

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВНУТРІШНІХ СПРАВ
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

Циклова комісія технічного обслуговування авіаційної техніки

ТЕКСТ ЛЕКЦІЇ

з навчальної дисципліни

«Порядок ведення обліку, звітності та витрат ПММ»

вибірковий компонент

освітньо - професійної програми першого (бакалаврського) рівня

Технології робіт та технологічне обладнання аеропортів

за темою - Здійснення вимірювань у стаціонарних резервуарах

Кременчук 2021

ЗАТВЕРДЖЕНО

Науково-методичною радою
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 23.09.2021 р. № 8

СХВАЛЕНО

Методичною радою
Кременчуцького льотного коледжу
Протокол від 22.09.2021 р. № 2

ПОГОДЖЕНО

Секцією науково-методичної ради
ХНУВС з технічних дисциплін
Протокол від 22.09.2021 р. № 8

Розглянуто на засіданні циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, протокол від 30. 09. 2021 р. № 1

Розробник:

1. Викладач циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, спеціаліст вищої категорії, викладач – методист Реута А. В.

Рецензент:

1. Викладач циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки Кременчуцького льотного коледжу Харківського національного університету внутрішніх справ, кандидат хімічних, спеціаліст вищої категорії Козловська Т.Ф.

План лекції:

1. Порядок здійснення вимірювань об'єму та маси нафти і нафтопродуктів у стаціонарних резервуарах.
2. Базова висота резервуара.
3. Методи вимірювання та розрахунку густини та температури.

**Рекомендована література (основна, допоміжна),
інформаційні ресурси в Інтернеті****Основна:**

1. Інструкція про порядок приймання, транспортування, зберігання, відпуску та обліку нафти і нафтопродуктів на підприємствах і в організаціях України. 2008 р.
2. Нальотова Н.І. та ін. Технологічні операції з ПММ: навчальний посібник. Кременчук: КЛК ХНУВС, Горішні Плавні: ПП Олексієнко В.В. 2019. 101с.
3. ДСТУ 7094:2009. Маса нафти та нафтопродуктів. Загальні вимоги до методик виконання вимірювання. К.: Держспоживстандарт. 2009 р.
4. ДСТУ 4218:2003. Резервуари сталеві горизонтальні циліндричні. Методика повірки. К.: Держспоживстандарт. 2003 р.
5. Правила перевезень вантажів автомобільним транспортом в Україні. 1997 р.
6. ДСТУ 4454 - 2005 Маркування, пакування, транспортування та зберігання ПММ. К.: Держспоживстандарт. 2006 р.
7. ДСТУ 4488 - 2005 Методи відбирання проб. К.: Держспоживстандарт. 2006 р.

Допоміжна:

8. Бойченко С.В. Моторные топлива и масла для современной техники. К.: НАУ. 2005 г.
9. ДСТУ ГОСТ 8.570 – 2002. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки. К.: Держспоживстандарт. 2002 р.

Інформаційні ресурси в Інтернеті:

10. Офіційний портал Верховної Ради України: Законодавство України [Електронний ресурс]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua>

ТЕКСТ ЛЕКЦІЇ

1. Порядок здійснення вимірювань об'єму та маси нафти і нафтопродуктів у стаціонарних резервуарах

Об'єм та маса нафти і нафтопродуктів визначаються у стаціонарних резервуарах, залізничних цистернах, танках суден, мірах повної місткості та технологічних трубопроводах, градуйованих відповідно до вимог чинних нормативних документів Держспоживстандарту України, та/або за допомогою об'ємних та масових лічильників.

Резервуари вертикальні сталеві зі стаціонарними покрівлями, покрівлями, що плавають, і понтонами місткістю від 100 куб.м до 50000 куб.м підлягають повірці згідно з ДСТУ 4147-2003 (ГОСТ 8.570-2000, IDT) Метрологія. Резервуари сталеві вертикальні циліндричні. Методика повірки (далі - ДСТУ 4147), резервуари вертикальні циліндричні залізобетонні зі збірною стінкою місткістю до 30 000 куб.м - згідно з РД 50-156-79 "Методические указания. Определение вместимости и градуировка железобетонных цилиндрических резервуаров со сборной стенкой вместимостью до 30 000 куб.м геометрическим методом", резервуари горизонтальні сталеві місткістю від 5 куб.м до 100 куб.м - згідно з ДСТУ 4218:2003 (ГОСТ 8.346-2000, MOD) Метрологія. Резервуари сталеві горизонтальні циліндричні. Методика повірки (далі - ДСТУ 4218).

Міжповірочний інтервал для всіх типів горизонтальних та вертикальних резервуарів, за результатами вимірювань яких проводяться приймання та відпуск нафти і нафтопродуктів, становить 5 років, для інших резервуарів - 10 років. Для об'ємних та масових лічильників міжповірочний інтервал становить 2 роки.

Повірка (у тому числі градуювання, розрахунки та оформлення градуювальних таблиць) вертикальних резервуарів здійснюється згідно з ДСТУ 4147, горизонтальних резервуарів - ДСТУ 4218.

Програми для розрахунку градуювальних таблиць горизонтальних і вертикальних резервуарів на електронно-обчислювальних машинах під час градуювання резервуарів об'ємним та/або геометричним методами підлягають атестуванню в порядку, установленому ДСТУ 4218 і ДСТУ 4147 відповідно. Градуювальні таблиці на резервуари, що перебувають в експлуатації, затверджує керівник територіального органу Держспоживстандарту України або керівник повірочної лабораторії, уповноваженої на здійснення повірки резервуарів.

Періодична повірка резервуара виконується:

- після завершення терміну дії градуювальної таблиці,

- після капітального ремонту,
- за умов внесення до резервуара конструктивних змін, які впливають на місткість резервуара.

До замірного люка горизонтальних та вертикальних резервуарів прикріплюють табличку відповідно до вимог, установлених ДСТУ 4218 і ДСТУ 4147. Табличку замінюють після кожної періодичної перевірки резервуара.

2. Базова висота резервуара.

Базова висота резервуара має замірятись щороку згідно з ДСТУ 4147, ДСТУ 4218 зі складанням акта, який додається до градуювальної таблиці. Акт вимірювання базової висоти резервуара затверджується керівником підприємства - власником резервуара та погоджується з територіальним органом Держспоживстандарту України або повірочною лабораторією, що проводила перевірку резервуара.

У разі змінення базової висоти понад 0,1% щодо значення, яке було встановлено під час перевірки резервуара, операції, пов'язані з прийманням, відпуском та обліком нафти і нафтопродуктів, припиняються до завершення дій, передбачених ДСТУ 4147 і ДСТУ 4218.

При змінненні базової висоти вертикальних резервуарів щодо значення, яке встановлено під час перевірки резервуара, понад 0,1% здійснюють заміри місткості "мертвої" порожнини і ступеня нахилення резервуара та коригування градуювальної таблиці. Результати вимірювання "мертвої" порожнини і ступеня нахилення резервуара оформлюються актами, які додаються до градуювальної таблиці.

При змінненні базової висоти горизонтальних резервуарів понад 0,1% здійснюють їх позачергову перевірку. Відповідальність за правильність нанесення значення базової висоти на табличку резервуара покладається на повноважену особу підприємства і матеріально відповідальну особу,

Рівень нафти, нафтопродукту та підтоварної води або льоду в резервуарах має вимірюватись металевими рулетками з вантажем, метроштоками, стаціонарними рівнемірами або іншими засобами вимірювання, допущеними до застосування Держспоживстандартом України. Границі допустимої похибки вимірювання рівня світлих нафтопродуктів та підтоварної води не повинні перевищувати ± 2 мм, нафти та газового конденсату - ± 4 мм, мазуту - ± 5 мм, інших нафтопродуктів - ± 2 мм.

Перед кожним вимірюванням рівня нафти і нафтопродукту у вертикальних і горизонтальних резервуарах здійснюється перевірка базової висоти згідно з підпунктом 4.3.2.6 цієї Інструкції. Після завершення

приймання нафти і нафтопродуктів вимірювання здійснюється при закритих вхідних і вихідних засувках після 30-хвилинного відстоювання в горизонтальних резервуарах і годинного - у вертикальних резервуарах.

Щоб уникнути спотворення лінії змочування на стрічці рулетки або на шкалі метроштока при вимірюванні рівня, стрічку рулетки або метрошток необхідно опускати повільно, поки вантаж рулетки чи метрошток не торкнеться дна, не допускаючи при цьому відхилення від вертикального положення, не торкаючи внутрішнє обладнання і зберігаючи спокійний стан поверхні нафти або нафтопродукту. Відлік на стрічці рулетки або шкалі метроштока здійснюють з точністю до 1 мм одразу після появи змоченої частини стрічки рулетки чи метроштока над замірним люком. Для визначення рівня світлих нафтопродуктів допускається застосування спеціальних чутливих паст.

У разі вимірювання рівня нафтопродуктів у горизонтальних циліндричних резервуарах нижній кінець метроштока чи вантажу рулетки має потрапляти на нижню твірну резервуара. Вимірювання рівня нафти або нафтопродукту здійснюються двічі. У разі виявлення розбіжностей між результатами двох вимірювань понад допустиму похибку (± 2 мм) вимірювання необхідно повторювати доти, доки різниця між результатами трьох поспіль проведених вимірювань не буде в границях допустимої похибки вимірювання. При цьому за результат вимірювань береться середнє арифметичне значення результатів трьох найближчих вимірювань.

Одночасно з перевіркою базової висоти резервуара визначається рівень підтоварної води за допомогою водочутливої пасти, яка наноситься на поверхню вантажу рулетки або нижній кінець метроштока з двох протилежних боків тонким шаром. Використання пасти дає змогу визначати рівень підтоварної води за 1-2 хвилини. Перед застосуванням водочутливої пасти необхідно перевірити її придатність. Вимірювання рівня підтоварної води необхідно повторити, якщо на пасті рівень позначається нечітко, косою лінією або на неоднаковій висоті з двох боків, що свідчить про похиле положення стрічки рулетки або метроштока під час вимірювання.

У зимовий час за низької температури навколишнього середовища в резервуарах можуть одночасно міститись лід і підтоварна вода. Товщину льоду визначають як різницю між значенням базової висоти, зазначеним на табличці резервуара, і фактичним результатом вимірювання відстані від верхнього зрізу замірного люка (або спрямовального патрубка) до поверхні льоду.

Визначивши рівень підтоварної води та/або льоду, за градуальною таблицею резервуара визначають їх об'єм.

Об'єм нафти або нафтопродукту в резервуарі визначають за різницею загального об'єму та об'єму підтоварної води та/або льоду.

4. Методи вимірювання та розрахунку густини та температури.

Для розрахунку маси нафти і нафтопродукту визначають їх густину у відібраних пробах за фактичної температури. Для відбирання проб із стаціонарних резервуарів застосовують знижені пристрої для відбирання проб згідно з ГОСТ 13196-93 "Устройства автоматизации резервуарных парков. Средства измерения уровня и отбора проб нефти и нефтепродуктов. Общие технические требования и методы испытаний", а в разі їх відсутності - ручні пробовідбірники для відбирання проб згідно з ДСТУ 4488:2005 Нафта і нафтопродукти. Методи відбирання проб (далі - ДСТУ 4488).

Температура нафти і нафтопродуктів у пробі вимірюється термометрами з границями допустимої похибки $\pm 0,5$ град.С.

Густина у відібраних пробах визначається ареометрами з границями допустимої похибки $\pm 0,5$ кг/куб.м.

Температуру і густину нафти і нафтопродукту вимірюють одночасно з вимірюванням рівня за допомогою стаціонарних пристроїв або шляхом вимірювання їх у відібраній пробі.

Для визначення з належною точністю температури та густини нафти і нафтопродукту безпосередньо на місці відбирання проби обладнуються робочі місця з рівною горизонтальною площадкою, яка не піддається струсам, коливанням і є зручною для виконання вимірювань. ЗВТ мають бути повністю захищені від впливу вітру, атмосферних опадів та сонячних променів.

Для визначення густини і температури нафти і нафтопродукту їх наливають до скляного або металевого циліндра відповідного розміру. Перед цим необхідно перевірити чистоту циліндра й ареометра та за потреби ретельно протерти їх. Ареометр занурюють у рідину плавно і вертикально, утримуючи його за верхню частину і пильнуючи за тим, щоб він не торкався стінок та дна циліндра. Після того, як шкала ареометра прийме стійке положення, виконується відлік значень густини та температури згідно з вимогами ГОСТ 3900-85 "Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности" (далі - ГОСТ 3900) або ДСТУ ГОСТ 31072:2006 Нафта і нафтопродукти. Метод визначення густини, відносної густини та густини в градусах API ареометром (далі - ДСТУ ГОСТ 31072). Вимірювання температури і густини за допомогою інших ЗВТ здійснюють відповідно до інструкцій з їх експлуатації. Температура і густина вимірюються відразу ж після відбирання кожної точкової проби або в сукупній пробі, яку відібрано

зниженим пристроєм для відбирання проб. Термометр і ареометр слід занурювати в нафту або нафтопродукт на глибину, зазначену в технічному паспорті на даний засіб вимірювання, і витримувати в пробі одну-три хвилини.

Температура і густина обчислюються як середнє арифметичне значення температур і густин точкових проб, які взяті у співвідношенні, прийнятому для складання сукупної проби згідно з ДСТУ 4488.