологічної діяльності	104
4.2. Підтвердження компетентності випробувальних та вимірювальних лабораторій	110
4.3. Загальні вимоги до газо-масляної групи водно-хімічних лабораторій.	112
Глава 5. Технологічні процеси експлуатації енергетичних олив в обладнанні електростанцій	112
5.1. Вимоги до експлуатаційної якості трансформаторних олив	123
5.2. Вимоги до експлуатаційної якості турбінних олив і рідин	129
5.3. Загальні діючі чинники, які впливають на зміну якості енергетичних олив під час експлуатації і на працездатність наповненого ними обладнання	133
5.4 Типові технологічні порушення та відмови наповненого оливою обладнання.	137
5.5. Очищення і відновлення якості трансформаторних і турбінних олив і рідин	137
5.5.1. Дезактивація відпрацьованих турбінних олив	140
5.5.2. Відновлення експлуатаційної якості турбінних олив і рідин	145
5.5.3. Типове обладнання для відновлення якості турбінних олив і рідин	145
5.5.4. Вимоги до якості відновлених турбінних олив і рідин	156
5.5.5. Відновлення експлуатаційної якості трансформаторних олив	156
5.6. Підготовка трубопроводів і обладнання для повної заміни турбінних олив і рідин	168
Додаток А. Класифікація рідких мастильних і ізоляційних матеріалів згідно стандарту ISO 3448 «Індустріальні мастильні матеріали – класифікація в'язкості ISO»	178
Додаток Б. В'язкісні властивості рідини	179
Додаток В. Класифікація моторних олив згідно з API	185
Додаток Г. Класифікація олив згідно з SAE J300	187
Додаток Д. Класифікація моторних олив згідно з ACEA	190
Додаток Е. Основні вимоги ДСТУ ISO 8681	193
Додаток Ж. Основні положення IEC60296 (Ed.5) щодо якості електроізоляційних олив	194
Додаток И. Основні положення COУ-Н ЕЕ 43.101:2009 до трансформаторних олив	199
Додаток К. Класифікація і позначення моторних олив згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.1	204
Додаток Л. Класифікації трансмісійних олив згідно з ДСТУ ГОСТ 17479.2	208
Додаток М. Показники якості і методи випробування енергетичних олив	211
Додаток Н. Основні вимоги стандартів ISO 8068 і ISO 10050 до якості турбінних олив і рідин	233
Додаток П. Основні положення стандарту DIN 51502	239
Додаток Р. Типовий зміст паспорту вимірювальної лабораторії	246
Додаток С. Зразок оформлення настанови з якості випробувальної лабораторії	252
Зміст	285
Література	287

## Література

1. НП 306.2.141-2008 «Загальні положення безпеки атомних станцій».
2. ГКД 34.20.507-2003 «Технічна експлуатація електростанцій і мереж. Правила», ред. 2019 р.
3. ДСТУ ГОСТ 33:2003 (ИСО 3104-94) «Нафтопродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості (ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94), IDT)».
4. ДСТУ ISO 817:2012 «Холодоагенти. Система позначання» (ISO 817:2005, IDT).
5. ДСТУ EN ISO 2160:2012 «Нафтопродукти. Метод визначення корозійної дії на мідну пластинку (EN ISO 2160:1998, IDT)».
6. ДСТУ 4128-2002 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (Клас L). Класифікація 6743/0:1981, MOD)».
7. ДСТУ 4129-2002 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L). Позначення. Загальні вимоги».
8. ДСТУ ISO 6743-4:2015 (ISO 6743-4:2015, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 4. Група H (Гідравлічні системи)».
9. ДСТУ ISO 6743-5:2015 «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 5. Група T (Турбіни)».
10. ДСТУ 4128-2002 «Матеріали мастильні. Оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L). Класифікація ISO 6743/0:1981,MOD)».
11. ДСТУ 4226:2003 «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Група X (мастила) (ISO 6743-9:1987, MOD)».
12. ДСТУ ІЕС 61619:2019 «Рідини ізоляційні. Визначення забруднення поліхлорова-ними біфенілами (PCB) методом газової хроматографії на капілярній колонці (ІЕС 61619:1997, IDT)».
13. ДСТУ ISO 6743-1:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас F). Класифікація. Частина 1. Група A (Відкриті системи змащування) (ISO 6743-1:2002, IDT)».
14. ДСТУ ISO 6743-2:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L) класифікація. Частина 2. Група F (шпинделі, вальниці та спряжені з ними з'єднання)».
15. ДСТУ ISO 6743-3:2004 «Матеріали мастильні, оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 3. Група D (Компресори) (ISO 6743-3:2003, IDT)».
16. ДСТУ ISO 6743-4:2015 (ISO 6743-4:2015, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 4. Група H (Гідравлічні системи)».
17. ДСТУ ISO 6743-5:2015 (ISO 6743-5:2006, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 5. Група T (Турбіни)»;
18. ДСТУ ISO 6743-11:2015 (ISO 6743-11:1990, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 11. Група P (Пневматичні прилади)».
19. ДСТУ ISO 6743-13:2015 (ISO 6743-13:2002, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 13. Група G (Направляючі)».
20. ДСТУ ISO 8068:2015 (ISO 8068:2006, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Група T (Турбіни). Специфікація на мастила для турбін».
21. ДСТУ ISO 8681:2002 «Нафтопродукти та матеріали мастильні. Загальна класифікація. Позначання класів (ISO 8681:1986, IDT)».
22. ДСТУ ISO 12937:2012 «Нафтопродукти. Визначення води методом кулонометричного титрування за Карлом-Фішером».
23. ДСТУ ГОСТ 17216:2004 «Чистота промышленная. Классы чистоты жидкостей (ГОСТ 17216-2001, IDT)».
24. ДСТУ ГОСТ 17479.1:2019 (ГОСТ 17479.1–2015, IDT) «Оливи моторні. Класифікація та позначення».

25. ДСТУ ГОСТ 17479.2:2019 (ГОСТ 17479.2–2015, IDT) «Оливи трансмісійні. Класифікація та позначення».
26. ДСТУ ГОСТ 18136:2019 (ГОСТ 18136–2017, IDT) «Оливи. Метод визначення стабільності проти окислення».
27. ДСТУ EN ISO 20823:2022 (EN ISO 20823:2003, IDT; ISO 20823:2003, IDT) «Нафта та супутні продукти. Визначення характеристик займистості рідин у контакті з гарячими поверхнями. Випробування на запалювання колектора».
28. ДСТУ ГОСТ 21150:2019 Смазка Литол-24. Технические условия (ГОСТ 21150-2017, IDT)
29. ДСТУ ГОСТ 25371:2006 (ИСО 2909-81) «Нафтопродукти. Розрахунок індексу в'язкості за кінематичною в'язкістю (ГОСТ 25371-97 (ИСО 2909-81), IDT; ISO 2909-81, MOD)».
30. ДСТУ EN IEC 61125:2022 Ізоляційні рідини. Методи випробування стійкості до окислення. Метод випробування для оцінювання стійкості до окислення ізоляційних рідин у стані доставки (EN IEC 61125:2018, IDT; IEC 61125:2018, IDT).
31. ДСТУ EN 61198:2022 Мінеральні ізоляційні оливи. Методи визначення 2-фурфуролу та споріднених сполук (EN 61198:1994, IDT; IEC 61198:1993, IDT).
32. ДСТУ EN 62021-1:2022 Ізоляційні рідини. Визначення кислотності. Частина 1. Автоматичне потенціометричне титрування (EN 62021-1:2003, IDT; IEC 62021-1:2003, IDT)
33. ДСТУ EN 62021-2:2022 Ізоляційні рідини. Визначення кислотності. Частина 2. Колориметричне титрування (EN 62021-2:2007, IDT; IEC 62021-2:2007, IDT).
34. ДСТУ EN 62535:2022 Ізоляційні рідини. Метод випробувань для виявлення потенційно корозійної сірки у використаній та невикористаній ізоляційній олії (EN 62535:2009, IDT; IEC 62535:2008, IDT).
35. ДСТУ І80/IEC 17025:2017 «Загальні вимоги до компетентності випробувальних та калібрувальних лабораторій»
36. ДСТУ OIML D 3:2008 «Метрологія. Відповідність засобів вимірювальної техніки законодавчим вимогам» ДСТУ-Н РМГ 51:2006 «Метрологія. Документи до методик перевірки засобів вимірювання. Основні положення (РМГ 51-2002, IDT)»
37. ДСТУ-Н РМГ 63:2013 «Метрологія. Забезпечення ефективності вимірювання під час керування технологічними процесами. Метрологічна експертиза технічної документації»
38. ДСТУ-Н РМГ 74:2009 «Метрологія. Методи визначення міжповірочного та міжкалібрувального інтервалів засобів вимірювання (РМГ 74-2004, IDT)»
39. Р 50-080-99 «Метрологія. Системи вимірювальні інформаційні. Метрологічне забезпечення. Основні положення»
40. ПЛ-Д.0.03.037-17 «Положення про порядок оцінювання та визнання вимірювальних можливостей вимірювальних підрозділів відокремлених підрозділів ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні вимоги, організація та порядок проведення»
41. ПЛ-Д.0.03.122-18 «Положення про порядок оцінювання та визнання компетентності метрологічних підрозділів на проведення відомчої перевірки засобів вимірювальної техніки для власних потреб ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні вимоги, організація та порядок проведення»
42. ПЛ-Д.0.03.140-17 «Положення про організацію та порядок проведення інспекційних перевірок повірочних та вимірювальних підрозділів ВП ДП «НАЕК «Енергоатом»
43. ПЛ-К.0.07.005-17 «Положення про організацію роботи з персоналом державного підприємства «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»
44. ISO 3448:1992 «Industrial liquid lubricants – ISO viscosity classification».
45. ISO 4404-2:2010 «Petroleum and related products - Determination of the corrosion resistance of fire-resistant hydraulic fluids - Part 2: Non-aqueous fluids».
46. ISO 4406:2021 «Hydraulic fluid power - Fluids - Method for coding the level of contamination by solid particles».
47. ISO 6743-0:1981 «Lubricants, industrial oils and related products (class L) - Classification - Part 0: General».



48. ISO 8068:2006 «Lubricants, industrial oils and related products (class L) - Family T (Turbines) — Specification for lubricating oils for turbines».
49. ISO 8216/0:1986 «Petroleum products - Fuels (class F) - Classification - Part 0: General».
50. ISO 10050:2005 «Lubricants, industrial oils and related products (class L) - Family T (Turbines) - Specifications of triaryl phosphate ester turbine control fluids (category ISO-L-TCD)».
51. ISO 11500:2022 «Hydraulic fluid power — Determination of the particulate contamination level of a liquid sample by automatic particle counting using the light-extinction principle».
52. ISO 11171:2022 «Hydraulic fluid power — Calibration of automatic particle counters for liquids».
53. EN 14832:2005 «Petroleum and related products. Determination of the oxidation stability and corrosivity of fire-resistant phosphate ester fluids».
54. EN 14833:2005 «Petroleum and related products. Determination of the hydrolytic stability of fire-resistant phosphate ester fluids».
55. ISO 14935:2020 «Petroleum and related products — Determination of wick flame persistence of fire-resistant fluids».
56. ISO 20823:2003 «Petroleum and related products - Determination of the flammability characteristics of fluids in contact with hot surfaces - *Manifold ignition test*».
57. ISO 20763-2004 «Petroleum and related products Determination of anti-wear properties of hydraulic fluids Vane pump method».
58. IEC 60156 «Insulating Liquids – Determination of the breakdown voltage at power frequency».
59. IEC 60247:2004 «Insulating liquids - Measurement of relative permittivity, dielectric dissipation factor (tan d) and d.c. resistivity».
60. IEC 60666:2010 «Detection and determination of specified additives in mineral insulating oils».
61. IEC 61125:2018 «Insulating liquids - Test methods for oxidation stability - Test method for evaluating the oxidation stability of insulating liquids in the delivered state».
62. IEC 61620:1998 «Insulating liquids - Determination of the dielectric dissipation factor by measurement of the conductance and capacitance - Test method».
63. IEC 62021-1:2003 «Insulating liquids - Determination of acidity - Part 1: Automatic potentiometric titration».
64. IEC 62021-2:2007 «Insulating liquids - Determination of acidity - Part 2: Colourimetric titration».
65. IEC 62021-3:2014 «Insulating liquids - Determination of acidity - Part 3: Test methods for non-mineral insulating oils».
66. IP 346 «Determination of polycyclic aromatics in unused lubricating base oils and asphaltene free petroleum fractions - Dimethyl sulphoxide extraction refractive index method».
67. ASTM E70 «Standard test method for pH of aqueous solutions with the glass electrode».
68. ASTM D445-2017 «Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)».
69. ASTM D877 «Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using Disk Electrodes».
70. ASTM D924-15 «Standard Test Method for Dissipation Factor (or Power Factor) and Relative Permittivity (Dielectric Constant) of Electrical Insulating Liquids».
71. ASTM D2783-21 «Standard Test Method for Measurement of Extreme-Pressure Properties of Lubricating Fluids (Four-Ball Method)».
72. ASTM D 2983-2022 «Standard Test Method for Low-Temperature Viscosity of Automatic Transmission Fluids, Hydraulic Fluids, and Lubricants using a Rotational Viscometer».
73. ASTM D1816 «Standard Test Method for Dielectric Breakdown Voltage of Insulating Liquids Using VDE Electrodes».
74. ASTM D4172 - Wear Preventive Characteristics of Lubricating Fluid (Four-Ball Method).
75. ASTM D4293-2008 «Standard Specification for Phosphate Ester Based Fluids for Turbine Lubrication and Steam Turbine Electro-Hydraulic Control (EHC) Applications».
76. DIN 51354-1-1990 «Testing of lubricants; FZG gear test rig; general working principles».

77. DIN 51506:1985 «Lubricants; VB and VC Lubricating Oils with and without additives and VDL Lubricating Oils; Classification And Requirements»
78. DIN 51524-1-2017 «Pressure fluids, Hydraulic oils, HL hydraulic oils, Minimum requirements».
79. DIN 51524-2-1985 «Pressure fluids, Hydraulic oils, HLP hydraulic oils, Minimum requirements».
80. DIN 51524-3-2017 «Pressure fluids, Hydraulic oils, HVLP hydraulic oils, Minimum requirements».
81. DIN 51777-2020 «Testing of Mineral Oil Hydrocarbons and Solvents; Determination of Water Content according to Karl Fischer; Indirect Method, Testing Off».
82. ГОСТ 1929-87 «Нефтепродукты. Методы определения динамической вязкости на ротационном вискозиметре».
83. ГОСТ ISO 2049-2015 (ISO 2049:1996, ИДТ) «Определение цвета (Шкала ASTM)»
84. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды».
85. ГОСТ 2917-78 «Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы».
86. ГОСТ 6307-75 «Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей».
87. ГОСТ 6370-83 «Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей».
88. ГОСТ 9490-75 «Материалы смазочные жидкие и пластичные. Метод определения трибологических характеристик на четырехшариковой машине».
89. ГОСТ 9972-74 «Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия».
90. ГОСТ 11314-82 «Ксиленолы каменноугольные технические. Технические условия» «Регулирование и маслоснабжение паровых турбин: настоящее и ближайшая перспектива»
91. ГОСТ 17479.0-85 «Масла нефтяные. Классификация и обозначение. Общие требования».
92. ГОСТ 17479.3-85 «Масла гидравлические. Классификация и обозначение».
93. ГОСТ 17479.4-87 «Масла индустриальные. Классификация и обозначения».
94. ГОСТ 19199-73 «Масла смазочные. Метод определения антикоррозионных свойств».
95. ГОСТ 20799-88 «Масла индустриальные. Технические условия».
96. ГОСТ 26070-83 «Фильтры и сепараторы для жидкостей. Термины и определения».
97. ГОСТ 26191-84 «Масла, смазки и специальные жидкости. Ограничительный перечень и порядок назначения».
98. ГОСТ 28549.0-90 (ИСО 6743-0-81) «Смазочные материалы, индустриальные масла и родственные продукты. (Класс L). Классификация групп».
99. ГОСТ 28549.6-90 (ИСО 6743-5-88) «Смазочные материалы, индустриальные масла и родственные продукты. (Класс L). Классификация. Группа T. (Турбины)».
100. ГОСТ 32153-2013 «Жидкости на основе эфиров фосфорной кислоты для турбинных смазочных материалов Технические условия» (ASTM D 4293-2008 «Standard specification for phosphate ester based fluids for turbine lubrication»).
101. ГОСТ 33254-2015 «Масла изоляционные. Обнаружение коррозионной серы Испытание на серебряной полоске».
102. ГОСТ Р МЭК 61198-2013 «Масла изоляционные нефтяные. Методы определения 2-фурфурола и родственных соединений».
103. СОУ-Н ЕЕ 43.101-2009 «Приймання, застосування та експлуатація трансформаторних масел. Норми оцінювання якості».
104. СОУ-Н ЕЕ 40.1-21677681-95:2014 «Трансформаторні оливи. Методика визначення фуранових сполук»
105. СОУ НАЕК 001:2019 «Управління документацією. Система документації ДП «НАЕК «Енергоатом». Загальні положення».
106. СОУ НАЕК 006:2018 «Управління закупівлями продукції. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання».

107. СОУ-Н НАЕК 061:2019 «Управління закупівлями продукції. Методичні вказівки з дослідження сумісності турбінних олив».
108. СОУ НАЕК 085:2020 «Експлуатація технологічного комплексу. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації».
109. СОУ ВЕА.100.1/01:2015 «Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічне обслуговування. Норми та вимоги».
110. ТУ 38101821-81 «Масло турбинное Тп-22с. Технические условия».
111. ТУ 108-1050-81 «Турбина паровая К-1000-60/3000. Технические условия».
112. 1580001 ИЭ. «Турбина паровая К-1000-60/3000. Инструкция по эксплуатации».
113. ТУ У 23.2-35847267-001:2008, Зміни 1-2 «Оливи турбінні Енергоойл –Тп-22; -Тп-22С; -Тп-22Б. Технічні умови».
114. ТУ У 23.2-30802090-015-2003 зм.1-4 «Оливи нафтові для турбоагрегатів «АГРІНОЛ Тп». Технічні умови».
115. ТУ 38.101821-2013 «Масло турбинное Тп-22С марка 1. Технические условия».
116. ТУ 34.70.11335-97 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенилфосфата /ОМТИ/».
117. ТУ 20.14.73-001-19153700-2017 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенилфосфата типа огнестойкого масла теплотехнического института (3,5-диметилфенилфосфат (3:1)). Технические условия».
118. ТУ У 20.5-35847267-003:2014 «Оливи турбінні ЕНЕРГООЙЛ ТУРБО. Технічні умови».
119. РД 34-43-104-88 «Методические указания по вводу присадок в турбинное масло Тп-22С и Тп-30», М., СПО «Союзтехэнерго», 1988. - 8 с.
120. РД 153-34.1-43.204-2001 (СО 34.43.204-2001) «Масла нефтяные и огнестойкие турбинные. Метод количественного определения антикоррозионных свойств».
121. РД 34.43.206-94 (СО 34.43.206-94) «Методика количественного химического анализа. Определение содержания производных фурана в электроизоляционных маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии».
122. РД 34.43.208-95 «Методика количественного химического анализа. Определение содержания присадок в энергетических маслах методом высокоэффективной жидкостной хроматографии».
123. РД 34.43.209-97 (СО 34.43.209-97) «Экспресс-метод определения антиокислительной присадки (ионола) в свежих и эксплуатационных турбинных маслах».
124. РД 153-34.0-43.302-2001 Методические указания по использованию отработанных турбинных и трансформаторных масел на технологические нужды энергетических предприятий.
125. РД ЭО 1.1.2.05.0444-2016 «Требования к эксплуатации, организации и проведению испытаний трансформаторных и турбинных масел на атомных станциях».
126. Уильям Д. Леффлер «Переработка нефти». – 2-е изд. Пер. с англ. – М.: ЗАО «Олимп-бизнес», 2004. – 224 с.
127. М.С. Фрагин, «Регулирование и маслоснабжение паровых турбин: настоящее и ближайшая перспектива», Спб., Энерготех., 2005. – 248 с.
128. «Огнестойкие турбинные масла». Под ред. проф. К.И. Иванова», М., Химия, 1974, 168 с.
129. В.Н. Казанский, «Системы смазывания паровых турбин», М., Энергоатомиздат, 1986.-152 с.
130. «Синтетические смазочные материалы и жидкости». Под ред. Р.С. Гундерсона и А.В. Харта, М., Химия, 1965. – 386 с.
131. «Негорючие теплоносители и гидравлические жидкости. Справочное руководство. Под ред. А.М. Сухотина. - Л., Химия, 1979. -360 с.
132. Кламанн Д.. «Смазки и родственные продукты. Синтез. Свойства. Применение. Международные стандарты»: Пер. з англ., под ред. Ю.С. Заславского. – Химия, 1988. - 488с.
133. Татур И.Р. та інші «Энергетические масла. Часть 1. Турбинные масла. Учебное пособие»: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2019. – 288 с.

134. Татур И.Р. та інші «Энергетические масла. Часть 2. Трансформаторные, кабельные и конденсаторные масла. Учебное пособие»: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 218 с.
135. Татур И.Р. та інші «Энергетические масла. Часть 3. Компрессорные, холодильные и вакуумные масла. Учебное пособие»: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, 2021. – 296 с.
136. «Топлива. Смазочные материалы. Технические жидкости. Ассортимент и применение», Справочник, под ред. Школьников В.М., М., ИЦ «Техинформ», 1999. – 596 с.
137. Соловьев В.В. «Смазочные материалы и технические жидкости для эксплуатации нефтегазопромыслового оборудования». – Ухта, УГТУ.-2011. – 80 с.
138. Бойченко С. та інші «Оливи. Моторні, турбінні, гідравлічні та трансмісійні: властивості та якість».- Київ: «Центр учбової літератури НАУ», 2019.- 323 с.
139. Современные методы контроля энергетических масел и продуктов их C568 деградации для обеспечения надежности эксплуатации маслонеполненного электрооборудования электрических станций и сетей: монография / авт. кол. С. В. Зайцев, В. А. Кишневский, Г. А. Оборский и др.; под общ. ред. В. А. Кишневского. Одесса: Экологія, 2019. – 304 с.
140. Handbook of Hydraulic Fluid Technology George E. Totten CRC Press, 1999 p. – 1272 арк..
141. Rudnick, L.R. «Synthetics, Mineral Oils and Bio-Based Lubricants: Chemistry and Technology», Taylor & Francis Group, New York, 2006.
142. IAEA-EBP-WWER-05 «Safety issues and their ranking for WWER-1000 model 320 nuclear power plants», IAEA, Vienna, 1996.
143. Справочник нефтехимика. Под ред. С.К. Огородникова. Том 1, Л., Химия, 1978. – 495 с.
144. «Сборник распорядительных документов по эксплуатации энергосистем (теплотехническая часть). Алтухов В.С. и др., М., АО «Фирма ОРГЭС», 1998. – 239 с.
145. А.Г. Вайнштейн «Российские огнестойкие турбинные масла: создание, освоение производства и 45-летний опыт эксплуатации в энергетическом оборудовании ТЭС и АЭС», Новое в российской электроэнергетике, № 6 июнь 2011. – стр. 30- 39.
146. Опис винаходу до патенту РФ № 2735224 С1, автори: Галяткин А.И., Сидорина Н.В., 28.10.2020, Бюлетень № 31.
147. ТТР 1.1.3.13.1676-2019 «Маслоочистительное оборудование для комплексной очистки огнестойких жидкостей на атомных станциях. Технические требования», АТ «Концерн «Росэнергоатом».
148. С.А. Гуназа «Проблемы эксплуатации энергетических масел», интернет-видання «Новое в российской электроэнергетике», січень 2005, № 1, с. 6-16.
149. ТИ-1205 «Маслосистемы турбин электростанций Украины. Анализ состояния и рекомендации», Филиал Харьковского ЦКБ «Энергопрогресс» ООО «Котлотурбопром», 2009. – 19 с.
150. Про затвердження Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України
151. Наказ Міністерства палива та енергетики України, Міністерства економіки України, Міністерства транспорту та зв'язку України, Державного комітету України з питань технічного регулювання та споживчої політики від 20 травня 2008 року N 281/171/578/155. Зареєстровано в Міністерстві юстиції України 2 вересня 2008 р. за N 805/15496.
152. Ю. Іщук, М. Гінзбург, Є. Кобилянський, С. Коваленко, Б. Ярмолук «Мастильні матеріали: класифікація та термінологія», Катализ и нефтехимия, 2005, №13, с.9-19.
153. ГОСТ Р 54331-2011 «Жидкости для применения в электротехнике. Неиспользованные нефтяные изоляционные масла для трансформаторов и выключателей. Технические условия.
154. «Новый справочник химика и технолога. Сырье и продукты промышленности органических и неорганических веществ. ч. 1. С.Пб.: АНО НПО «Мир и Семья», АНО НПО «Профессионал», 2002. 988 с.