

**Акціонерне товариство
«Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»**

**АТ НАЕК "ЕНЕРГОАТОМ"
ФОНД
НОРМАТИВНИХ ДОКУМЕНТІВ**

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

**Управління поставками (закупівлями) продукції
ТУРБІННІ ОЛИВИ ДЛЯ ОБЛАДНАННЯ АЕС
Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання**

СОУ НАЕК 006:2025

**НА НАЕК
ОРИГІНАЛ**

**Київ
2025**

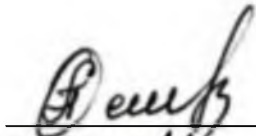
ПЕРЕДМОВА

- 1 РОЗРОБЛЕНО: виконавча дирекція з виробництва та ремонтів АТ «НАЕК «Енергоатом»
- 2 РОЗРОБНИКИ: М. Боренков, С. Ясенєва, Є. Крамаренко, Д. Сухов, В. Баштанар, М. Цісар, Б. Шаріпов
- 3 ЗАТВЕРДЖЕНО: протокол засідання правління АТ «НАЕК «Енергоатом» № 3 від 24.02.2025 (реєстраційний № 01-3-17317)
- ВВЕДЕНО В ДІЮ: наказ АТ «НАЕК «Енергоатом» від 03.03.2025 № 01-216-Н
- 4 ДАТА ВВЕДЕННЯ В ДІЮ: 05.03.2025
- 5 НА ЗАМІНУ: СОУ НАЕК 006:2018 «Управління закупівлями продукції. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання»
- 6 ПЕРЕВІРКА 05.03.2030 .
- 7 КОД КНДК: 5.10.40
- 8 ПІДРОЗДІЛ, ЩО ЗДІЙСНЮЄ ВЕДЕННЯ НД: відділ хімічних технологій виробничо-технічного департаменту дирекції з виробництва виконавчої дирекції з виробництва та ремонтів
- 9 МІСЦЕЗНАХОДЖЕННЯ ОРИГІНАЛУ НД: відділ стандартизації департаменту з управління документацією та стандартизації дирекції з якості та управління

АРКУШ ПОГОДЖЕННЯ СОУ НАЕК 006:2025

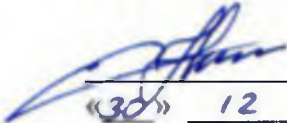
Управління поставками (закупівлями) продукції. Турбінні оливи
для обладнання АЕС. Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання

Тимчасово виконуючий обов'язки
першого віце-президента –
технічного директора, виконуючий
обов'язки члена правління

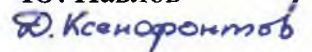

«30» 12 2024

О. Остаповець

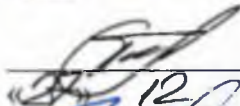
Генеральний інспектор –
директор з безпеки


«30» 12 2024

Ю. Павлов



Виконавчий директор з виробництва
та ремонтів


«30» 12 2024

Т. Ткач

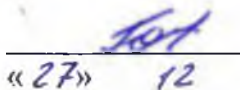
Директор з якості та управління


«30» 12 2024

І. Полович



Начальник відділу стандартизації
департаменту з управління
документацією та стандартизації
дирекції з якості та управління


«27» 12 2024

Ю. Груша

Філія «ВП ЗАЕС»

лист № 21-13394/53-вих
від 23.12.2024

Філія «ВП ПАЕС»

лист № 22-23582/031
від 18.12.2024

Філія «ВП ПАЕС»

лист № 23-0014/27985-вих
від 17.12.2024

Філія «ВП ХАЕС»

лист № 44-14-2342/27680
від 18.12.2024



ЗМІСТ

1 Сфера застосування	1
2 Нормативні посилання	1
3 Терміни та визначення понять.....	6
4 Позначки та скорочення	10
5 Загальні положення.....	10
6 Постачання, приймання, зберігання і відпуск турбінних олив	11
7 Порядок допуску до застосування нафтових турбінних олив, призначених для основного обладнання енергоблоків АЕС	25
8 Вимоги до охорони праці та довкілля.....	32
Додаток А. Показники якості турбінних олив та методи випробувань	34
Додаток Б. Бібліографія	43
Аркуш реєстрації змін.....	46

**СТАНДАРТ АКЦІОНЕРНОГО ТОВАРИСТВА
«НАЦІОНАЛЬНА АТОМНА ЕНЕРГОГЕНЕРУЮЧА КОМПАНІЯ
«ЕНЕРГОАТОМ»**

**Управління поставками (закупівлями) продукції
ТУРБІННІ ОЛИВИ ДЛЯ ОБЛАДНАННЯ АЕС
Технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання**

1 СФЕРА ЗАСТОСУВАННЯ

1.1 Вимоги цього стандарту поширюються на турбінні оливи, які застосовуються в якості мастильних матеріалів у турбінах і насосах АЕС, а також у системах управління цим обладнанням.

1.2 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для персоналу підрозділів АТ «НАЕК «Енергоатом», які здійснюють закупівлю (замовлення, підготовку тендерної документації, оцінку технічних пропозицій учасників торгів, укладення договорів на постачання тощо), а також зберігання, експлуатацію та контроль якості турбінних олив.

1.3 Вимоги цього стандарту є обов'язковими для внесення їх до тендерної документації та/або договору з виробниками/постачальниками турбінних олив на замовлення АТ «НАЕК «Енергоатом».

2 НОРМАТИВНІ ПОСИЛАННЯ

Нижче наведено документи, на які в стандарті є посилання.

Якщо документ, зазначений у цьому розділі, змінено (замінено) або його дію скасовано (без заміни на інший), то до моменту внесення зміни до СОУ НАЕК 006 необхідно користуватися зміненим (заміненим) документом або положення СОУ НАЕК 006 застосовувати без врахування вимог документа, дію якого скасовано

Закон України «Про метрологію та метрологічну діяльність» від 05.06.2014 № 1314-VII

Закон України «Про стандартизацію» від 05.06.2014 № 1315-VII

Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності» від 15.01.2015 № 124-VIII

Закон України «Про публічні закупівлі» від 22.12.2015 № 922-VIII

Закон України «Про систему громадського здоров'я» від 06.09.2022 № 2573-IX

Закон України «Про управління відходами» від 20.06.2022 № 2320-IX

НП 306.2.227-2020 «Загальні вимоги безпеки до улаштування та експлуатації обладнання й трубопроводів атомних станцій»

«Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», затверджена наказом Міністерства палива та енергетики, Міністерства економіки,

Міністерства транспорту та зв'язку, Держспоживстандарту, Держкомстату України від 20 травня 2008 р. № 281/171/578/155, зареєстрованим в Міністерстві юстиції України 2 вересня 2008 р. за N 805/15496

«Інструкція з обліку та розслідування аварій та відмов в роботі енергетичного господарства споживачів», затверджено наказом Міністерства енергетики України від 15.05.2023 № 166

«Порядок проведення медичних оглядів працівників певних категорій», затверджено наказом Міністерства охорони здоров'я України від 21.05.2007 № 246

«Норми втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування», затверджені постановою Кабінету Міністрів України від 05.08.2020 № 686

«Державні медико-санітарні нормативи. Гранично допустимі концентрації хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць», затверджені наказом Міністерства охорони здоров'я України від 10.05.2024 № 813

ГКД 34.20.507-2003 (у редакції 2019 року) «Технічна експлуатація електричних станцій і мереж. Правила»

НАПБ А.01.001-2014 «Правила пожежної безпеки в Україні»

НПАОП 40.1-1.32-01 «Правила будови електроустановок. Електрообладнання спеціальних установок»

НПАОП 0.00-8.11-12 «Вимоги до роботодавців щодо захисту працівників від шкідливого впливу хімічних речовин»

ДБН В.2.5-28:2018 «Природне і штучне освітлення»

ДБН В.2.5-64:2012 «Внутрішній водопровід та каналізація. Частина I. Проектування. Частина II. Будівництво»

ДБН В.2.5-67:2013 «Опалення, вентиляція та кондиціонування»

ДСТУ Б А.3.2-12:2009 «ССБП. Системи вентиляційні. Загальні вимоги»

ДСТУ Б В.1.1-36:2016 «Визначення категорій приміщень, будинків та зовнішніх установок за вибухопожежною та пожежною небезпекою»

ДСТУ 2860-94 «Надійність техніки. Терміни та визначення»

ДСТУ 3021-95 «Випробування і контроль якості продукції. Терміни та визначення»

ДСТУ 3437-96 «Нафтопродукти. Терміни та визначення»

ДСТУ 3789:2015 «Пожежна безпека. Піноутворювачі загального призначення для гасіння пожеж. Загальні технічні вимоги і методи випробування»

ДСТУ 4128:2002 «Матеріали мастильні. Оливи індустріальні та споріднені продукти (клас L). Класифікація»

ДСТУ 4179-2003 «Рулетки вимірювальні металеві. Технічні умови (ГОСТ 7502-98, MOD)»

ДСТУ 4218:2003 «Метрологія. Резервуари сталі горизонтальні циліндричні. Методика повірки (ГОСТ 8.346-2000, MOD)»

ДСТУ 4454:2005 «Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання»

ДСТУ 4462.3.01:2006 «Охорона природи. Поводження з відходами. Порядок здійснення операцій»

ДСТУ 4488:2005 «Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб»

ДСТУ 4500-5:2005 «Вантажі небезпечні. Маркування»

ДСТУ 7094:2009 «Метрологія. Маса нафти та нафтопродуктів. Загальні вимоги до методик виконання вимірювання»

ДСТУ 8420:2015 «Оливи мастильні. Метод визначення схильності до піноутворення»

ДСТУ ГОСТ 8.247:2009 «Метрологія. Метроштоки для вимірювання рівня нафтопродуктів в горизонтальних резервуарах. Методика повірки»

ДСТУ ГОСТ 33-2003 (ГОСТ 33-2000 (ИСО 3104-94), IDT) «Нафтопродукти. Прозорі і непрозорі рідини. Визначення кінематичної в'язкості і розрахунок динамічної в'язкості»

ДСТУ ГОСТ 859:2003 «Мідь. Марки»

ДСТУ ГОСТ 2477:2021 (ГОСТ 2477-2014, IDT) «Нафта та нафтопродукти. Метод визначення вмісту води»

ДСТУ ГОСТ 4333:2018 (ГОСТ 4333-2014, IDT; ISO 2592:2000, MOD) «Нафтопродукти. Методи визначення температур спалаху та займання у відкритому тиглі»

ДСТУ ГОСТ 6370:2021 (ГОСТ 6370-2018, IDT) «Нафта, нафтопродукти та добавки. Метод визначення механічних домішок»

ДСТУ ГОСТ 17216:2004 «Чистота промислова. Класи чистоти рідин»

ДСТУ ГОСТ 18136:2019 (ГОСТ 18136–2017, IDT) «Оливи. Метод визначення стабільності проти окислення»

ДСТУ ГОСТ 21046:2019 (ГОСТ 21046-2015, IDT) «Нафтопродукти відпрацьовані. Загальні технічні умови»

ДСТУ ГОСТ 25371:2006 (ГОСТ 25371-97 (ИСО 2909-81), IDT) «Нафтопродукти. Розрахунок індексу в'язкості за кінематичною в'язкістю»

ДСТУ ГОСТ 30333:2009 «Паспорт безпечності хімічної продукції. Загальні вимоги (ГОСТ 30333-2007, IDT)»

ДСТУ EN ISO 2592:2022 (EN ISO 2592:2017, IDT; ISO 2592:2017, IDT) «Нафта та супутні продукти. Визначення температур спалаху та вогню. Клівлендський метод відкритого тигля»

ДСТУ EN ISO 2160:2012 «Нафтопродукти. Метод визначення корозійної дії на мідну пластинку (EN ISO 2160:1998, IDT)»

ДСТУ EN 14832:2022 «Нафта та супутні продукти. Визначення стійкості до окислення та корозійної активності вогнестійких рідин із ефірів фосфатів (EN 50149:2012, IDT)»

ДСТУ EN 14833:2022 «Нафта та супутні продукти. Визначення гідролітичної стабільності вогнестійких рідин на основі ефірів фосфатів (EN 14833:2005, IDT)»

ДСТУ EN ISO 3016:2022 (EN ISO 3016:2019, IDT; ISO 3016:2019, IDT) «Нафта та супутні продукти з природних або синтетичних джерел. Визначення температури застигання»

ДСТУ ISO 6247:2019 (ISO 6247:1998, IDT) «Нафтопродукти. Визначення характеристик піноутворення мастильних олив»

ДСТУ ISO 6618:2015 (ISO 6618:1997, IDT) «Нафтопродукти та мастильні матеріали. Визначення кислотного або лужного числа. Метод індикаторного титрування»

ДСТУ ISO 6743-5:2015 (ISO 6743-5:2006, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Частина 5. Група Т (турбіни)»

ДСТУ ISO 8068:2015 (ISO 8068:2006, IDT) «Мастильні матеріали, індустріальні оливи та споріднені продукти (клас L). Класифікація. Група Т (Турбіни). Специфікація на мастила для турбін»

ДСТУ EN ISO 12937:2022 (EN ISO 12937:2000, IDT; ISO 12937:2000, IDT) «Нафтопродукти. Визначення води. Кулонометричний метод титрування за Карлом Фішером»

ДСТУ EN ISO/IEC 17011:2019 (EN ISO/IEC 17011:2017, IDT; ISO/IEC 17011:2017, IDT) «Оцінка відповідності. Загальні вимоги до органів з акредитації, що акредитують органи з оцінки відповідності»

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»

ГОСТ 981-75 «Масла нефтяные. Метод определения стабильности против окисления»

ГОСТ 1057-88 «Масла селективной очистки. Метод определения фенола и крезола»

ГОСТ 1437-75 «Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы»

ГОСТ 1461-75 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения зольности»

ГОСТ 1547-84 «Масла и смазки. Метод определения наличия воды»

ГОСТ 2917-76 «Масла и присадки. Метод определения коррозионного воздействия на металлы»

ГОСТ 3900-85 (СТ СЭВ 6754-89) «Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности»

ГОСТ 5985-79 «Нефтепродукты. Метод определения кислотности и кислотного числа»

ГОСТ 6307-75 «Нефтепродукты. Метод определения наличия водорастворимых кислот и щелочей»

ГОСТ 9490-75 «Материалы смазочные жидкие и пластичные. Метод

определения трибологических характеристик на четырехшариковой машине»

ГОСТ 9566-74 «Смазки пластичные. Метод определения испаряемости»

ГОСТ 9972-74 «Масла нефтяные турбинные с присадками. Технические условия»

ГОСТ 11362-76 «Нефтепродукты. Метод определения числа нейтрализации потенциометрическим титрованием»

ГОСТ 12068-66 «Масла нефтяные. Метод определения времени деэмульсации»

ГОСТ 19199-73 «Масла смазочные. Метод определения антикоррозионных свойств»

ГОСТ 19296-73 «Масла нефтяные. Фотоэлектроколориметрический метод определения натровой пробы»

ГОСТ 19932-99 (ИСО 6615-93) «Нефтепродукты. Определение коксуемости методом Конрадсона»

ГОСТ 20284-74 «Нефтепродукты. Метод определения цвета»

ГОСТ 20287-91 «Нефтепродукты. Методы определения температур текучести и застывания»

СОУ ВЕА.100.1/01:2015 «Енергетичні оливи та оливні господарства підприємств енергетичної галузі України та підприємств, де застосовується аналогічне обладнання. Організація експлуатації та технічного обслуговування. Норми та вимоги»

СОУ НАЕК 005:2024 «Управління поставками (закупівлями) продукції. Технічна документація до предмета закупівлі. Порядок розроблення, оформлення та поводження. Вимоги до змісту»

СОУ НАЕК 024:2012 «Управління закупівлями продукції. Система оцінки відповідності продукції, що закуповується експлуатуючою організацією. Загальні положення»

СОУ НАЕК 033:2024 «Технічне обслуговування та ремонт. Правила організації технічного обслуговування та ремонту обладнання енергоблоків і загальностанційного обладнання атомних електростанцій»

СОУ НАЕК 038:2021 «Управління закупівлями продукції. Організація вхідного контролю продукції для ВП Компанії»

СОУ НАЕК 041:2022 «Інженерна, наукова і технічна підтримка. Хімічна продукція для АЕС. Вимоги до якості, закупівлі, вхідного контролю, зберігання»

СОУ НАЕК 042:2022 «Управління поставками (закупівлями) продукції. Організація закупівель продукції, робіт та послуг»

СОУ-Н НАЕК 061:2019 «Управління закупівлями продукції. Методичні вказівки з дослідження сумісності турбінних олив»

СОУ НАЕК 077:2020 «Управління закупівлями продукції. «Технічні умови», «Технічні специфікації» та «Технічні завдання» на продукцію для АЕС. Порядок розроблення, розгляду, погодження та поводження»

СОУ НАЕК 085:2020 «Експлуатація технологічного комплексу. Турбінні оливи для енергетичного обладнання АЕС. Правила експлуатації»

СОУ НАЕК 242:2021 «Управління запасами обладнання і матеріалів. Зберігання промислової продукції. Загальні вимоги до організації та контролю»

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»

ПЛ-Д.0.45.541-15 «Положення про організацію роботи із вторинною сировиною»

ПЛ-Д.0.45.550-22 «Положення про поводження з запасами товарно-матеріальних цінностей в ДП «НАЕК «Енергоатом»

3 ТЕРМІНИ ТА ВИЗНАЧЕННЯ ПОНЯТЬ

Нижче подано терміни, вжиті в цьому стандарті, та визначення позначених ними понять

3.1 акредитована лабораторія

Лабораторія будь-якої форми власності, що розташована в Україні або іншій країні, акредитована на відповідність вимогам стандарту ISO/IEC 17025 (ДСТУ ISO/IEC 17025) та/або ISO/IEC 15189 (ДСТУ ISO/IEC 15189), та/або належної лабораторної практики Організації економічного співробітництва та розвитку (GLP OECD) чи Національним органом України з акредитації, іноземним органом з акредитації, який є повним членом Міжнародної організації із співробітництва в галузі акредитації лабораторій (International Laboratory Accreditation Cooperation - ILAC), або іншим іноземним органом з акредитації, діяльність якого відповідає вимогам стандарту ISO/IEC 17011 (ДСТУ ISO/IEC 17011) (Закон України «Про систему громадського здоров'я»)

3.2 арбітражна проба

Проба нафти або нафтопродукту, яка зберігається на випадок виникнення розбіжностей в оцінці якості нафти або нафтопродукту і використовується для проведення арбітражних випробувань (Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і організаціях України)

3.3 бракувальні показники якості

Значення показників якості турбінних олив, величини яких виходять за межі технічних вимог нормативних документів (використовується в цьому стандарті)

3.4 вантажовідправник

Будь-яка фізична або юридична особа, яка подає перевізнику вантаж для перевезення (використовується в цьому стандарті)

3.5 вантажоодержувач

Юридична або фізична особа, яка уповноважена на одержання (приймання) вантажу від перевізника (використовується в цьому стандарті)

3.6 виробник

Будь-яка фізична чи юридична особа (резидент чи нерезидент України), яка виготовляє продукцію або доручає її розроблення чи виготовлення та реалізує цю продукцію під своїм найменуванням або торговельною маркою (знаком для товарів і послуг) (Закон України «Про технічні регламенти та оцінку відповідності»)

3.7 вогнестійка турбінна олива на основі триксиленілфосфатів

Синтетична рідина, що є сумішшю триксиленілфосфатів, отриманих шляхом естерифікації ксиленолів (використовується у цьому стандарті)

3.8 енергетичні оливи

Оливи, які використовуються в основному обладнанні електричних станцій в якості робочих рідин (трансформаторні, турбінні, компресорні та ін. оливи) (СОУ ВЕА.100.1/01)

3.9 замовник кінцевий користувач

Структурний підрозділ Дирекції або філії АТ «НАЕК «Енергоатом», який замовляє товари або роботи/послуги для використання у сфері діяльності, за яку несе відповідальність згідно з прийнятим розподілом обов'язків, відповідає за визначення технічних вимог до них і за розроблення комплексу технічних документів до предмета закупівлі (СОУ НАЕК 005)

3.10 контрольні випробування

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

3.11 марка нафтопродукту

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

3.12 нафтова турбінна олива

Турбінна олива, виготовлена на основі базової оливи, одержаної шляхом переробки високоякісних нафт із застосуванням глибокої депарафінізації та очищення від смолистих сполук, важких ароматичних сполук і сірки (використовується в цьому стандарті)

3.13 нафтопродукт

Продукт, одержаний внаслідок перероблення нафти (ДСТУ 3437)

3.14 некондиційний нафтопродукт

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

3.15 обладнання основне

Передбачене проєктною документацією на ядерну установку обладнання, яке використовується в основному технологічному циклі.

Примітка. До основного обладнання відносяться: реактор, компенсатор тиску (об'єму), парогенератор, головний циркуляційний насос з електродвигуном, головний циркуляційний трубопровід, ємності САОЗ, трубопроводи САОЗ, турбіна з конденсатором, турбогенератор, блочний трансформатор, турбоживильний насос з конденсатором. (СОУ НАЕК 033)

3.16 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)

3.17 природні втрати

Втрати турбінних олив за умови збереження їх якості в межах встановлених вимог із причин, пов'язаних з їх фізико-хімічними властивостями, втратою внаслідок випаровування в процесі виробництва, обробки, переробки, зберігання чи транспортування або з іншої причини, пов'язаної з природним результатом (до природних втрат нафтопродуктів не відносяться втрати нафтопродуктів, обумовлені порушенням вимог технічних регламентів, правил технічної експлуатації, зберігання) (використовується у цьому стандарті)

3.18 регенована олива

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

3.19 сертифікат аналізу СоА

Документ, виданий лабораторією виробника або іншою акредитованою лабораторією, який підтверджує, що продукція, вироблена виробником, відповідає вимогам її споживачів, та який, в загальному випадку має містити інформацію про виробника (постачальника) продукції, номер партії, коди та опис продуктів, дані про доставку, докази відповідності за результатами випробувань, дані підпису особи, що засвідчує достовірність і точність наведеної інформації (СОУ НАЕК 005)

3.20 спрацьований нафтопродукт

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

3.21 термін (строк) збережуваності

Календарна тривалість зберігання та (чи) транспортування об'єкта, протягом якої значення параметрів, що характеризують здатність об'єкта виконувати потрібні функції, перебувають у заданих межах (ДСТУ 2860)

3.22 технічна специфікація

Документ, що розробляється на продукцію імпортного виробництва, на яку не розробляються технічні умови. Технічна специфікація встановлює технічні вимоги, яким має відповідати продукція, та методи контролю (СОУ НАЕК 077)

3.23 технічні умови

Нормативний документ, що встановлює технічні вимоги, яким повинна відповідати продукція, та визначає процедури, за допомогою яких може бути встановлено, чи дотримані такі вимоги (Закон України «Про стандартизацію»)

3.24 технологічні втрати

Втрати турбінних олив, пов'язані із технологічними процесами експлуатації, ремонтними роботами та залишки, які не можливо відібрати із транспортної тари (використовується в цьому стандарті)

3.25 турбінна олива

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

4 ПОЗНАКИ ТА СКОРОЧЕННЯ

АЕС	атомна електростанція
АТ «НАЕК «Енергоатом»	– акціонерне товариство «Національна атомна енергогенеруюча компанія «Енергоатом»
ВК	вхідний контроль
ГДК	граничнодопустима концентрація
ГЦН	головний циркуляційний насос
НД	нормативний документ
ППР	планово-попереджувальний ремонт
ПСЛ	промислово-санітарна лабораторія
ТГ	турбогенератор (турбоагрегат)
ТК	технічний комітет
ТУ	технічні умови
ТС	технічна специфікація
УКТ ЗЕД	Українська класифікація товарів зовнішньоекономічної діяльності
філії ВП АЕС	– філії «Відокремлений підрозділ «Запорізька АЕС», «Відокремлений підрозділ «Рівненська АЕС», «Відокремлений підрозділ «Південноукраїнська АЕС», «Відокремлений підрозділ «Хмельницька АЕС» АТ «НАЕК «Енергоатом»
ЦНТ	одиниці вимірювання кольору на колориметрі
ASTM	Американська асоціація випробувань і матеріалів
ISO	Міжнародна організація стандартизації

Скорочені найменування посад керівників і підрозділів Компанії використовуються в цьому стандарті відповідно до додатків Б і В ПЛ-С.0.06.003

5 ЗАГАЛЬНІ ПОЛОЖЕННЯ

5.1 Цей стандарт встановлює технічні вимоги до якості, умов приймання та зберігання турбінних олив, призначених для використання в обладнанні АЕС, а також щодо допуску до промислової експлуатації турбінних олив, призначених для основного обладнання енергоблоків АЕС.

5.2 У стандарті застосована класифікація турбінних олив за в'язкістю згідно з ISO 3448 [18]. Сфера застосування олив визначається згідно з ДСТУ ISO 6743-5.

Під час розроблення стандарту використано технічні вимоги для турбінних олив, що допущені до промислової експлуатації в основному обладнанні АЕС за такими нормативними документами: ТУ У 23.2-30802090-015-2003 [19], ТУ У 23.2-35847267-001:2008 [20], ТУ У 23.2-00149943-544-2004 [42], ТУ 34.70.11335-88 [22], ТУ 34.70.11335-97 [23], ГОСТ 9972, ДСТУ ISO 8068, ISO 10050 [39], ASTM D4293 [40].

Нафтові оливи класу в'язкості 32 згідно з ISO 3448 [18] мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С – від 28,8 мм²/с до 35,2 мм²/с, вимогам за цим показником відповідають турбінні оливи марок Тп-22, Тп-22С.

Нафтові оливи класу в'язкості 46 згідно з ISO 3448 [18] мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С – від 41,4 мм²/с до 50,6 мм²/с, вимогам за цим показником відповідає турбінна олива марки Тп-30.

Нафтові оливи класу в'язкості 68 згідно з ISO 3448 [18] мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С – від 61,2 мм²/с до 74,8 мм²/с, вимогам за цим показником відповідає олива турбінна марки Тп-46.

Вогнестійкі турбінні оливи на основі трикселенілфосфатів згідно з ДСТУ 4128, ДСТУ ISO 6743-5 мають кінематичну в'язкість за температури 40 °С – від 41,4 мм²/с до 50,6 мм²/с, вимогам за цим показником відповідають турбінні оливи марок, «Fyrquel®L», «Reolube®OMTI», «Reolube®46RS».

5.3 В основному обладнанні енергоблоків АЕС (ТГ і ГЦН) мають застосовуватися марки нафтових турбінних олив, які зазначені в технічній документації виробника цього обладнання або допущені до застосування згідно з порядком допуску до промислової експлуатації, який викладено в розділі 7 цього стандарту.

5.4 На основі цього стандарту філії ВП АЕС розробляють інструкції, що регламентують роботу підрозділів філій ВП АЕС з організації та проведення контролю якості турбінних олив при прийманні та зберіганні, забезпечення приймання та зберігання турбінних олив і дотримання вимог з охорони праці, довкілля та пожежної безпеки.

6 ПОСТАЧАННЯ, ПРИЙМАННЯ, ЗБЕРІГАННЯ ТА ВІДПУСК ТУРБІННИХ ОЛИВ

6.1 Постачання турбінних олив

6.1.1 Закупівля, постачання та приймання турбінних олив здійснюється відповідно до вимог цього стандарту, СОУ НАЕК 024, СОУ НАЕК 042, СОУ НАЕК 038 та згідно з договорами поставки, укладеними АТ «НАЕК «Енергоатом» безпосередньо із виробниками та/або постачальниками з додержанням умов чинного законодавства України.

6.1.2 Закупівля свіжих турбінних олив, які виготовлені виробниками шляхом регенерації спрацьованих олив (регенеровані оливи), для обладнання АЕС не допускається.

6.1.3 Постачання та транспортування турбінних олив до вантажоотримувача здійснюється залізничним або автомобільним транспортом.

6.1.4 Нафтові турбінні оливи не відносяться до небезпечних вантажів. Транспортні засоби, задіяні для їх транспортування, не підлягають маркуванню згідно з ДСТУ 4500-5.

6.1.5 Вогнестійка турбінна олива на основі трикселенілфосфатів класифікується, як небезпечна для навколишнього середовища речовина за номером «3082» переліку, який сформований Комітетом Організації Об'єднаних Націй по перевезенню небезпечних вантажів. Транспортування цього матеріалу має виконуватись з урахуванням вимог, які встановлені у вищезазначеному переліку.

6.1.6 Під час складання та/або погодження тендерної документації на закупівлю турбінних олив мають враховувати наявність таких вимог:

- а) для нафтових турбінних олив:
 - перелік показників якості, що відповідає вимогам таблиці 7.1 цього стандарту;
 - допуск до промислової експлуатації в оливосистемах основного обладнання або у разі відсутності допуску – документи для його отримання відповідно переліку 7.2.1 цього стандарту;
 - погоджені ТУ або ТС (для закордонного виробника) з АТ «НАЕК «Енергоатом» та з виробниками основного обладнання енергоблоків АЕС у встановленому СОУ НАЕК 077 порядку;

- висновок щодо сумісності турбінної оливи, що закуповується, з тією, що знаходиться в експлуатації згідно СОУ-Н НАЕК 061 (для основного обладнання енергоблоків АЕС);

- паспорт безпечності продукції згідно з ДСТУ ГОСТ 30333 або паспорт безпечності матеріалу («Safety data sheet» (SDS), або «Material safety data sheet» (MSDS), або «Product safety data sheet» (PSDS)) для імпортової продукції.

- б) для вогнестійких турбінних олив на основі триксиленілфосфатів:

- перелік показників якості, що відповідає вимогам таблиці 7.1 цього стандарту;

- листи від виробників турбінних олив, що експлуатується в основному обладнанні енергоблоків АЕС та постачається, якими надається дозвіл на змішування цих турбінних олив;

- у разі неможливості надання дозволів на змішування від виробників турбінних олив допускається надання висновку щодо їх сумісності за результатами досліджень, які виконано відповідно до вимог СОУ-Н НАЕК 061;

- паспорт безпечності продукції згідно з ДСТУ ГОСТ 30333 або паспорт безпечності матеріалу («Safety data sheet» (SDS), або «Material safety data sheet» (MSDS), або «Product safety data sheet» (PSDS)) для імпортової продукції;

- при закупівлі продукції у кількості більше 100 тонн, її приймання здійснюється за результатами заводських приймально-здавальних випробувань за участі представників замовника (виробник продукції розробляє програму вказаних випробувань та погоджує її із замовником).

6.2 Загальні вимоги щодо приймання турбінних олив

6.2.1 Приймання турбінних олив для обладнання АЕС за кількістю та якістю здійснюється відповідно до вимог «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», ГКД 34.20.507-2003, СОУ НАЕК 038, СОУ НАЕК 041, ПЛ-Д.0.45.550 та цього стандарту.

6.2.2 При постачанні турбінної оливи для обладнання АЕС постачальник зобов'язаний вказати код продукції згідно з УКТ ЗЕД і надати вантажоодержувачу:

- сертифікат якості (паспорт) та/або сертифікат (протокол) аналізу (CoA), виданий виробником, який має містити значення показників якості, діапазон їх допустимих значень та перелік методів випробувань (вимірювань);

- паспорт безпечності продукції згідно з ДСТУ ГОСТ 30333 або паспорт безпечності матеріалу («Safety data sheet» (SDS), або «Material safety data sheet» (MSDS), або «Product safety data sheet» (PSDS));

- відомості виробника щодо масового вмісту ізомерів ксиленолу (у тому числі 3,5-ксиленолу) у сировині, яку було використано для виготовлення вогнестійкої турбінної оливи на основі триксиленілфосфатів.

6.2.3 Вимоги щодо проведення вхідного контролю викладені у СОУ НАЕК 038.

6.2.4 Визначення якості турбінних олив під час проведення вхідного контролю продукції у філіях ВП АЕС здійснює відповідна лабораторія. У додатку А наведена довідкова інформація щодо показників якості турбінних олив та методів їх випробувань, яка має враховуватись під час проведення вхідного контролю.

6.2.5 Приймання турбінних олив за кількістю проводиться ваговим або об'ємно-масовим методами.

6.2.6 У разі виявлення невідповідності щодо кількості турбінних олив, зазначених у товаросупровідній документації, яка перевищує норми природних втрат при транспортуванні та межі відносної похибки вимірювання, а також у разі виявлення надлишків та невідповідності якості нормативним документам виконуються заходи щодо управління невідповідностями згідно з вимогами розділу 11 СОУ НАЕК 038.

6.2.7 Особи, що виконують приймання продукції за кількістю та якістю, повинні керуватися вимогами «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України», цього стандарту та відповідних нормативних документів на турбінну оливу, що приймається, умовами договорів, на підставі яких здійснено поставку, суворо дотримуватися правил приймання турбінної оливи та правил охорони праці.

6.2.8 У разі виявлення недостачі або відхилення показників якості турбінних олив додатково до дій зазначених у СОУ НАЕК 038 відповідальними особами мають бути вжиті такі заходи:

- припинення приймання турбінної оливи та негайне повідомлення про це керівництву філії ВП АЕС;
- забезпечення зберігання турбінної оливи згідно з ДСТУ 4454, СОУ НАЕК 242 та ПЛ-Д.0.45.550 в умовах, що унеможливають погіршення її якості;
- за потреби виклик представника вантажовідправника (виробника) для участі в прийманні продукції.

6.2.9 За потреби, філія ВП АЕС, у якій проводиться вхідний контроль турбінної оливи, може звернутися для проведення випробувань (досліджень) та отримання висновку щодо якості турбінної оливи до сторонньої компетентної організації (незалежної акредитованої лабораторії).

6.3 Приймання турбінних олив за кількістю

6.3.1 Засоби вимірювальної техніки

6.3.1.1 Підрозділи філій ВП АЕС, що здійснюють приймання нафтопродуктів або залучаються до цього процесу, мають бути забезпечені засобами вимірювальної техніки, які своєчасно пройшли повірку, мають відтиски повірочних клейм на засобах вимірювальної техніки та/або паспортах на них та/або свідоцтва про проведення повірки відповідно до Закону України «Про метрологію та метрологічну діяльність».

6.3.2 Ваговий метод вимірювання кількості турбінних олив

6.3.2.1 Визначення кількості продукції ваговим методом виконується згідно з вимогами ДСТУ 7094 прямим зважуванням залізничної або автомобільної цистерни до та після зливання турбінної оливи в складські ємності.

6.3.3 Об'ємно-масовий метод вимірювання кількості турбінних олив

6.3.3.1 Об'ємно-масовий метод вимірювання кількості турбінних олив застосовується для визначення маси турбінних олив безпосередньо в стаціонарних ємностях, встановлених на майданчиках АЕС, а також залізничних і автомобільних цистернах. Об'єм турбінних 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.

6.3.3.2 Для вимірювання кількості турбінних 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.

6.3.3.3 Ємності транспортних засобів повинні мати свідоцтва про повірку (державну метрологічну атестацію) транспортної міри, яка здійснюється в установленому законодавством порядку.

Повірка каліброваних транспортних мір певної місткості здійснюється в установленому законодавством України порядку.

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

6.3.3.5 Рівень турбінних олив і підтоварної води в залізничних та автомобільних цистернах вимірюють за допомогою метршток 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.

6.3.3.6 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 турбінних 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.

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

6.3.3.8 Температуру турбінної 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 має бути більшою ніж $\pm 0,5^{\circ}\text{C}$. Після одержання значень вимірювання температури розраховують середню температуру турбінної оливи.

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

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

$$t_{сер} = \frac{t_v + 6t_c + t_n}{8}, \quad (1)$$

де t_v - температура проби верхнього шару, °С;
 t_c - температура проби середнього шару, °С;
 t_n - температура проби нижнього шару, °С.

Для горизонтальних циліндричних ємностей, діаметр яких менший 2500 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:

$$t_{сер} = \frac{3t_c + t_n}{4}, \quad (2)$$

6.3.3.11 Кількість об'єднаної проби для визначення густини та проведення аналізу якості турбінних олив має бути 3 дм³ згідно з ГОСТ 3900. Співвідношення кількостей турбінної оливи 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 2500 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/м³.

6.3.3.12 Масу турбінної оливи у стаціонарних та пересувних ємностях розраховують за формулою:

$$M = V \cdot \rho_{tсер}, \quad (3)$$

де M – маса турбінної оливи, кг;
 V – об'єм турбінної оливи, визначений по градувальній таблиці та висоті заміру турбінної оливи в ємностях, м³;
 $\rho_{tсер}$ – густина турбінної оливи, кг/м³, при середній температурі заміру.

Густину турбінної оливи при середній температурі заміру розраховують за формулою:

$$\rho_{20} = \rho_{tсер} - \gamma(t_{сер} - 20^\circ\text{C}), \text{ якщо } t_{сер} > 20^\circ\text{C} \quad (4)$$

де ρ_{20} - густина турбінної оливи при 20°C;
 $\rho_{tсер}$ - густина турбінної оливи, кг/м³, при середній температурі заміру;
 γ - коефіцієнт поправки густини в залежності від температури;
 $t_{сер}$ - середня температура заміру, °С.

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

Числові значення температурних поправок густини мастильних матеріалів до значення $\rho_{tсер}$, які розраховані за формулою (4), наведені в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 – Температурні поправки густини мастильних матеріалів

Густина, кг/м ³	Коефіцієнт поправки густини залежно від температури	Густина, кг/м ³	Коефіцієнт поправки густини залежно від температури
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	—	—

6.4 Приймання турбінних олив за якістю

6.4.1 Розвантаження турбінної оливи із залізничних цистерн або автоцистерн в ємності для зберігання виконується за умови позитивних результатів ВК згідно з СОУ НАЕК 038, а саме відповідності її якості вимогам технічних умов та паспортних даних за показниками згідно з таблицею 6.2.

6.4.2 За виробничою необхідністю зливання нафтових турбінних олив із транспортних цистерн у виробничі ємності може бути здійснено до завершення випробувань за показниками якості «антикорозійні властивості», «стабільність щодо окиснення» та «схильність до піноутворення».

6.4.3 Перед взяттям проби турбінної оливи з транспортної або споживчої тари для визначення її якості, пробовідбірник має бути промитий і висušений. Брати пробу непідготовленим пробовідбірником заборонено.

6.4.4 Взяття проб проводиться працівником відповідної кваліфікації.

6.4.5 У разі перевантаження турбінної оливи зі залізничних цистерн у автоцистерни для подальшого перевезення у них, взяття проби турбінної оливи для визначення її якості проводиться тільки зі залізничної цистерни перед зливанням в автоцистерни.

6.4.6 Факт відбору проби оформлюється актом згідно з вимогами пункту 8.2 ДСТУ 4488.

6.4.7 Об'єм проби має становити 3 дм³. Проба ділиться на три частини – кожна об'ємом 1 дм³.

Перша частина проби призначається для проведення аналізу показників якості турбінної оливи на відповідність вимогам таблиці 6.2 в лабораторії філії ВП АЕС під час приймання продукції.

Друга частина – залишається в лабораторії філії ВП АЕС на зберігання для повторного аналізу в присутності постачальника (виробника) у випадку невідповідності якості продукції технічним вимогам виробника.

Третя частина – арбітражна, призначена для незалежної акредитованої лабораторії в тому разі, коли вантажоодержувач і постачальник не дійдуть згоди щодо

якості поставленої продукції.

6.4.9 Арбітражна проба та проба, яка залишається в лабораторії на зберіганні для повторного аналізу в присутності постачальника (виробника), закриваються та опломбовуються. На тару, в якій міститься проба, наклеюють етикетку (бирку), на якій зазначається:

- найменування постачальника;
- найменування продукції;
- дата виготовлення продукції;
- номер партії продукції;
- номер та дата видачі сертифіката якості (паспорта) або сертифіката (протоколу) аналізу (CoA);
- номер залізничної цистерни;
- дата взяття проби продукції;
- прізвища та підписи працівників, що приймали продукцію.

6.4.10 Випробування турбінних олив у обсязі кваліфікаційної оцінки якості згідно з таблицею 7.1 проводяться за вимогою підрозділів, причетних до роботи з турбінними оливами, а також при виникненні суперечок щодо якості поставленої турбінної оливи. Випробування мають проводитися в незалежних акредитованих лабораторіях.

Таблиця 6.2 – Технічні вимоги до показників якості турбінних олив, що визначаються у лабораторіях філій ВП АЕС, у тому числі при вхідному контролі.

Назва показника	Методи оцінки якості згідно з НД ⁶⁾	Турбінні оливи відповідно до класів за в'язкістю, що визначені згідно з ISO 3448 [18]			
		Нафтові, клас в'язкості 32	Нафтові, клас в'язкості 46	Нафтові, клас в'язкості 68	Вогнестійкі на основі триксиленілфосфатів клас в'язкості 46
1. Кінематична в'язкість за температури 40°C, мм ² /с	ДСТУ ГОСТ 33	від 28,8 до 35,2	від 41,4 до 50,6	від 61,2 до 74,8	від 41,4 до 50,6
2. Температура спалаху у відкритому тиглі, не нижче, °C	ДСТУ ГОСТ 4333	190	190	220	240
3. Кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи	ГОСТ 5985 ГОСТ 11362	0,07	0,5	0,5	0,04
4. Число деемульсації, не більше, с	ГОСТ 12068	180	210	180	180
5. Вміст водорозчинних кислот і лугів водної витяжки, рН	ГОСТ 6307	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0
6. Масова частка механічних домішок ¹⁾ , %	ДСТУ ГОСТ 6370	відсутність	відсутність	відсутність	≤0,01
7. Клас промислової чистоти, не більше:	ДСТУ ГОСТ 17216	13	13	13	11
8. Масова частка води ²⁾ , %	ДСТУ ГОСТ 2477 ДСТУ ISO 12937	відсутність -	відсутність -	відсутність -	- не більше 0,10
9. Густина ³⁾ , за температури 20 °C, г/см ³	ГОСТ 3900	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)
10. Антикорозійні властивості (випробування одним із запропонованих способів): - протягом 3 год. при 100 °C на пластині Ст. 45, оцінка корозії не вище - протягом 3 год., 100 °C на пластині з міді марок М-1 або М-2 згідно з ДСТУ ГОСТ 859 оцінка корозії не вище - протягом 24 год. за температури 60 °C на сталевих стрижнях марки Ст 45, ступінь корозії	ГОСТ 2917 ДСТУ EN ISO 2160 ГОСТ 2917 ГОСТ 19199	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність

Продовження таблиці 6.2

Назва показника	Методи оцінки якості згідно з НД ⁶⁾	Турбінні оливи відповідно до класів за в'язкістю, що визначені згідно з ISO 3448 [18]			
		Нафтові, клас в'язкості 32	Нафтові, клас в'язкості 46	Нафтові, клас в'язкості 68	Вогнестійкі на основі триксиленілфосфатів, клас в'язкості 46
11. Стабільність щодо окиснення:	ГОСТ 981				
11.1					
- 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		0,02	-	-	-
11.2 ⁵⁾	ДСТУ EN 14832				
- 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
12. Гідролітична стабільність ⁵⁾ ,	ДСТУ EN 14833				
- кислотне число не більше, мг КОН на 1 г оливи		-	-	-	0,5
13. Схильність до піноутворення:	ДСТУ 8420 ASTM D892 [10]				
схильність в см ³ / стабільність в см ³ (висота стовпчика піни в мм / час руйнування піни в секундах), не більше, за температури:					
24 °С		100/50 (50/30)	100/50 (50/30)	100/50 (50/30)	100/50 (50/30)
94 °С		50/50 (30/20)	50/50 (30/20)	50/50 (30/20)	50/50 (30/20)
24 °С після випробувань при 94 °С		100/50 (50/30)	100/50 (50/30)	100/50 (50/30)	100/50 (50/30)

Кінець таблиці 6.2

14. Масова частка вільних ксиленолів ⁵⁾ не більше, %	ТУ 34 70.11335 [23] ГОСТ 1057 ASTM D7504 [37]	-	-	-	0,10
¹⁾ Дозволяється не проводити, якщо вміст механічних забруднень оцінюється класом промислової чистоти. ²⁾ Для нафтових турбінних олив масова частка води згідно з ДСТУ ГОСТ 2477 визначається у разі попередньо виявленої присутності води експрес методом згідно з ГОСТ 1547. ³⁾ Показник густини турбінної 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. ⁴⁾ Окиснення турбінної оливи для кожного класу в'язкості згідно з класифікацією ISO 3448 [18] проводиться за такими умовами: - 32 – за температури 130 °С, впродовж 24 год., витрати кисню 5 дм ³ /год.; - 46 (вогнестійкі на основі триксиленілфосфатів) – за температури 130 °С, впродовж 24 год., витрати кисню 5 дм ³ /год.; - 46 (нафтові) – за температури 150 °С, впродовж 15 год., витрати кисню 5 дм ³ /год.; - 68 – за температури 150 °С, впродовж 15 год., витрати кисню 5 дм ³ /год. ⁵⁾ Перевіряється замовником згідно з наданими виробником документами, за необхідності (на вимогу замовника) перевіряється шляхом виконання відповідних випробувань. ⁶⁾ Для імпортованих турбінних олив в якості арбітражної використовується методика, яку застосовує виробник цієї турбінної оливи.					

6.5 Зберігання та контроль якості турбінних олив при зберіганні

6.5.1 Вимоги до ємностей, які призначені для зберігання турбінних олив, а також вказівки щодо їх підготовки перед заповненням наведені у ДСТУ 4454.

6.5.2 Для забезпечення умов зливання турбінних олив із транспортних ємностей мають бути встановлені установки стаціонарного чи пересувного типу.

6.5.3 Результати підготовки складських ємностей для зберігання турбінних олив оформляються актом за формою, яка встановлена у філії ВП АЕС.

6.5.4 Після зливання турбінних олив у складські ємності відбирають проби турбінних олив для визначення у хімічній лабораторії відповідності показників якості значенням, наведеним у таблиці 6.2, а саме:

- «стабільність щодо окиснення»;
- «антикорозійні властивості»;
- «схильність до піноутворення».

6.5.5 Якщо «стабільність щодо окиснення», «антикорозійні властивості» та «схильність до піноутворення» визначалася до зливання турбінних олив із транспортної ємності – ці показники якості не визначаються після зливання у складські ємності.

6.5.6 У випадку невідповідності якості турбінних олив за цими показниками вимогам нормативної документації відбирається повторна проба з ємностей для зберігання турбінних олив та проводиться хімічний контроль якості за показниками у обсязі таблиці 6.2 цього стандарту.

6.5.7 Злита турбінна олива за якістю має відповідати якості турбінної оливи, що перебуває у транспортній тарі. Відхилення у вимірних значеннях показників якості турбінної оливи не мають перевищувати допустимих похибок, які встановлені у стандартах на відповідні методи випробувань.

6.5.8 Складські ємності, у яких перебуває на зберіганні турбінна олива дозволяється поповнювати турбінною оливою тієї ж марки і того ж виробника за умови відповідності її показників якості вимогам нормативної документації. У цьому випадку визначення відповідності показників якості згідно 6.5.4 має бути виконано перед зливанням турбінної оливи з транспортних ємностей.

Зміна показників якості турбінної оливи, відібраної після поповнення ємності, має знаходитись у межах пропорційного співвідношення кількості зливої турбінної оливи та турбінної оливи, що перебувала на зберіганні в ємності.

6.5.9 При зберіганні турбінних олив у складських ємностях проводять періодичний контроль якості на відповідність вимогам таблиці 6.2:

а) нафтові турбінні оливи – не менше одного разу на три роки за показниками:

- «кислотне число»;
- «масова частка механічних домішок»;
- «антикорозійні властивості»;
- «масова частка води».

б) вогнестійкі турбінні оливи на основі триксиленілфосфатів – не менше одного разу на рік за показниками:

- «кислотне число»;
- «масова частка механічних домішок»;
- «масова частка води»;

- «вміст водорозчинних кислот та лугів».

6.5.10 Рішення про передачу турбінної оливи в експлуатацію у разі відхилення її показників якості від зазначених у нормативних документах приймається шляхом оформлення відповідного технічного рішення філії ВП АЕС, яке погоджується та затверджується у встановленому порядку.

6.5.11 У разі постачанні турбінних олив у споживчій тарі (контейнери до 1,0 дм³ та металеві бочки до 0,22 м³) вони зберігаються в складських приміщеннях або на закритих майданчиках за умови забезпечення захисту від прямого попадання сонячного проміння та метеорологічних опадів.

6.5.12 Бочки та контейнери з турбінною оливою мають бути опломбовані пломбами виробника.

6.5.13 Вогнестійкі турбінні оливи на основі трикселенілфосфатів, які постачаються в бочках, мають зберігатися в складському приміщенні у тарі виробника.

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

6.5.15 Температура зберігання турбінних олив не має перевищувати 45 °С.

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

6.5.17 Термін (строк) збережуваності турбінних олив при умові дотримання вимог щодо умов зберігання складає:

- для нафтових турбінних олив – не менше 5 років;
- для вогнестійких турбінних олив на основі трикселенілфосфатів – без обмежень.

6.6 Облік та норми допустимих втрат турбінних олив

6.6.1 Поводження з турбінними оливами як з товарно-матеріальними цінностями здійснюється відповідно до вимог СОУ НАЕК 242, ПЛ-Д.0.45.550. Під час приймання, обліку, зберігання, видачі та транспортування турбінних олив має здійснюватися контроль за дотриманням вимог цього стандарту, вимог «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України» та інших чинних нормативних документів.

6.6.2 Допустимі межі помилок під час визначення кількості турбінної оливи об'ємно-масовим методом вимірювання відповідно до вимог пункту 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 турбінних олив, у тому числі спрацьованих, масою до 100 тонн – $\pm 0,8\%$;
- у разі вимірювання маси нетто турбінних олив, у тому числі спрацьованих, масою від 100 тонн і більше – $\pm 0,5\%$.

6.6.3 Відповідно до «Норм втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування» встановлені такі допустимі норми втрат турбінних олив у весняно-літній та осінньо-зимовий періоди:

- не більше 0,005% масової частки для кожної виконаної транспортної операції при прийманні або відпуску чи перевантаженні;
- не більше 0,0006% масової частки за добу у при зберіганні у складських

ємностях.

6.6.4 У випадках підігріву нафтопродуктів відповідно до технології проведення транспортної операції незалежно від періоду року застосовується норма весняно-літнього періоду, збільшена залежно від температури підігріву:

- від 21 °С до 30 °С – у 1,5 рази;
- від 31 °С до 50 °С – у 2 рази;
- від 51 °С і вище – у 3 рази.

За температури підігріву від 11 °С до 20 °С в осінньо-зимовий період відповідна норма осінньо-зимового періоду збільшується в 1,5 рази, а норма весняно-літнього періоду залишається без змін.

6.6.5 Норми втрат турбінних олив застосовуються тільки у разі виявлення недостатці турбінних олив під час приймання та зберігання.

6.6.6 Норми втрат турбінних олив визначаються для кожної філії ВП АЕС залежно від умов приймання, транспортування та зберігання і затверджуються за поданням філії ВП АЕС керівництвом АТ «НАЕК «Енергоатом». Затверджені норми природних втрат не можуть перевищувати норми втрат, які наведені в цьому стандарті.

6.6.7 Фактичні втрати турбінних олив є сумою втрат технологічних (втрати під час експлуатації, разові втрати) та втрат при транспортуванні.

6.6.8 Технологічні втрати складаються з:

– втрат під час експлуатації турбоагрегатів, норми яких встановлені виробником обладнання, ГКД 34.20.507-2003 та затверджені керівництвом АТ «НАЕК «Енергоатом» на основі фактичних даних;

– разових втрат.

6.6.9 Разові втрати складаються з:

– втрат у разі очистки турбінних олив, кількість яких встановлюються на основі фактичних даних для кожного типу оливоочисної установки та умов проведеної очистки;

– втрат турбінних олив у разі пошкоджень, аварій, проведення ремонтних робіт, очищення трубопроводів та ємностей (резервуарів).

6.6.10 Разові втрати турбінних олив мають бути технічно обґрунтованими.

6.6.11 Звіт про втрати турбінних олив складається щомісяця за формою № 32-НП «Інструкції про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти та нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України».

6.7 Змішування турбінних олив

6.7.1 Змішування турбінних олив, виготовлених за різними ТУ (ТС), дозволяється за наявності погодження на змішування від їх виробників. У разі неможливості одержання погодження на змішування від виробників турбінних олив можливість такого змішування досліджується згідно з методичними вказівками СОУ-Н НАЕК 061.

6.7.2 Змішувати оливи, різні за призначенням, і нафтові турбінні оливи з вогнестійкими турбінними оливами на основі триксиленілфосфатів заборонено.

6.7.3 Щоб запобігти змішуванню олив, різних за призначенням, слід виконувати такі вимоги:

– кожний контур для перекачування турбінних олив має складатися з баків для зберігання турбінних олив і розхідних баків, фільтрувальних пристроїв, обладнання для очищення від води та механічних домішок, насосів;

– під час зливання або наливання слід користуватися різними трубопроводами, насосами та ємностями. У разі, коли це неможливо, трубопроводи й насоси слід максимально дренувати в ємності для зберігання оливи відповідної марки й продувати їх стиснутим повітрям;

– під час перевезення оливи автоцистернами із залізничних цистерн на склади слід повністю дренувати системи зливання, очищувати ємності автоцистерн, а у разі потреби, пропарювати й висушувати.

6.7.4 У разі виявлення факту змішування оливи, різних за призначенням, під час зливання, перевезення в ємностях для зберігання, керівник філії ВП АЕС призначає комісію, яка встановлює причини змішування, якість та кількість змішаних оливи, умови їх подальшого застосування та можливість їх перемаркування. Умови подальшого застосування змішаних оливи, якщо не має дозволу на їх змішування, слід погодити із виробниками оливи та обладнання.

6.8 Поводження зі спрацьованими турбінними оливами

6.8.1 Поводження зі спрацьованими турбінними оливами відбувається згідно з порядком, який викладено в ПЛ-Д.0.45.541.

6.8.2 Турбінні оливи, зібрані під час очистки резервуарів, ємностей, трубопроводів, технологічного обладнання та протікань у разі аварійних ситуацій і пошкоджень, переводять до суміші спрацьованих оливи.

6.8.3 Спрацьовані турбінні оливи, що не підлягають утилізації за місцем утворення у філії ВП АЕС, передають на спеціалізовані підприємства.

6.8.4 Спрацьовані турбінні оливи або суміші спрацьованих оливи передають на спеціалізовані підприємства партіями. Партією вважається будь-яка кількість спрацьованих оливи, що супроводжується одним документом, надсилається одночасно на одну адресу.

6.8.5 На кожну партію спрацьованих турбінних оливи одержувачу надається товарно-транспортна накладна, паспорт або протокол аналізу за фізико-хімічними показниками якості, перелік яких наведений в таблиці 2 ДСТУ ГОСТ 21046.

6.8.6 З урахуванням документів, зазначених у 6.8.5 ведеться журнал видачі спрацьованих оливи.

6.8.7 Заборонено змішувати спрацьовані турбінні, моторні, трансмісійні, приладові та індустріальні оливи зі спрацьованими пластичними мастилами, охолоджуючими рідинами (антифризами), зібраними у результаті протікань, ганчірками та іншими матеріалами, що використовувалися під час ремонту обладнання, вичищення ємностей тощо.

6.8.8 Заборонено перекачувати по одному трубопроводу спрацьовані нафтові турбінні оливи та спрацьовані вогнестійкі турбінні оливи на основі триксиленілфосфатів.

6.8.9 Обладнання та трубопроводи для перекачування турбінних оливи, що не перебували в експлуатації, та спрацьованих турбінних оливи мають бути виконані з двох незалежних контурів.

7 ПОРЯДОК ДОПУСКУ ДО ЗАСТОСУВАННЯ НАФТОВИХ ТУРБІННИХ ОЛИВ, ПРИЗНАЧЕНИХ ДЛЯ ОСНОВНОГО ОБЛАДНАННЯ ЕНЕРГОБЛОКІВ АЕС

7.1 Загальні вимоги щодо застосування нафтових турбінних олив, призначених для основного обладнання енергоблоків АЕС

7.1.1 В основному обладнанні енергоблоків АЕС (ТГ і ГЦН) застосовуються марки турбінних олив, які допущені до застосування відповідно до вимог пункту 12.15.28 ГКД 34.20.507-2003.

7.1.2 Порядок допуску до застосування турбінних олив для основного обладнання енергоблоків АЕС впроваджено з метою встановлення єдиних вимог у разі:

- впровадження нових марок турбінних олив;
- виготовлення новими виробниками марок турбінних олив за ТУ або ТС, які були допущені до промислової експлуатації раніше.

7.1.3 Порядок допуску турбінної оливи до застосування в основному обладнанні енергоблоків АЕС передбачає такі етапи:

1) погодження виробником ТУ або ТС з АТ «НАЕК «Енергоатом» та з виробниками основного обладнання енергоблоків АЕС у встановленому СОУ НАЕК 077 порядку;

2) виконання виробником кваліфікаційної оцінки якості турбінної оливи, а саме випробування у незалежній акредитованій лабораторії на відповідність технічним вимогам таблиці 7.1 цього стандарту;

3) виконання виробником дослідження на сумісність марки турбінної оливи, що допускається, з марками турбінних олив, які експлуатуються в основному обладнанні енергоблоків АЕС, відповідно до вимог пункту 12.15.29 ГКД 34.20.507-2003 за методикою та вимогами СОУ-Н НАЕК 061;

4) допуск до застосування турбінної оливи в основному обладнанні енергоблоків АЕС, у тому числі для доливання у системи основного обладнання та експлуатаційних випробувань в системах ТГ*;

5) допуск до промислової експлуатації турбінної оливи в основному обладнанні енергоблоків АЕС.

Етапи 2 та 3 допускається виконувати одночасно, інші етапи – за умови виконання попереднього етапу.

7.2 Вимоги щодо допуску до застосування нафтової турбінної оливи в системах основного обладнання енергоблоків АЕС

7.2.1 Для розгляду питання про допуск турбінної оливи до експлуатації в системах основного обладнання енергоблоків АЕС виробник турбінної оливи надає АТ «НАЕК «Енергоатом» такі документи:

- погоджені з АТ «НАЕК «Енергоатом» та з виробниками основного обладнання енергоблоків АЕС ТУ або ТС у встановленому СОУ НАЕК 077 порядку, яким має відповідати турбінна олива за якістю. ТУ або ТС має містити перелік технічних характеристик, що відповідає вимогам таблиці 7.1 цього стандарту;

* Проведення експлуатаційних випробувань у системах ТГ обумовлено найбільшим обсягом турбінної оливи у цих системах, найвищим навантаженням вузлів тертя та переліком негативних факторів впливу на якість турбінної оливи (висока температура, повітря, вода та водяна пара тощо).

– сертифікати аналізу (CoA), або протоколи (акти), або експертні висновки щодо кваліфікаційної оцінки якості турбінної оливи згідно з переліком технічних вимог таблиці 7.1 цього стандарту, яка виконана в незалежній акредитованій лабораторії, з однозначним висновком щодо відповідності вищезазначеним технічним вимогам;

– протоколи (акти) та/або експертні висновки щодо дослідження на сумісність турбінної оливи, що розглядається на предмет допуску до застосування в системах основного обладнання енергоблоків АЕС, з турбінними оливами, які застосовуються в основному обладнанні енергоблоків АЕС, відповідно до вимог СОУ-Н НАЕК 061 з висновком щодо їх сумісності;

– протоколи експлуатаційних випробувань в обладнанні інших енергетичних підприємств (за наявності);

– референс-листи від енергетичних підприємств, у яких експлуатується турбінна олива (за наявності).

7.2.2 Надані виробником турбінної оливи документи згідно з вимогами 7.2.1 розглядаються профільною технічною дирекцією та філіями ВП АЕС на предмет повноти та відповідності до вимог нормативних документів.

7.2.3 У разі наявності невідповідностей за результатами розгляду вищезазначених документів профільна технічна дирекція направляє виробнику турбінної оливи відповідні зауваження та пропозиції щодо їх усунення.

7.2.4 У разі позитивних результатів розгляду вищезазначених документів профільна технічна дирекція розробляє галузеві технічні рішення, а саме:

– про допуск до експлуатаційних випробувань у системах ТГ енергоблока АЕС (за умови потреби у заміні повного обсягу турбінної оливи у цих системах на одному з енергоблоків АЕС);

– про допуск турбінної оливи для доливання в системи основного обладнання енергоблоків АЕС.

7.2.5 Вищезазначені галузеві технічні рішення погоджуються та затверджуються у встановленому в АТ «НАЕК «Енергоатом» порядку. Розробник цих документів повідомляє про їх затвердження виробника турбінної оливи (направляє скановану копію).

7.2.6 Експлуатаційні випробування турбінної оливи у системах ТГ енергоблока АЕС виконуються відповідно до вимог 7.3 цього стандарту.

7.2.7 Галузеве технічне рішення про допуск турбінної оливи для доливання у системи основного обладнання енергоблоків АЕС у вирішальній частині має містити вимоги щодо розроблення та впровадження відповідною філією ВП АЕС програми або технічного розпорядження щодо заходів посилення періодичності експлуатаційного контролю показників якості експлуатаційних сумішей турбінних олив на відповідність вимогам таблиці 5.1 СОУ НАЕК 085 впродовж не менше 2000 роботи енергоблока на потужності (необхідний обсяг цих заходів встановлює філія ВП АЕС).

7.2.8 При повторному доливанні турбінної оливи посилений контроль показників якості експлуатаційної суміші турбінних олив має виконуватися тільки у разі доливання турбінної оливи в більшому співвідношенні до обсягу оливосистеми конкретного типу основного обладнання.

7.2.9 Після завершення посиленого експлуатаційного контролю його зведені результати разом з обґрунтованими технічними висновками щодо впливу турбінної оливи, що доливається на якість експлуатаційної суміші турбінних олив в основному

обладнанні енергоблоків АЕС мають бути направлені до профільної технічної дирекції для розгляду питання щодо можливості експлуатації цієї турбінної оливи.

7.3 Експлуатаційні випробування нафтової турбінної оливи в системах ТГ енергоблока філії ВП АЕС

7.3.1 Експлуатаційні випробування турбінної оливи у системах ТГ енергоблока АЕС виконуються за відповідною програмою на підставі галузевого технічного рішення про допуск турбінної оливи до експлуатаційних випробувань у системах ТГ енергоблоків АЕС відповідно до пункту 7.2.4 цього стандарту.

7.3.2 Програма експлуатаційних випробувань розробляється філією ВП АЕС, на якій мають проводитись ці випробування, погоджується керівниками підрозділів-власників обладнання, виробником турбінної оливи та затверджується головним інженером філії ВП АЕС.

7.3.3 Програма експлуатаційних випробувань має містити такі розділи:

- загальні положення;
- загальні вимоги до порядку організації, умов забезпечення та проведення випробувань;
- розподіл відповідальності учасників;
- вимоги безпеки;
- обсяг параметрів, що контролюються (періодичність та умови контролю за технічним станом обладнання та показниками якості турбінної оливи, що випробовується);
- порядок виконання робіт (заходів);
- критерії прийнятності результатів експлуатаційних випробувань;
- вимоги щодо звіту за результатами виконання експлуатаційних випробувань.

Примітка. У програмі експлуатаційних випробувань допускається об'єднувати або виключати окремі розділи, а також включати додаткові розділи.

7.3.4 З метою запобігання пошкодження обладнання у програмі експлуатаційних випробувань обов'язково мають бути вказані критерії дострокового припинення цих випробувань.

7.3.5 Перед початком та після завершення експлуатаційних випробувань у період ППР з метою дослідження впливу турбінної оливи, що випробовується, на поверхні тертя обладнання ТГ виконується оцінка їх стану. Результати оцінки мають бути наведені у відповідних актах.

7.3.6 Початок та завершення експлуатаційних випробувань оформлюються актами.

7.3.7 Представник виробника турбінної оливи може бути долучений до підписання актів, які оформлюються в процесі виконання експлуатаційних випробувань.

7.3.8 Після завершення експлуатаційних випробувань турбінної оливи філією ВП АЕС розробляється звіт, у якому викладаються результати аналізу інформації, отриманої при проведенні цих випробувань та обґрунтований технічний висновок щодо можливості або неможливості застосування турбінної оливи в системах ТГ енергоблоків АЕС.

7.3.9 Звіт за результатами експлуатаційних випробувань надсилається до профільної технічної дирекції разом із програмою експлуатаційних випробувань,

актами огляду поверхонь тертя обладнання, яке було задіяно в експлуатаційних випробуваннях турбінної оливи, та протоколами вимірювань показників якості турбінної оливи, які виконувались у процесі експлуатаційних випробувань.

7.4 Порядок допуску нафтових турбінних олив до промислової експлуатації в основному обладнанні енергоблоків АЕС

7.4.1 Документи відповідно до вимог 7.2.9 (за наявності) та 7.3.9 цього стандарту розглядаються профільною технічною дирекцією на відповідність до вимог нормативних документів.

7.4.2 За позитивними результатами розгляду отриманих документів профільна технічна дирекція розробляє галузеве технічне рішення про допуск турбінної оливи до промислової експлуатації в основному обладнанні енергоблоків АЕС, яке погоджує та затверджує у встановленому в АТ «НАЕК «Енергоатом» порядку.

7.4.3 Розробник галузевого технічного рішення про допуск турбінної оливи до промислової експлуатації повідомляє про його затвердження виробника цієї турбінної оливи (направляє скановану копію).

Таблиця 7.1 – Технічні вимоги до показників якості турбінних олив, що визначаються під час кваліфікаційної оцінки.

Назва показника	Методи оцінки якості згідно з НД ¹⁾	Турбінні оливи відповідно до класів за в'язкістю згідно з ISO 3448 [18]			
		Нафтові, клас в'язкості 32	Нафтові, клас в'язкості 46	Нафтові, клас в'язкості 68	Вогнестійкі на основі триксиленілфосфатів, клас в'язкості 46
1. Кінематична в'язкість за температури 40 °С, мм ² /с	ДСТУ ГОСТ 33	від 28,8 до 35,2	від 41,4 до 50,6	від 61,2 до 74,8	від 41,4 до 50,6
2. Індекс в'язкості, не менше	ДСТУ ГОСТ 25371	90	95	90	-
3. Температура спалаху у відкритому тиглі, не нижче, °С	ДСТУ ГОСТ 4333 ДСТУ EN ISO 2592 ASTM D92-05a [3]	190	190	220	240
4. Температура застигання, не вище, °С	ГОСТ 20287 ДСТУ ISO 3016	-15	-10	- 10	- 15
5. Кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи	ДСТУ ISO 6618 ГОСТ 5985 ГОСТ 11362	0,07	0,5	0,5	0,04
6. Число деемульсації, не більше, с - отримання 20 см ³ оливи при 94±1 °С - отримання 3 см ³ емульсії при 54 °С	ГОСТ 12068 ISO 6614 [35]	180 -	210 -	180 -	180 900
7. Час деаерації при 50 °С, не більше, хв.	ISO 9120 [36]	-	-	-	5
8. Схильність до піноутворення: схильність в см ³ /стабільність в см ³ (висота стовпчика піни в мм/час руйнування піни в секундах), не більше, за температури: 24 °С 94 °С 24 °С після випробувань за 94 °С	ДСТУ 8420 ASTM D892 [10] ДСТУ ISO 6247	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)	100/50 (50/30) 50/50 (30/20) 100/50 (50/30)

Продовження таблиці 7.1

9. Антикорозійні властивості (випробування одним із запропонованих способів): - протягом 3 год. при 100 °С на пластині Ст. 45, оцінка корозії не вище - протягом 3 год., 100 °С на пластині з міді марок М-1 або М-2 згідно з ДСТУ ГОСТ 859, оцінка корозії не вище - протягом 24 год. за температури 60 °С на сталених стрижнях марки Ст 45, ступінь корозії	ГОСТ 2917 ДСТУ EN ISO 2160 ГОСТ 2917 ГОСТ 19199	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність	1 бал 1 бал/клас витримує відсутність
10. Випаровуваність за температури 130 °С, протягом 1 год, не більше, %	ГОСТ 9566	8,0	6,0	6,0	-
11. Трибологічні характеристики при температурі (20 ± 5) °С на чотири 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[17] ASTM D4172 [38]	564 0,6 -	564 0,6 -	564 0,6 -	564 0,6 0,6
12. Вміст водорозчинних кислот і лугів, рН водної витяжки, в межах	ГОСТ 6307	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0	від 6,0 до 8,0
13. Масова частка механічних домішок, %	ДСТУ ГОСТ 6370	відсутність	відсутність	відсутність	≤0,01
14. Клас промислової чистоти, не більше	ДСТУ ГОСТ 17216	13	13	13	11
15. Масова частка води ²⁾ , %	ДСТУ ГОСТ 2477 ДСТУ ISO 12937	відсутність -	відсутність -	відсутність -	відсутність не більше 0,10
16. Зольність базової оливи, не більше, %	ГОСТ 1461	0,005	0,005	0,005	-
17. Коксованість базової оливи, не більше, %	ГОСТ 19932	0,1	0,1	0,1	-

Кінець таблиці 7.1

18. Вміст селективних розчинників у базовій оливі, %	ГОСТ 1057	відсутність	відсутність	відсутність	-
19. Масова частка сірки в базовій оливі, не більше, %	ГОСТ 1437	0,3	0,3	0,3	-
20. Стабільність щодо окиснення: 20.1 - кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи - масова частка осаду після окиснення, не більше, % - вміст летких низькомолекулярних кислот, не більше, мг КОН на 1 г оливи 20.2 - кислотне число, не більше, мг КОН на 1 г оливи - зміна маси заліза, не більше, мг - зміна маси міді, не більше, мг	ГОСТ 981 ДСТУ EN 14832	0,1 0,005 0,02 - - -	0,5 0,01 - - - -	0,7 0,008 - - - -	- - - 1,5 1,0 2,0
21. Гідролітична стабільність - кислотне число не більше, мг КОН на 1 г оливи	ДСТУ EN 14833	-	-	-	0,5
22. Колір базової оливи на колориметрі ЦНТ, не більше, одиниці ЦНТ	ГОСТ 20284 ASTM D1500 [15] ISO 2049 [34]	2,0	2,0	2,0	-
23. Густина, за температури 20 °С, г/см ³	ГОСТ 3900	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)	за ТУ (ТС)
24. Масова частка вільних ксиленолів, не більше, %	ASTM D7504 [37] ТУ 34 70.11335 [23] ГОСТ 1057	-	-	-	0,10
¹⁾ Допускається виконувати випробування щодо визначення показників якості за методами виробника за умови, що ці методи (міжнародні або вітчизняні) є чинними, а також точність метода вимірювання краща або відповідає зазначеним у цій таблиці методам. В якості арбітражної використовується методика, яку застосовує виробник оливи. ²⁾ Показник масової частки води не є бракувальним, якщо визначене числове значення відповідає нормі. В якості арбітражної використовується методика виробника.					

8 ВИМОГИ ДО ОХОРОНИ ПРАЦІ ТА ДОВКІЛЛЯ

8.1 Вимоги до охорони праці

8.1.1 Захист працівників від шкідливого впливу турбінних олив та забруднення повітря в робочій зоні має відповідати НПАОП 0.00-8.11-12.

8.1.2 Турбінні оливи відносяться до горючих рідин. Правила поводження з ними мають враховувати пожежонебезпечні характеристики олив: температуру спалаху, температуру займання, температуру самозаймання та інші.

8.1.3 Клас небезпеки, токсичність та пожежонебезпечні характеристики олив українських виробників підлягають визначенню під час розроблення ТУ на ці оливи та зміни їхньої рецептури або технології виробництва.

8.1.5 За стандартних умов під час виробництва та збереження нафтові турбінні оливи не гідролізуються, не полімеризуються, не окислюються, нелеткі, не схильні до фотодеструкції. Вогнестійкі турбінні оливи на основі триксиленілфосфатів за температури 150 °C і вище частково розпадаються та полімеризуються.

8.1.6 У разі попадання олив:

- на шкіру – слід промити забруднене місце великою кількістю мильного розчину;
- у шлунок – викликати блювання, промити шлунок, випити розчин проносної солі та негайно звернутися до лікаря;
- на слизові оболонки очей – промити очі водою, закапати препаратом для очей та звернутися до лікаря.

8.1.7 Контроль повітря робочої зони під час роботи з оливами проводять згідно з методиками, що використовують ПСЛ філій ВП АЕС:

- вміст аерозолів турбінних олив ГДК – 5 мг/м³, клас небезпеки 3;
- вміст пари вуглеводнів ГДК – 300 мг/м³, клас небезпеки 4.

Вищезазначені методики мають бути вказані в паспортах лабораторій.

8.1.8 У разі розливання олив у приміщенні їх слід зібрати в окрему ємність, місце розливання витерти насухо ганчіркою, яку прибрати в спеціальну металеву скриню, а потім утилізувати з дотриманням вимог Закону України «Про управління відходами» та НАПБ А.01.001-2014.

У разі розливання олив на відкритій території – місце розливання засипати піском, а потім вивезти його на звалище відходів згідно з вимогами ДСТУ 4462.3.01.

8.1.9 Працюючи з оливами, слід застосовувати індивідуальні засоби захисту (одяг, взуття, рукавиці, захисні окуляри, дерматологічні засоби тощо).

8.1.10 Приміщення, в яких проводяться роботи з оливою, мають бути обладнані припливно-витяжною вентиляцією згідно з ДСТУ Б А.3.2-12 та ДБН В.2.5-67, водогінною системою та каналізацією згідно з ДБН В.2.5-64, штучним освітленням згідно з ДБН В.2.5-28, опаленням згідно з ДБН В.2.5-67.

8.1.11 Обладнання, що наповнено оливою, має бути захищене від статичної електрики.

8.1.12 У приміщеннях, у яких виконуються роботи з оливами, заборонено працювати з відкритим вогнем.

8.1.13 У випадку необхідності проведення вогневих робіт з відкритим вогнем та паяння необхідно очистити від турбінних олив поверхні та деталі, що будуть піддаватися нагріванню. Промивання та очищення поверхонь і деталей проводять

ганчірками, змоченими гасом або 5% водним розчином тринатрійфосфату. Забороняється проводити очищення поверхонь, забруднених оливою на основі триксиленілфосфатів, за допомогою спиртів. Ганчірки прибирають у спеціальну металеву скриньку.

8.1.14 Під час відкривання тари з олівами не дозволено застосовувати інструменти, які при ударі дають іскру.

8.1.15 При тимчасовому зберіганні спрацьованих олив та відходів, що утворилися під час очищення та ремонту обладнання, слід дотримуватись норм та правил пожежної безпеки, чинних в Україні, та вимог, передбачених НАПБ А.01.001-2014.

8.1.16 За пожежною небезпекою приміщення, де проводяться роботи з оливою, відносяться до категорії «В» згідно з ДСТУ Б В.1.1-36. Пожежонебезпечні зони виробничих приміщень згідно з НПАОП 40.1-1.32-01 мають відповідати класу П-1. Під час роботи в цих приміщеннях мають виконуватися вимоги НАПБ А.01.001-2014 та НП 306.2.227-2020.

8.1.17 В разі загоряння оливи застосовують дозволені засоби пожежогасіння (універсальні вогнегасні порошки, піну, одержану з піноутворювача за ДСТУ 3789, вуглекислий газ, пару тощо).

8.1.18 Щоб запобігти забрудненню повітря виробничих приміщень, слід забезпечити герметичність ємностей, обладнання, комунікацій та засобів відбору проб.

8.1.19 Перед початком роботи з олівами доцільно змастити руки дерматологічними засобами (паста ІЕР-1, паста ХІОТ-6, крем плівкоутворюючий, паста «Айро» тощо), а після закінчення роботи – застосовувати очисники шкіри (миючі засоби).

8.1.20 Персонал, що працює з олівами, повинен проходити медичні огляди згідно з «Порядком проведення медичних оглядів працівників певних категорій».

8.2 Вимоги до охорони довкілля

8.2.1 Під час зберігання, транспортування та застосування олив не мають утворюватися стічні води, не має забруднюватись ґрунт.

8.2.2 Відповідно до «Державних медико-санітарних нормативів допустимого вмісту хімічних і біологічних речовин в атмосферному повітрі населених місць» максимально разова ГДК нафтових турбінних олив (вуглеводнів насичених $C_{12} - C_{19}$ у перерахунку на сумарний органічний вуглець) становить не більше 1 мг/м^3 .

8.2.3 ГДК триксиленілфосфатів у відкритих водоймищах за органолептичними ознаками складає не більше $0,05 \text{ мг/м}^3$ [23], а для рибогосподарських водоймищ – не більше $0,001 \text{ мг/дм}^3$ [23].

ДОДАТОК А (довідковий)

ПОКАЗНИКИ ЯКОСТІ ТУРБІННИХ ОЛИВ ТА МЕТОДИ ВИПРОБУВАНЬ

Властивості турбінних олив визначаються за стандартними методами, що діють в Україні та рекомендовані виробниками мастильних матеріалів і турбоагрегатів.

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 наводяться у нормативній документації на їх виготовлення. У нормативну документацію на виготовлення нової вітчизняної продукції, поряд із стандартними методами, що діють в Україні, додаються і міжнародні методи, які застосовуються провідними світовими виробниками цієї продукції для визначення якості турбінних олив.

У світовій практиці для визначення якості турбінних олив найбільш поширено застосовуються методи, визначені в стандартах ASTM та класифікація олив за в'язкістю, прийнята в стандартах ISO.

А.1 Кінематична в'язкість та індекс в'язкості

Визначення кінематичної в'язкості проводиться у капілярному віскозиметрі згідно з ДСТУ ГОСТ 33 або за методом ASTM D445 [7]. Методи ідентичні.

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 залежно від температури.

Характеристикою зміни в'язкості залежно від температури є індекс в'язкості. Індекс в'язкості визначають згідно з ДСТУ ГОСТ 25371 або ASTM D2270 [16]. Методи є ідентичними.

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 мають бути рекомендовані виробником. Якщо такі рекомендації відсутні, то експлуатація оливи припиняється при досягненні рівня в'язкості, що виходить за межі, передбачені технічними умовами.

А.2 Кислотне число

Визначення кислотного числа (загального кислотного числа) проводиться згідно з ГОСТ 11362, або ГОСТ 5985, або ASTM D974 [12].

Сутність методу згідно з ГОСТ 5985, ASTM D974 [12] полягає у титруванні кислих сполук в оливi, 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 [12], де використовують індикатори «метилловий 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), характеризуються кислотним характером і у створених умовах 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 см³ етилового спирту, попередньо двічі перегнаного та нейтралізованого 0,05 моль/дм³ спиртовим розчином гідроксиду калію.

А.3 Стабільність щодо окиснення

Стабільність щодо окиснення турбінних олив визначають згідно з ГОСТ 981, або ДСТУ ГОСТ 18136, або ASTM D943 [11]. 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 щодо окиснення характеризується зміною кислотного числа, кількістю летких низькомолекулярних кислот та осаду, що утворився при окисненні. Вказаний параметр якості характеризує схильність 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 виготовленні вузьких вуглеводневих фракцій, глибокої очистки від небажаних речовин та сполук, застосування процесів гідрогенізації та гідроізомеризації.

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 з 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 для забезпечення зменшення концентрації продуктів окиснення ємності турбоагрегатів та кількість оливи у них мають бути значних об'ємів.

Продукти окиснення є поверхнево-активними речовинами, тому при їх накопиченні значно погіршується здатність оливи відділяти воду та повітря.

Окиснення оливи в цілому призводить до зміни її в'язкості, погіршення антикорозійних властивостей, коксування оливи, забруднення фільтрів та відкладень на внутрішніх поверхнях трубопроводів.

A.4 Число деемульсації, деаеруючі властивості

Число деемульсації визначається згідно з ГОСТ 12068 та ASTM D1401 [14]. 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.

Оливи з 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.

A.5 Схильність до піноутворення

Схильність до піноутворення визначається згідно з ASTM D892 [10] 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.

А.6 Антикоровісні властивості

Дослідження корозійної дії турбінних оливи по відношенню до чорних металів проводиться згідно з ГОСТ 19199 або ASTM D130 [6]. Корозійна дія на кольорові метали визначається згідно з ГОСТ 2917 або ASTM D130 [6].

Антикорозійні властивості оцінюються за ступенем корозії сталевого стрижня, зануреного в суміш випробовуваної оливи та дистильованої води або випробовуваної оливи та розчину неорганічних солей (див. 3.2 ГОСТ 19199). Для турбінних оливи марок Тп-22 і Тп-30 випробування проводяться з дистильованою водою, для оливи марки Тп-46 застосовується медична сіль, сіль для ванн, морська сіль тощо - 2,5% розчин.

Антикорозійні властивості турбінних оливи залежать від складу базових компонентів і ефективності антикорозійних, антиокиснювальних та захисних (деактиваторів металів) присадок. Присадки запобігають агресивній дії продуктів окиснення та сторонніх речовин (наприклад, води), що внесені під час експлуатації, а також речовин, що входять до складу оливи та є агресивними до металу.

У процесі старіння (окиснення та спрацювання присадок) корозійний вплив оливи зростає. Більш схильними до корозійної дії в процесі окиснення є оливи, одержані зі сірчистих нафт з високим вмістом парафінових вуглеводнів, які утворюють при окисненні корозійно агресивні сполуки.

Корозія чорних металів у більшості випадків протікає за рахунок присутності в оливі води, а кольорових металів та їх сплавів – під дією корозійно агресивних сполук, що утворилися в результаті окиснення.

Вода під час взаємодії з продуктами окиснення утворює сполуки, які посилюють 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.

А.7 Температура спалаху

Температура спалаху визначається згідно з ДСТУ ГОСТ 4333 або ASTM D92 [3]. 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 й 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.

A.8 Температура застигання

Температура застигання визначається згідно з ГОСТ 20287 або ASTM D97 [5]. Температура застигання характеризує здатність оливи до рухомості при низьких (мінусових) температурах. Однак температура застигання не характеризує в повній мірі здатність оливи до прокачування за низьких температур в умовах експлуатації.

Основною характеристикою застосування як при низьких, так і при високих температурах є в'язкість. Необхідний рівень в'язкості визначається технічними характеристиками турбоагрегатів, 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.

A.9 Масова частка сірки, фенолу та водорозчинних кислот і лугів у сировині (базовій рідині)

A.9.1 Масова частка сірки

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.

Вміст сірки в базовій оливі залежить від хімічного складу нафти, з якої вона виготовляється, та глибини її гідроочищення. В очищених оливах, одержаних із нафти з високим вмістом сірки, сірка перебуває у зв'язаному з органічними сполуками вигляді. В такому вигляді сірка за умови експлуатації оливи при помірних температурах та при відсутності продуктів, які в результаті взаємодії із сполуками сірки утворюють корозійно агресивні речовини, не викликає корозії матеріалів.

Продукти окиснення, що мають завищений вміст сірки, чинять більш корозійно агресивний вплив на метали.

A.9.2 Масова частка фенолу

Вміст фенолу визначається згідно з ГОСТ 1057. Вміст фенолу, як правило, визначається в базових оливах, які використовуються для виготовлення нафтових турбінних оливи. Для очистки цих базових нафтових оливи застосовуються селективні розчинники, такі як фенол, крезол тощо. У разі порушення технології виробництва селективні розчинники можуть залишатись у складі оливи і погіршувати стабільність щодо окиснення, ініціювати корозію металів тощо. Тому їх присутність у турбінних оливах не допускається.

Ксиленоли (діметілфеноли) є гомологами фенолу. У вогнестійкій турбінній оливі на основі триксиленілфосфатів згідно з ТУ 3470.11335 [23] вміст вільних ксиленолів має становити не більше 0,15 %.

А.9.3 Масова частка водорозчинних кислот та лугів (реакція водної витяжки)

Вміст водорозчинних кислот і лугів у нафтових та вогнестійких турбінних оливах на основі триксиленілфосфатів визначається згідно з ГОСТ 6307. Сутність методу полягає у вилученні водорозчинних кислот і лугів із нафтопродуктів 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 у вогнестійкій турбінній оливі на основі триксиленілфосфатів визначається згідно з ГОСТ 6307 із такими відмінностями:

- наважку оливи беруть у кількості $100,00 \pm 0,01$ г і 100 см^3 дистильованої води. Оливу та воду поміщають у конічну колбу об'ємом 500 см^3 і нагрівають при перемішуванні до 55 ± 1 °С.

- переливають після фільтрації в роздільну воронку і відстоюють.

- для визначення рН беруть водний екстракт в кількості від 40 см^3 до 45 см^3 .

Присутність водорозчинних кислот та лугів у турбінних оливах обумовлена двома причинами:

- залишками в базових оливах;

- введенням їх у вигляді присадок при виробництві турбінних олив.

Наявність водорозчинних кислот і лугів у базових оливах пояснюється застосуванням при їх виробництві кислотної та лужної очистки. Як правило, це сірчана кислота, гідроксиди натрію або калію.

Органічні кислоти можуть бути присутні за недостатньої очистки базових олив. Наявність лугів 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 недопустимий.

А.10 Масова частка механічних домішок

Вміст механічних домішок у турбінних оливах визначають згідно з ДСТУ 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), або можуть утворюватися 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 очищення та промивку систем змащування турбоагрегатів, оскільки при тривалій експлуатації механічні домішки накопичуються в трубопроводах, баках, циркуляційних системах, вузлах тертя тощо.

Очищення та промивання ємностей для зберігання, трубопроводів, робочих ємностей та циркуляційних систем турбоагрегатів необхідно періодично проводити й через те, що в процесі довготривалої експлуатації протікають процеси окиснення

оливи, особливо при підвищених температурах. Продукти окиснення у вигляді смолоподібних відкладень та шлакоутворень відкладаються на металічних поверхнях вузлів тертя. При застосуванні свіжої оливи вони можуть вимиватись і значно погіршувати її фізико-хімічні та експлуатаційні властивості.

Частинки нерозчинених продуктів окиснення забивають фільтри, в результаті чого погіршується подача оливи в зони тертя.

A.11 Зольність базової оливи

Зольність базової та турбінної оливи визначають за ГОСТ 1461 або ASTM D482 [8]. Ці методи визначення зольності ідентичні. Зольність оливи, виготовленої на основі триксиленілфосфатів, визначають згідно з ГОСТ 1461 із такими змінами: наважку оливи беруть у кількості $(10,00 \pm 0,10)$ г.

Зольність базових олив характеризує глибину їх очистки від механічних домішок та солей неорганічного походження природного характеру або тих, що були внесені при їх одержанні штучним шляхом (каталізatori, адсорбенти тощо).

Такі продукти можуть прискорити окиснення товарних олив, а абразивний матеріал підвищує зношування вузлів тертя. Допустимі норми по зольності базових олив не мають перевищувати 0,005 % масової частки.

Однак зольність турбінних олив може бути дещо вищою на порядок, а то і на два у разі застосування в їхньому складі у вигляді присадок органічних сполук. Такі присадки мають бути повністю розчинними в оливах і не випадати в осад при зберіганні та експлуатації.

A.12 Оптична густина натрової проби підкисленої лужної витяжки

Натрова проба підкисленої лужної витяжки базової оливи визначається згідно з ГОСТ 19296.

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 триксиленілфосфату, проводиться згідно з РД 34.43.106.

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 та через кювету з оливою. Шляхом співвідношення цих компонентів визначають коефіцієнт світлопропускання або оптичну густину.

A.13 Колір

Колір оливи, що визначається оптичним методом на колориметрі відповідно до ГОСТ 20284 або ASTM D1500 [15], або ISO 2049 [34], характеризує глибину очистки базових олив та встановлює наявність присадок, що можуть застосовуватися при виробництві товарних олив.

Базові оливи, що пройшли глибоке очищення, за кольором 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

мають піддаватися глибокому очищенню.

A.14 Коксованість базової оливи

Коксованість базової оливи визначають згідно з ГОСТ 19932 або ASTM D524 [11]. 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.

A.15 Змащувальні властивості

Змащувальні властивості турбінних олив визначають згідно з ГОСТ 9490 або ASTM D2783 [17]. Ці методи є ідентичними.

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 зношування тощо).

A.16 Вміст води

Визначення вмісту води в турбінних оливах може здійснюватися згідно з ДСТУ ГОСТ 2477 або ASTM D95 [4]. Ці методи ґрунтуються 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.

За цим показником контролюють якість турбінних олив під час виробництва, транспортування та зберігання й 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 присадки. У присутності кисню вода діє на метали, утворюючи з ними сполуки, які випадають у вигляді осаду.

A.17 Густина

Визначення густини турбінних олив проводиться згідно з ГОСТ 3900. Цей показник не є бракувальним і використовується для обліку нафтопродуктів. Паспортні дані можуть відрізнятися від результату, одержаного при вхідному контролі.

Стандарт встановлює два методи визначення густини:

- за допомогою ареометра (ГОСТ 3900, розділ 1);
- за допомогою пікнометра (визначення густини і відносної густини).

Сутність методу ГОСТ 3900 полягає в зануренні ареометра у випробувальний зразок турбінної оливи, знятті показників зі шкали ареометра за температури, при якій виконано вимірювання, та перерахунку на густину за температури 20 °С.

A.18 Клас промислової чистоти

Визначення класу промислової чистоти турбінних олив поводитьс'я згідно з ДСТУ ГОСТ 17216. Сутність методу полягає у визначенні гранулометричного складу механічних домішок у турбінних оливах шляхом розчинення олив у бензині та фільтрації розчину з подальшим підрахунком кількості механічних домішок за розміром.

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.

A.19 Гідролітична стабільність

Визначення гідролітичної стабільності виконується згідно з ДСТУ EN 14833 та передбачає нагрів гомогенізований суміші оливи та води певної пропорції разом із контрольним зразком мідної пластини (стрічки) в герметично закритій ємності при встановлених температурі та часу нагріву.

Гідролітична стабільність оливи оцінюється для випробовуваного зразка зі зміни загального кислотного числа, в'язкості, рН водного шару та змістом осаду, що є ваговим показником корозії.

Гідролітична стабільність олив 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 з 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 щодо 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 та нерозчинні сполуки, що може призвести до нестабільної роботи або відмови гідравлічних систем через зміни в'язкості олив, корозії металу, залипання або заклинювання рухомих частин гідравлічних систем. Показник гідролітичної стабільності використовується для оцінки якості олив з точки зору впливу на ресурс експлуатації.

ДОДАТОК Б
(довідковий)
БІБЛІОГРАФІЯ

1. Постановление Государственного Комитета СССР по материально-техническому снабжению «Об утверждении нормы естественной убыли нефтепродуктов при приеме, хранении, отпуске и транспортировании» от 26.03.1986 № 40
2. «Методические указания по определению вместимости и продувке трубопроводов нефтебаз. Геометрический метод», утвержденные Главным управлением поставок РСФСР 15.11.1977
3. ASTM D92-05a «Standard Test Method for Flash and Fire Points by Cleveland Open Cup Tester» (Метод визначення температури спалаху у відкритому тиглі за Кливлендом)
4. ASTM D95-05 (2010) «Standard Test Method for Water in Petroleum Products and Bituminous Materials by Distillations» (Метод визначення води в нафтопродуктах та бітумінозних матеріалах дистиляцією)
5. ASTM D97-09 «Standard Test Method for Pour Point of Petroleum» (Метод визначення температури застигання)
6. ASTM D130-04 e1 «Standard Test Method for Corrosiveness to Copper from Petroleum Products by Copper Strip Test» (Метод визначення корозії міді під впливом нафтопродуктів випробуванням на мідній пластинці)
7. ASTM D445-09 «Standard Test Method for Kinematic Viscosity of Transparent and Opaque Liquids (and Calculation of Dynamic Viscosity)» (Метод визначення кінематичної в'язкості прозорих і непрозорих рідин (і розрахунок динамічної в'язкості))
8. ASTM D482-07 «Standard Test Method for Ash from Petroleum Products» (Метод визначення зольності)
9. ASTM D524-10 «Standard Test Method for Ramsbottom Carbon Residue of Petroleum Products» (Метод визначення коксованості нафтопродуктів за Рамсботтомом)
10. ASTM D892-18 «Standard Test Method for Foaming Characteristics of Lubricating oils» (Оливи мастильні. Метод визначення характеристик вспінюваності)
11. ASTM D943-04a «Standard Test Method for Oxidation Characteristics of Inhibited Mineral Oils» (Метод визначення стабільності проти окиснення інгібованих нафтових олив з присадками)
12. ASTM D974-08 e1 «Standard Test Method for Acid and Base Number by Color-Indicator Titration» (Метод визначення кислотного числа)
13. ASTM D1266-07 «Standard Test Method for Sulfur in Petroleum Products (Lamp Method)» (Метод визначення сірки в нафтопродуктах (ламповий метод))
14. ASTM D1401-10 «Standard Test Method for Water Separability of Petroleum Oils and Synthetic Fluids» (Метод визначення здатності нафтових олив і синтетичних рідин відокремлювати воду)
15. ASTM D1500-07 «Standard Test Method for ASTM Color of Petroleum Products (ASTM Color Scale)» (Метод визначення кольору нафтопродуктів за шкалою ASTM)

16. ASTM D2270-04 «Standard Peactice for Calculating Viscosity Index From Kinematic Viscosity at 40 and 100 °C» (Розрахунок індексу в'язкості з кінематичної в'язкості за температури 40 та 100 °C)
17. ASTM D2783-03 (2014) «Standard Test Method for Measurement of Extreme-Pressure Properties of Lubricating Fluids (Four-Ball Method)» (Метод визначення властивостей змащувальних рідин (чотирьохкулькова машина тертя)
18. ISO 3448:1992 «Industrial oils. Classification and designation» (Масла индустриальные. Классификация и обозначение)
19. ТУ У 23.2-30802090-015-2003 зм.1-4 «Оливи нафтові для турбоагрегатів «АГРІНОЛ Тп». Технічні умови»
20. ТУ У 23.2-35847267-001:2008 зм. 1-2 «Оливи турбінні Енергоойл –Тп22; -Тп-22С; -Тп-22Б»
21. ТУ 6-02-1237-83 «Клей герметик кремнеорганический «Эластик». Технические условия»
22. ТУ 34.70.11335-88 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенил-фосфата (ОМТИ)»
23. ТУ 34.70.11335-97 «Масло турбинное огнестойкое на основе трикселенил-фосфата /ОМТИ/»
24. СП 1042-73 «Санітарні правила організації технологічних процесів і гігієнічні вимоги до промислового оснащення»
25. МУ 2328-81 «Методические указания на газохроматографическое определение суммарного содержания углеводородов C₁-C₁₀ и ароматических углеводородов в воздухе»
26. МУ 2896-83 «Методические указания по спектрометрическому измерению концентраций масляного аэрозоля в воздухе рабочей зоны»
27. МУ 3119-84 «Методические указания по газохроматографическому измерению концентрации предельных C₁-C₁₀ (суммарно), непредельных C₂-C₅ (суммарно) и ароматических углеводородов (бензола, толуола) в воздухе рабочей зоны»
28. «ПДК вредных веществ в воде и водоемах санитарно-бытового использования», утвержденные МОЗ СРСР 23.12.72, № 10003-72)
29. «ГДК шкідливих речовин у воді і водоймищах», затверджені науково-технічною радою Головрибвод Мінрибгоспу СРСР 18.12.90, протокол № 12-04-113)
30. ТУ 6-15-635-77 «Паста Айро»
31. ТУ У 03972620-001-96 «Метрштоки збірні типу МША-К»
32. ТУ У 22904204-96 «Метрштоки збірні типу МШЗД-КФ»
33. «Инструкция по техническому обслуживанию рабочей жидкости. Продукты серии Fyrquel®EH. Бюллетень по применению», ICL Industrial Products stability of fire-resistant phosphate ester fluids»
34. ISO 2049:1996 «Petroleum products — Determination of colour (ASTM scale)»
35. ISO 6614:1994 «Petroleum products — Determination of water separability of petroleum oils and synthetic fluids»

36. ISO 9120:1997 «Petroleum and related products — Determination of air-release properties of steam turbine and other oils — Impinger method»
37. ASTM D7504 - 18 «Standard Test Method for Trace Impurities in Monocyclic Aromatic Hydrocarbons by Gas Chromatography and Effective Carbon Number»
38. ASTM D4172-18 «Standard Test Method for Wear Preventive Characteristics of Lubricating Fluid (Four-Ball Method)»
39. 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)»
40. ASTM D4293 Standard Specification for Phosphate Ester Based Fluids for Turbine Lubrication and Steam Turbine Electro-Hydraulic Control (EHC) Applications
41. ГОСТ 11314-82 «Ксилолы каменноугольные технические. Технические условия»
42. ТУ У 23.2-00149943-544-2004 «Олива турбінна АЗМОЛ Тп-22с»

АРКУШ РЕЄСТРАЦІЇ ЗМІН

[illegible]