

Міністерство освіти і науки України
Одеський національний технологічний університет

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА

на тему Проект реконструкції вертикального резервуару
об'ємом 1000 м³

Здобувача Вовчок І.В.

Керівник доц. Біленко Н.О.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту

Рішення кафедри від 10 червня 2026 року протокол № 12

В.о. завідувача кафедри НТІТ Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

Зав. кафедри д.т.н., проф. Тітлов О.С.

«02» лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Вовчок Ігор Вікторович

1. Тема роботи Проект реконструкції вертикального резервуару
об'ємом 1000 м³

Затверджена наказом ОНТУ від 30.01.2026 р. наказ № 51-03

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

Тип резервуарів – РВС; вид поверхні резервуара – фарба зі ступенем чорноти 0,35;
рідина, що зберігається – бензин, густина 735 кг/м³, тиск насичених парів 60 кПа;
температура початку кипіння 38 °С; розташування – південь Одеської обл.;
погодні умови – сонячно

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Виконати розрахунки річних втрат бензину від випаровування під впливом
температурних коливань навколишнього середовища (малі дихання резервуара)
та в процесі наливу – зливу (великі дихання резервуара), обрати засіб
скорочення втрат від випаровування, обґрунтувати вибір

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень)

Аркуш 1 – Резервуар

Аркуш 2 – Понтон

Аркуш 3 – Вентиляційний патрубок

Аркуш 4 – Ущільнюючий затвор

6. Консультанти по роботі, із зазначенням розділів роботи, що стосуються їх

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Розділ охорони праці	доц. Кологривов М.М.		
Економічний розділ	проф. Басюркіна Н.І.		
Нормоконтроль	доц. Кологривов М.М.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник _____ Біленко Н.О.

Завдання прийняв до виконання _____ Вовчок І.В.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Огляд літературних джерел, методик розрахунків, підготовка структури роботи	01.03-10.03.26	
2	Підготовка теоретичного розділу роботи	11.03-21.03.26	
3	Підготовка проєктного розділу роботи	22.03-22.04.26	
4	Підготовка розділу з охорони праці	23.04-30.04.26	
5	Підготовка економічного розділу	01.05-07.05.26	
6	Оформлення пояснювальної записки кваліфікаційної роботи	08.05-11.05.26	
7	Підготовка графічної частини роботи	12.05-23.05.26	
8	Підготовка презентації та доповіді	24.05-31.05.26	
9	Відгук керівника, рецензування, підготовка до захисту кваліфікаційної роботи	01.06-08.06.26	

Здобувач-дипломник _____ Вовчок І.В.

Керівник роботи _____ Біленко Н.О.

Несу відповідальність за ідентичність електронного та друкованого варіантів кваліфікаційної роботи, даю згоду на обробку персональних даних та не заперечую проти розміщення кваліфікаційної роботи на офіційних web-ресурсах ОНТУ.

Підтверджую, що в кваліфікаційній роботі відсутні порушення норм академічної доброчесності.

Здобувач-дипломник _____ Вовчок Ігор Вікторович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 80 сторінок друкованого тексту, 23 рисунків, 9 таблиць, 21 посилань на джерела.

Робота присвячена обґрунтуванню доцільності встановлення внутрішнього алюмінієвого понтону в резервуарі РВС-1000 при переході з дизельного палива на автомобільні бензини.

Виконано розрахунки річних втрат нафтопродукту від випаровування під впливом температурних коливань навколишнього середовища. Впровадження понтонного покриття дозволяє зменшити обсяги випаровування легких фракцій на 95% та зберегти понад три тонни якісного палива щорічно. Визначено основні переваги використання внутрішнього понтону в порівнянні з дисками-відбивачами, газовими обв'язками та відкритими плаваючими дахами. Економічні розрахунки підтвердили фінансову спроможність проекту, оскільки додаткові інвестиції в модернізацію резервуара повністю окупаються за 13,7 місяців.

Ключові слова: резервуар, втрати від випаровування, бензин, понтон

ABSTRACT

Qualification work consists of 80 pages of printed text, 23 figures, 9 tables, 21 references.

The study substantiates the feasibility of installing an internal aluminum pontoon in an 1000 m³ vertical steel tank when transitioning from diesel fuel to motor gasolines. Annual petroleum product losses due to evaporation under the influence of ambient temperature fluctuations were calculated. The implementation of a pontoon deck reduces the evaporation volume of light fractions by 95% and saves over three tons of high-quality fuel annually. The main advantages of using an internal pontoon in comparison with reflector disks, gas balancing systems, and external floating roofs are determined. Economic calculations confirmed the financial viability of the project, as additional investments in the tank modernization pay off completely within 13.7 months.

Keywords: tank, evaporation losses, gasoline, pontoon

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Загальні поняття про нафтопродукти	8
1.2 Резервуари для зберігання нафтопродуктів.....	11
1.2.1 Історія резервуаробудування	11
1.2.2 Поява металевих резервуарів та сучасні методики розрахунку товщини стінок	13
1.2.3 Полистоє зварювання стінок резервуара та виникнення методу рулонної зборки	14
1.2.4 Контроль випаровування легких фракцій	16
1.3 Нафтобази, їх призначення та класифікація	17
1.4 Характеристики резервуарів для зберігання нафтопродуктів	19
1.5 Тип вертикальних сталевих резервуарів, обраний для дослідження	20
1.6 Обладнання, встановлене на резервуарі.....	23
1.7 Фізика процесу випаровування	23
1.7.1 Залежність тиску насичених парів від температури	24
1.7.2 Випаровуваність нафти та нафтопродуктів	26
1.8 Види втрат нафтопродуктів від випаровування	27
1.9 Методи скорочення втрат від випаровування	29
1.9.1 Диски-відбивачі	30
1.9.2 Газова обв'язка резервуарів.....	31
1.9.3 Газозрівнювальна система	33
1.9.4 Установка уловлювання легких фракцій.....	34
1.9.5 Плаваючі покрівлі та понтони	35
1.10 Понтон, як засіб скорочення втрат	37

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	40
2.1 Спрощена методика визначення втрат нафтопродуктів від “малих дихань”	40
2.2 Визначення втрат нафтопродуктів від “малих дихань”	40
2.3 Спрощена методика визначення втрат нафтопродуктів від “великих дихань”	55
2.4 Визначення втрат нафтопродуктів від “великих дихань”	56
2.5 Аналіз результатів	62
3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ	64
3.1 Засоби індивідуального захисту.....	64
3.2 Протипожежні заходи	65
3.3 Організаційні заходи	67
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	70
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту	70
4.2 Експлуатаційні затрати та термін окупності	72
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	78

ВСТУП

Вертикальні сталеві резервуари є найпоширенішим типом ємностей для зберігання рідких вуглеводнів на підприємствах нафтогазової галузі. Переведення резервуара РВС-1000 зі зберігання дизельного палива на автомобільні бензини супроводжується зміною тепло- і масообмінних процесів у його газовому просторі. Дизельне паливо належить до нафтопродуктів із низьким тиском насичених парів, який становить від 800 до 1333 Па за нормальних умов, що робить його зберігання у звичайних атмосферних резервуарах практично безвартим. Натомість автомобільні бензини є сумішшю низькокиплячих вуглеводнів, тиск насичених парів яких коливається від 45000 до 80000 Па, а у літній період сягає 100000 Па. Таке високе значення пружності парів призводить до інтенсивного випаровування пального та утворення значних об'ємів пароповітряної суміші під дахом резервуара.

Актуальність роботи зумовлена необхідністю розробки ефективного інженерного рішення для запобігання втратам бензину від випаровування при зберігання в резервуарах. Відповідно до Постанови Кабінету Міністрів України № 686 від 05.08.2020 р., нормативні втрати бензину при зберіганні в резервуарах із дихальними клапанами без понтону обмежені значеннями 0,0015% на добу у весняно-літній період та 0,00048% у зимовий період від об'єму рідини, що зберігається. Перевищення цих норм тягне за собою фінансові втрати та суттєве зниження якості палива. Випаровування легких фракцій призводить до вивітрювання найцінніших компонентів бензину, зниження його октанового числа, зміни фракційного складу та погіршення детонаційної стійкості. Окрім того, накопичення вибухонебезпечних концентрацій парів бензину в газовому просторі створює серйозні загрози виникнення пожеж та аварій на об'єкті. З огляду на це, впровадження надійних засобів герметизації є обов'язковою умовою безпечної та економічно доцільної експлуатації резервуарного парку.

Метою роботи є обґрунтування доцільності обладнання резервуара РВС-1000 засобом скорочення втрат від випаровування.

Для досягнення поставленої мети передбачено вирішення наступних завдань:

- провести розрахунок фізико-хімічних властивостей автомобільних бензинів;
- провести порівняльну оцінку існуючих методів скорочення втрат нафтопродуктів для визначення найбільш оптимального варіанта герметизації резервуара;
- виконати розрахунки для кількісного оцінювання річних втрат бензину від "малих" та "великих" дихань у кліматичних умовах півдня Одеської області;
- провести техніко-економічний аналіз проєкту модернізації резервуара РВС-1000 з оцінюванням капітальних витрат, експлуатаційних витрат та терміну окупності понтонного покриття;
- розробити рекомендації щодо безпечної експлуатації резервуара, протипожежні заходи та вимоги до засобів індивідуального захисту персоналу.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Загальні поняття про нафтопродукти

Нафтопродукти – це суміші вуглеводнів, а також індивідуальні хімічні сполуки, які одержують шляхом переробки нафти, попутних нафтових газів та інших вуглеводневих газів. До їхнього складу, окрім основних компонентів, можуть входити різні домішки, очисні та експлуатаційні добавки, які покращують якість кінцевого продукту. Ці речовини є основою для сучасного транспорту, хімічної промисловості та багатьох побутових сфер. Вони слугують паливом, мастильними матеріалами, електроізоляційними середовищами та сировиною для нафтохімії.

У повсякденному житті та промисловості найчастіше використовуються такі продукти переробки нафти. Автомобільні бензини є основним паливом для двигунів внутрішнього згорання з примусовим запалюванням. Дизельне паливо забезпечує роботу вантажного, залізничного та водного транспорту, а також важкої сільськогосподарської техніки. Авіаційний гас (або реактивне паливо) застосовується в турбореактивних і турбогвинтових двигунах літаків. Мазут залишається затребуваним як котельне та важке моторне паливо у судноплавстві та теплоенергетиці. Оливи та мастила (моторні, трансмісійні, гідравлічні) мінімізують тертя у рухомих механізмах. Бітуми є незамінними під час будівництва автомобільних доріг та гідроізоляції споруд. Парафіни та церезини використовуються у виробництві свічок, косметики та пакувальних матеріалів. Нафтовий кокс потрібен для виготовлення електродів у металургійній промисловості.

Згідно з державним стандартом, ієрархічна структура класифікації та ідентифікації палив, олив і мастил визначається шляхом від загального призначення речовини до її конкретного фізико-хімічного складу та умов роботи [1].

Тип нафтопродуктів – це найвища класифікаційна одиниця, яка визначає продукти за їх базовим функціональним призначенням. Основними типами

нафтопродуктів є моторне паливо, енергетичне та котельне паливо, оливи та мастила, нафтові розчинники та ін.

Група – це нафтопродукти, що входять до одного типу, але виокремлюються за спільними ознаками використання у конкретних галузях техніки, типах двигунів або установок. У середині типу моторних палив окремими групами є автомобільні бензини, дизельне пальне, авіаційні гаси (пальне для реактивних двигунів) або суднове пальне.

Підгрупа нафтопродуктів – це нафтопродукти, що входять до одної групи і мають схожі умови експлуатації та показники якості. Якщо розглядати групу дизельного пального, то підгрупи формуються залежно від сезону використання, наприклад, літнє, зимове або арктичне дизельне пальне. Для автомобільних бензинів підгрупи можуть розділятися за вмістом сірки або специфічними екологічними класами (Євро-4, Євро-5).

Марка нафтопродукту має назву, умовне позначення (шифр) конкретного товарного продукту, яке присвоюється виробником відповідно до нормативно-технічної документації. Марка відображає чітко визначені фізико-хімічні показники якості та головні експлуатаційні властивості речовини. Наприклад, у маркуванні автомобільного бензину «А-95-Євро5» літера «А» вказує на автомобільне призначення, цифра «95» визначає конкретне октанове число за дослідним методом, а подальше позначення шифрує відповідність екологічним вимогам. У випадку дизельного палива марка може виглядати як «ДП-3-Євро5», де літера «3» вказує на зимове виконання для використання за низьких температур.

В роботі основна увага приділена зберіганню бензинів. Бензини – це штучно одержані рідкі суміші парафінових, нафтових, ароматичних та олефінових вуглеводнів, які википають у межах температур від 30–40 °С до 180–215 °С, мають характерний запах і призначені для використання як паливо або хімічна сировина. З точки зору фізико-хімічних властивостей, це рухомі, легкозаймісті рідини з низькою густиною (зазвичай у межах 710–780 кг/м³).

Залежно від напрямку використання, бензини поділяють на кілька основних категорій:

- автомобільні бензини є найбільш поширеною групою рідкого моторного палива, призначені для використання у двигунах внутрішнього згорання з іскровим (примусовим) запалюванням. Головна експлуатаційна характеристика - детонаційна стійкість, яка виражається октановим числом (наприклад, А-92, А-95). Сучасні стандарти регламентують вміст сірки, бензолу та ароматичних вуглеводнів у їхньому складі задля зниження токсичності вихлопних газів [2];

- авіаційні бензини є паливом, розроблені для поршневих двигунів внутрішнього згорання, якими оснащені легкі літаки та гелікоптери. Вони відрізняються від автомобільних вищою детонаційною стійкістю (часто мають сортність вище 100 одиниць), підвищеною стабільністю за низьких температур, низьким тиском насиченої пари (для запобігання утворенню парових пробок на висоті) та повною відсутністю смол;

- бензини-розчинники (промислові бензини) використовуються не як паливо, а як рідке середовище або екстрагент у хімічній, лакофарбовій, гумовій та лісохімічній промисловості. До них відносять, наприклад, бензин «Калоша» (БР-2) або уайт-спірит (хоча останній є ближчим до газових фракцій). Вони мають вузький інтервал кипіння і високу здатність розчиняти органічні сполуки, жири та масла;

- бензини як нафтохімічна сировина – це легка фракція між бензиною та газовою (її часто називають нафта, важкий бензин або лігроїн), яка постачається на нафтохімічні комбінати. Вона проходить процес піролізу для отримання нижчих олефінів (етилену, пропілену) та ароматичних сполук, що є основою для виробництва пластмас і полімерів. Також використовується у виробництві бензину в якості добавки або в якості сировини для виробництва високооктанових добавок.

Зберігання бензину є складним технологічним процесом, спрямованим на мінімізацію втрат від випаровування легких фракцій та запобігання зміні хімічного складу палива. Оскільки автомобільні бензини є сумішшю

низькокиплячих вуглеводнів, тривалий контакт із повітрям та коливання температур призводять до вивітрювання найцінніших компонентів, що знижує детонаційну стійкість палива та погіршує його пускові властивості. Тому під час проєктування та експлуатації резервуарних парків особлива увага приділяється забезпеченню герметичності, підтриманню оптимального температурного режиму та захисту металоконструкцій від корозії, що дає змогу зберегти фізико-хімічні показники палива у повній відповідності до вимог ДСТУ протягом усього нормативного терміну.

1.2 Резервуари для зберігання нафтопродуктів

1.2.1 Історія резервуаробудування

Історія зберігання рідких вуглеводнів та нафтопродуктів є невід'ємною частиною становлення світової нафтової індустрії. Перші спроби систематичного збору та утримання нафти сягають глибокої давнини. Археологічні розкопки підтверджують, що ще Античний світ, зокрема Єгипет, Греція та Рим, використовував для збору нафти з природних виливів звичайну побутову та торгову тару, передусім глиняні амфори та кам'яні судини. У період Київської Русі нафта з Таманського півострова також перевозилася у глиняних амфорах на візантійських судах. Давньокитайські майстри у 347 році для транспортування та локального накопичення вуглеводнів почали застосовувати порожнисті стовбури бамбука, що фактично стали першими герметичними трубами для нафти.

З XVI до середини XIX століття панувала дерев'яна тара та відкриті колодязі. На галицьких промислах XVIII століття ропу збирали у цебра, після чого зливали у великі дерев'яні чани та відкриті кадуби. На початку XIX століття у Баку почали використовувати великі колодязі, обкладені камінням, проте така конструкція спричиняла значні втрати палива через випаровування. Бориславські нафтовики 1835 року збирали нафту з дрібних криниць, а згодом транспортували її в дерев'яних бочках. Стандартизація прийшла у 1850-х роках

у США, коли з метою уніфікації за основу прийняли дерев'яну бочку об'ємом 42 галони, що перетворилася на світовий еталон - барель (рис.1.1).



Рисунок 1.1 – Бочки (barrel) для зберігання нафти

Друга половина XIX століття позначилася переходом до заліза та сталі. Нафтовий бум у Пенсильванії 1859 року виявив неспроможність дерев'яної тари, яка всихала та легко займалася. У 1864 році в США збудували перший стаціонарний металевий резервуар із листів пудлінгованого заліза на заклепках.

Справжній прорив здійснив інженер Володимир Шухов у 1878 році, спроектувавши у Баку перший циліндричний сталевий клепаний резервуар зі змінною товщиною стінок, що дозволило значно здешевити та убезпечити конструкції.

Початок XX століття та події Першої світової війни довели небезпеку неметалевих сховищ. Велика пожежа на озері Ехо в 1907 році через руйнування дерев'яного резервуара остаточно переконала промисловість перейти на метал. Бориславський нафтовий пік 1908–1909 років спричинив кризу надпродукції, коли через дефіцит металевих ємностей підприємці будували гігантські земляні ями-копанки (долі), укріплені дерев'яним зрубом (рис. 1.2), що призводило до екологічних катастроф та отруєння річок.

З іншого боку, на початок 1914 року інфраструктура Галичини вже включала значний парк стаціонарних металевих резервуарів, які встигли звести до початку Першої світової війни для заміни примітивних сховищ.



Рисунок 1.2 – Земляний резервуар для зберігання нафти і нафтопродуктів

1.2.2 Поява металевих резервуарів та сучасні методики розрахунку товщини стінок

Якісний стрибок у технології резервуаробудування відбувся у 1878 році, коли видатний інженер В. Г. Шухов запропонував концепцію використання сталевих циліндричних резервуарів на нафтових промислах у Баку. До наших днів збереглося менше 20 унікальних сталевих споруд Шухова з понад 200 побудованих (рис. 1.3), серед яких в Україні виділяються Станіславський та Аджигольський сітчасті маяки поблизу с. Рибальче Херсонської області.

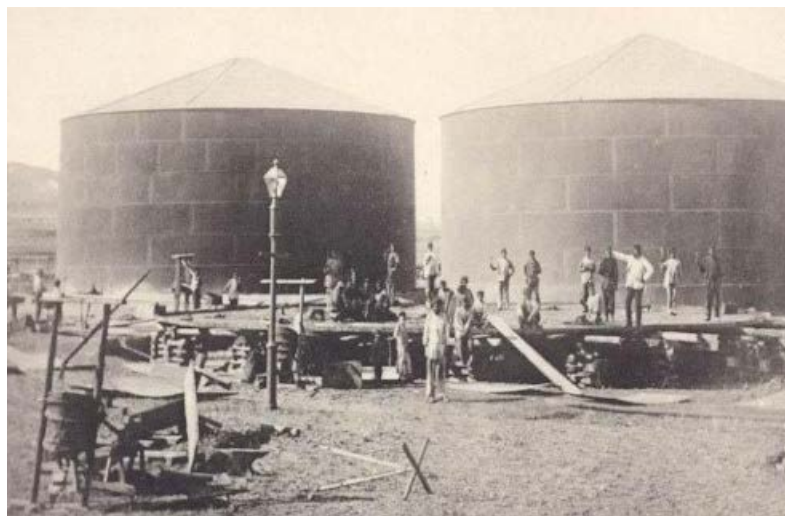


Рисунок 1.3 – Резервуари Шухова

Внесок Шухова полягав у розробці математично обґрунтованої методики розрахунку товщини стінок циліндричного резервуара. Оскільки гідростатичний тиск рідини лінійно зростає від поверхні до дна, напруження розтягу (кільцеве напруження) у стінці є максимальним біля основи резервуара. Шухов запропонував збирати резервуари з окремих горизонтальних поясів різної товщини: верхні пояси робилися тонкими, а товщина нижніх збільшувалася пропорційно зростанню тиску. Це нововведення дозволило досягти значної економії металу та забезпечило високу міцність конструкції.

Сучасні світові стандарти проектування сталевих резервуарів, такі як американський API 650 та французький CODRES, безпосередньо базуються на принципах розрахунку кільцевого напруження, закладених Шуховим.

Принципова відмінність між американською та європейською інженерними школами полягає в тому, що стандарт API 650 не включає параметр внутрішнього тиску у базову формулу стінки через його незначну величину в атмосферних резервуарах порівняно зі статичним гідростатичним напором рідини, тоді як британський стандарт BS та французький CODRES інтегрують цей тиск безпосередньо.

1.2.3 Полистове зварювання стінок резервуара та виникнення методу рулонної зборки

У 1920-х роках у будівництві резервуарів відбулася технологічна революція, з'явилися перші суцільнозварні сталеві резервуари, які швидко витіснили клепані аналоги завдяки міцності з'єднань, повній герметичності та спрощенню конструкції. Розвиток методів електрозварювання у першій половині XX століття докорінно змінив підходи до індустріального будівництва великих промислових об'єктів.

У 1944 році науковці інституту запропонували технологію виготовлення важких листових металоконструкцій методом рулонування із застосуванням автоматичного зварювання під флюсом. Цей підхід став інструментом для швидкої відбудови нафтових резервуарів, знищених під час Другої світової

війни. У 1948 році під керівництвом видатного вченого патонівської школи Г.В. Раєвського метод рулонування зварних листових конструкцій був остаточно доведений до промислового впровадження. За розробку цього методу та створення технології виробництва негабаритних листових конструкцій Раєвський став лауреатом державних премій.

Технологічний процес будівництва резервуарів методом рулонування (рис. 1.4) складається з кількох послідовних етапів:

1. На спеціальних двоярусних стендах заводу-виготовлювача окремі сталеві листи зварюють за допомогою високопродуктивних зварювальних автоматів під флюсом у єдине полотнище, що утворює стінку або днище резервуара.

2. Зварні шви проходять повний неруйнівний контроль безпосередньо у заводських умовах, що гарантує високу якість з'єднань порівняно зі зварюванням на відкритому повітрі.

3. Готове полотнище згортають на спеціальному каркасі у транспортувальний рулон (габаритний циліндричний барабан), що дозволяє перевозити конструкцію залізницею або автотранспортом.

4. На будівельному майданчику рулон встановлюють у вертикальне положення на підготовлене днище, після чого за допомогою тракторів або кранів його розгортають, приварюючи стінку до днища.

5. Монтажники виконують один вертикальний замикаючий зварний шов, що значно прискорює зведення об'єкта.

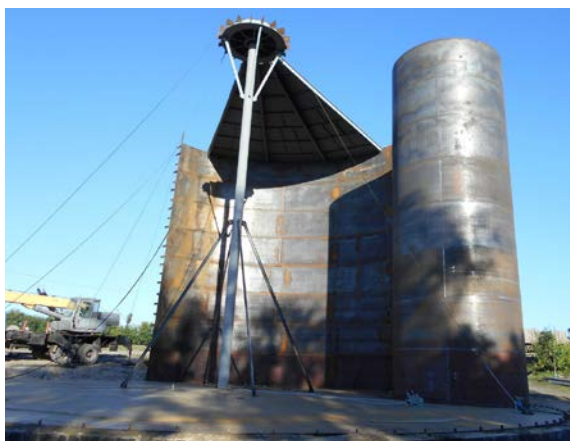


Рисунок 1.4 – Розгортання стінки резервуару

Завдяки перенесенню до 90% обсягу зварювальних робіт із будівельного майданчика у цехи заводів терміни монтажу резервуарів скоротилися у 3–4 рази, а витрати на польовий контроль якості суттєво зменшилися.

1.2.4 Контроль випаровування легких фракцій

Зберігання летких нафтопродуктів супроводжується значними втратами від випаровування та несе ризик утворення вибухонебезпечних сумішей у вільному газовому просторі під дахом резервуара. Традиційні резервуари зі стаціонарним конічним або сферичним дахом мають значний вільний об'єм (паровий простір), у якому накопичуються вуглеводневі пари, що згодом викидаються в атмосферу під час температурних коливань або операцій наповнення.

Для мінімізації випаровування, зниження швидкості корозії металу та запобігання пожежам у 1923 році компанія Chicago Bridge & Iron (CB&I) розробила та збудувала перший у світі резервуар із плаваючим дахом. Конструкція такого даху передбачає його безпосереднє розміщення на поверхні нафтопродукту. Дах переміщується по висоті резервуара разом із рівнем рідини, повністю ліквідуючи вільний газовий простір.

Починаючи з 1950-х років, у світовій нафтовій промисловості було введено в експлуатацію понад 100 тисяч плаваючих дахів. Проте досвід експлуатації великогабаритних резервуарів (діаметром від 60 до 100 метрів) протягом 30–35 років виявив низку конструктивних проблем. Особливо чутливими до екстремальних погодних умов виявилися однодекові понтонні дахи. Наприклад, у 2017 році ураган Харві в Х'юстоні (штат Техас) приніс понад 1300 мм опадів при швидкості вітру до 210 км/год, що призвело до масового затоплення та деформації плаваючих дахів. Дослідження свідчать, що однодекові понтонні дахи, спроектовані без урахування запасу стійкості до поздовжнього згину за стандартом API 650, є значно вразливішими порівняно з дводековими та радіально посиленими конструкціями. Порівняння переваг і недоліків конструктивних варіантів покрівель резервуарів наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Переваги і недоліки конструктивних варіантів покрівель резервуарів

Особливості будови та плавучості	Переваги експлуатації	Недоліки та експлуатаційні ризики
Однодекова понтонна або дводекова конструкція без стаціонарного покриття	Найменша питома вага, простота доступу для обслуговування	Вразливість до атмосферних опадів, снігу та ураганного вітру
Легкий понтонний дах, встановлений всередині резервуара зі стаціонарним дахом	Надійний захист від вітру, дощу та снігу; відсутність потреби в дренажі	Складність візуального контролю стану понтонів; обмеження по діаметру

1.3 Нафтобази, їх призначення та класифікація

Сучасна нафтобаза є складним і багатофункціональним підприємством, яке включає в себе резервуарні парки, розвинену систему трубопроводів, потужне насосно-силове обладнання, різноманітні пристрої для наливу та зливу рідин та інші важливі елементи інфраструктури. Територія нафтобаз умовно поділена зони та ділянки для ефективною та безпечною експлуатації об'єктів (табл. 1.2) [4].

Головна функція нафтобаз – забезпечення безперебійного постачання нафтопродуктів для промисловості, транспорту, сільського господарства та інших споживачів у потрібних обсягах і асортименті. Водночас важливим є збереження високої якості продукції та зменшення її втрат під час приймання, зберігання й видачі кінцевим споживачам.

Нафтобази класифікують:

1. За виконуваними операціями:

- перевалочні, призначені для перевалки нафтопродуктів між різними видами транспорту, а також для відвантаження продукції розподільним нафтобазам і великим споживачам;
- розподільні - призначені для короткострокового зберігання нафтопродуктів і їх постачання споживачам обслуговуваного району;
- перевалочно-розподільні – поєднують функції двох інших;

– бази зберігання - здійснюють приймання, зберігання і періодичне освіження нафтопродуктів.

2. За способом постачання: водні, залізничні, водно-залізничні, трубопровідні, глибинні.

3. За номенклатурою нафтопродуктів, що зберігаються:

- загального призначення;
- для легкозаймистих речовин з температурою спалаху 61 °С і нижче;
- для горючих речовин з температурою спалаху 61 °С і більше.

4. За об'ємом резервуарного парку нафтобази поділяються на категорії (табл. 1.3).

5. За річним вантажообігом (табл. 1.4).

Таблиця 1.2 – Зони нафтобази

Зони	Ділянки	Орієнтовний перелік споруд
Виробнича	Залізничних операцій	Зливно-наливні естакади, залізничні тупики, вантажно-розвантажувальні площадки, залізничні ваги, насосні, компресорні, складські будівлі, лабораторія, пункти прийому відпрацьованих нафтопродуктів.
	Водних операцій	Причали, пірси, об'єкти, які зв'язані зі зливо-наливними операціями, допоміжні будівлі та споруди.
	Автомобільних операцій	Автоваги, площадки зливу та наливу в автоцистерни, колонки, тарні склади,.
	Очисних споруд	Резервуари-відстійники, аварійний амбар, буферні та розділові резервуари, каналізаційні насоси, лабораторії.
Допоміжна	Водопостачання та протипожежного захисту	Водопровідні та протипожежні насосні станції, водонапірна башта, водойми протипожежного захисту, приміщення для зберігання протипожежного обладнання.
	Допоміжних технічних споруд	Котельня, складські приміщення, ремонтно-механічні майстерні, споруди каналізації,
	Енергопостачання	Трансформаторні підстанції, електричні мережі, мережі освітлення.
	Адміністративно-господарська зона	Прохідна, гараж, пожежне депо, будівля охорони, споруди зв'язку, цехи допоміжного призначення
Резервуарного зберігання	Зберігання нафти і нафтопродуктів	Резервуари з мірниками, теплообмінники, піноаккумуляторна станція.

Таблиця 1.3 – Категорії нафтобаз залежно від місткості

Категорія нафтобази	Підкатегорія нафтобази	Загальна місткість, м ³
I	I – а	Понад 300000
	I – б	100000-300000 вкл.
II	II – а	50000-100000 вкл.
	II – б	20000-50000 вкл.
III	III – а	10000-20000 вкл.
	III – б	2000-10000 вкл.
	III – в	До 2000

Таблиця 1.4 – Групи нафтобаз за річним вантажообігом

Група	Вантажообіг, тис. т/рік
1	Понад 500
2	100-500 вкл.
3	50-100 вкл.
4	20-500 вкл.
5	До 20

Усі операції, що виконуються на нафтобазі поділяються на основні та допоміжні. Основні: приймання нафтопродуктів, зберігання нафтопродуктів, перевалка великих партій, реалізація малих обсягів. Допоміжні: підігрів застигаючих та в'язких нафтопродуктів, очищення та зневоднення нафтопродуктів, регенерація відпрацьованих оливо, змішення оливо і палива, ремонт і виготовлення тари, очищення промислових стоків.

Для забезпечення протипожежної безпеки та безперешкодного руху нафтопродуктів, об'єкти нафтобази розміщуються у зонах.

1.4 Характеристики резервуарів для зберігання нафтопродуктів

Резервуари – це ємності різного об'єму, призначені для накопичення, тимчасового зберігання та обліку як сирови, товарної нафти і нафтопродуктів. Сукупність резервуарів, розташованих в одному місці, називається резервуарним парком.

Класифікація резервуарів:

За орієнтацією: вертикальні, горизонтальні.

За розміщенням резервуари можна умовно поділити на наземні, напівпідземні, підземні, підводні (рис. 1.5).

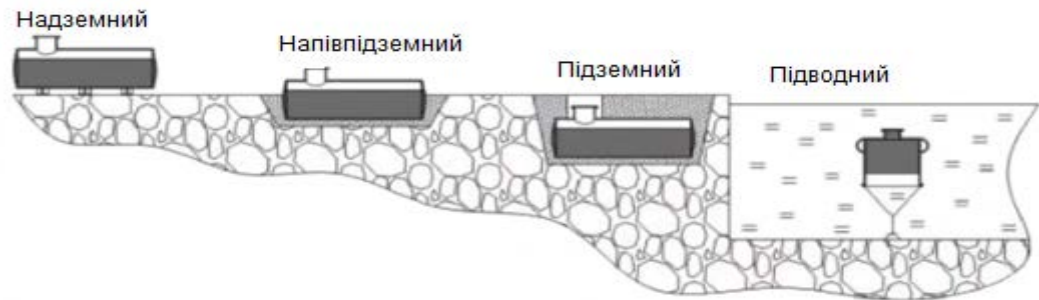


Рисунок 1.5 – Різновиди резервуарів

За значенням надлишкового тиску: на атмосферні резервуари (до 2 кПа), і такі, що працюють під надлишковим тиском (до 70 кПа).

За матеріалом: сталеві, залізобетонні, із синтетичних матеріалів.

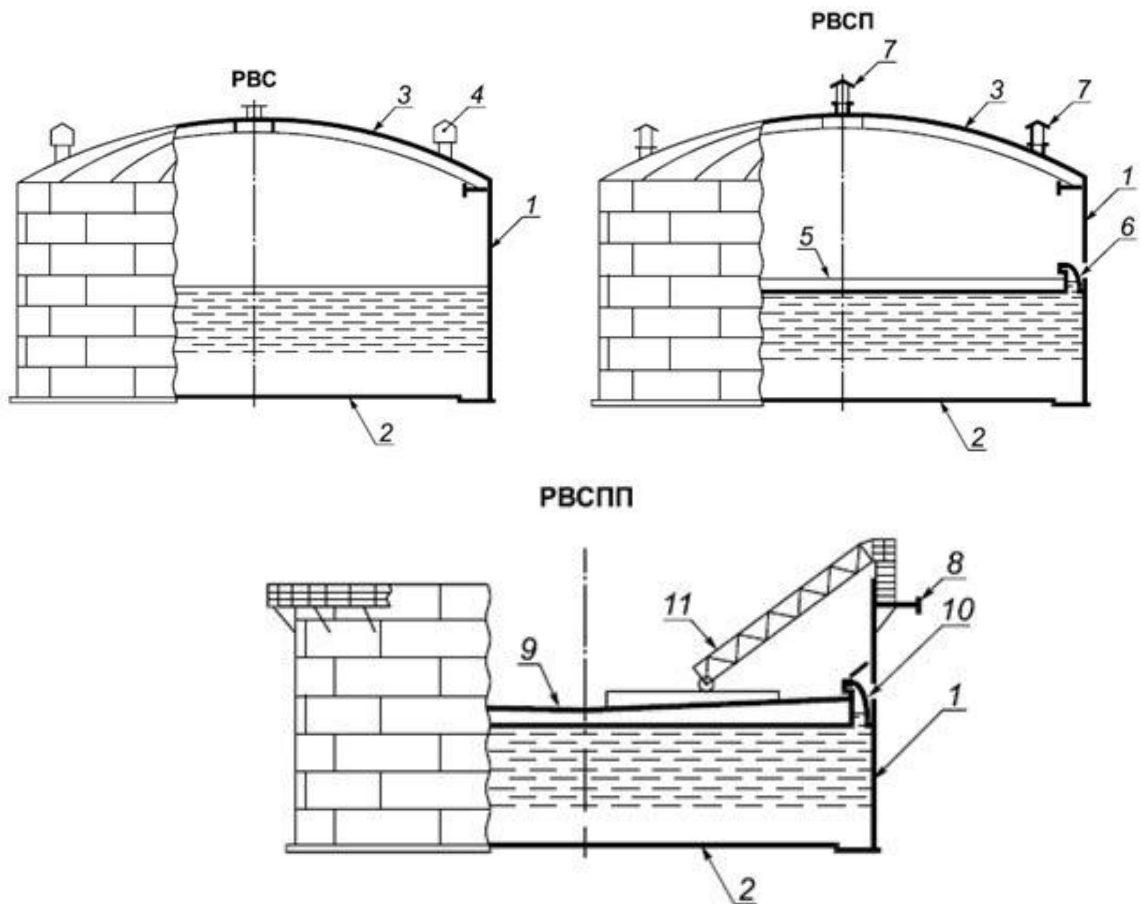
У свою чергу вертикальні резервуари за конструктивними особливостями поділяються: із стаціонарною покрівлею (РВС), із стаціонарною покрівлею та понтом (РВСП), з плаваючою покрівлею (РВСПП) (рис. 1.6) [3].

1.5 Тип вертикальних сталевих резервуарів, обраний для дослідження

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом (типу РВС) є найпоширенішими.

Для дослідження обраний резервуар РВС об'ємом 1000 м³ (рис. 1.7). Вони являють собою циліндричний корпус, зварений зі сталевих листів розміром 1,5 x 6 м, товщиною 4 ... 25 мм, зі щитовою конічною покрівлею. При виготовленні корпусу довга сторона листів розташована горизонтально. Один горизонтальний ряд зварених між собою листів називається поясом резервуару. Пояси резервуара з'єднуються між собою східчасто, телескопічно або встик.

Щитова покрівля спирається на ферми та (у резервуарів великої ємності) на центральну стійку.



1 – стінка; 2 – днище; 3 – стаціонарна покрівля; 4 – дихальний клапан; 5 – понтон; 6 – ущільнювальний затвор; 7 – вентиляційний патрубок; 8 – вітрове кільце; 9 – плаваюча покрівля; 10 – ущільнювальний затвор; 11 – рухомі сходи

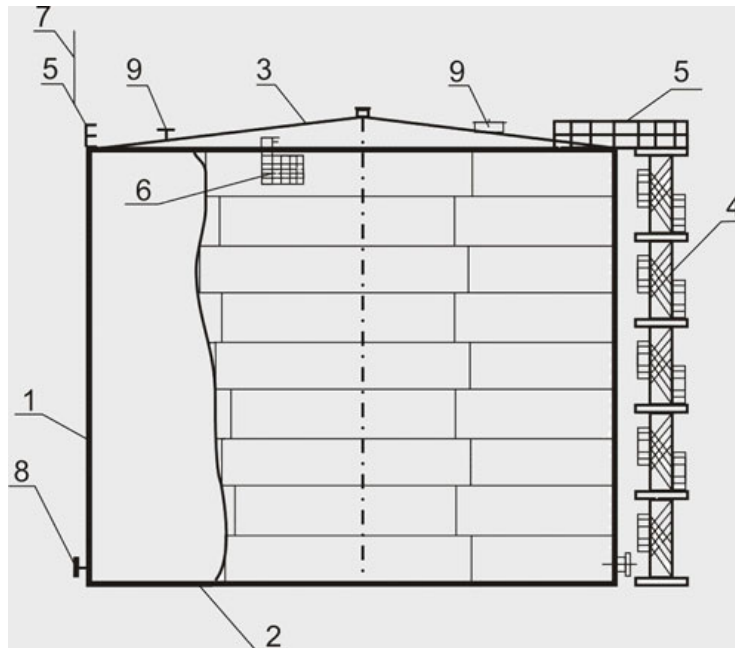
Рисунок 1.6 – Резервуари вертикальні сталеві

Дно резервуару зварне, розташовується на піщаній подушці, обробленій з метою запобігання корозії бітумом, і має ухил від центру до периферії. Цим забезпечується повніше видалення підтоварної води.

Резервуари типу РВС розраховані на надлишковий тиск 2000 Па та вакуум 200 Па.

Для скорочення втрат нафти від випаровування вертикальні циліндричні резервуари оснащують понтонами.

В табл. 1.5 наведено основні характеристики резервуарів РВС-1000.



1 – стінка; 2 – днище; 3 – дах; 4 – сходи; 5 – майданчики та огорожі на даху; 6 – майданчики та драбини піногенераторів; 7 – блискаковідводи; 8 – люки та патрубки в стінці; 9 – люки та патрубки на даху; 10 – центральна стійка

Рисунок 1.7 – Загальний вигляд резервуару РВС

Таблиця 1.5 – Основні характеристики резервуарів РВС-1000

Параметри резервуарів РВС-1000	Од вим.	Значення
Номінальний об'єм	м ³	1000
Внутрішній діаметр стінки	мм	10430
Висота стінки	мм	11920
Густина продукту	т/м ³	1,0
Розрахункова висота наливу	мм	11920
Стінка		
Кількість поясів	шт	8
Товщина верхнього поясу	мм	5
Товщина нижнього поясу	мм	6
Днище		
Товщина центральної частини	мм	5
Дах		
Товщина настилу	мм	4
Маса конструкцій		
Всього	кг	33492

1.6 Обладнання, встановлене на резервуарі

На резервуарах встановлюється обладнання, яке можна умовно поділити на чотири групи:

- обладнання, що забезпечує надійну роботу резервуарів та зниження втрат нафти;
- обладнання для обслуговування та ремонту резервуарів;
- протипожежне обладнання;
- прилади контролю та сигналізації.

Стандартна комплектація РВС-1000 наведена в табл. 1.6.

Таблиця 1.6 – Основне обладнання резервуарів РВС-1000

№	Найменування	Кількість, шт.
1	Люк лаз ЛЛ-600 (або люк лаз овальний ЛЛ 600x900) в першому поясі стінки	2
2	Люк світовий ЛС-500	2
3	Клапан дихальний з вогнеприпинювачем КДС-1500/1500	2
4	Клапан дихальний з вогнеприпинювачем КДС-1500/150 (запобіжний)	2
5	Патрубок приймально-роздавальний ППР-150	1
6	Патрубок монтажний ПМ-150	3-5
7	Кран сифонний КС-50	1
8	Хлопавка ХП-200	1
9	Механізм управління хлопавкою МУВ-250	1
10	Пробовідбірник секційний ПСР	1
11	Генератор піни ГПСС-600	2

1.7 Фізика процесу випаровування

З молекулярної точки зору випаровування полягає в тому, що молекули рідини рухаються з найрізноманітнішими швидкостями. Для того щоб молекула, що знаходиться в поверхневому шарі, могла вилетіти за межі рідини, її кінетична енергія повинна бути більшою, ніж робота, яку потрібно при цьому витратити проти сил зчеплення, що тягнуть її всередину рідини. Тому тільки ті молекули, які мають на даний момент достатню швидкість, зможуть вилетіти з

поверхнього шару рідини назовні. Тут вони стикаються з іншими молекулами, змінюють напрямок руху, через деякий час можуть знову досягти поверхні рідини та проникнути вглиб її. Таким чином, молекули постійно вилітають з рідини і знову повертаються до неї. Якщо вилітає більше молекул, ніж повертається назад, рідина випаровується. Якщо, навпаки, молекули переважно повертаються в рідину, ніж вилітають із рідини, відбувається конденсація пари. Якщо ж, нарешті, число молекул, що вилітають з рідини, дорівнює (в середньому) числу повертаються, виходить рухома рівновага пари і рідини і пар стає насиченим.

У різних рідин рівновага утворюється при різному тиску пари, а отже, при різному числі молекул в одиниці об'єму. Причина полягає у відмінності в силах зчеплення. В одних рідинах (наприклад, в мазуті) сили зчеплення дуже великі, і тому шанси вилетіти за межі рідини мають лише небагато найшвидших молекул. За межі рідини виривається за одну годину лише невелика кількість молекул та для досягнення рівноважного стану, тобто для того, щоб назад у рідину поверталось таке ж число молекул, достатньо невеликої густини парів мазуту. В інших рідинах (наприклад, в бензинах) сили зчеплення малі, і за тієї ж температури за межі рідини можуть відлітати молекули у значній кількості. Тому рівноважний стан досягається лише за значної густини парів вуглеводнів над поверхнею рідкого бензину.

Сили зчеплення молекул зумовлюють поверхневий натяг рідини. При великих силах зчеплення поверхневий натяг великий. Отже, чим менший поверхневий натяг, тим більша летючість рідини і тим більший тиск насиченої пари.

Число молекул, якими обмінюються в одиницю часу рідина і насичена пара, навіть у разі малолетких рідин неймовірно велике.

1.7.1 Залежність тиску насичених парів від температури

Температура має вагомий вплив на процес випаровування. У спекотний день рідина випаровується набагато швидше, ніж в холодну погоду. Отже, випаровування теплої рідини йде інтенсивніше, ніж холодної. У теплій рідині

більша кількість молекул має швидкість, достатню для того, щоб подолати сили зчеплення і вирватися за межі рідини. Тому при підвищенні температури разом зі збільшенням швидкості випаровування рідини збільшується тиск насиченої пари. Отже, тиск насиченої пари сильно залежить від температури.

В табл. 1.7 наведено тиск насичених парів деяких нафтопродуктів.

З графіка залежності тиску насиченої пари умовної рідини від температури (рис. 1.8) видно, що збільшення тиску, що відповідає збільшенню температури на 1 градус, зростає з температурою. У цьому полягає відмінність насиченої пари від газів, тиск яких при нагріванні на 1 градус однаково збільшується і при низьких і високих температурах. Ця відмінність стане цілком зрозумілою, якщо згадати, що при нагріванні газів при постійному обсязі змінюється лише швидкість молекул. При нагріванні системи рідина - пара змінюється не тільки швидкість молекул, але і їх число в одиниці об'єму, тобто при більшій температурі ми маємо пару більшої густини.

Таблиця 1.7 – Тиск насичених парів нафтопродуктів

Рідина	Тиск насичених парів за Рейдом, Па,
Бензини автомобільні Євро: - у літній період (з 16.04 до 15.10); - у зимовий період (з 16.11 до 15.03); - у перехідний період (16.03 - 15.04, 16.10 - 15.11)	від 45000 до 80000 від 60000 до 100000 від 50000 до 90000
Гас технічний	5332-7998
Гас освітлювальний	2666-3999
Дизельне паливо	800-1333

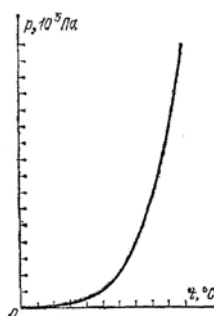


Рисунок 1.8 – Характер залежності тиску насичених парів від температури

1.7.2 Випаровуваність нафти та нафтопродуктів

Випаровуваність - найважливіша експлуатаційна фізико-хімічна властивість нафти та нафтопродуктів. Випаровуваність характеризується здатністю нафти (нафтопродуктів) переходити з рідкої фази в парову. Ця властивість має як позитивні, і негативні сторони. Позитивні - це можливість з нафти отримувати різні фракції та безліч нафтопродуктів та сировини для хімічної промисловості, здатність повного згорання нафтопродуктів у двигунах внутрішнього згорання, турбінах, котельнях. Негативні - втрачається велика кількість нафти (до 10-12% на рік від обсягу видобутку), погіршується якість нафтопродуктів, створюються шкідливі умови праці, вибухонебезпечні та пожежонебезпечні умови на виробництві. Якість нафтопродуктів втрачається за рахунок випаровування цінних легких фракцій.

Оцінюється випаровування за фракційним складом та тиском насичених парів.

Фракційний склад показує випаровування нафтопродукту в % за різних температур. При розгоні бензину першу фракцію (10%) називають пусковою, оскільки від неї залежить легкість запуску двигуна. Від другої фракції (50%) залежить робота двигуна – його розгін, частота обертання, час прогріву тощо. Третя фракція (30%) впливає на потужність двигуна.

Інтенсивність (швидкість) випаровування нафти (нафтопродуктів) залежить від їхнього фізико-хімічного складу, температури, тиску, площі випаровування, швидкості вітру та інших факторів. Тому дуже важливо для скорочення втрат нафти та нафтопродуктів та збереження їхньої якості обирати найефективніший спосіб зберігання з точки зору втрат.

Випаровування світлих нафтопродуктів за атмосферного тиску (на відкритому повітрі або в негерметичних резервуарах) відбувається до переходу рідкої фази в газову (парову).

Інтенсивне випаровування нафтопродукту в закритих судинах (у герметичних резервуарах і під надлишковим тиском і при певних температурах) відбувається до повного насичення парами газового простору і поки парціальний

(сумарний) тиск насичених пар не зрівняється з тиском парів над поверхнею нафтопродукту, що називається пружністю парів. У цей момент настає рівновага, тобто кількість рідини, що випарувалася, дорівнює кількості конденсації.

За такого стану, якщо штучно збільшити тиск пари в газовому просторі резервуара шляхом підкачування в нього нафтопродукту, то тиск насиченої пари збільшиться, процес випаровування вийде з рівноваги і частина парів сконденсується. І, навпаки, при відкачуванні нафтопродукту відбудеться зниження тиску в газовому просторі резервуара, що також виведе процес з рівноваги, конденсація пари припиниться, а інтенсивність випаровування зросте до насичення газового простору, тобто поки парціальний тиск пари не зрівняється з пружністю парів.

Пружність парів зростає з підвищенням температури і може досягти розмірів, при яких можуть утворитися газові пробки в трубопроводах, що може призвести до розриву струменя на всмоктуванні насоса, кавітації в насосі і перекачування стане неможливою. Тому пружність парів нафтопродуктів є дуже важливим показником під час проведення операцій із зберігання, наливу та зливу нафтопродуктів.

Для скорочення втрат нафти і нафтопродуктів та збереження їх кількості та якості, і відповідно зменшення забруднення навколишнього середовища парами вуглеводнів необхідно проводити технологічні операції зі зливу-наливу закритим (герметичним) способом, а зберігання здійснювати під надлишковим тиском, при зниженій температурі та з мінімальною площею випаровування.

1.8 Види втрат нафтопродуктів від випаровування

Розглянемо різновиди втрат нафтопродуктів через випаровування.

1. Під час відкачування нафтопродуктів з резервуара у газовий простір через дихальну арматуру всмоктується атмосферне повітря. Це призводить до зниження концентрації парів у газовому просторі та початку випаровування нафтопродукту. При припиненні відкачування парціальний тиск парів у газовому просторі зазвичай менший за тиск насичених парів при даній температурі. З

наступним заповненням резервуара газоповітряна суміш, яка перебуває у газовому просторі, витискується з ємності. Це відомо як «великі дихання» резервуарів.

2. Втрати від «малих дихань» виникають з двох основних причин. По-перше, добові коливання температури призводять до зміни парціальних тисків парів, що призводить до зміни абсолютного тиску у газовому просторі резервуара. При досягненні тиску, що перевищує необхідну величину для спрацювання дихальної арматури (дихального клапану), відбувається видих. У нічний час, коли газовий простір і поверхня нафтопродукту охолоджуються, газоповітряна суміш стискається, частково конденсується пари нафтопродукту, тиск у газовому просторі падає, і лише коли вакуум у резервуарі досягає певної величини, спрацьовує дихальна арматура (дихальний клапан) клапан, і чисте повітря починає надходити з атмосфери (вдих).

Друга причина «малих дихань» - це розширення газопо-вітряної суміші при зниженні атмосферного тиску, що призводить до виходу частини суміші з резервуара, якщо різниця тисків у резервуарі та атмосфері перевищує розрахунковий тиск спрацювання клапана.

3. Втрати від вентиляції газового простору резервуарів виникають у випадку наявності двох або більше отворів, які з'єднуються з газовим простором резервуара та розташовані на різних рівнях. Через більшу густину паропо-вітряної суміші порівняно з повітрям утворюється газовий сифон, при якому суміш починає виходити через нижній отвір, а свіже повітря входить через верхній. Газовий сифон можливий навіть при герметичному покриві, якщо один дихальний клапан розміщений вище, ніж інший. Сильний вітер може підняти тарілку першого клапана, впускаючи повітря та газопо-вітряну суміш, і викликати циркуляцію через другий клапан тиску.

Однак такий механізм вентиляції має місце лише в окремому випадку, коли тиск у ГП дорівнює атмосферному. Насправді внаслідок зміни температури та випаровування нафтопродуктів воно, як правило, або більше, або менше атмосферного. Відповідно, при цьому через всі отвори або відбувається

закінчення пароповітряної суміші в атмосферу, або в резервуар підсмоктується повітря.

4. Втрати від насичення газового простору паром нафтопродуктів можуть відбуватися при початковому заповненні резервуара або при зміні нафтопродукту з більш високим тиском насичення парів.

Втрати від насичення газового простору виникають після завершення закачування в тому випадку, коли концентрація вуглеводнів у ньому нижче концентрації насиченої пари. При цьому, хоча закачування закінчилося, дихальна арматура резервуара не закривається, оскільки вуглеводнева рідина продовжує випаровуватися. Втрати від насичення газового простору мають місце, як правило, при закінченні закачування нафтопродуктів, що легко випаровуються в резервуари в першій половині дня, коли температура газового простору збільшується. При закінченні закачування у другій половині дня падіння температури газового простору, як правило, більш впливає на тиск у ньому, ніж випаровування вуглеводневої рідини. І тому втрат від насичення газового простору у цьому випадку, зазвичай, не буває.

5. Втрати від "зворотного видиху" можливі при частковому відкачуванні нафтопродуктів, коли газовий простір стає не насиченим паром, викликаючи «додатковий видих» після закінчення відкачування.

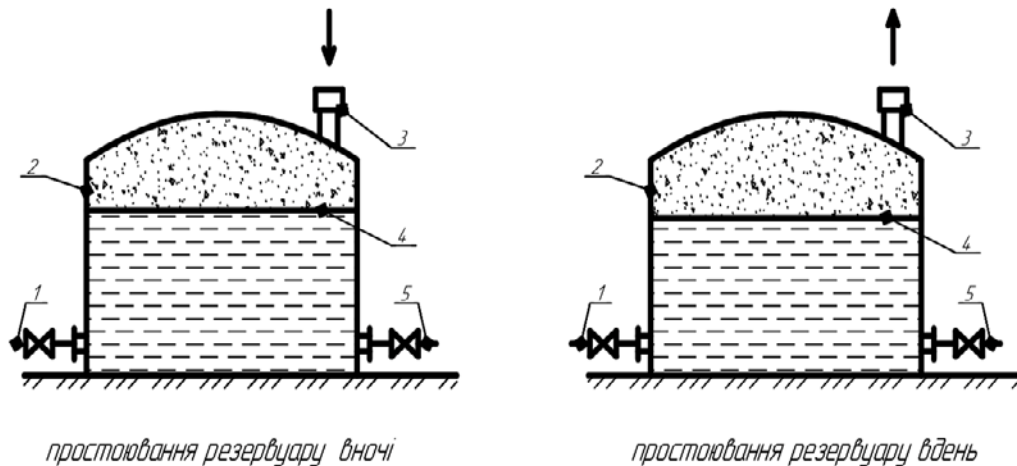
Відповідно до завдання, дослідження проводимо для втрат бензину від випаровування при «малих диханнях» резервуарів. На рис. 1.9 показаний механізм втрат.

1.9 Методи скорочення втрат від випаровування

Втрати нафтопродуктів через випаровування належать до природних втрат.

Природні втрати – це зменшення маси нафтопродуктів без погіршення їхньої якості (у межах норм, встановлених нормативними документами). Вони виникають унаслідок фізико-хімічних властивостей нафтопродуктів, впливу погодних умов, а також недосконалості існуючих технологій запобігання

випаровуванню та налипанню під час транспортування, приймання, зберігання та відвантаження.



1 - наповнювальна лінія; 2 – корпус; 3 - дихальний клапан;
4 - рівень рідини; 5 - лінія зливу

Рисунок 1.9 – Механізм втрат бензину від випаровування при «малих диханнях» резервуару РВС

Однак, до природних втрат не належать втрати, спричинені порушеннями стандартів, технічних регламентів, правил експлуатації та зберігання, а також наслідками стихійних лих.

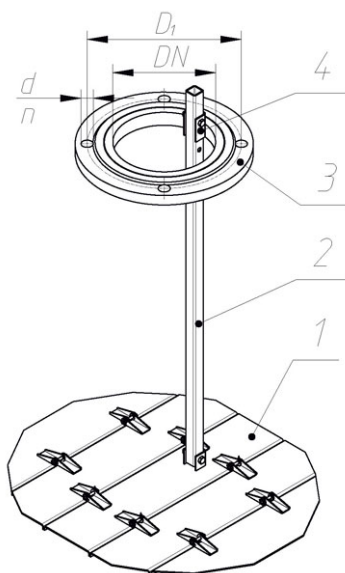
Традиційними засобами скорочення втрат нафтопродуктів від випаровування є:

- 1) Диски-відбивачі;
- 2) Газові обв'язки;
- 3) Газозрівнювальні системи;
- 4) Установки уловлювання легких фракцій;
- 5) Плаваючі покрівлі та понтони.

1.9.1 Диски-відбивачі

Диск-відбивачі є одним із способів скорочення втрат від «великих дихань» (рис. 1.10). Він є перешкодою у формі диска, підвішену під монтажним

патрубком дихального клапана, який не пропускає повітря вглиб газового простору, змінюючи напрямок струменя з вертикального на горизонтальний. Газові шари, розташовані поблизу поверхні нафтопродукту, залишаються стабільними й не перемішуються. Завдяки цьому концентрація парів, зменшується, що сприяє зниженню втрат від випаровування.



1 - диск; 2 - штанга; 3 - проміжний фланець; 4 - затискач

Рисунок 1.10 – Диск відбивач з центральною стійкою

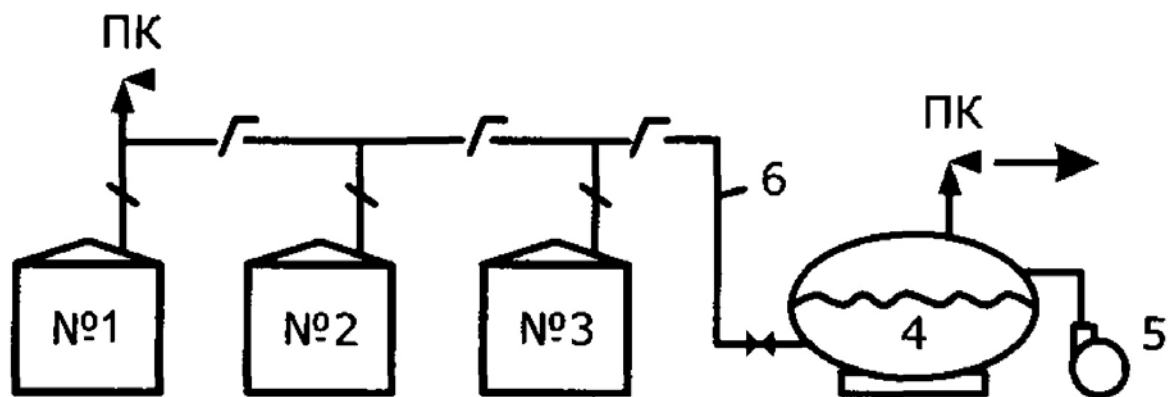
Завдяки простій конструкції та швидкій окупності диски-відбивачі знаходять широке застосування в резервуарах, але при тривалому простої резервуара ефективність диска-відбивчаа знижується.

1.9.2 Газова обв'язка резервуарів

Газова обв'язка резервуарів (рис. 1.11) – це система газопроводів, що з'єднує газові простори резервуарів із газозбірником. Газозбірник є буферною ємністю, в яку при «малих диханнях» у денний час надходять із резервуарів зайві пари нафтопродуктів, а вночі повертаються в резервуари. Застосування газової обв'язки резервуарів у комплексі з газозбірником дозволяє повністю

унеможливити втрати від випаровування при малих диханнях. Необхідний обсяг газозбірника залежатиме від кількості резервуарів, їхньої площі випаровування та перепаду температури протягом доби. На малюнку представлено схему газової обв'язки. Зі схеми видно, що при недостатньому обсязі газозбірника при досягненні критичного тиску можливе скидання газу в атмосферу або, навпаки, надходження атмосферного повітря в газову обв'язку через запобіжні дихальні клапани ПК, суміщені з вогневими запобіжниками, встановлені на газовій лінії резервуарів і безпосередньо на газовій лінії резервуарів. Дихальна апаратура також встановлюється на кожному резервуарі, у разі відключення будь-якого резервуара від газової системи та переведення роботи на автономний режим. Крім того, кожен резервуар підключається до газової обв'язки через вогневий запобіжник для попередження розповсюдження в резервуар пожежі, що виникла в газовій лінії, або, навпаки, у резервуарі.

Газова обв'язка дозволяє також частково скоротити втрати при «великих диханнях» за рахунок перетікання пари з одного резервуара в інший та вирівнювання тиску в їхньому газовому просторі.



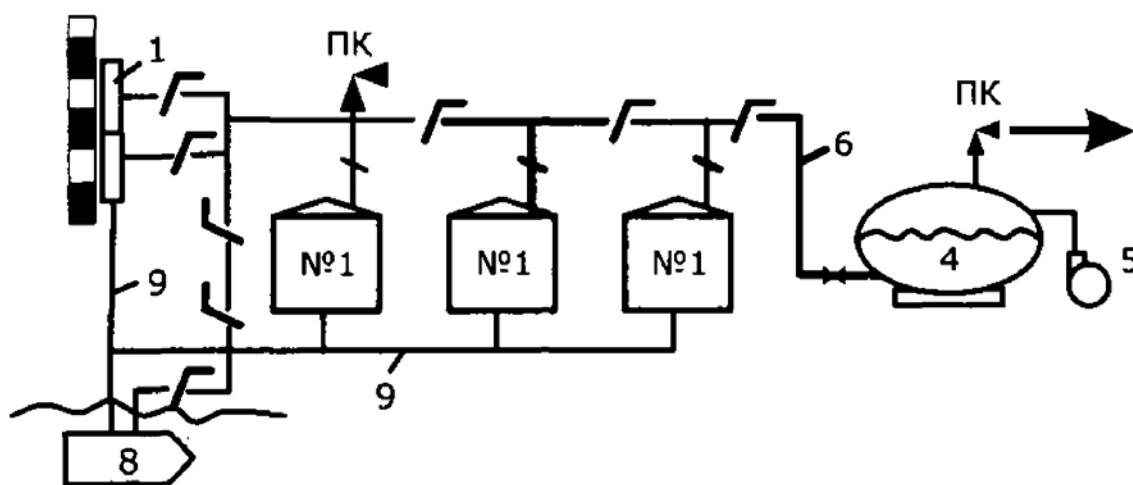
1, 2, 3 – резервуари; 4 - газозбірник мембранного типу; 5 – компресор;
6 - газова обв'язка; ПК - дихальний клапан з вогневим запобіжником

Рисунок 1.11 – Схема газової обв'язки резервуарів

1.9.3 Газозрівнювальна система

Газозрівнювальна система (рис. 1.12) є розширеною замкненою системою газової обв'язки резервуарів і газозбірника з підключенням до неї газових систем танкерів, систем уловлювання парів із залізничних цистерн і автомобільних цистерн.

Роль газозбірників можуть грати газгольдери низького або високого тиску. Еластичні ємності, а також металеві ємності змінного об'єму (газозбірники типу «дихаючий балон»). Газгольдери високого (до 1,8 МПа) тиску являють собою сталеві посудини циліндричної або сферичної форми. При рівному геометричному обсязі з газгольдерами низького тиску їх акумулююча здатність в десятки і навіть в сотні разів більше. Газгольдери високого тиску не мають рухомих елементів і тому їх простіше виготовляти та експлуатувати. Загальним недоліком застосування газгольдерів є великі металовитрати.



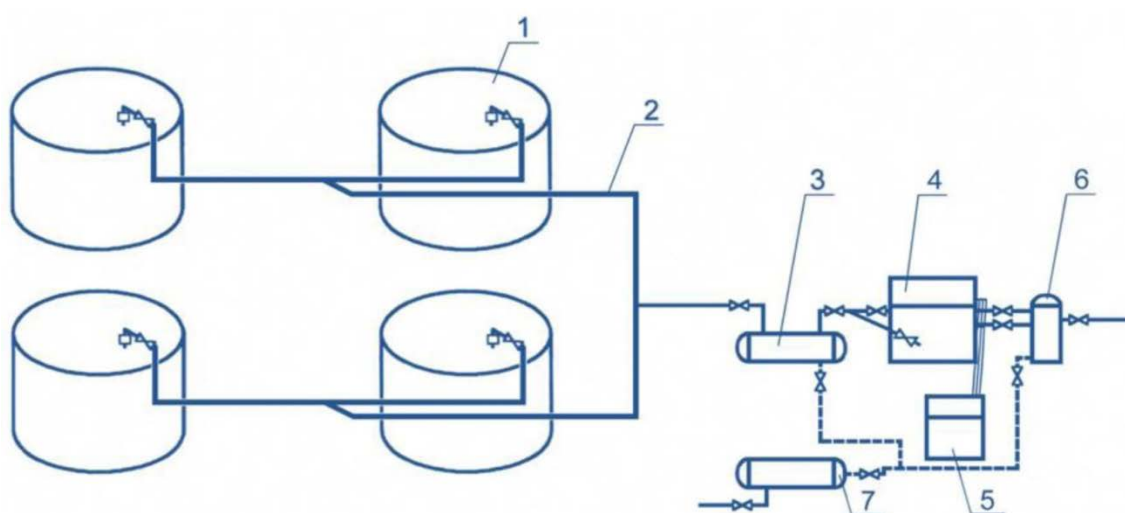
1, 2, 3 – резервуари; 4 – газозбірник; 5 – компресор; 6 – газова обв'язка резервуарів; 7 – залізничні цистерни; 8 – танкер; 9 – технологічні трубопроводи нафти та нафтопродуктів

Рисунок 1.12 – Схема газозрівнювальної системи резервуарів

З метою зменшення металовитрат в системі уловлювання легких фракцій нафти і нафтопродуктів запропоновано виконувати газозбірники з досить еластичного матеріалу (бавовняна тканина, просочена нафто і бензостійким складом) у вигляді мішків або балонів.

1.9.4 Установа уловлювання легких фракцій

Установа уловлювання легких фракцій (УЛФ) (рис. 1.13) або установка рекуперації парів (УРП) призначена для забезпечення контролю та уловлювання парів нафтопродуктів (пароповітряної суміші), що утворюються при прийманні та зберіганні нафтопродуктів у резервуарних парках, при наливі нафтопродуктів залізничного та автоцистерни, морські судна, а також їх повернення до технологічного процесу.



- 1 – резервуари; 2 – трубопроводи; 3 – буферна ємність; 4 – технологічний блок УУЛФ; 5 – блок керування УУЛФ; 6 – конденсатозбірник;
7 – дренажна ємність

Рисунок 1.13 – Принципова схема установки уловлювання легких фракцій вуглеводнів

Застосування установки забезпечує запобігання викидам пари вуглеводнів через: зміни температури навколишнього середовища, атмосферного тиску, часткового викачування продукту в атмосферу, і виключає утворення загазованості на території об'єкта та в зоні автоматизованих систем наливу.

Установки уловлювання легких фракцій бувають наступних технологій:

- абсорбційні;
- адсорбційні;
- компресійні;
- мембранні;
- конденсаційні;
- комбіновані.

Перевагами установок уловлювання легких фракцій є сприяння зменшенню викидів в атмосферу, що у свою чергу знижує вплив на навколишнє середовище та покращує якість повітря, уловлювання газів та парів допомагає запобігти загорянню та вибухам, що особливо важливо у небезпечних промислових умовах, ефективне використання ресурсів, оскільки гази, які раніше могли б бути втрачені в атмосферу, тепер можуть бути перероблені або використані у виробничих процесах, відповідність нормативам і стандартам щодо зниження викидів в атмосферу. З іншого боку є і недоліки установка для уловлювання легких фракцій вимагає значних інвестицій як у стадії проектування, і на етапі експлуатації, складність технічного обслуговування, додаткові втрати енергії, що може зменшити загальну енергетичну ефективність виробництва. Загалом уловлювання легких фракцій є важливим аспектом сучасних промислових технологій, але потребує ретельної оцінки та управління, щоб мінімізувати недоліки та максимізувати переваги.

1.9.5 Плаваючі покрівлі та понтони

Плаваючі покрівлі (рис 1.14) дозволяють значно скоротити втрати від випаровування, а також підвищують пожежну та екологічну безпеку під час

зберігання нафтопродуктів. Такі дахи застосовуються в резервуарах без стаціонарного покриття, а роль даху виконує сталевий диск із сталевих листів, який плаває на поверхні рідини.

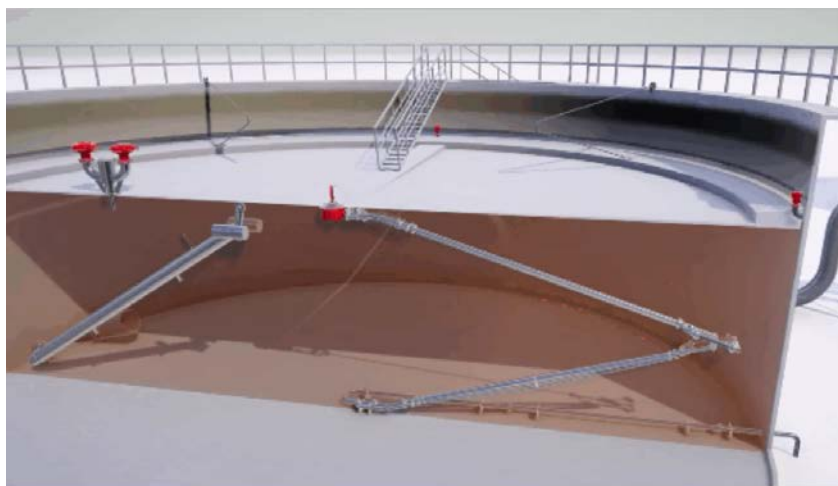


Рисунок 1.14 – Резервуар з плаваючим дахом у розрізі

Конструктивно плаваючий дах складається із замкнутого понтонного кільця, утвореного 32 герметично звареними коробами, та центральної частини завтовшки 5 мм. У найнижчому положенні дах спирається на плаваючі стояки висотою 1,8 м. У центрі конструкції розташовані водоприймачі дренажної системи, які з'єднані з водовідвідними трубами для відведення рідини з поверхні даху. Доступ на поверхню плаваючого даху забезпечується спеціальною драбиною, що пересувається. Верхня частина драбини шарнірно кріпиться до майданчика, а нижня спирається на напрямну ферму за допомогою опорних роликів. Щоб забезпечити герметичність, кільцевий зазор шириною 200 мм між стінкою резервуара та плаваючим дахом ущільнюється м'яким герметизуючим затвором.

Понтони є одним з найефективніших рішень щодо зменшення випаровування у вертикальних резервуарах. Резервуари з понтонами (рис. 1.15) мають менш складну конструкцію порівняно з резервуарами з плаваючим дахом. Вони відзначаються більшою зручністю в експлуатації, особливо в умовах низьких температур і значних снігопадів.

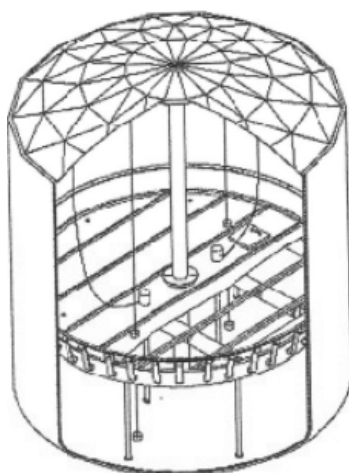


Рисунок 1.15 – Розміщення понтона в резервуарі

1.10 Понтон, як засіб скорочення втрат

Понтон розташовується всередині резервуара між стаціонарною покрівлею та поверхнею нафтопродукту, ізолюючи його від повітряного простору. Він плаває на поверхні рідини відповідно до закону Архімеда. Під час наповнення резервуара понтон піднімається до його покрівлі, а при спорожненні – опускається на спеціальні опори всередині резервуара. По його периметру розташовані ущільнення різних конструкцій, які запобігають витоку парів у газовий простір між понтоном і дахом резервуара. Це перешкоджає змішуванню парів з повітрям та потраплянню вмісту сховища в навколишнє середовище.

Використання понтонів дозволяє зберігати якість нафтопродуктів, запобігаючи зміні їх хімічного складу через втрату летких фракцій (рис. 1.16). Крім того, це знижує пожежо- та вибухонебезпечність об'єкта, а також мінімізує негативний екологічний вплив, зменшуючи викиди шкідливих газів в атмосферу.

Резервуари з понтонами мають простішу конструкцію та легші в експлуатації порівняно з резервуарами з плаваючим дахом, особливо в умовах низьких температур і значних снігопадів. Понтон переміщується вертикально вздовж направляючої розташованої в центрі резервуара, яка виконує роль опорної колони. Додатково вона використовується для вимірювання рівня палива та відбору проб. Конструкція понтона складається з кільцевої зовнішньої секції і центральної секції, до яких прикріплено легкий металевий лист, що

закриває поверхню нафтопродукту. Між опорною стійкою та центральною секцією понтона встановлюється затвор 2 з технічної тканини. По зовнішньому периметру понтона також розміщені затвори, які кріпляться по всьому контуру до кільцевого куточка. Щоб запобігти опусканню понтона на дно резервуара, використовуються опорні стійки. Конструкція понтона (рис. 1.17) є розбірною, а його складові елементи виготовляються в заводських умовах.

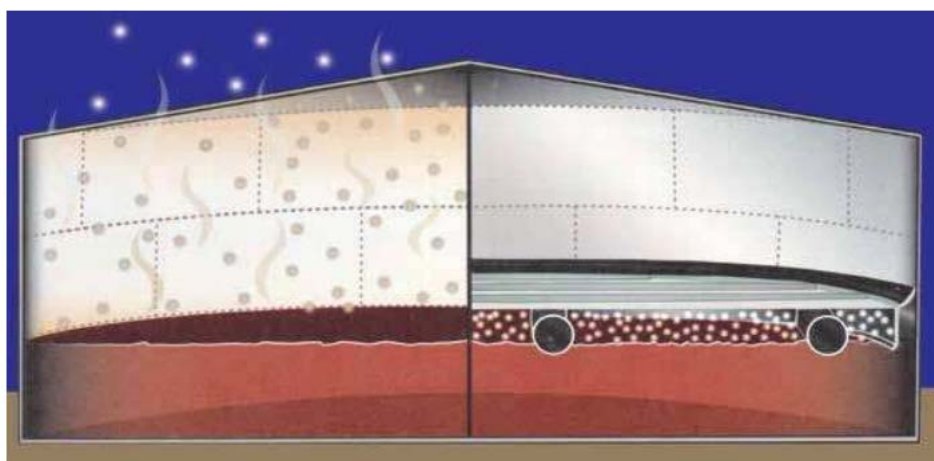
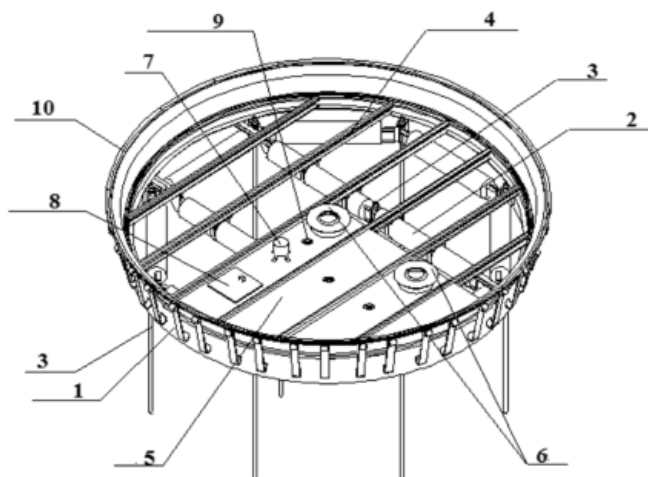


Рисунок 1.16 – Газовий простір РВС і РВСП



1 – преферійне кільце, 2 – поплавки, 3 – стійка, 4 – силовий профіль, 5 – настил, 6 – направляючі, 7 – клапан, 8 – люк-лаз, 9 – засіб зливу, 10 – ущільнюючий затвор

Рисунок 1.17 – Конструкція понтону

Основними вимогами до понтонів є забезпечення поплавкового ефекту та непотоплюваності. В залежності від використаних матеріалів, їх поділяють на такі види:

- сталеві.
- з нержавіючої сталі – рекомендовані для зберігання агресивних хімічних речовин, з якими алюміній несумісний (ароматичні сполуки, демінералізована вода)
- алюмінієві – мають високу хімічну стійкість і підходять для більшості вуглеводневих продуктів (до 80 %), що використовуються в нафтовій і нафтохімічній промисловості.
- комбіновані (алюміній + нержавіюча сталь) – поєднання цих матеріалів зменшує втрати, спричинені випаровуванням агресивних рідин (наприклад, спиртовмісних), до 95–99 % залежно від речовини, що зберігається.
- неметалеві.

Найчастіше понтони для резервуарів РВС виготовляють із легких матеріалів, таких як алюміній, нержавіюча сталь, пінополіуретан або їх комбінації. Нині найбільш поширеними є алюмінієві понтони, які мають низьку масу, мінімальні обмеження щодо місткості резервуара, здатність автоматично видаляти продукт із поверхні покриття при стабільному рівні наливу, а також можливість монтажу через люк-лаз і швидкої модернізації.

Однак поряд із ними часто використовують і сталеві понтони, які мають певні недоліки: значну масу, жорсткість, ризик затоплення при потраплянні продукту на поверхню, схильність до корозії в середовищі сірчистих сполук, складність монтажу в діючих резервуарах (через отвори в покрівлі або стінці), суттєве зменшення корисного об'єму, а також дорогий і тривалий ремонт.

Попри це, алюмінієві понтони мають значно більший термін служби - близько 30 років, тоді як понтони з пінополіуретану експлуатуються лише до першого капітального ремонту через властивість матеріалу вбирати рідину, що ускладнює підготовку до вогневих робіт.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Спрощена методика визначення втрат нафтопродуктів від “малих дихань”

Існує кілька методик для розрахунку втрат нафтопродуктів, спричинених "малими" диханнями. Відповідно до спрощеної теорії, величину втрат за одне "мале" дихання

$$M_{\text{м.д}} = V_{\text{гп}} \left[\frac{(1 - c_1) \cdot p_1}{T_1} - \frac{(1 - c_2) \cdot p_2}{T_2} \right] \frac{c}{1 - c} \cdot \frac{\mu_6}{R_0}, \quad (2.1)$$

де $V_{\text{гп}}$ – об’єм газового простору резервуара;

T_1 і T_2 – мінімальна і максимальна температури газового простору відповідно;

p_1 і p_2 – абсолютний тиск у газовому просторі резервуара під час вдиху і видиху;

c_1 , c_2 і c – мінімальна, максимальна і середня концентрація парів нафтопродукту у газовому просторі;

μ – молярна маса парів нафтопродуктів;

R_0 – універсальна газова стала ($R_0 = 8314$ кДж/(кг·К)).

2.2 Визначення втрат нафтопродуктів від “малих дихань”

Методика розрахунку втрат нафти та нафтопродуктів при "малих" диханнях враховує вплив основних факторів, що визначають процес випаровування.

Вихідними даними до розрахунку є:

- погодні умови – з проясненнями;
- геометричні характеристики резервуара (діаметр, висота, висота наливу рідини) – тип резервуарів РВС-1000;

- надлишковий тиск спрацьовування механічного дихального клапану – 2000 Па;
- вакуум спрацьовування механічного дихального клапану – 250 Па;
- географічна широта знаходження резервуара – 45,43° п.ш. (південь Одеської обл., порт Рені);
- дата, на яку розраховуються втрати – на перше число для кожного місяця року;
- середньодобова температура повітря 22 °С та амплітуда коливань 8 °С;
- барометричний тиск – 10⁵ Па;
- фізичні властивості нафтопродукту (густина 735 кг/м³, пружність парів 6·10⁴ Па, температура початку кипіння 38 °С);
- вид і стан поверхні резервуара – фарба зі ступенем чорноти 0,35.

Виконаємо розрахунок для резервуара РВС-1000 станом на 1 липня.

Молярна маса бензинових парів у газоповітряній суміші

$$\mu_6 = 60 + 0,3(t_{п.к} - 30) + 0,001(t_{п.к} - 30)^2, \quad (2.2)$$

$$\mu_6 = 60 + 0,3(38 - 30) + 0,001(38 - 30)^2 = 62,464 \text{ кг/кмоль}$$

Газова стала бензинових парів

$$R = \frac{8314}{\mu_6}, \quad (2.3)$$

$$R = \frac{8314}{62,464} = 133,1 \frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$$

Середня температура бензину прийнята такою, що дорівнює середній температурі повітря \bar{T}

$$\bar{T} = 0,5(t_{\text{пов.}min} + t_{\text{пов.}max}) + 273,15, \quad (2.4)$$

де $t_{\text{пов.}min}$ – мінімальна добова температура повітря, °С;

$t_{\text{пов.}max}$ – максимальна добова температура повітря, °С.

Значення середньодобової температури також взято з ДБН «Будівельна кліматологія» для відповідного місяця [5]

$$\bar{T} = 0,5(18 + 26) + 273,15 = 295,15 \text{ К.}$$

Питома теплоємність і коефіцієнт теплопровідності бензину при середній температурі

$$c_m = \frac{31,56}{\sqrt{\rho_{293}}} (762 + 3,39T), \quad (2.5)$$

$$c_m = \frac{31,56}{\sqrt{735}} (762 + 3,39 \cdot 295,15) = 2051,81 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К}),$$

$$\lambda_H = \frac{156,6}{\rho_{293}} (1 - 0,00047T), \quad (2.6)$$

$$\lambda_H = \frac{156,6}{735} (1 - 0,00047 \cdot 295,15) = 0,1835 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Температурна поправка ζ_t та густина нафтопродукту за середньої температури

$$\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \cdot \rho_{20}, \quad (2.7)$$

$$\zeta_t = 1,825 - 0,001315 \cdot 735 = 0,8585,$$

$$\rho_T = \rho_{293} - \zeta_t(T - 293), \quad (2.8)$$

$$\rho_T = 735 - 0,8585 \cdot (295,15 - 293) = 733,15 \text{ кг/м}^3.$$

Коефіцієнт температуропровідності бензину

$$a = \frac{\lambda_H \cdot 3600}{c_m \rho_t}, \quad (2.9)$$

$$a = \frac{0,1835 \cdot 3600}{2051,81 \cdot 733,15} = 0,000439 \text{ м}^2/\text{год}.$$

Розрахункове значення схилення Сонця

$$\psi = -0,0006882x^6 + 0,026536x^5 - 0,33988x^4 + 1,3768x^3 + 1,40347x^2 - 6,92647x - 18,4231, \quad (2.10)$$

$$\psi = -0,0006882 \cdot 7^6 + 0,026536 \cdot 7^5 - 0,33988 \cdot 7^4 + 1,3768 \cdot 7^3 + 1,40347 \cdot 7^2 - 6,92647 \cdot 7 - 18,4231 = 23,1.$$

де

$$x = n + \frac{r - 1}{k}, \quad (2.11)$$

r – порядковий номер n дня місяця;

k – кількість днів у місяці;

$$x = 7 + \frac{1 - 1}{31} = 7.$$

Тривалість світлового дня

$$\tau_{\text{дн}} = (2/15) \arccos(-\operatorname{tg}\phi \cdot \operatorname{tg}\psi), \quad (2.12)$$

де ϕ – значення географічної широти місцевості;

ψ – розрахункове схилення сонця підставляються в градусах;

$$\tau_{\text{дн}} = (2/15) \arccos(-\operatorname{tg}45,43 \cdot \operatorname{tg}23,1) = 15,42 \text{ год.}$$

Допоміжний коефіцієнт

$$m = \sqrt{\frac{\pi}{2a\tau_{\text{дн}}}}, \quad (2.13)$$

$$m = \sqrt{\frac{3,14}{2 \cdot 0,000437 \cdot 15,42}} = 15,229.$$

Коефіцієнт прозорості атмосферного повітря та інтенсивність сонячної радіації. Для вертикальних сталевих резервуарів коефіцієнт прозорості повітря прийнято: при сонячній погоді — 0,78; при хмарності з проясненнями — 0,58; при суцільній хмарності — 0,34

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1 - \gamma}{\gamma \cos(\phi - \psi)}}, \quad (2.14)$$

$$i_o = \frac{1354}{1 + \frac{1 - 0,58}{0,58 \cdot \cos(45,43 - 23,1)}} = 759,46 \text{ Вт/м}^2.$$

Об'єм газового простору резервуара з конічною покрівлею

$$V_{\text{гп}} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} (H_{\text{цч}} - H) + \frac{1}{3} \frac{\pi D^2}{4} h_{\text{к}}, \quad (2.15)$$

де D – діаметр резервуара;

$H_{\text{цч}}$ – висота циліндричної частини резервуара;

H – висота наливу бензину;

$h_{\text{к}}$ – висота конуса покрівлі;

$$V_{\text{гп}} = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} (11,92 - 11) + \frac{1}{3} \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} \cdot 0,8 = 101,34 \text{ м}^3.$$

Площа дзеркала нафтопродукту в резервуарі

$$F' = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.16)$$

$$F' = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} = 85,4 \text{ м}^2.$$

Середня висота газового простору

$$h_{\text{гп}} = \frac{V_{\text{гп}}}{F'}, \quad (2.17)$$

$$h_{\text{гп}} = \frac{101,34}{85,4} = 1,187 \text{ м.}$$

Площі проєкцій стінок, що обмежують газовий простір резервуара, на вертикальну та горизонтальну площини

– вертикальна проєкція

$$F_B = Dh_{\Gamma\Pi} \quad (2.18)$$

$$F_B = 10,43 \cdot 1,187 = 12,38 \text{ м}^2.$$

– горизонтальна проєкція

$$F_{\Gamma} = F' = \frac{\pi D^2}{4}, \quad (2.19)$$

$$F_{\Gamma} = F' = 85,4 \text{ м}^2.$$

– площа проєкції стінок газового простору резервуара на площину, нормальну до напрямку сонячних променів

$$F_0 = F_B \sin(\phi - \psi) + F_{\Gamma} \cos(\phi - \psi), \quad (2.20)$$

$$F_0 = 12,38 \cdot \sin(45,43 - 23,1) + 85,4 \cdot \cos(45,43 - 23,1) = 83,56 \text{ м}^2.$$

Площа поверхні стінок, що обмежують газовий простір

$$F = F_{\Gamma} + \pi F_B, \quad (2.21)$$

$$F = 85,4 + 3,14 \cdot 12,38 = 124,27 \text{ м}^2.$$

Кількість тепла, яку отримує 1 м² стінки, що обмежує газовий простір резервуара завдяки сонячному випромінюванню

$$q = \varepsilon_c \frac{F_0}{F} i_0, \quad (2.22)$$

де ε_c – ступінь чорноти поверхні резервуара;

$$q = 0,35 \cdot \frac{83,56}{124,27} \cdot 759,46 = 178,73 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К}).$$

Введено такі позначення:

α_r і α'_r – коефіцієнти тепловіддачі від стінки до газового простору суміші відповідно для денного та нічного періодів;

$\alpha_{п}$ і $\alpha'_{п}$ – коефіцієнти тепловіддачі від пароповітряної суміші, що знаходиться в газовому просторі резервуара, до поверхні рідини вдень і вночі відповідно;

$\alpha_{пв}$ і $\alpha'_{пв}$ – коефіцієнти тепловіддачі випромінюванням у денний та нічний час відповідно;

$\alpha_{пк}$ і $\alpha'_{пк}$ – коефіцієнти тепловіддачі шляхом конвекції вдень та вночі відповідно;

α_p і α'_p – коефіцієнти тепловіддачі радіацією від стінки резервуара до нафтопродукту через газовий простір у денний і нічний періоди відповідно.

Значення зазначених коефіцієнтів можна визначити за графіками (рис. 2.1 та 2.2) або отримати шляхом апроксимації за допомогою поліноміальних або логарифмічних функцій, точність яких не поступається графічним методам

$$\alpha_r = 0,32 \ln q + 0,536, \quad (2.23)$$

$$\alpha_r = 0,32 \ln 178,73 + 0,536 = 2,195 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_r = 2,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (2.24)$$

$$\alpha_{\text{н}} = 5,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (2.25)$$

$$\alpha'_{\text{н}} = 5,3 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (2.26)$$

$$\alpha_{\text{пБ}} = -5,923 \cdot 10^{-6} q^2 + 7,825 \cdot 10^{-3} q + 2,645, \quad (2.27)$$

$$\alpha_{\text{пБ}} = -5,923 \cdot 10^{-6} 178,73^2 + 7,825 \cdot 10^{-3} \cdot 178,73 + 2,645 = 3,85 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_{\text{пБ}} = 0,04T - 8,02, \quad (2.28)$$

$$\alpha'_{\text{пБ}} = 0,04 \cdot 295,15 - 8,02 = 3,79 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha_{\text{пК}} = 1,36 \ln q - 2,696, \quad (2.29)$$

$$\alpha_{\text{пК}} = 1,36 \ln 178,73 - 2,696 = 4,36 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_{\text{пК}} = 2,4 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}), \quad (2.30)$$

$$\alpha_p = -5,385 \cdot 10^{-6} q^2 + 7,793 \cdot 10^{-3} q + 2,99 \quad (2.31)$$

$$\alpha_p = -5,385 \cdot 10^{-6} \cdot 178,73^2 + 7,793 \cdot 10^{-3} \cdot 178,73 + 2,99 = 4,21 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}),$$

$$\alpha'_p = 0,0455T - 9,068, \quad (2.32)$$

$$\alpha'_p = 0,0455 \cdot 295,15 - 9,068 = 4,36 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки резервуара в навколишнє повітря у денну пору

$$\alpha_{\text{пов}} = \alpha_{\text{пв}} + \alpha_{\text{пк}}, \quad (2.33)$$

$$\alpha_{\text{пов}} = 3,85 + 4,36 = 8,21 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Коефіцієнт тепловіддачі від стінки резервуара в навколишнє повітря у нічну пору

$$\alpha'_{\text{пов}} = \alpha'_{\text{пв}} + \alpha'_{\text{пк}}, \quad (2.34)$$

$$\alpha'_{\text{пов}} = 3,79 + 2,4 = 6,19 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

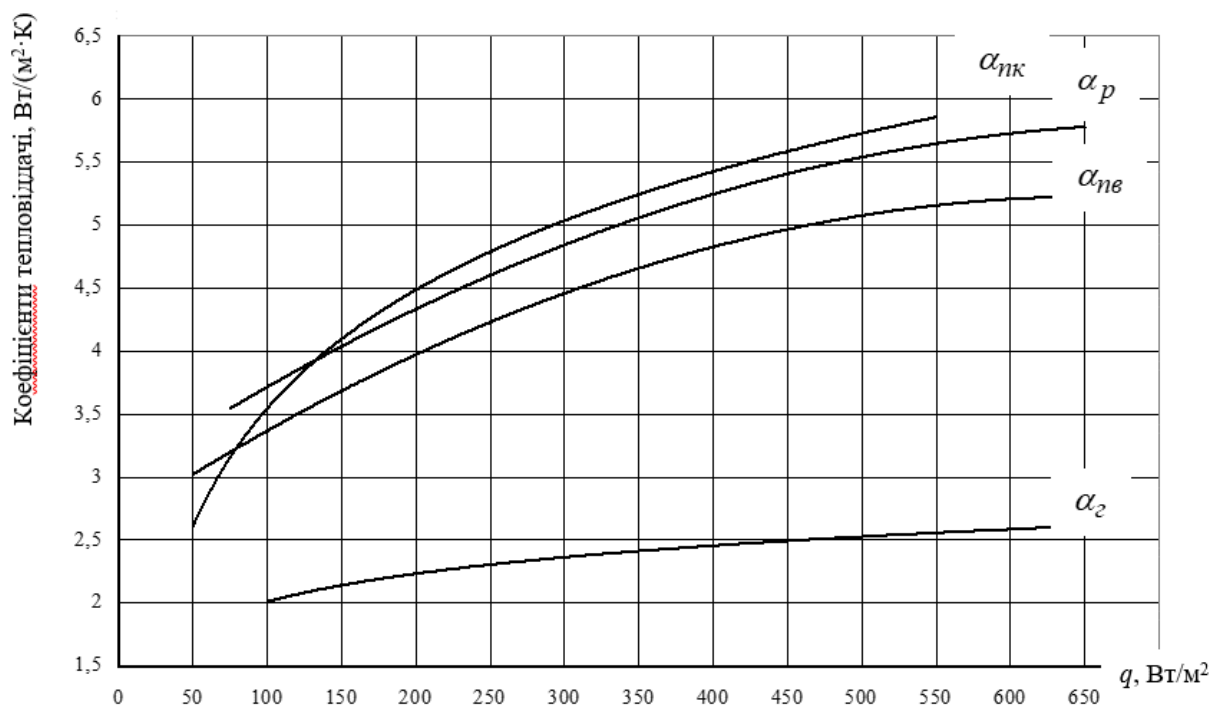


Рисунок 2.1 – Графіки для визначення коефіцієнтів тепловіддачі у денну пору

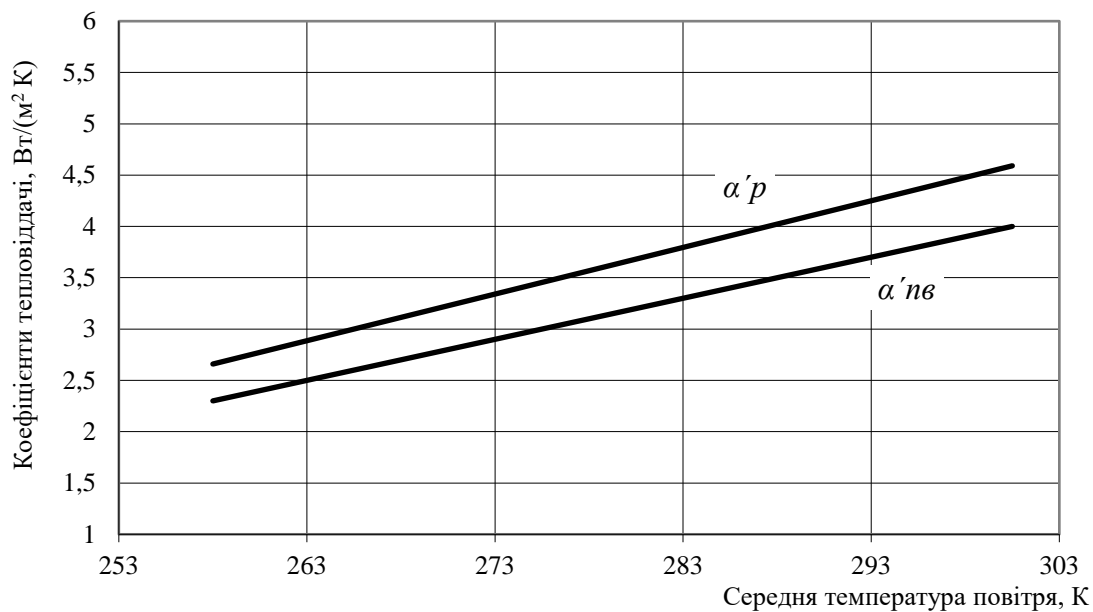


Рисунок 2.2 – Графіки для визначення коефіцієнтів тепловіддачі у нічну пору

Зведені коефіцієнти тепловіддачі від стінки резервуара в навколишнє повітря

– вДЕНЬ

$$\alpha_{\text{ст.п.}} = \frac{\alpha_{\text{п}}}{\frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{г}}} + \frac{\alpha_{\text{п}} + m\lambda'}{m\lambda \frac{F_{\text{г}}}{F}}} \quad (2.35)$$

$$\alpha_{\text{ст.п.}} = \frac{5,3}{\frac{5,3}{2,195} + \frac{5,3 + 15,229 \cdot 0,1835}{15,229 \cdot 0,1835 \cdot \frac{85,4}{124,27}}} = 0,799 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

– вНОЧІ

$$\alpha'_{\text{ст.п.}} = \frac{\alpha'_{\text{п}} \frac{F_{\text{г}}}{F}}{1 + \frac{F_{\text{г}}}{F} \frac{\alpha'_{\text{п.}}}{\alpha'_{\text{г}}}} \quad (2.36)$$

$$\alpha'_{ст.п.} = \frac{5,3 \cdot \frac{85,4}{124,27}}{1 + \frac{85,4}{124,27} \cdot \frac{5,3}{2,3}} = 1,41 \text{ Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{К}).$$

Надлишкові температури стінки резервуара відносно середньої температури нафтопродукту

– максимальної

$$\theta_{ст.мах} = \frac{q + \alpha_{пов} \theta_{пов.мах}}{\alpha_{пов} + \alpha_{ст.п.} + \alpha_p \frac{F_\Gamma}{F}}, \quad (2.37)$$

$$\theta_{ст.мах} = \frac{178,73 + 8,21 \cdot 4}{8,21 + 0,799 + 4,21 \frac{85,4}{124,27}} = 17,78 \text{ К},$$

де

$$\theta_{пов.мах} = T_{пов.мах} - \bar{T}, \quad (2.38)$$

$$\theta_{пов.мах.} = (26 + 273,15) - 295,15 = 4 \text{ К};$$

– мінімальної

$$\theta_{ст.мін} = \frac{\alpha'_{пов} \cdot \theta_{пов.мін}}{\alpha'_{пов} + \alpha'_{ст.п.} + \alpha'_p \frac{F_\Gamma}{F}}, \quad (2.39)$$

$$\theta_{ст.мін} = \frac{6,19 \cdot (-4)}{6,19 + 1,41 + 4,36 \cdot \frac{85,4}{124,27}} = -2,34 \text{ К},$$

де

$$\theta_{пов.мін} = T_{пов.мін} - \bar{T} \quad (2.40)$$

$$\theta_{пов.мін} = (18 + 273,15) - 295,15 = -4 \text{ К}.$$

Надлишкові температури газового простору

$$\theta_{\text{гп.маx}} = \frac{\theta_{\text{ст.маx}}}{1 + \frac{F_{\text{г}}}{F} \cdot \frac{\alpha_{\text{п}}}{\alpha_{\text{г}}} \cdot \frac{m\lambda}{\alpha_{\text{п}} + m\lambda}}, \quad (2.41)$$

$$\theta_{\text{гп.маx}} = \frac{17,78}{1 + \frac{85,4}{124,27} \cdot \frac{5,3}{2,195} \cdot \frac{15,229 \cdot 0,1835}{5,3 + 15,229 \cdot 0,1835}} = 11,3 \text{ К},$$

$$\theta_{\text{гп.миn}} = \frac{\theta_{\text{ст.миn}}}{1 + \frac{F_{\text{г}}}{F} \cdot \frac{\alpha'_{\text{п}}}{\alpha'_{\text{г}}}} \quad (2.42)$$

$$\theta_{\text{гп.миn}} = \frac{-2,34}{1 + \frac{85,4}{124,27} \cdot \frac{5,3}{2,3}} = -0,88 \text{ К}.$$

Мінімальна та максимальна температури газового простору

$$T_{\text{гп.миn}} = \theta_{\text{гп.миn}} + \bar{T}, \quad (2.43)$$

$$T_{\text{гп.миn}} = -0,88 + 295,15 = 294,27 \text{ К},$$

$$T_{\text{гп.маx}} = \theta_{\text{гп.маx}} + \bar{T}, \quad (2.44)$$

$$T_{\text{гп.маx}} = 11,3 + 295,15 = 306,45 \text{ К}.$$

Пружність парів бензину за мінімальної температури

$$P_{\text{ST}_{\text{гп.миn}}} = P_{\text{S38}} \cdot 10^{4,6 - \frac{1430}{T_{\text{гп.миn}}}}, \quad (2.45)$$

$$P_{ST_{гп.min}} = 6 \cdot 10^4 \cdot 10^{4,6 - \frac{1430}{294,27}} = 3,3011 \cdot 10^4 \text{ Па.}$$

Мінімальний парціальний тиск у газовому просторі резервуара

$$P_{min} = \frac{1 - 0,055 \cdot \sqrt{\frac{V_{гп}}{V}}}{0,89} P_{ST_{гп.min}}, \quad (2.46)$$

або

$$P_{min} = \frac{1 - 0,055 \cdot \sqrt{\frac{H_{гп}}{H}}}{0,89} P_{ST_{гп.min}}, \quad (2.47)$$

$$P_{min} = \frac{1 - 0,055 \cdot \sqrt{\frac{1,187}{11}}}{0,89} \cdot 3,3011 \cdot 10^4 = 36420,9 \text{ Па.}$$

Температурний напір

$$\theta = 10^{-9}y^6 - 3 \cdot 10^{-7}y^5 + 3 \cdot 10^{-5}y^4 - 0,0014y^3 + 0,0322y^2 - 0,1852y + 5,0973, \quad (2.48)$$

$$\theta = 10^{-9} \cdot 22,33^6 - 3 \cdot 10^{-7} \cdot 22,33^5 + 3 \cdot 10^{-5} \cdot 22,33^4 - 0,0014 \cdot 22,33^3 + 0,0322 \cdot 22,33^2 - 0,1852 \cdot 22,33 + 5,0973 = 7,35 \text{ К,}$$

де

$$y = \phi - \psi \quad (2.49)$$

$$y = 45,43 - 23,1 = 22,33 \text{ рад.}$$

Годинний приріст парціального тиску у газовому просторі

$$P_{\tau} = 17,2 \frac{R \cdot \theta^{1,25}}{T^{0,25} DH_{\text{гп}}^{0,25}}, \quad (2.50)$$

$$P_{\tau} = 17,2 \frac{133,1 \cdot 7,35^{1,25}}{295,15^{0,25} \cdot 10,43 \cdot 1,187^{0,25}} = 613,985 \text{ Па/год.}$$

Тривалість видиху

$$\tau = 0,5\tau_{\text{дн}} + 3, \quad (2.51)$$

де $\tau_{\text{дн}}$ – тривалість дня, год,

$$\tau = 0,5 \cdot 15,42 + 3 = 10,71 \text{ год.}$$

Максимальний парціальний тиск у газовому просторі резервуара

$$P_{\text{max}} = P_{\text{min}} + P_{\tau}\tau, \quad (2.52)$$

$$P_{\text{max}} = 36420,9 + 613,985 \cdot 10,71 = 42996,68 \text{ Па.}$$

Середній масовий вміст бензинових парів у газоповітряній суміші

$$\sigma_{\text{м}} = \frac{P_{\text{max}} + P_{\text{min}}}{R \cdot (T_{\text{гп.min}} + T_{\text{гп.max}})} \quad (2.53)$$

$$\sigma_{\text{м}} = \frac{42996,68 + 36420,9}{133,1 \cdot (294,27 + 306,45)} = 0,993 \text{ кг/м}^3.$$

Об'єм газоповітряної суміші, що виходить в атмосферу

$$\Delta V = V_{\text{гп}} \ln \left(\frac{P_a - P_B - P_{\text{min}}}{P_a + P_H - P_{\text{max}}} \cdot \frac{T_{\text{гп.max}}}{T_{\text{гп.min}}} \right), \quad (2.54)$$

$$\Delta V = 101,34 \cdot \ln \left(\frac{100000 - 250 - 36420,9}{100000 + 2000 - 42996,68} \cdot \frac{306,45}{294,27} \right) = 11,28 \text{ м}^3.$$

Втрати за одне “мале дихання”

$$M_{\text{м.д}} = \Delta V \sigma_{\text{м}}, \quad (2.55)$$

$$M_{\text{м.д}} = 11,28 \cdot 0,993 = 11,2 \text{ кг.}$$

2.3 Спрощена методика визначення втрат нафтопродуктів від “великих дихань”

За спрощеною методикою вважається, що операція приймання нафтопродукту в резервуар триває значно менше часу, ніж період його зберігання. Тому приймається припущення, що процес є ізотермічним, тобто $T_1 = T_2 = T$. Для атмосферних резервуарів також вважають, що $P_1 \approx P_2 \approx P$. Звідси випливає, що концентрація парів нафтопродукту під час випорожнення та заповнення резервуара залишається сталою, тобто $c_1 \approx c_2 \approx c$.

Кількість втрат нафтопродукту внаслідок “великого” дихання

$$G_{\text{в.д}} = (V_1 - V_2) \frac{p}{T} c \frac{\mu_{\text{б}}}{R_*}, \quad (2.56)$$

де $V_1 - V_2 = V$ – об’єм закачаного в резервуар нафтопродукту;

$\frac{p}{T} \cdot \frac{\mu_{\text{б}}}{R_*} = \rho_{\text{п}}$ – густина парів нафтопродукту;

T – температура поверхневих шарів нафтопродукту;

c – концентрація парів нафтопродукту в газовому просторі.

2.4 Визначення втрат нафтопродуктів від “великих дихань”

Кількість втрат нафтопродукту внаслідок одного "великого дихання", з врахуванням приросту концентрації парів під час заповнення резервуара та його простою

$$G_{в.д} = \left[V_{п} - V_{2Г_{сер}} \left(\frac{P_{2Г} - P_{1Г}}{P_{2Г} - P_p} \right) \right] \frac{P_p}{P_{2Г}} \rho_{п}, \quad (2.57)$$

де $V_{п}$ – об’єм газоповітряної суміші, що витісняється з резервуара під час одноразового його заповнення;

$V_{2Г_{сер}}$ – об’єм газового простору резервуара до заповнення;

$P_{2Г}$ – тиск в газовому просторі резервуара в кінці його заповнення;

$P_{1Г}$ – тиск в газовому просторі резервуара до закачування;

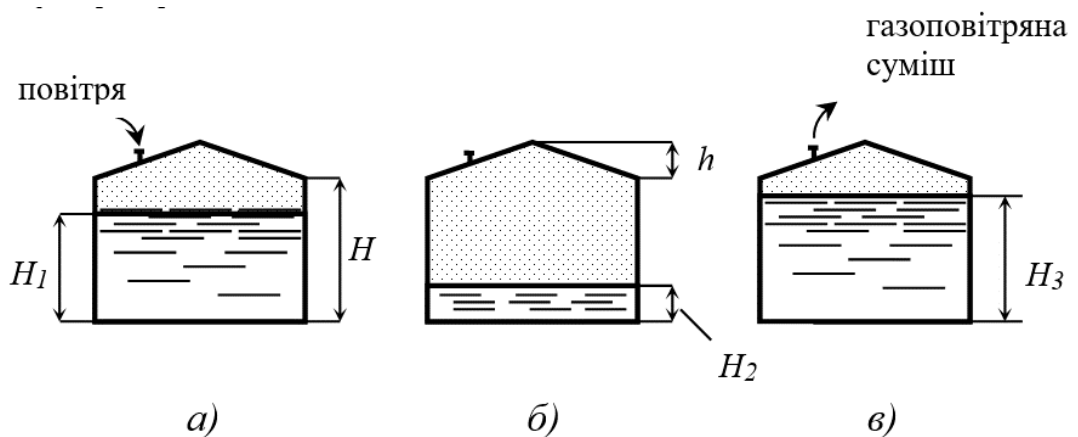
P_p – середній розрахунковий тиск насичених парів нафтопродукту.

Вихідні умови:

- погодні умови – з проясненнями;
- діаметр резервуара – 10,43 м;
- висота циліндричної частини резервуара – 11,92 м;
- висота конуса покрівлі – 0,8 м;
- марка механічного дихального клапана – КДС-1500/150;
- кількість клапанів – 2;
- надлишковий тиск спрацювання дихального клапану – 2000 Па;
- вакуум спрацювання дихального клапану – 250 Па;
- атмосферний тиск – $0,98 \cdot 10^5$ Па;
- тиск насичених парів автобензину за Рейдом – $6 \cdot 10^4$ Па;
- температура початку кипіння бензину – 38 °С;
- рівень бензину в резервуарі до початку його випорожнення – 11 м;
- рівень бензину в резервуарі після завершення відкачування – 0,6 м;
- рівень бензину в ємності під час наступного заповнення – 11 м;

- продуктивність процесу заповнення резервуара – 65 м³/год;
- продуктивність процесу випорожнення резервуара – 65 м³/год;
- початок закачування – вдень;
- оборотність резервуару – 2;
- час простою резервуара перед заповненням – 48 год;
- температура продукту до початку закачування – 10,8 °С.

Розрахункова схема для визначення геометричних об'ємів газового простору представлена на рис. 2.3.



- а) - об'єм газового простору резервуара до відкачування;
- б) - об'єм газового простору резервуара до закачування автобензину;
- в) - об'єм газоповітряної суміші, що була витиснена в атмосферу.

Рисунок 2.3 – Розрахункова схема для обчислення втрат нафтопродукту від "великих дихань"

Об'єм газового простору резервуара перед відкачуванням автобензину (рис. 2.3, схема а)

$$V_{1Г} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot (H_{уч} - H_1) + \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot H_k, \quad (2.58)$$

$$V_{1Г} = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} \cdot (11,92 - 11) + \frac{1}{3} \cdot 3,14 \cdot \left(\frac{10,43}{2}\right)^2 \cdot 0,8 = 101,4 \text{ м}^3.$$

Об'єм газового простору резервуара перед закачуванням автобензину (рис. 2.3, схема б)

$$V_{2\Gamma} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot (H_{uc} - H_2) + \frac{1}{3} \cdot \pi \cdot r^2 \cdot H_k, \quad (2.59)$$

$$V_{2\Gamma} = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} (11,92 - 0,6) + \frac{1}{3} 3,14 \cdot \left(\frac{10,43}{2}\right)^2 \cdot 0,8 = 990,0 \text{ м}^3.$$

Об'єм газоповітряної суміші, що була витиснена в атмосферу (рис. 2.3, схема в)

$$V_{\Pi} = \frac{\pi \cdot D^2}{4} \cdot (H_3 - H_2), \quad (2.60)$$

$$V_{\Pi} = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} \cdot (11 - 0,6) = 888,12 \text{ м}^3.$$

Абсолютний тиск у газовому просторі резервуара в кінці заповнення

$$P_{2\Gamma} = P_a + P_n, \quad (2.61)$$

$$P_{2\Gamma} = 0,98 \cdot 10^5 + 2000 = 10^5 \text{ Па.}$$

Оскільки закачування розпочато вдень, то абсолютний тиск у газовому просторі резервуара

$$P_{1\Gamma} = 1 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Тиск насичених парів автобензину за температури закачування

$$P_{S15} = 6 \cdot 10^4 \cdot 10^{4,6 - \frac{1430}{10,8 + 273,15}} = 2,1981 \cdot 10^4 \text{ Па.}$$

Молярна маса парів бензину

$$\mu_6 = 60 + 0,3 \cdot (38 - 30) + 0,001(38 - 30)^2 = 62,464 \text{ кг/кмоль.}$$

Густина парів вуглеводнів, що випаровуються з нафтопродукту у резервуарі

$$\rho_{\Pi} = \frac{P_{\Gamma} \mu_6}{R_* T}, \quad (2.62)$$

де P_{Γ} – абсолютний тиск у газовому просторі;

T – температура в газовому просторі резервуара,

$$\rho_{\Pi} = \frac{10^5 \cdot 62,464}{8314 \cdot (10,8 + 273,15)} = 2,646 \text{ кг/м}^3.$$

Швидкість надходження повітря через механічний дихальний клапан

$$W = \frac{4 \cdot q_3}{\pi \cdot d^2 \cdot n \cdot 3600}, \quad (2.63)$$

$$W = \frac{4 \cdot 65}{3,14 \cdot 0,15^2 \cdot 2 \cdot 3600} = 0,51 \text{ м/с.}$$

Час відкачування автобензину з ємності

$$\tau_B = \frac{\pi \cdot D^2}{4} (H_1 - H_2) \frac{1}{q_B}, \quad (2.64)$$

$$\tau_B = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} (11 - 0,6) \frac{1}{65} = 13,66 \text{ год.}$$

Значення збільшення відносної концентрації парів бензину в резервуарі

$$\frac{\Delta C_B}{C_S} = 0,02 \cdot 13,66 = 0,27.$$

Час заповнення резервуара

$$\tau_3 = \frac{\pi \cdot D^2}{4} (H_3 - H_2) \frac{1}{q_3}, \quad (2.65)$$

$$\tau_3 = \frac{3,14 \cdot 10,43^2}{4} (11 - 0,6) \frac{1}{65} = 13,66 \text{ год.}$$

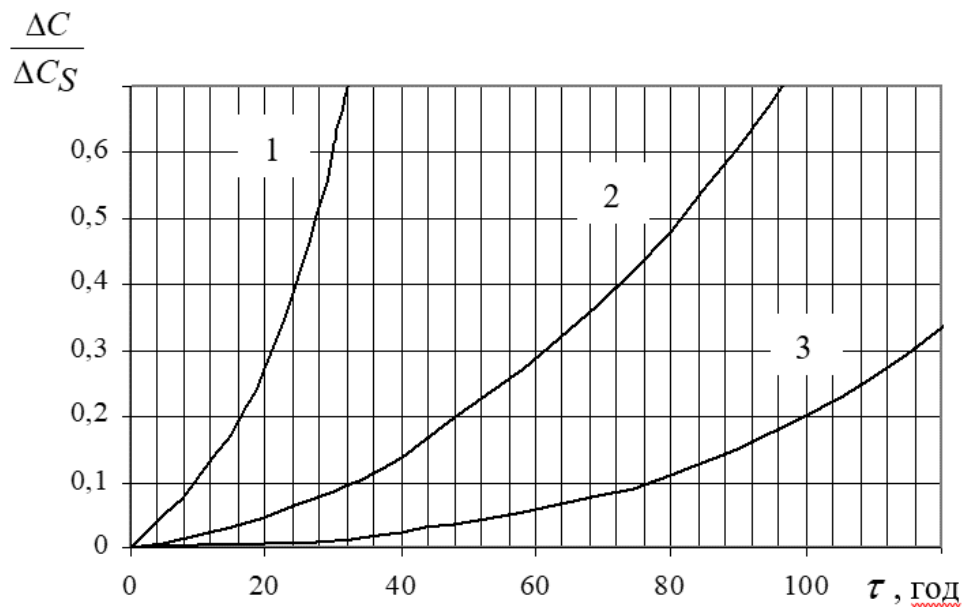
Сумарний час простою і закачування

$$\tau = \tau_{\text{пр}} + \tau_3, \quad (2.66)$$

$$\tau = 48 + 13,66 = 61,66 \text{ год.}$$

Величину приросту відносної концентрації бензинових парів при простоюванні та закачуванні визначено за рис. 2.4.

$$\frac{\Delta C}{C_S} = 0,29.$$



1-сонячно; 2 – з проясненнями; 3 - похмуро

Рисунок 2.4 – Залежність збільшення концентрації від часу простою резервуара і погодних факторів

Середнє значення відносної концентрації парів бензину

$$\frac{C_{cp}}{C_S} = \frac{V_{1\Gamma}}{V_{2\Gamma}} + \frac{\Delta C_B}{C_S} + \frac{\Delta C}{C_S}, \quad (2.67)$$

$$\frac{C_{cp}}{C_S} = \frac{101,4}{990,0} + 0,27 + 0,29 = 0,673.$$

Парціальний тиск парів

$$P_p = \frac{C_{cep}}{C_S} P_{St}, \quad (2.68)$$

$$P_p = 0,6374 \cdot 21981 = 14787,8 \text{ Па.}$$

Втрати автомобільного бензину за одне “велике” дихання

$$G_{в,д} = \left[888,12 - 990,0 \cdot \left(\frac{10^5 - 1 \cdot 10^5}{10^5 - 14787,8} \right) \right] \cdot \frac{14787,83}{10^5} \cdot 2,646 \cong 339 \text{ кг.}$$

2.5 Аналіз результатів

За умов повного заповнення резервуару та його низької оборотності встановлення понтону на перший погляд може вважатися економічно недоцільним. У таких випадках обсяги втрат від випаровування, як правило, невеликі, а тому капітальні витрати на придбання та монтаж понтону, а також подальші витрати на його обслуговування можуть перевищувати економічний ефект від зменшення втрат бензину.

Відповідно до постанови Кабінету Міністрів України № 686 від 05.08.2020 р., допустимі рівні втрат бензину під час зберігання в резервуарах із дихальними клапанами та без понтону становлять 0,00048 % на добу в осінньо-зимовий період (з 1 жовтня по 31 березня) та 0,0015 % на добу у весняно-літній період (з 1 квітня по 30 вересня) від об'єму рідини, що зберігається.

Для об'єктивної оцінки доцільності впровадження такого технічного рішення були проведені розрахункові дослідження з урахуванням фактичних умов експлуатації резервуару. Як критерій були використані нормативні величини втрат, установлені постановою КМУ № 686. Порівняння розрахованих втрат із нормативними значеннями дало можливість виявити, що в окремі періоди року обсяги втрат бензину від випаровування перевищують допустимі межі, навіть за умов неінтенсивного використання резервуару (рис.2.5).

Ці результати свідчать про те, що пасивне зберігання бензину без додаткових конструктивних засобів зменшення втрат не забезпечує дотримання встановлених норм.

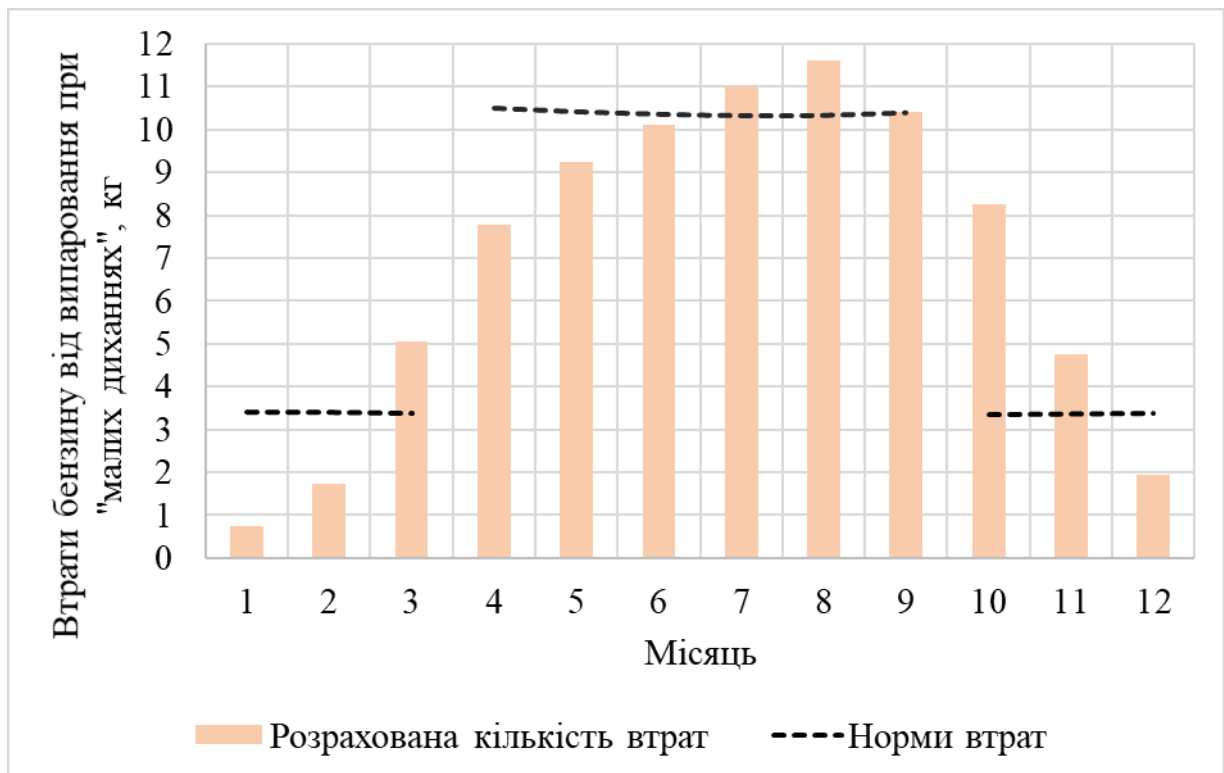


Рисунок 2.5 – Втрати бензину від випаровування при зберіганні в резервуарі PVC-1000 протягом року

Встановлення понтону в резервуарі дає змогу значно зменшити площу випаровування завдяки створенню додаткового фізичного бар'єра між поверхнею продукту та газовим простором резервуара. Практика експлуатації резервуарів із понтонами свідчить про можливість зниження втрат легких нафтопродуктів, зокрема бензину, до 95% порівняно з резервуарами без понтонів. Такий ефект досягається за рахунок зменшення пароутворення та зменшення концентрації вуглеводнів в парогазовій суміші, що викидається під час дихальних процесів резервуару.

Враховуючи зазначене, встановлення понтону є обґрунтованим технічним рішенням, що дозволяє знизити втрати до рівня, який не перевищує нормативні значення, зменшити погіршення якості нафтопродукту внаслідок випаровування найбільш летких фракцій, а також підвищити загальну ефективність експлуатації резервуарів.

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

3.1 Засоби індивідуального захисту

Під час обслуговування резервуарів з бензином працівники наражаються на вплив шкідливих і небезпечних чинників, таких як токсичні пари, ризик виникнення пожежі, можливість утворення вибухонебезпечного середовища та електростатичні розряди. Тому обов'язкове використання засобів індивідуального захисту є необхідною умовою забезпечення безпеки праці.

До основних засобів захисту належать:

- Засоби захисту органів дихання (рис.3.1):
 - ✓ Фільтруючі напівмаски з протигазовими фільтрами класу А1 або А2 для захисту від органічних парів.
 - ✓ Протигази при роботах усередині резервуарів або в умовах недостатнього вмісту кисню.
 - ✓ Ізольюючі дихальні апарати— при ліквідації аварій чи у разі високих концентрацій шкідливих речовин.

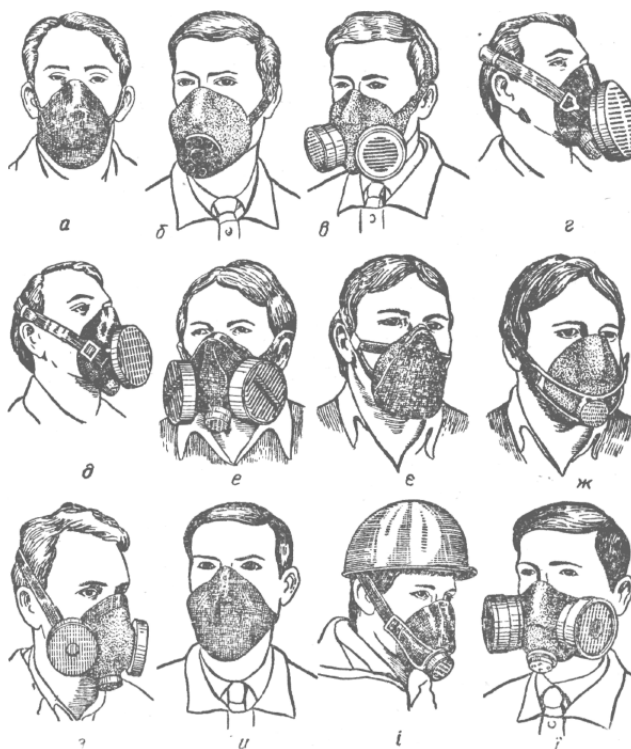


Рисунок 3.1 – Засоби захисту органів дихання

- Засоби захисту шкіри:
 - ✓ Спеціальний захисний одяг з антистатичними властивостями (тканина з вуглецевими нитками або оброблена антистатичними просоченнями).
 - ✓ Захисні рукавиці з гуми або хлорвінілового матеріалу для захисту від контакту з паливом.
 - ✓ Спецвзуття з антиіскровим протектором, виготовлене зі шкіри або полімерів, що не утворюють статичної електрики.

- Засоби захисту очей та обличчя:
 - ✓ Захисні окуляри або щитки для запобігання потраплянню бризок бензину.

- Додаткове оснащення:
 - ✓ Портативні газоаналізатори для контролю концентрації парів бензину.
 - ✓ Індивідуальні заземлення при роботі з електроприладами в потенційно вибухонебезпечних зонах.

3.2 Протипожежні заходи

В умовах зберігання бензину існує значний ризик виникнення пожежонебезпечних та вибухонебезпечних ситуацій. У зв'язку з цим система протипожежного захисту має бути багаторівневою, з урахуванням конструктивних й експлуатаційних особливостей резервуарного парку.

Об'єкти нафтогазового сектору, зокрема склади нафти та нафтопродуктів, характеризуються рядом специфічних особливостей, що свідчать про потенційну небезпеку виникнення пожеж і вибухів, які можуть призвести до руйнувань і загибелі людей, зокрема:

- висока пожежонебезпека, зумовлена значними викидами парів навіть під час роботи у штатному режимі;
- щільне розміщення різномісних джерел підвищеної небезпеки в межах одного об'єкта;

- надзвичайно швидке розгортання аварійних ситуацій, з високою імовірністю стрімкого поширення вогню та вибухів у різних напрямках, що супроводжується значною руйнівною силою.

Забезпечення пожежної безпеки на об'єктах зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів повинно досягатися шляхом реалізації організаційних заходів і впровадження технічних рішень, спрямованих на попередження виникнення пожеж, захист життя та здоров'я людей, мінімізацію матеріальних збитків і зменшення шкідливого впливу на довкілля, а також створення умов для ефективної ліквідації можливих займань.

Основні вимоги до забезпечення пожежної безпеки зводяться до наступного: технологічне обладнання повинно відповідати вимогам чинних нормативних документів, бути належним чином розміщеним і експлуатуватися згідно з технологічною документацією. У виробничому процесі мають використовуватися речовини та матеріали з чітко визначеними показниками пожежної та вибухової безпеки, а також неухильно дотримуватися вимог нормативно-правових актів у сфері пожежної безпеки.

Обладнання повинно бути оснащене необхідними контрольно-регулюючими приладами, датчиками та іншими засобами моніторингу, а у випадках виявлення відхилень від нормального режиму роботи чи виникнення несправностей — автоматично зупинятися.

У кожному резервуарі або ємнісному апараті обов'язковому контролю підлягають такі параметри, як: рівень заповнення, справність дихальних клапанів, вогнеперешкоджувачів, рівнемірів, дренажних систем і пристроїв для аварійного зливу легкозаймистих і горючих рідин, а також систем для відведення горючих парів, що утворюються внаслідок випаровування легких фракцій нафтопродуктів.

До основних практичних заходів із забезпечення пожежної безпеки на об'єктах, що розглядаються, можна віднести наступне:

- постійний контроль персоналом за територією, обладнанням, технологічними процесами та потенційними джерелами займань. Незважаючи

на важливість технічних засобів, вирішальну роль відіграє людський фактор, тому необхідно регулярно проводити тренування дій у надзвичайних ситуаціях;

- Оснащення об'єктів системами протипожежного захисту, раннього виявлення загроз, сигналізацією, засобами гасіння, контролю і регулювання, а також пожежною технікою і безперебійним водопостачанням;
- Заходи для обмеження поширення пожежі: обвалування, огорожі, спеціальні пороги, розміщення резервуарів у знижених ділянках;
- Профілактика загорянь, спричинених електричним струмом, блискавками, статичною електрикою, іскрами чи відкритим вогнем;
- Регулярні огляди і профілактичний ремонт обладнання;
- Посилений контроль безпеки при зливо-наливних операціях з нафтопродуктами;
- Формування матеріального резерву та створення належних умов для ефективної ліквідації можливих пожеж.

Система пожежної безпеки об'єктів із нафтопродуктами повинна включати комплекс заходів, що унеможливають перевищення допустимого рівня пожежного ризику та запобігають загрозі шкоди третім особам у разі пожежі.

3.3 Організаційні заходи

З метою забезпечення безпечних умов праці на об'єктах зберігання бензину впроваджуються комплексні організаційні заходи, які спрямовані на попередження виробничого травматизму, аварійних ситуацій та зниження впливу шкідливих факторів на працівників.

1. Інструктаж працівників: усі працівники, що задіяні до експлуатації резервуарного парку, повинні проходити обов'язкове навчання з питань охорони праці, пожежної безпеки, електробезпеки та надання першої медичної допомоги. Види інструктажів, які проводяться:

- Вступний інструктаж – усі, хто прийняті на роботу;
- Первинний інструктаж – перед початком самостійної роботи;

- Повторний інструктаж – не рідше одного разу за шість місяців;
- Позаплановий інструктаж – після змін у нормативних документах, при аварійних ситуаціях;

- Цільовий інструктаж – при виконанні робіт підвищеної небезпеки.

2. Організація допуску до робіт: до виконання робіт підвищеної небезпеки, зокрема робіт усередині резервуарів або на висоті, допускаються тільки спеціально навчені працівники, які пройшли:

- Медичний огляд;
- Психофізіологічну оцінку;
- Навчання правилам роботи в замкнутому просторі;
- Інструктаж з користування ЗІЗ та аварійно-рятувальним

обладнанням.

3. Технічний контроль: з метою своєчасного виявлення та усунення несправностей, на підприємстві запроваджено систему планово-попереджувального технічного обслуговування та контролю за справністю обладнання:

- Регулярна перевірка стану понтону, механізмів його кріплення та герметичності;
- Технічне обслуговування дихальних і запобіжних клапанів, люків-лазів, патрубків;
- Повірка газоаналізаторів, вентиляційних установок, автоматичних систем пожежогасіння;
- Перевірка заземлення та антистатичних пристроїв згідно з графіком.

4. Засоби зв'язку та попереджувальної сигналізації: на території резервуарного парку мають бути встановлені ефективні засоби оперативного зв'язку (радіостанції, внутрішня телефонна мережа) та сигналізації:

5. Атестація робочих місць - періодично проводиться атестація робочих місць за умовами праці. В рамках цієї процедури здійснюється:

- Вимірювання рівня шкідливих речовин у повітрі (пари бензину, вуглеводні);
- Контроль температурного режиму, рівня шуму, вібрацій, освітлення;
- Аналіз відповідності умов нормативним показникам.

Результати атестації робочих місць слугують підґрунтям для подальшої оптимізації умов праці, обґрунтування заходів захисту працівників, а також для коригування нормативів тривалості їх перебування в небезпечних або шкідливих зонах.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проєкту

Для розрахунку приймаємо наступні вихідні дані:

- Питома маса РВС и РВСП $\Pi_{\text{мРВС}} = \Pi_{\text{мРВСП}} = 34,665 \text{ кг/м}^3$;
- Об'єм резервуара $V = 1000 \text{ м}^3$;
- Ціна за тону сталі $\text{Ц} = 46000 \text{ грн/т}$.

Витрати матеріалу (сталі)

$$M = \Pi_{\text{м}} \cdot V; \quad (4.1)$$

$$M_{\text{РВС}} = M_{\text{РВСП}} = 34,665 \cdot 1000 = 34,665 \text{ т.}$$

Вартість матеріалів

$$K_{\text{м}} = M \cdot \text{Ц}; \quad (4.2)$$

$$K_{\text{мРВС}} = K_{\text{мРВСП}} = 34,665 \cdot 46000 = 1594590 \text{ грн.}$$

У табл. 4.1 наведені витрати на закупівлю спеціалізованого обладнання, необхідного для укомплектування резервуарів.

Капітальні витрати на матеріали та обладнання резервуара

$$K_{\text{мо}} = K_{\text{м}} + \sum K_{\text{обл}}; \quad (4.3)$$

$$K_{\text{мо РВС}} = 1594590 + 597094 = 2191684 \text{ грн.}$$

$$K_{\text{мо РВСП}} = 1594590 + 797094 = 2391684 \text{ грн.}$$

Витрати на монтаж резервуара приймаються 20 % від капітальних витрат на матеріали та обладнання.

$$K_{\text{РВС}} = 1,2 \cdot K^{\text{РВС}} = 1,2 \cdot 2\,191\,684 = 2\,630\,021 \text{ грн.}$$

$$K_{\text{РВСП}} = 1,2 \cdot K^{\text{РВСП}} = 1,2 \cdot 2\,391\,684 = 2\,870\,021 \text{ грн.}$$

Таблиця 4.1 – Капітальні витрати на придбання резервуарного обладнання

	Кількість	Вартість за одиницю, грн.	РВС	РВСП
			Сума, грн.	
Люк-лаз циліндричний ЛЛ 600х900	1	153300	153300	153300
Люк-лаз ЛЛ 600	1	97584	-	97584
Люк світловий ЛЗ-500	2	48660	97320	97320
Патрубок вентиляційний ПВ-150	4	8403	33612	33612
Понтон алюмінієвий з затвором і обладнанням	1	200000	-	200000
Хлопавка ХП-150А	1	9360	9360	9360
Механізм управління хлопавкою МУ-1	1	19080	19080	19080
Патрубок вентиляційний ПВ-250	1	10068	10068	10068
Патрубок приймально-роздавальний ППР-150	2	6480	12960	12960
Патрубок монтажний ПМ-250	4	8810	35240	35240
Кран сифонний КС-50С	1	41970	41970	41970
Система заземлення та блискавкозахист	1	5000	5000	5000
Теплоізоляція або система обігріву	1	49884	49884	49884
Дихальний клапан СМДК-40 з вогнезапобіжником	1	3300	3300	3300
Дихальний клапан СМДК-150 (суміщений механічний)	1	45000	45000	45000
Клапан дихальний КДС-1500/150	1	81000	81000	81000
Вартість установки $\sum K_{обл}$	-	-	597094	797094

Порівняємо резервуари РВС-1000 та РВСП-1000.

Розрахунок річного економічного ефекту базується на порівнянні їхніх економічних показників.

Для проведення обчислень використано такі вихідні дані:

- вартість бензину 71,81 грн/л.
- густина (0,745 кг/л)

Отримаємо $C_6 = 96,34$ грн/кг (ціна бензину на травень 2026 року).

Згідно з попередніми розрахунками, річні втрати бензину з резервуару, не обладнаного засобами зменшення втрат $G_{\text{рік}} = 3216$ кг/рік.

Коефіцієнт скорочення втрат:

- для РВС-1000 (резервуар без засобів скорочення витрат) $S_{\text{РВС}} = 0$;
- для РВСП-1000 $S_{\text{РВСП}} = 0,95$.

Тоді величина річних втрат нафти $G_{\text{рік}}$:

- для РВС-1000

$$G_{\text{рік РВС}} = G_{\text{рік}} \cdot (1 - S_{\text{РВС}}) \quad (4.4)$$

$$G_{\text{рік РВС}} = 3216 \cdot (1 - 0) = 3216 \text{ кг/рік,}$$

- для РВСП-1000

$$G_{\text{рік РВСП}} = G_{\text{рік}} \cdot (1 - S_{\text{РВСП}})$$

$$G_{\text{рік РВСП}} = 3216 \cdot (1 - 0,95) = 160,8 \text{ кг/рік.}$$

Вартість втрат бензину з резервуара

$$C_{\text{втрат}} = \text{Ц}_{\text{б}} \times G_{\text{рік}}; \quad (4.5)$$

$$C_{\text{втрат РВС}} = 96,34 \cdot 3216 = 309830 \text{ грн/рік.}$$

$$C_{\text{втрат РВСП}} = 96,34 \cdot 160,8 = 15490 \text{ грн/рік.}$$

Зменшення річних витрат завдяки використанню засобів скорочення втрат від випаровування

$$\Delta C_{\text{РВСП}} = C_{\text{втрат РВС}} - C_{\text{втрат РВСП}} \quad (4.6)$$

$$\Delta C = 309830 - 15490 = 294340 \text{ грн/рік.}$$

4.2 Експлуатаційні затрати та термін окупності

Експлуатаційні витрати

$$E = K_{\text{кап}} \cdot (k_a + k_p) + \text{Ц}_{\text{ел}} \cdot G_{\text{ел}} + \text{З}_{\text{зп}} \cdot n, \quad (4.7)$$

де $K_{\text{кап}}$ – капітальні витрати на будівництво резервуару;
 k_a – амортизаційні відрахування;
 k_p – відрахування на поточний ремонт;
 $C_{\text{ел}}$ – ціна електроенергії;
 $G_{\text{ел}}$ – витрата електроенергії;
 $Z_{\text{зп}}$ – заробітна плата обслуговуючого персоналу;
 n – кількість людино-годин, витрачених на обслуговування резервуару за рік.

Прийнято

$$n_{\text{РВС}} = n_{\text{РВСП}} = 432 \text{ люд.-год.}$$

Заробітна плата персоналу $Z_{\text{зп}} = 52$ грн/год (мінімальна заробітна плата станом на травень 2026 року погодинно).

Інші затрати на обслуговування резервуарів однаковими для порівняльних об'єктів.

Річні амортизаційні відрахування та витрати на ремонт обладнання доцільно визначати за середніми нормативами, відповідно 10% та 5% від капітальних витрат. Тоді

$$k_a + k_p = 0,15 \text{ год}^{-1}.$$

У порівняльних розрахунках витрати на електроенергію під час експлуатації резервуарів у режимі зберігання можна вважати такими, що дорівнюють нулю.

$$C_{\text{ел}} \cdot G_{\text{ел}} = 0.$$

Експлуатаційні витрати

$$E_{\text{РВС}} = 2\,630\,021 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 416\,967 \text{ грн/рік.}$$

$$E_{\text{РВСП}} = 2\,870\,021 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 452\,967 \text{ грн/рік.}$$

$$\Delta E = E_{PBC\Pi} - E_{PBC} = 452967 - 416967 = 36\,000 \text{ грн/рік.}$$

Річні зведені витрати

$$V_{\Pi} = E + E_n K_{\text{кап}} \quad (4.8)$$

де E – річні (експлуатаційні) витрати;

$K_{\text{кап}}$ – капітальні вкладення;

E_n – нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень, 0,2.

$$V_{PBC} = 416967 + 0,15 \cdot 2\,630\,021 = 811470 \text{ грн/рік.}$$

$$V_{PBC\Pi} = 452967 + 0,15 \cdot 2\,870\,021 = 883470 \text{ грн/рік.}$$

Додатковий прибуток

$$\Delta K = K_{PBC\Pi} - K_{PBC} \quad (4.9)$$

$$\Delta K = 2\,870\,021 - 2\,630\,021 = 240\,000 \text{ грн.}$$

$$\Delta \text{Пр} = \Delta C - \Delta K \cdot E_n - \Delta E \quad (4.10)$$

$$\Delta \text{Пр} = 294340 - 240\,000 \cdot 0,2 - 36\,000 = 210340 \text{ грн/рік.}$$

Термін окупності встановлення понтону

$$T = \Delta K / \Delta \text{Пр} \quad (4.11)$$

$$T = 240\,000 / 210340 = 1,14 \text{ років} \approx 13,7 \text{ міс.}$$

Таблиця 4.2 – Порівняння техніко-економічних показників

Показник	Од. вимір.	PBC	PBC\Pi
Капітальні вкладення	грн.	2 630 021	2 870 021
Вартість річних витрат бензину	грн/рік	309 830	15 490
Експлуатаційні витрати	грн/рік	415 239	451 239
Річні приведені витрати	грн/рік	809 742	881 742
Додатковий прибуток	грн/рік	-	41 187
Термін окупності встановлення понтону	міс.	-	13,7

Як показують результати розрахунків, з техніко-економічної точки зору резервуари типу РВСП є ефективнішими порівняно з резервуарами типу РВС. Це зумовлено значно меншими річними втратами продукту, що пояснюється вищим ступенем уловлювання легких фракцій у конструкції РВСП.

ВИСНОВКИ

На основі виконаних розрахунків обґрунтовано доцільність реконструкції вертикального сталевого резервуара РВС-1000 шляхом встановлення внутрішнього алюмінієвого понтону. Вибір саме цього методу скорочення втрат від випаровування серед інших описаних варіантів обумовлений його суттєвими перевагами.

Традиційні диски-відбивачі дозволяють знизити лише втрати від «великих дихань», залишаючи проблему добових температурних коливань невирішеною. Також вони ефективні за невеликого часу простою резервуару, зі збільшенням простою ефективність знижується.

Газозрівнювальні системи та установки уловлювання легких фракцій потребують значних початкових інвестицій, монтажу складного компресорного й абсорбційного обладнання та постійного споживання електричної енергії. Використання плаваючих покрівель без стаціонарного покриття несе великі загрози через атмосферні опади, снігопади та ураганні вітри, які призводять до деформації та затоплення дахів та здорожують модернізацію резервуару.

Натомість внутрішній понтон, розміщений під стаціонарним дахом, повністю позбавлений цих недоліків, оскільки він ізолюваний від зовнішнього середовища, не потребує систем водовідведення та забезпечує стабільну герметизацію протягом щонайменше 30 років експлуатації. Конструктивно понтон збирається безпосередньо всередині ємності, переміщується по направляючих колонах за рівнем пального та ізолює дзеркало випаровування за допомогою еластичного затвора по периметру.

Проведені обчислення для умов експлуатації на півдні Одеської області показали, що річні втрати бензину в резервуарі без захисних засобів становлять 3216,0 кг на рік. Після обладнання ємності алюмінієвим понтоном річні втрати знижуються до 160,8 кг на рік, що відповідає скороченню випаровування на 95% та збереженню 3055,2 кг високоякісного автомобільного пального щорічно.

Економічна оцінка проєкту підтверджує його фінансову спроможність: додаткові капітальні витрати на закупівлю та монтаж алюмінієвого понтону обсягом 240 000 грн збільшують загальні капіталовкладення з 2 630 021 грн до 2 870 021 грн, проте завдяки значному скороченню втрат бензину річна вартість втраченого палива знижується з 309 830 грн до 15 490 грн, що при незначному зростанні річних експлуатаційних витрат з 416 967 грн до 452 967 грн забезпечує додатковий річний прибуток у розмірі 210 340 грн та повну окупність вкладених коштів за 1,14 року, тобто за 13,7 місяців.

Організація охорони праці та протипожежної безпеки під час експлуатації резервуара РВСП-1000 базується на системному контролі загазованості робочої зони за допомогою автоматичних сигналізаторів, обов'язковому застосуванні персоналом сертифікованого спецодягу та спецвзуття, що запобігають іскроутворенню, а також фільтруючих чи ізолюючих дихальних апаратів при проведенні обслуговування.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. ДСТУ 3437-96. Нафтопродукти. Терміни та визначення - [Чинний від 1997-07-01]. – Київ: Держстандарт України, 1996. – 49 с. – (Державний стандарт України).
2. ДСТУ EN 228:2022 Автомобільні палива. Неетилований бензин. Вимоги та методи випробувань (EN 228:2012+A1:2017, IDT) - [Чинний від 2023-12-31]. – Київ: ДП «УкрНДНЦ», 2022. – 19 с. – (Національний стандарт України).
3. ДСТУ Б В.2.6-183:2011. Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для нафти та нафтопродуктів. Загальні технічні умови. [Чинний від 2012-10-01]. – К.: Мінрегіон України, 2012. – 78 с.
4. Лісафін В. П., Лісафін Д. В. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: Підручник. - Івано-Франківськ: Факел, 2006.-597 с. з іл.
5. ДСТУ-Н Б В.1.1-27:2010. Захист від небезпечних геологічних процесів, шкідливих експлуатаційних впливів, від пожежі. Будівельна кліматологія. – [Чинний від 2011-11-01]. – К.: Мінрегіонбуд України, 2010. – 123 с.
6. Лісафін, В.П. Типові розрахунки процесів приймання, зберігання та розподілу нафти і нафтопродуктів: навч. посіб. / В.П. Лісафін, Н.В. Люта. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. – 248 с.
7. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. – [Чинний від 1994-10-01]. – К.: Південдіпронафтопровід, 1994. –98 с.
8. Дорошенко Ю. Прогнозування втрат нафтопродуктів від випаровування на автозаправних станціях // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2023. – Т. 23, № 2. – С. 33–40. DOI: [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2\(87\)-33-40](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-2(87)-33-40)
9. Дорошенко Ю.І. Огляд сучасних методик розрахунку втрат нафтопродуктів від випаровування за умов зберігання у наземних резервуарах / Ю.І. Дорошенко, Н.В. Люта // Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. - 2012. - № 3. - Режим доступу: http://nbuv.gov.ua/UJRN/Nvif_2012_3_11

10. ДСТУ 7687:2015 Бензини автомобільні Євро. Технічні умови. - К: ДП «УкрНДЦ», - 2015. – 97 с.
11. ДСТУ 4454:2005. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держстандарт України, 2006. – 31 с.
12. Сагала, Т.А. Зберігання нафти та нафтопродуктів [Електронний ресурс]: метод. вказ. до самост. роботи / Т. А. Сагала, Н. О. Біленко; Одес. нац. акад. харч. технологій. – Одеса: ОНАХТ, 2018. – Електрон. текст. дані: 31 с.
13. Григоров А.Б. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз: [Електронний ресурс] / А.Б. Григоров. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХП», Видавництво «Крок», 2022. – 184 с. URL: <https://repository.kpi.kharkov.ua/items/02b9792c-d262-4301-b211-88c47023c709>
14. Про затвердження норм втрат нафтопродуктів під час їх приймання, зберігання, відпуску, перевантаження та транспортування. Постанова КМУ від 5 серпня 2020 р. № 686.
15. Сагала Т.А. Аналіз методик визначення втрат нафти і нафтопродуктів від випаровування // Збірник тез доповідей 83 наукової конференції викладачів університету, 25 – 28 квітня 2023 р. Міністерство освіти і науки України. – Одеса: ОНТУ. – 2023. – С. 328.
16. Сагала Т.А., Біленко Н.О. Оцінка втрат нафтопродуктів від випаровування при різних значеннях пружності парів. // Еколого-енергетичні проблеми сучасності: зб. наукових праць XXII Всеукраїнської науково-технічної конференції молодих учених та студентів, 9-10 червня 2022 р. – Одеса: ОНТУ, 2022. – С. 39.
17. Капцов І., Капцова Н., Наливайко О., Омельченко К. А., Ромашко О. Технічні рішення щодо зменшення природних втрат нафтопродуктів під час зберігання на нафтобазах // Комунальне господарство міст. – 2025. – Т. 3, № 191. – С. 51–56. DOI: <https://doi.org/10.33042/2522-1809-2025-3-191-51-56>

18. API MPMS 19-1. API Manual of Petroleum Measurement Standards, Chapter 19 – Evaporative loss Measurement, Section 1 - Evaporative Loss from Fixed-Roof Tanks, Third Edition, March, 2002.

19. API MPMS 19-2. Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19 – Evaporative-loss Measurement, Section 2 – Evaporative Loss from Floating-roof Tanks, Second Edition, September, 2003.

20. API MPMS 19-4. Manual of Petroleum Measurement Standards Chapter 19.4. Evaporative Loss Reference Information and Speciation Methodology – Third Edition; Includes Addendum 1: November 2013; Addendum 2: June 2017.

21. BMI-DGMK Gemeinschaftsprojekt 4590-01 bis 4590-12 «Messen und Ermittlung von Kohlenwasserstoff-Emissionen bei Lagerung, Umschlag und Transport von Ottokraftstoffen und Prüfen von Verfahren zur Beherrschung dieser Emissionen», Teil 1: Zusammenfassender Bericht des Gesamtprojekts, Teil 2: Berichte zu den Teilobjekten.