

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 вертикального сталевого резервуару об'ємом 2000 м³
для зберігання світлих нафтопродуктів

Здобувача (ки) Томаченко М.Є.

Керівник проф. Дорошенко В.М.

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

Томаченко Марія Євгенівна

1. Тема роботи Проект вертикального сталевого резервуару об'ємом 2000 м³
для зберігання світлих нафтопродуктів

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

Густина нафтопродукту 745 кг/м³; в'язкість 0,64 сСт; температура нафтопродукту 15 °С; температура навколишн. середовища 0 °С; кліматична зона – 4; розрахункова вага снігового покриву 2,35 кПа; розрахункова сейсмічність 6 балів; тривалість строку служби резервуару – не менше 10 років; клас небезпеки – клас III

4. Перелік питань, які потрібно розробити

Визначити геометричні розміри корпусу резервуару; розрахувати на міцність та визначити товщини кожного поясу стінки резервуару; здійснити вибір марок сталей; перевірити загальну стійкість металоконструкції резервуару; провести аналіз умов праці та розробити заходи з техніки безпеки

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

Аркуш 1 – Загальний вигляд резервуару

Аркуш 2 – Принципова схема резервуарного парку

Аркуш 3 – Понтон, складальне креслення

Аркуш 4 – Вентиляційний патрубков, складальне креслення

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 _____ Дорошенко В.М.

Завдання прийняв до виконання _____ Томаченко М.Є.

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 _____ Томаченко М.Є.

Керівник роботи _____ Дорошенко В.М.

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 _____ Томаченко Марія Євгенівна _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 83 сторінок друкованого тексту, 8 рисунків, 7 таблиць, 17 посилань на джерела.

У кваліфікаційній роботі розроблено інженерне рішення для вертикального сталевго резервуара з понтоном об'ємом 2000 м³ для безпечного зберігання світлих нафтопродуктів в Одеській області. Розрахунок змінної товщини поясів стінки дозволив оптимізувати матеріаломісткість конструкції, забезпечивши її міцність і стійкість до деформацій при мінімальній вартості. Використання понтона суттєво знижує випаровування легких фракцій палива, що підвищує рентабельність підприємства та запобігає забрудненню атмосферного повітря. Додатково сформовано заходи з охорони праці та пожежної безпеки, а також проведено розрахунки фінансової доцільності інвестицій.

Ключові слова: світлі нафтопродукти, резервуар вертикальний сталевий, понтон, резервуарний парк

ABSTRACT

Qualification work consists of 83 pages of printed text, 8 figures, 7 tables, 17 references.

The qualification work develops an engineering solution for a vertical steel tank with a pontoon with a capacity of 2000 m³ for the safe storage of light petroleum products in the Odesa region. The calculation of the variable shell course thickness allowed for optimizing the material consumption of the structure, ensuring its strength and resistance to deformation at a minimal cost. The use of a pontoon significantly reduces the evaporation of light fuel fractions, which increases the company's profitability and prevents atmospheric air pollution. Additionally, occupational health and fire safety measures have been formulated, and calculations of the financial feasibility of investments have been performed.

Keywords: refined products, vertical steel storage tank, internal floating roof, storage terminal

ЗМІСТ

ВСТУП	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	10
1.1 Призначення та загальна характеристика нафтобаз.....	10
1.2 Типи нафтобаз, їх особливості та функції.....	11
1.3 Генеральний план та технологічна схема нафтобаз.....	14
1.3.1 Генеральний план нафтобази.....	14
1.3.2 Технологічна схема нафтобази.....	17
1.4 Типи резервуарів для зберігання нафтопродуктів.....	19
1.5 Конструктивні особливості резервуарів для світлих нафтопродуктів ...	22
1.6 Типи та конструкції понтона	24
1.6.1 Понтони одношарової конструкції.....	26
1.6.2 Понтони дворівневої конструкції з герметичних коробів	27
1.6.3 Понтони на поплавках	27
1.6.4 Багатошаровий понтон	27
1.7 Плаваючі дахи резервуарів	28
1.8 Обладнання резервуарів	29
1.9 Кліматичні умови півдня України.....	33
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ.....	36
2.1 Вихідні дані	36
2.2 Алгоритм розрахунку товщини стінки резервуара типу РВСП.....	36
2.2.1 Визначення геометричних розмірів резервуару	36
2.2.2 Розрахунок товщини стінки.....	40
2.3 Розрахунок стінки резервуара на стійкість	55

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ	67
3.1 Аналіз умов праці під час експлуатації вертикального сталевого резервуару	67
3.2 Заходи безпеки під час експлуатації резервуару	68
3.3 Пожежна безпека та дії у разі аварійної ситуації	69
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	70
4.1 Техніко-економічне обґрунтування проекту.....	71
4.2 Економічний ефект від використання понтону	73
4.3 Експлуатаційні затрати та термін окупності.....	74
ВИСНОВКИ.....	78
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	82

ВСТУП

Нафта та продукти її переробки належать до категорії специфічних наливних вантажів, управління якими вимагає створення високотехнологічної, спеціалізованої та надійної інфраструктури. Системи зберігання таких речовин повинні відповідати певним критеріям, серед яких першочерговими є забезпечення повного збереження кількісних і якісних характеристик продукту протягом усього періоду зберігання, гарантування абсолютного рівня вибухо- та пожежної безпеки, оптимізація експлуатаційних витрат на зберігання й розподіл, а також створення максимальної зручності для відвантаження кінцевим споживачам. Основними елементами цієї глобальної інфраструктури є нафтобази, комплексні спеціалізовані підприємства, що включають різноманітні будівлі, інженерні споруди, технологічне обладнання та виробничі процеси, необхідні для ефективного приймання, зберігання та безперебійної передачі нафтопродуктів споживачам. Основою будь-якої нафтобази є її резервуарний парк.

Специфіка зберігання світлих нафтопродуктів, до яких належить бензин, дизельне пальне та гас, визначається їхніми фізико-хімічними властивостями. По-перше, світлі нафтопродукти характеризуються високою леткістю. Під впливом температурних коливань навколишнього середовища вони інтенсивно випаровуються, що призводить до так званих "дихань" резервуара, тобто витиснення насиченої пароповітряної суміші в атмосферу під час нагрівання вдень (мале дихання) або під час заповнення резервуара рідиною (велике дихання). По-друге, нафта і нафтопродукти під час тертя (при заповненні резервуарів, швидкісному перекачуванні трубопроводами зі швидкістю понад 2,5 м/с або фільтрації) надзвичайно схильні до інтенсивної електризації. На їхній поверхні накопичуються заряди статичної електрики, що в поєднанні з легкозаймистими парами створює критичний ризик виникнення іскри та наступного вибуху. Світлі нафтопродукти є

найнебезпечнішими через високу швидкість утворення зарядів та низьку електропровідність.

Для мінімізації втрат маси продукту внаслідок природного випаровування та для зниження ризику вибухів розроблено вертикальні сталеві циліндричні резервуари з понтоном (РВСП).

Резервуар РВСП-2000 являє собою складну металоконструкцію номінальним об'ємом 2000 кубічних метрів, яка складається з плоского днища, циліндричної стінки, стаціонарного даху та понтона. Понтон - це плавуча конструкція, яка розташовується безпосередньо на поверхні рідини і переміщується разом із нею під час циклів наливання та зливання, практично повністю ізолюючи дзеркало продукту від газового простору. Окрім понтона, сучасний резервуар оснащується цілим комплексом інженерно-технічних засобів. Сюди входять приймально-роздавальні патрубки з хлопаками для захисту від витоків в разі розриву трубопроводу, дихальні та запобіжні клапани з вогнеперешкоджувачами для балансування тиску та захисту від іскор, генератори піни для систем пожежогасіння, а також прилади автоматичного контролю. Всі ці системи працюють у єдиному комплексі для забезпечення надійної експлуатації об'єкта.

Актуальність проектування резервуара РВСП-2000 полягає у пошуку балансу між надійністю споруди та її вартістю. Оскільки гідростатичний тиск на стінку зменшується з нижнього поясу до верхнього, використання однакової товщини металу по всій висоті призводить до перевитрати матеріалу. Розрахунок змінної товщини поясів дозволяє надати конструкції необхідну міцність саме там, де навантаження найбільше, і суттєво знизити металомісткість без ризику для безпеки об'єкта.

З іншого боку актуальність обумовлена необхідністю мінімізації втрат від випаровування та збереження кількості і якості продукту. Нафтогазовий сектор є одним із основних елементів функціонування будь-якої національної економіки, а боротьба з втратами паливно-енергетичних ресурсів розглядається як пріоритетний напрямок раціонального ресурсовикористання.

Традиційні резервуари без засобів скорочення газового простору (типу РВС) створюють величезні економічні збитки через постійне випаровування легких фракцій. Кількісна та якісна втрата товарного нафтопродукту відображається на рентабельності підприємства. Крім того, викиди вуглеводневих парів в атмосферу несуть серйозні негативні екологічні наслідки, забруднюючи навколишнє середовище, погіршуючи якість повітря в прилеглих населених пунктах та сприяючи утворенню парникового ефекту і фотохімічного смогу. З огляду на це, застосування плаваючих дахів та понтонів є найбільш технологічно і економічно виправданим рішенням для збереження якості та кількості нафтопродуктів.

Метою роботи є інженерне проектування конструкції вертикального сталевого циліндричного резервуара з понтоном (типу РВСП) номінальним об'ємом 2000 м³, призначеного для надійного та безпечного зберігання світлих нафтопродуктів в кліматичних умовах Одеської області. Окрім конструктивних та гідродинамічних розрахунків металоконструкцій, метою є розробка системи заходів з охорони праці та пожежної безпеки, а також техніко-економічне обґрунтування інвестиційної доцільності впровадження такого типу резервуара, мінімізації економічних збитків від втрат продукту та забезпечення екологічної безпеки підприємства.

Для досягнення поставленої мети та забезпечення високої якості інженерних рішень, у процесі виконання проектної частини роботи необхідно послідовно вирішити низку **завдань**:

1. Визначити геометричні розміри корпусу резервуара.
2. Розрахувати на міцність та визначити товщини кожного поясу стінки резервуара, що включає обчислення розтягувальних кільцевих напружень для двох умов: експлуатації та гідравлічних випробувань.
3. Здійснити вибір марок сталей для поясів резервуара.
4. Перевірити загальну стійкість металоконструкції резервуара, а саме перевірити спроможність стінок порожнього резервуара протистояти деформаціям та втраті форми під дією комплексу стискувальних навантажень.

5. Провести аналіз умов праці та розробити заходи з промислової та пожежної безпеки.

6. Провести техніко-економічне обґрунтування інвестицій проєкту.

Виконання завдань дозволить створити комплексний проєкт, який поєднує теоретичну механіку, матеріалознавство, екологічну та економічну складові.

1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Призначення та загальна характеристика нафтобаз

Нафта та її продукти - це наливні вантажі, для систем зберігання яких висуваються наступні вимоги: збереження кількісних і якісних характеристик продукту, забезпечення вибухо- та пожежної безпеки, оптимізація витрат на зберігання й розподіл, а також максимальна зручність для кінцевих споживачів.

Нафтосховище (рис. 1.1) являє собою штучний резервуар, призначений для зберігання сирової нафти або продуктів її переробки.



Рисунок 1.1 – Загальний вигляд резервуару для зберігання нафти (нафтопродуктів)

У сфері транспортування та зберігання нафти й нафтопродуктів використовують кілька основних типів нафтосховищ:

- резервуари насосних станцій і нафтопродуктопроводів;
- сировинні й товарні парки нафтопереробних підприємств;
- резервуари морських, річкових і залізничних терміналів;
- резервуари на нафтовидобувних родовищах;
- нафтобази.

Нафтобази - це спеціалізовані об'єкти, які найбільш повно інтегрують різноманітні будівлі, споруди, технічне обладнання та технологічні процеси, необхідні для ефективного зберігання нафти й нафтопродуктів (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Загальний вигляд нафтобази

1.2 Типи нафтобаз, їх особливості та функції

Нафтобазами називають підприємства, що представляють собою комплекси зі спеціалізованих споруд і установок. Основне їх призначення полягає у прийманні, зберіганні та передачі нафтопродуктів кінцевим споживачам.

Однією з різновидів нафтобаз є паливозаправочні комплекси для різних видів транспорту:

- автомобільного;
- залізничного;
- водного;
- повітряного.

Згідно з будівельними нормами і правилами, для різних категорій нафтобаз визначаються мінімальні допустимі відстані до прилеглих об'єктів, з урахуванням вимог пожежної безпеки. Так, відстань від нафтобаз I категорії до житлових та громадських будівель має становити не менше 200 м, тоді як для нафтобаз II та III категорій цей показник має бути не меншим за 100 м.

За величиною річного вантажообігу нафтобази поділяються на п'ять класів :

- 1 – від 500 і більше тис. т/рік;

- 2 – від 100 до 500 тис. т/рік включно;
- 3 – від 50 до 100 тис. т/рік включно;
- 4 – від 20 до 50 тис. т/рік включно;
- 5 – від 20 і менше тис. т/рік.

Нафтобази за функціональним призначенням та принципом оперативної діяльності поділяються на чотири основні види:

1. Перевалочні. Вони слугують для перевантаження (перевалки) нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший. Як правило, такі бази розташовані на берегах судноплавних річок і озер, поблизу морських портів, великих залізничних вузлів або проміжних перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів. Часто перевалочна нафтобаза також є кінцевим пунктом магістрального нафтопродуктопроводу (МНПП).

2. Розподільні. Їх використовують для нетривалого зберігання нафтопродуктів і подальшого постачання місцевим споживачам. Ці бази поділяються на:

- оперативні — обслуговують виключно місцевих клієнтів.
- сезонного зберігання — забезпечують потреби як локальних споживачів, так і компенсують нерівномірну подачу нафтопродуктів до оперативних баз у зоні їх впливу.

3. Перевалочно-розподільні. Поєднують функції перевалочних і розподільних баз, виконуючи подвійні завдання.

4. Бази зберігання. Основними завданнями таких баз є приймання, тривале зберігання та періодичне оновлення запасів нафтопродуктів.

За транспортними зв'язками нафтобази класифікуються на такі типи:

- залізничні;
- водні (річкові чи морські);
- водно-залізничні;
- трубопроводні;
- глибинні — розподільчі нафтобази, що розташовані на значній віддаленості від залізниць і водних шляхів. Вони отримують нафтопродукти

переважно автотранспортом, а в окремих випадках — шляхом водного перевезення.

За типами нафтопродуктів розрізняють такі центри:

- універсальні;
- спеціалізовані для легкозаймистих (світлих) нафтопродуктів;
- призначені виключно для горючих (темних) нафтопродуктів.

Класифікація за виробничими операціями: залежно від функцій нафтобаз виконувани операції поділяються на основні та допоміжні.

До основних операцій належать:

- приймання нафтопродуктів, які доставляються залізничним, водним, автомобільним транспортом або трубопроводами;
- зберігання продукції в резервуарах чи тарі;
- відвантаження нафтопродуктів у залізничні та автомобільні цистерни, нафтоналивні судна або через трубопроводи;
- замірювання та облік продуктів.

До допоміжних операцій входять:

- очищення і видалення води з масел та інших в'язких нафтопродуктів;
- змішування палив і масел;
- регенерація використаних масел;
- виготовлення і ремонт тари;
- сервісне обслуговування обладнання, споруд і будівель;
- управління котельнями, транспортними засобами та енергетичними системами.

Технічна оснащеність нафтобаз повинна відповідати таким стандартам:

- а) резервуарний парк зобов'язаний гарантувати приймання, зберігання та відвантаження необхідного обсягу і асортименту продукції;
- б) технологічні трубопроводи повинні забезпечувати одночасне приймання і реалізацію різних марок продукції без їхнього змішування та втрати якості;

в) обладнання для наливання і зливання, а також насосна техніка повинні відповідати нормативним вимогам щодо часу виконання операцій із зливу та наливу.

Резервуарні парки нафтобаз відіграють ключову роль у забезпеченні стабільності роботи систем постачання та споживання. Їх основною функцією є створення буфера між постачальником і споживачем, що допомагає згладжувати можливі перебої в поставках і використанні нафтопродуктів. До додаткових задач резервуарних парків належать накопичення запасів на випадок збоїв у транспортному ланцюгу, контроль якості нафтопродуктів відповідно до необхідних стандартів, а також ведення їх обліку.

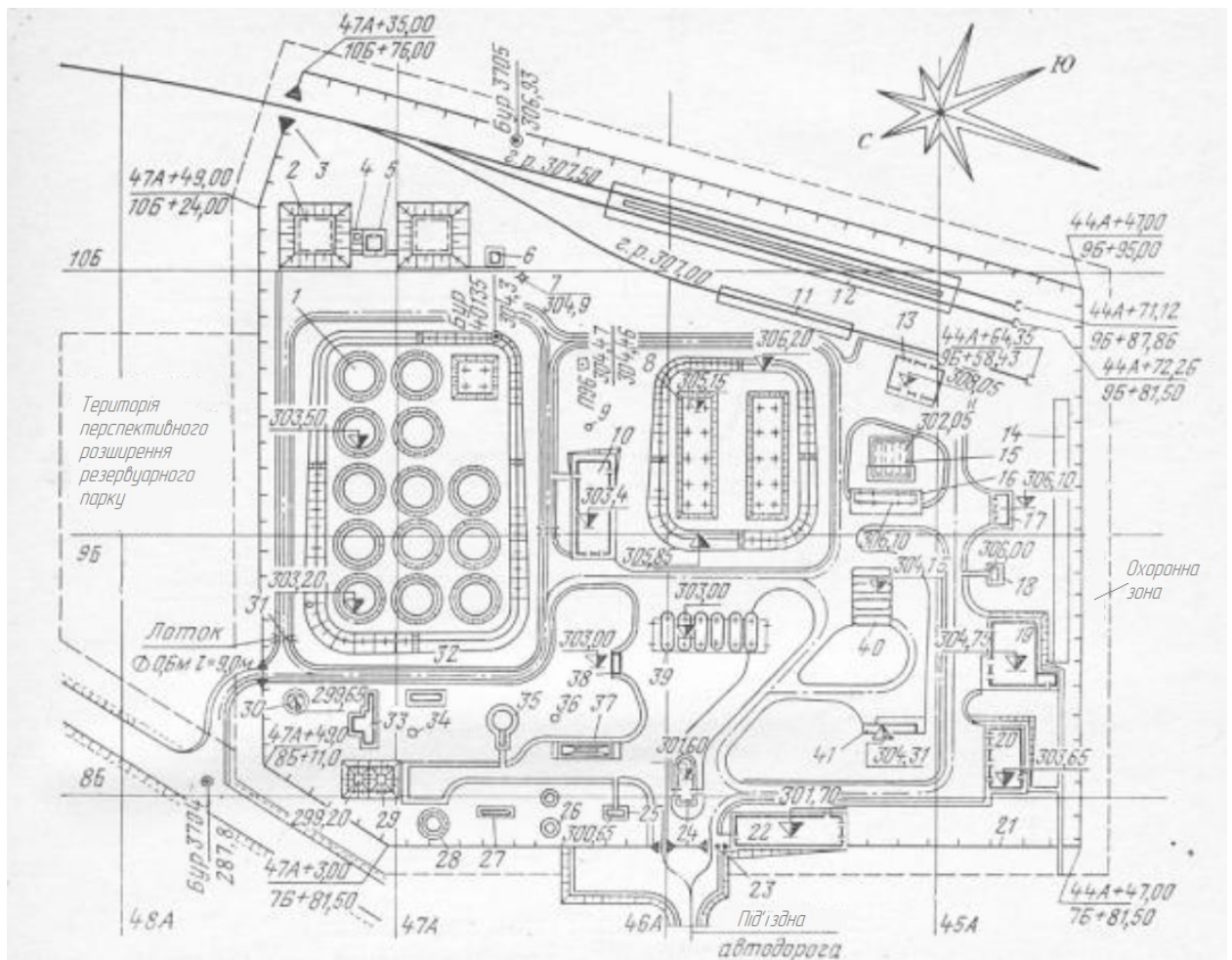
Резервуарний парк являє собою групу або кілька груп наземних резервуарів, призначених для зберігання нафти та нафтопродуктів. Вони розташовані на території, яка межує з насипом чи огорожувальною стінкою, що забезпечує безпеку та ізоляцію.

1.3 Генеральний план та технологічна схема нафтобаз

1.3.1 Генеральний план нафтобази

Генеральний план нафтобази передбачає розташування різноманітних об'єктів на відведеній території для будівництва. Його розробка базується на врахуванні всіх місцевих умов, включаючи рельєф, геологічні та гідрогеологічні особливості майданчика, метеорологічні фактори, асортимент нафтопродуктів, а також специфічні експлуатаційні вимоги, зокрема протипожежні, санітарні та транспортні.

Основою для створення такого плану слугує ситуаційна топографічна схема, яка містить горизонталі, залізничні колії, автомобільні дороги й інженерні мережі (телефонний зв'язок, водопровід, каналізацію, лінії електропередач тощо) (рис. 1.3). Завдяки цьому забезпечується зв'язок нафтобази із транспортними магістралями й відповідною інфраструктурою регіону.



1-резервуари для світлих нафтопродуктів; 2- резервуари для води; 3- ворота; 4- резервуар для дизельного палива; 5- водопровідна насосна; 6- склад піноутворювача з резервуаром; 7- артезіанська свердловина (або колодязь); 8- резервуар для темних нафтопродуктів; 9- ресивер; 10- насосна; 11- зливоналивна залізнична естакада олив; 12- те саме світлих нафтопродуктів; 13- тарне сховище; 15-резервуари відпрацьованих олив; 16- вузол зливу відпрацьованих олив; 17- трансформаторна підстанція; 18- паромірна; 19- пожежне депо; 20- гараж; 21- огорожа; 22- блок допоміжно-виробничого призначення; 23- хвіртка; 24- операторська; 25- реагентна; 26- контактний резервуар; 27- нафтовловлювач (або нафтопастка); 28- регулююча ємність; 29- муловий майданчик; 30- станція перекачування конденсату; 31- залізобетонний лоток; 32- сходи через обвалування; 33- комплекс механічного очищення; 34- резервуар збору витоків; 35- каналізаційна насосна; 36- приймальний резервуар; 37- естакада для миття автомобілів; 38- азс (автозаправна станція); 39- естакада для наливу світлих нафтопродуктів в автоцистерни; 40- естакада для наливу темних нафтопродуктів в автоцистерни; 41- розливна

Рисунок 1.3 – Приклад генплану нафтобази

Залізничні тупики повинні мати невелику протяжність і зручне приєднання до основної магістралі, а також бути прокладеними з урахуванням необхідних ухилів і радіусів кривизни. Після виконання прив'язки мереж здійснюється розміщення всіх споруд території відповідно до семи функціональних зон. Для полегшення нанесення об'єктів на топографічний план додаються роза вітрів та координатна сітка з кроком 100 x 100 або 50 x 50 метрів.

Зона зберігання, через високу пожежну небезпеку, виділяється на окремій відгородженій ділянці, доступ до якої дозволений лише обмеженому колу осіб. Оперативну зону рекомендовано розташовувати біля в'їзду і виїзду, щоб забезпечити зручний і швидкий доступ споживачів без затримок. На нафтобазах першої та другої категорій така зона повинна бути оснащеною окремим входом і виїздом до доріг загального користування.

При проектуванні зон і розташуванні споруд важливо мінімізувати протяжність технологічних трубопроводів та інженерних мереж. Перед остаточним визначенням розташування об'єктів на плані проводиться горизонтальне планування всієї території бази.

Усі будівлі та споруди, зазначені на генеральному плані, мають бути вказані із зазначенням їхніх габаритних розмірів та координат одного з кутів.

Вертикальне планування території нафтобази здійснюється з урахуванням таких вимог:

- 1) необхідно забезпечити нормальні умови для всмоктування насосів;
- 2) за можливості потрібно організувати самопливне зливання та наливання залізничних цистерн, автотранспорту та дрібної тари;
- 3) трубопроводи мають прокладатися без утворення «кишень» (різких вигинів осі труби у вертикальній площині).

На генеральному плані обов'язково відображається «роза вітрів», причому довжина її променів відповідає частоті вітру у відповідних напрямках.

Кожна група наземних резервуарів обгороджується суцільним земляним валом із верхньою шириною не менше 0,5 метра або захисною конструкцією з негорючих матеріалів, спроектованою для витримування гідростатичного тиску розливої рідини. Висота обвалування повинна перевищувати рівень розрахункового об'єму розливої рідини на 0,2 метра.

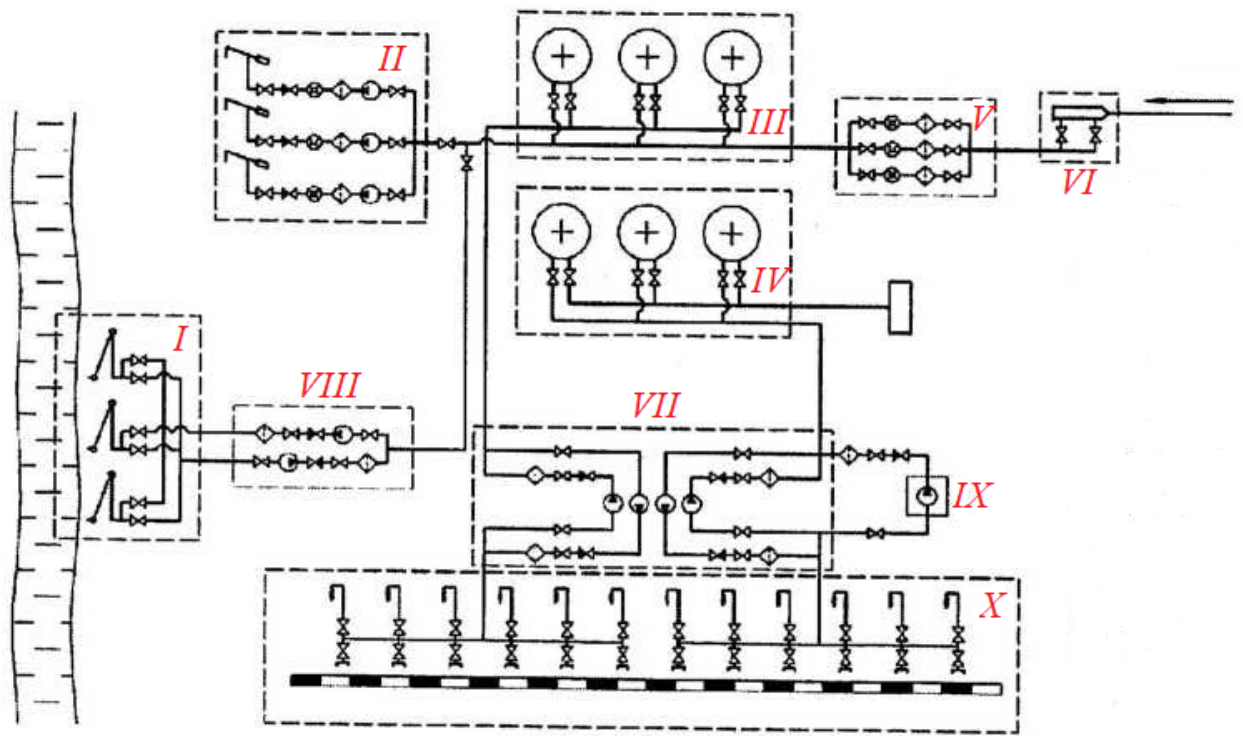
Обвалування передбачене для запобігання розливу нафтопродуктів по території нафтобази у випадку пошкодження резервуарів, що особливо актуально в умовах надзвичайних ситуацій, таких як пожежі.

Після завершення розробки генерального плану переходять до створення технологічного плану та схеми трубопроводів нафтобаз. Ці документи є основою для виконання гідравлічного розрахунку трубопровідної системи. Технологічна схема представляє собою умовну графічну схему трубопровідної мережі з необхідним обладнанням, яка забезпечує проведення всіх операцій із транспортування рідких нафтопродуктів. Для її складання важливо врахувати кількість і обсяг операцій, їх одночасність, а також асортимент нафтопродуктів, що зберігаються на нафтобазі.

Технологічний план представляє собою схему, виконану в масштабі та нанесену на генеральний план нафтобази. На основі цього плану для кожного трубопроводу розробляється профіль траси.

1.3.2 Технологічна схема нафтобази

Принципова технологічна схема нафтобази є спрощеним графічним кресленням, яке показує загальну логіку роботи об'єкта та послідовність технологічних процесів без прив'язки до реального масштабу чи географічного розташування обладнання на місцевості. Вона є первинним документом, на основі якого розробляють складніші робочі креслення (рис. 1.4).



I – причальні споруди; II – автоналивна естакада; III – резервуарний парк світлих нафтопродуктів; IV – резервуарний парк темних нафтопродуктів; V – вузол обліку; VI – камера прийому очисного пристрою (або камера приймання очисного поршня/скребка) ; VII – розливна; VIII – насосна; IX – нульовий резервуар; X – зливоналивна залізнична естакада

Рисунок 1.4 – Приклад принципової технологічної схеми нафтобази

Технологічна схема нафтобази - це графічний документ (креслення) або детальний опис, який показує весь процес руху нафтопродуктів по території об'єкта від моменту їхнього надходження до видачі споживачам. Вона об'єднує в єдину систему всі резервуари, насосні станції, трубопроводи, технологічні вузли та естакади. Схема обов'язково відображає обладнання (резервуари, насоси, засувки, фільтри, лічильники), трубопроводи (лінії наливу, зливу, зачистки резервуарів, дренажу та ліквідації аварійних витоків), напрямок руху (стрілками вказується, куди саме тече паливо під час різних операцій), специфікацію (кодування та номери кожного об'єкта (наприклад, резервуар Р-1, насос Н-3).

1.4 Типи резервуарів для зберігання нафтопродуктів

Резервуар - це конструкція, призначена для приймання, зберігання, видачі, обліку (як кількісного, так і якісного), а також для відстоювання води та видалення механічних домішок. Резервуарний парк – це сукупність наземних резервуарів, призначених для зберігання нафти й нафтопродуктів, які розташовані на території, обмеженій насипом або огорожувальною стінкою по периметру.

Систематизація резервуарів для зберігання нафти та нафтопродуктів передбачає наступні типи конструкцій:

- наземні ємності (дно цієї конструкції знаходиться безпосередньо на поверхні землі або розташоване на одному рівні з нею);
- вертикальні конструкції;
- горизонтальні резервуари;
- підземні ємності (верхній рівень рідини, що зберігається, знаходиться нижче рівня землі);
- напівпідземні конструкції (вони поєднують характеристики наземних і підземних резервуарів, що робить їх універсальними для зберігання нафти);
- підводні резервуари (ці сховища виготовляють для розташування під водою).

Крупні підприємства переважно використовують багатостінні резервуари. Експерти зазначають, що такі конструкції є більш надійними та менш схильними до корозійних процесів. Для створення оптимальних умов експлуатації між стінками резервуара зазвичай подається інертний газ.

Вертикальні циліндричні сталеві резервуари поділяються за наступними критеріями:

- за об'ємом: від 100 до 50 000 м³;
- за розташуванням: наземні, підземні;
- за тиском у газовому просторі: без тиску;
- за конструкцією даху: із стаціонарним дахом або з плаваючим дахом.

Стаціонарні дахи вертикальних зварних резервуарів можуть мати форму конуса, сфери або сфероїда. Стінки таких резервуарів виготовляються зі з'єднанням листів встик, внахлест або частково встик. У клепаних резервуарів з'єднання виконуються внахлест або встик із додатковими накладками. Залежно від умов експлуатації та типу нафтопродукту, внутрішня частина резервуарів може покриватися теплоізоляційним захисним матеріалом.

Горизонтальні резервуари характеризуються підвищеною стійкістю до агресивного середовища та високого тиску рідин, що робить їх практичнішим вибором, хоча у промисловості вони використовуються рідше. Їх основна перевага полягає у простоті експлуатації та догляду.

Горизонтальні циліндричні сталеві резервуари класифікуються за:

- об'ємом: від 3 до 200 м³;
- розташуванням: наземні, підземні;
- тиском у газовому просторі: без тиску або з надлишковим тиском.

Залежно від обсягу та розташування, резервуари класифікують на три основні класи:

- клас I охоплює особливо небезпечні резервуари із об'ємом 10000 м³ і більше, а також резервуари об'ємом 5000 м³ і більше, які знаходяться поблизу берегів річок, великих водойм або розташовані в межах міської забудови.

- клас II включає резервуари підвищеної небезпеки з об'ємом від 5000 до 10000 м³.

- клас III охоплює небезпечні резервуари з об'ємом від 100 до 5000 м³. Для зменшення втрат від випаровування ці резервуари обладнуються дихальною арматурою, яка складається з робочих і запобіжних клапанів, системою газової обв'язки, понтонами, або ж використовуються спеціальні конструкції з понтоном або плавучим дахом.

Відповідно до конструкції дахів вертикальних циліндричних резервуарів та особливостей їх експлуатації виділяють наступні типи:

- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарними дахами, які функціонують під надлишковим тиском 0,002 МПа і вакуумом 0,001 МПа;

- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарними дахами, призначені для роботи при підвищеному тиску 0,069 МПа;

- вертикальні циліндричні резервуари з понтоном або плавучим дахом, які експлуатуються без впливу надлишкового тиску і вакууму.

Дно горизонтальних ємностей буває різної форми – плоске, конічне, сферичне або у формі усіченого конуса.

Основні елементи будь-якого типу резервуарів включають: основу під конструкцію, перекриття, корпус, сходи, клапани для вдихання та видихання, запобіжні клапани, люки (люки для доступу, оглядові та вимірювальні), захисне огороження, вентиляційні патрубки із вогнезахисними пристроями, вузли для забезпечення подачі та виводу нафтопродуктів, систему очищення осаду зі дна ємності, а також прилади контролю та сигналізації (рівнеміри, пробовідбірники, сигналізатори рівня та манометри для моніторингу тиску в газовому середовищі), обладнання для нагрівання рідин.

Мінімальна відстань між резервуарами, розташованими в межах однієї групи, становить 30 метрів. У групі резервуари слід організовувати у не більше ніж чотири ряди, якщо їх об'єм становить менше 1000 м³, у три ряди – для об'єму від 1000 до 10 000 м³, і в два ряди – для резервуарів із об'ємом 10 000 м³ і більше.

Відстань між стінками найближчих резервуарів сусідніх груп має бути щонайменше 40 метрів, якщо об'єм резервуара не перевищує 20 000 м³.

Металеві резервуари за формою бувають циліндричними (як вертикальними, так і горизонтальними), сфероїдальними або спеціальних конфігурацій. Вертикальні циліндричні резервуари, у свою чергу, класифікуються за внутрішнім тиском і вакуумом у газовому просторі, формою даху (конічна або сферична) та конструкцією даху (плаваючі, підйомні, дихаючі або безмоментні).

За способом виробництва сталь поділяється на мартенівську та конверторну. У будівництві металевих конструкцій нафтобаз здебільшого використовується мартенівська сталь, яка має кращу якість і чистоту в

порівнянні з конверторною. Для зведення важких конструкцій і нижніх поясів сталевих резервуарів застосовуються низьколеговані сталі (НЛ), що характеризуються вищими механічними показниками.

Резервуари, призначені для експлуатації у помірних кліматичних умовах, виготовляються із будівельних сталей. Водночас у випадках, коли резервуари використовуються в регіонах із низькими температурами, беруть спеціальні сталі із додаванням нікелю, хрому або алюмінієві сплави.

Для зберігання нафтопродуктів із підвищеним вмістом сірки, щоб запобігти корозійним процесам, резервуари забезпечуються внутрішнім покриттям з алюмінію або алюмінієво-магнієвих сплавів (з додаванням від 1 до 4% магнію). Найчастіше верхній пояс і покрівлю резервуарів, які контактують із сірчаними парами, виготовляють саме з таких матеріалів.

Сталеві листи зазвичай з'єднуються методом зварювання. Однак у резервуарах, які були побудовані до середини ХХ століття, листи могли кріпитись за допомогою заклепок.

Вибір матеріалу для виготовлення резервуарів визначається залежно від типу нафти чи нафтопродуктів, що будуть у них зберігатися. У цьому процесі враховують взаємодію рідини з матеріалом сховища та прагнуть мінімізувати витрати металу на його побудову.

1.5 Конструктивні особливості резервуарів для світлих нафтопродуктів

Нафта і нафтопродукти під час тертя (при заповненні сховищ, швидкісному перекачуванні трубопроводами або фільтрації) схильні до інтенсивного електризації. На їхній поверхні накопичуються заряди статичної електрики, що може призводити до виникнення вибухів і пожеж. Найбільш небезпечними в цьому аспекті є світлі нафтопродукти, які особливо активно електризуються. Для зменшення ризику таких аварій застосовують заземлення апаратури, трубопроводів та резервуарів, а також використовують спеціальні антистатичні присадки.

Нафта і нафтопродукти практично не змішуються з водою, оскільки їхня взаємна розчинність дуже низька і не перевищує сотих часток відсотка. У нафтових вуглеводнях вода може розчинятися лише у невеликих кількостях - від 0,003 до 0,13% при температурі 40 °С. При цьому розчинність води зростає зі збільшенням температури та зменшенням молекулярної маси вуглеводнів. Така взаємна розчинність має істотне практичне значення через можливість утворення в моторному паливі мікрокрапель або кристаликів води, що може негативно впливати на роботу двигунів.

Залізобетонні резервуари для зберігання нафтопродуктів поділяються залежно від типу продукту на резервуари для мазуту, нафти, олив та світлих нафтопродуктів. Мазут і нафта практично не мають агресивного хімічного впливу на бетон, а завдяки важким фракціям і смолам навіть здатні заповнювати дрібні пори матеріалу, поступово знижуючи його просочуваність та проникність. Тому при їх зберіганні не виникає потреби у спеціальному захисті стін, днищ або покрівлі резервуарів.

На відміну від цього, під час зберігання олив для захисту від забруднення внутрішні поверхні резервуарів покривають спеціальними матеріалами або облицьовують. Те саме стосується резервуарів для світлих нафтопродуктів, які мають низьку в'язкість і легко проникають крізь бетон. У таких випадках покриття має забезпечувати високу герметичність і газонепроникність, щоб мінімізувати втрати через випаровування.

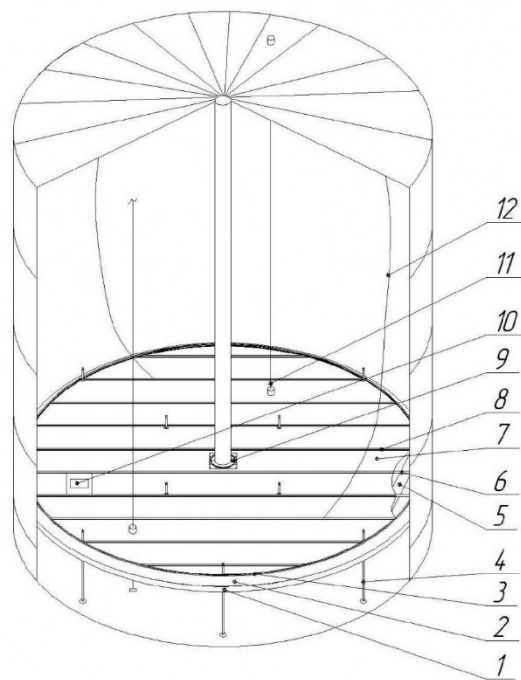
Залізобетонні резервуари мають значні переваги, зокрема економію металу та технічні зручності. Для в'язкої нафти та нафтопродуктів, які зберігаються з підігрівом, вони забезпечують повільніше охолодження завдяки низьким тепловтратам. У разі світлих нафтопродуктів підземне розташування резервуарів зменшує вплив сонячного випромінювання, що також сприяє зниженню випаровування.

Конструкції таких резервуарів за формою бувають круглими (вертикальними та циліндричними) і прямокутними. Круглі резервуари є

економічно вигіднішими, проте прямокутні відрізняються простотою виготовлення.

1.6 Типи та конструкції понтона

Понтон або плаваюча покрівля є спеціальними конструкціями, що розташовуються на поверхні рідини в межах резервуара та спрямовані на мінімізацію втрат нафти чи нафтопродуктів під час їх зберігання. Залежно від матеріалів виготовлення, понтони поділяються на металеві та синтетичні. Синтетичні понтони мають відповідати найвищим стандартам експлуатаційних характеристик, зокрема володіти високою плавучістю, механічною міцністю і тривалою експлуатаційною стійкістю.



1 – сегментована спідниця; 2 – затвор (із пружинним блоком або без нього) (або ущільнювальний затвор); 3 – притискач затвора; 4 – опорна стійка або ланцюг підвісу понтона; 5 – поплавець (розм. поплавков); 6 – несна балка; 7 – настил (мембрана); 8 – притискач настилу; 9 – тунель напрямної труби; 10 – люк-лаз-клапан; 11 – протиповоротний пристрій; 12 – пристрій заземлення

Рисунок 1.5 – Понтон в резервуарі

Проектування синтетичних понтонів передбачає використання негорючих матеріалів із струмопровідними властивостями або оснащення відповідним обладнанням. Важливим конструктивним елементом є зазор шириною 200 мм між понтоном або плаваючою покрівлею та стінкою резервуара, при цьому допускається відхилення ± 100 мм.

Конструкція плаваючих покрівель і понтонів також передбачає застосування ущільнювачів (затворів), які забезпечують необхідний рівень герметичності. Такі ущільнювачі класифікуються на жорсткі (механічного типу) та м'які (наприклад, заповнені матеріалом ущільнювачі пильованого типу).

Крім цього, резервуари об'ємом понад 5000 м³, обладнані плаваючими покрівлями, повинні містити кільцевий бар'єр для утримання піноутворювальних засобів, що використовуються для пожежогасіння.

На підприємствах, що працюють з нафтопродуктами, також широко використовуються резервуари з понтонами. Їх конструкція складається з днища, виготовленого з листового металу, доповненого підсилюючими ребрами.

Понтон складається з таких основних елементів: поплавця із пінопласту ПХВ-1, покриття з поліамідної плівки ПК-4, укладеної в три ряди, підсилювальних елементів, які служать для закріплення поплавців, секцій затвора та покриття, а також металевої сітки, призначеної для усунення зарядів статичної електрики з поверхні рідини. У нижньому положенні понтон спирається на трубчасті стійки. Простір між понтоном і стінкою резервуара шириною 200 мм закривається затвором, до складу якого входять внутрішній і зовнішній ряди петель, зроблені з прошитих шарів прогумованого матеріалу.

Конструкції понтонів характеризуються значною різноманітністю, що визначається матеріалами, використаними у процесі їх виготовлення. Усі понтони можна класифікувати на дві основні групи: легкі та важкі, залежно від маси матеріалів, з яких вони створені.

Легкі понтони зазвичай виготовляються з алюмінію чи різних видів полімерів. Наприклад, так звані пластикові понтони створюються з поліетилену низького тиску (ПНД) або лінійного поліетилену високого тиску (ЛПВД). Конструкційно такі понтони зазвичай складаються з модулів, що можуть бути легко зібрані та розібрані. Переваги цього типу конструкції включають зручність транспортування, простоту монтажу, гнучкість у використанні та універсальність. Ще більш мобільним варіантом легких понтонів є надувні ПВХ-понтони, які виконані у формі балонів різної конфігурації. Вони широко застосовуються як для технічних і ремонтних завдань, так і для тимчасових об'єктів, спрямованих на відпочинок або організацію розважальних заходів.

До важких понтонів належать вироби зі сталі, залізобетону та деревини. Ці конструкції є монолітними, довговічними та здебільшого мають значні розміри. Сталеві понтони зазвичай утворюються з кількох сталевих труб-поплавців, які об'єднуються в цільну силову раму. Такі конструкції можуть додатково оснащуватись настилом із сталі, дерева або полімерів. Залізобетонні понтони відрізняються монолітною будовою, що включає спеціально оброблену бетонну поверхню. Їх плавучість забезпечується за рахунок використання пінополістирольних блоків, які заповнюють внутрішній об'єм конструкції.

Згідно з положеннями стандартів СТО-СА-03-002-2009 і ПБ 03-605-03, понтони для резервуарів вертикальних сталевих (РВС) класифікуються за конструктивними особливостями на чотири основні типи: одношарової конструкції, дворівневої конструкції, понтони на поплавках, багат шарові понтони.

1.6.1 Понтони одношарової конструкції

Понтони одношарової конструкції в свою чергу поділяються на

- рулоновані понтони, що складаються з відкритих відсіків і центральної одношарової мембрани (деки), яка може бути розділена на секції за потреби.

По периметру розташовані кільцеві коробки, що можуть бути як відкриті, так і закриті зверху.

- щитові понтони, що формуються з великогабаритних прямокутних коробів заводського виготовлення. Ці компоненти під час монтажу з'єднуються між собою листовими картами. Застосування такого типу понтонів ефективно у резервуарах об'ємом 5000 м³ і більше.

1.6.2 Понтони дворівневої конструкції з герметичних коробів

Цей тип понтонів виготовляється шляхом складання окремих коробів, які утворюють настил, що повністю герметизує дзеркало продукту по всьому його периметру.

1.6.3 Понтони на поплавках

Понтони на поплавках з герметичним настилом, верхня частина яких розташована над рівнем продукту:

- поплачковий тип із рулонних заготовок.
- поплачковий тип "Альпон": складається із збірних елементів, виконаних з алюмінію.

1.6.4 Багатошаровий понтон

Багатошаровий понтон включає металеву мембрану, покриту шаром пінополіуретану завтовшки не менше 40 мм, яка додатково захищена металевою або поліуретановою обшивкою.

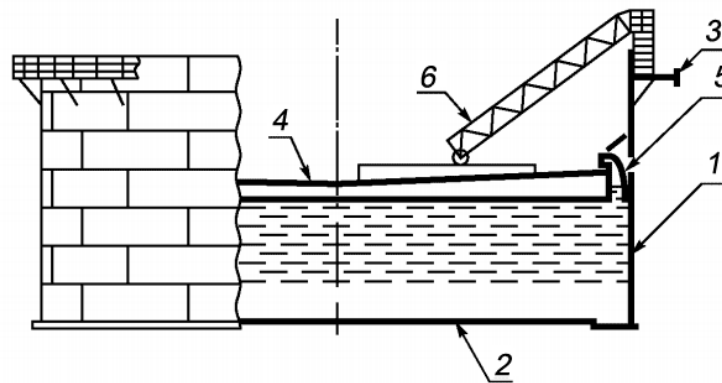
Кожен із зазначених видів понтонів має свої конструктивні особливості та сферу застосування залежно від технологічних вимог та умов експлуатації резервуарів.

Конструкція понтону: понтон складається з кільця, що забезпечує плавучість всього понтона і центральної частини з плоских сталевих листів завтовшки не менше 4 мм, що монтується методом рулонування. Понтонне кільце виконується із замкнутих коробів або відкритих відсіків, розділених для

підвищення стійкості кільця радіальними стінками. Між стіною і резервуаром і зовнішньою стінкою понтона є проміжок 200 - 275 мм для забезпечення вільного переміщення понтона. Для герметизації цього простору встановлюють ущільнюючі затвори жорсткого (з м'яких сталей) або м'якого (резинокордова прокладка) типу.

1.7 Плаваючі дахи резервуарів

Під час короткострокового зберігання великих обсягів нафтопродуктів (від 10 000 до 100 000 м³) значне зменшення втрат, спричинених випаровуванням, забезпечується використанням резервуарів із плаваючим дахом.



1 – стінка; 2 – днище; 3 – вітрове кільце; 4 – плаваючий дах; 5 – ущільнювальний затвор із погодозахисним козирком; 6 – котучі сходи

Рисунок 1.6 – Резервуар з плаваючим дахом

Ці конструкції доцільно споруджувати в регіонах із південними та середніми широтами через особливості кліматичних умов. Плаваючий дах реалізується у вигляді кільцевого понтона із одностінним диском у центральній частині або як двостінний порожнистий диск. Покрівля резервуара має незначний нахил у напрямку до центру, що дозволяє збирати дощову воду, яка потім відводиться за допомогою гнучкого шланга. З нижнього боку плаваючого даху закріплені опорні стійки заввишки 1,5–2 м,

призначені для проведення інспекцій та ремонтних робіт покрівлі і днища резервуара.

1.8 Обладнання резервуарів

Для забезпечення надійної, безпечної та ефективної експлуатації вертикальних сталевих резервуарів на нафтобазах і перевалочних комплексах використовується цілий комплекс інженерно-технічних засобів. Усе технологічне обладнання підбирається індивідуально залежно від типу нафтопродукту, об'єму ємності та кліматичних умов експлуатації. Нижче наведено перелік та функціональне призначення основного обладнання, яке є обов'язковим для комплектації сучасних резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів (табл. 1.1).

Таблиця 1.1 – Основне обладнання резервуарів

Функціональна група обладнання	Елементи конструкції та їхнє призначення
1. Обладнання для прийому та відпуску	Приймально-роздавальні патрубки для підключення ліній наливу і зливу, а також хлопка із затискним пристроєм для захисту від витоків в разі розриву трубопроводу
2. Дихальне та запобіжне обладнання	Суміщені або механічні дихальні клапани, гідравлічні запобіжні клапани для захисту від надлишкового тиску/вакууму та вогнеперегороджувачі для захисту від іскр
3. Люки та елементи доступу	Люки-лази у нижньому поясі стінки для доступу людей, світлові люки на даху для вентиляції та замірний люк для ручного контролю рівня та відбору проб палива
4. Прилади контролю та автоматики (КВПА)	Автоматичні рівнеміри для моніторингу об'єму, сигналізатори аварійних рівнів для захисту від переливу, а також системи вимірювання температури й густини

Продовження табл. 1.1

Функціональна група обладнання	Елементи конструкції та їхнє призначення
5. Системи пожежної безпеки	Генератори піни для гасіння загорянь, кільце водяного зрошення для охолодження стінок під час пожежі, пристрої заземлення та блискавковідводи
6. Спеціальне обладнання	Гвинтові мішалки для розмиву донних осадів нафти, системи підігріву для в'язких нафтопродуктів та сифонний кран для зливу відстояної підтоварної води

Резервуари оснащуються пристроями для приймання та віддачі рідини, які можуть функціонувати під управлінням як у місцевому, так і в дистанційному режимі. Кількість таких пристроїв визначається залежно від максимальної продуктивності процесів заповнення та спорожнення. Для забезпечення надійної експлуатації пристрої для приймання та віддачі рідини повинні включати ефективний запірний механізм, наприклад, клапан або підйомну трубу. У випадку використання пристроїв із клапаном, обладнаним бічним управлінням, необхідно передбачити наявність запасного тросу. Максимально допустима швидкість руху рідини складає 2,5 м/с, проте при заповненні порожнього резервуару вона не повинна перевищувати 1 м/с до моменту досягнення рівня патрубку приймання.

До складу обладнання резервуару також входять дихальна та запобіжна арматура, вибір яких залежить від типу резервуару та специфіки рідини, яка в ньому зберігається. Наприклад, резервуари типу ПП і СПП оснащуються вентиляційними патрубками з вогнеперешкоджувачами. У резервуарах типу СП, призначених для зберігання нафти і нафтопродуктів із тиском насичених парів до 93,3 кПа і робочим тиском у газовому просторі до 2 кПа, встановлюється комплекс обладнання, що включає дихальний та запобіжний клапани з вогнеперешкоджувачами. При атмосферному тиску у газовому просторі резервуари для масел і мазутів обладнуються вентиляційними патрубками.

Функціональне забезпечення резервуарів включає прилади для місцевого та дистанційного вимірювання рівня й температури рідини, системи автоматичного сигналізування верхнього і нижнього рівнів, пристрої для відбору середньої проби, а також обладнання для видалення підпродуктової води. Для останньої функції резервуари всіх типів оснащуються сифонними кранами, які встановлюються на першому поясі стінки резервуара на відстані не менше 1 метра по обидва боки від осі люка-лазу.

Щоб забезпечити належне зберігання високов'язких і застиглих нафтопродуктів, резервуари оснащуються теплоізоляційним покриттям та системами підігріву. Це дозволяє підтримувати оптимальні параметри рідин з метою збереження їхніх властивостей та забезпечення пожежної безпеки. Крім того, передбачено використання пристроїв для запобігання утворенню осадів усередині резервуарів, систем зачистки та світлових люків для провітрювання і технічного обслуговування. Люки й лазові отвори призначені для доступу під час виконання ремонтних робіт, очищення або інших процедур обслуговування.

Не менш важливими є засоби виявлення та гасіння пожеж, а також системи захисту від блискавки, заземлення та статичної електрики. У випадку використання легкоскидної конструкції стаціонарних покрівель у вибухозахищених резервуарах потрібно передбачити можливість безперешкодного відриву настилу покрівлі від стінки при аварійних ситуаціях.

Класифікація резервуарів та технологічне обладнання для зберігання нафти і нафтопродуктів:

Резервуари для нафтопродуктів представлені двома основними типами: одностінні та двостінні. Їхня конструкція, особливості застосування та технічні характеристики залежать від виконуваних завдань.

Циліндричні горизонтальні резервуари, одностінні або двостінні, призначені для зберігання рідкого пального, включаючи бензин, дизельне пальне, гас. Вони широко використовуються як на приватних і комерційних АЗС, так і на нафтобазах.

Металеві ємності для зберігання паливно-мастильних матеріалів (ПММ) перевірені часом і вважаються надійними та якісними. Вони зручні для транспортування, встановлення та обслуговування. Резервуари виготовляються з листової сталі марки Ст-3сп згідно технічних умов і відповідають всім стандартам якості. Перед нанесенням фарби резервуари проходять піскоструминну обробку для покращення адгезії покриття та забезпечення довготривалого захисту від корозії. Крім того, кожна ємність підлягає тестуванню на міцність і герметичність за допомогою пневматичного тиску.

Одностінні резервуари зазвичай виступають хорошим варіантом для відомчих заправок як державних, так і приватних. Їх монтують на горизонтальній платформі, а спеціальні опори (ложементи) забезпечують стабільне положення.

Наземні одностінні резервуари обладнані люком (діаметром 600 мм), обслуговувальною платформою та драбиною для доступу до люка. Сам люк має наступне технологічне обладнання:

- дихальну лінію з клапаном,
- лінію видачі пального,
- заливну лінію для завантаження пального,
- замірну лінію для контролю рівня рідини.

Двостінні резервуари переважно використовують для підземного зберігання ПММ. Вони мають додатковий рівень захисту, який зводить до мінімуму ризик витоку нафтопродуктів у ґрунт. Герметичність простору між стінками контролюється через манометр, що дозволяє оперативно виявляти пошкодження внутрішньої або зовнішньої оболонки та запобігати аварійним ситуаціям. Зовнішня поверхня резервуарів покривається гідроізоляційним матеріалом для захисту від впливу зовнішнього середовища та запобігання корозії.

Підземні двостінні резервуари оснащуються:

- люком діаметром 600 або 800 мм,

- основою для встановлення технологічного колодязя,
- кільцями для транспортування.

Ще однією важливою категорією є резервуари з обігрівом, які часто використовуються на АЗС і в промислових об'єктах, особливо у холодну пору року. Для вирішення проблеми замерзання пального застосовується система кабельного обігріву ємності з додатковим утепленням. Такий підхід дозволяє автоматично підтримувати потрібну температуру рідкого продукту із мінімальним енергоспоживанням.

Обігрів наземних резервуарів дизельним паливом особливо актуальний взимку, оскільки підтримує температуру вище точки замерзання. Це запобігає застиганню парафінових компонентів у паливі, попереджаючи поломки насосів, фільтрів і лічильників. Система може бути виконана як у загальнопромисловому варіанті, так і у вибухонебезпечному форматі для об'єктів із підвищеним ризиком виникнення пожеж.

1.9 Кліматичні умови півдня України

Клімат України характеризується помірно континентальним типом із виразними сезонними змінами, зокрема переходом від холодних зим до теплих літ, а також суттєвими регіональними відмінностями, які формують багатогранну мозаїку кліматичних умов. Більша частина території розташована у межах помірного поясу з домінуючим впливом західних вітрів. Проте складова континентальності посилюється у напрямку з північного заходу на південний схід. Це обумовлює більш спекотні та сухі умови східних степів на противагу вологому та прохолодному клімату західних Карпат. За останні кілька десятиліть середньорічна температура в країні підвищилася на 1,2–1,5 °С, що вже проявляється у вигляді м'якших зимових періодів відлиги та частіших інтенсивних літніх опадів.

Кліматична динаміка останніх років значною мірою визначається глобальними змінами температурного режиму. Наприклад, літо 2024–2025 років продемонструвало відхилення на 1–2 °С вище середніх багаторічних

показників, а прогнози на 2026 рік вказують на подальше закріплення цього тренду. Хоча екстремальних температур не очікується, можливі інтенсивні опади у визначених зонах. Розташування України в межах помірних широт значною мірою обумовлює кліматичний режим: зміну висоти сонця над горизонтом, тривалості світлового дня та циркуляцію повітряних мас. Західні вітри з Атлантики доставляють вологе повітря в західну і північну частини країни, сприяючи пом'якшенню клімату цих регіонів. Натомість східні області відчувають більший вплив континентальних повітряних мас з Азії, що призводить до суворих зимових холодів і високих літніх температур.

Рельєфний чинник додатково акцентує регіональні особливості клімату. Рівнинна місцевість сприяє безперешкодному поширенню арктичних, помірних і тропічних повітряних мас, тоді як гірські системи Карпат і Криму створюють орографічні опади та спричиняють утворення локальних мікрокліматів. Значний вплив на клімат південних регіонів мають Чорне та Азовське моря, які пом'якшують температурні коливання, особливо взимку, завдяки здатності водних мас акумулювати та довше утримувати тепло.

Згідно з класифікацією кліматичних зон Кеппена, більшість території України належить до зон Dfb і Dfa (континентальний клімат із теплим або спекотним літом). Лише вузька прибережна смуга Південного берега Криму наближається до типу

Клімат в південному регіоні переважно помірно континентальний, проте на півдні виражені риси субтропічного. Степова зона вирізняється найвищими тепловими ресурсами та найменшою зволоженістю серед інших природних зон країни, через що саме тут формується найбільш континентальний клімат України. Цій зоні притаманні найбільші амплітуди температур між зимою і літом. Надходження сонячної енергії змінюється від 4100 МДж/м² на півночі до 5320 МДж/м² на півдні, а річний тепловий баланс варіюється від 1900 до 2210 МДж/м². Середні температури січня у межах регіону варіюють від 0 до -6 °С, а липня — від +20 до +24 °С. Літо тут тривале, сонячне, спекотне й сухе, тоді як осінь тепла, з опадами у другій її половині. Зимовий період короткий,

м'який і малосніжний, а весна настільки рання, що швидке підвищення температур призводить до активного випаровування вологи з ґрунту.

Річна кількість опадів зменшується з півночі на південь — від 450 до 300 мм, що є основною причиною маловодності річок, особливо в літній період. Основна частина опадів припадає на першу половину літа, однак сніговий покрив узимку не є стійким через часті відлиги і може утримуватися лише в окремі роки протягом 1–2 місяців. Через високу випаровуваність (900—1000 мм на рік), вона значно перевищує кількість атмосферних опадів, що спричиняє недостатню зволоженість території.

Плоский рельєф степу разом із відкритістю для холодних арктичних та гарячих тропічних вітрів спричиняють ранні весняно-осінні приморозки та суховії. Часто виникають пилові або «чорні» бурі, які руйнують і зносять родючий верхній шар ґрунту. Такі сухі вітри особливо часто спостерігаються у липні та серпні, нерідко стаючи причиною посух. Південні степові вітри України подібні до італійських гарячих сіроко. Український письменник Олесь Гончар майстерно описав один із таких суховіїв у своєму романі «Таврія».

Річна сума температур вище +10 °С коливається в межах 2800—3600 °С, а тривалість вегетаційного періоду становить 210—245 днів.

2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

2.1 Вихідні дані

- розташування резервуару – Одеська обл.;
- тип – РВСП-2000;
- номінальний об'єм резервуару $V_{\text{ном}} = 2000 \text{ м}^3$
- густина нафтопродукту $\rho = 745 \text{ кг/м}^3$;
- в'язкість – 0,64 сСт;
- температура нафтопродукту $t_1 = 15 \text{ }^\circ\text{C}$;
- температура навколишнього середовища $t_0 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$;
- кліматична зона – 4;
- розрахункова вага снігового покриву $m_c = 2,35 \text{ кПа}$ (240 кг/м^2);
- розрахункова сейсмічність 6 балів;
- тривалість строку служби резервуару – не менше 10 років;
- клас небезпеки – клас III;
- ступінь агресивності нафтопродукту – слабоагресивне середовище

2.2 Алгоритм розрахунку товщини стінки резервуара типу РВСП

Ціль розрахунку полягає у визначенні необхідної товщини стінок резервуара та оцінці його міцності. Процедура розрахунку базується на вимогах, викладених у ВБН В.2.2-58.2-94, ДСТУ Б В.2.6-183:2011, ДСТУ Б В.2.6-49:2008, ДСТУ Б В.2.6-52:2008, ДСТУ Б В.2.6-75:2008, а також ДБН В.2.6-163:2010.

2.2.1 Визначення геометричних розмірів резервуару

Згідно з рекомендаціями ВБН В.2.2-58.1-94, геометричний об'єм резервуара визначається як об'єм внутрішнього простору на повну висоту його стінок. Корисний об'єм визначається на основі рівня наповнення продуктом до проектної позначки.

Оптимальні параметри резервуара з плаваючою покрівлею РВСП–2000 становлять:

- діаметр $D = 15,2$ м;
- висота циліндричної частини корпусу резервуара: $h_k = 12$ м.

При встановленні висоти стінок та діаметра враховуються кратність висоти листів резервуара ширині та довжина окружності – довжині листів. У резервуарах зазвичай використовують листи таких розмірів: 1500х6000 мм, 1800х8000 мм або 2000х8000 мм.

З урахуванням обрізання кромки листів (10 мм) на спеціальних верстатах, висота резервуарів вибирається кратною значенням: 1490 мм, 1790 мм або 1990 мм залежно від типорозміру. Довжину окружності необхідно приймати кратною 5990 мм або 7990 мм, а за потреби дозволяється кратність половині довжини листів.

Згідно з рекомендаціями ВБН В.2.2-58.2-94, для стінок корпусу резервуара обирають сталеві листи відповідно до ДСТУ 8540:2015, які постачаються розміром 1500х6000 мм. Для забезпечення правильної прямокутної форми після обробки крайок, у подальших розрахунках використовуються такі їх розміри:

- ширина листа (висота поясу корпусу резервуара): $h_l = 1490$ мм = 1,49 м;
- довжина листа: $L_l = 5990$ мм = 5,99 м.

Кількість поясів, необхідних для конструкції корпусу резервуара $Z_{\text{потр}}$, визначаємо за відповідною формулою

$$Z_{\text{потр}} = \frac{h_k}{h_l}, \quad (2.1)$$

$$Z_{\text{потр}} = \frac{12,0}{1,49} = 8,05 \text{ шт.}$$

Приймаємо, що кількість поясів корпусу резервуара складає $z = 8$ шт. Після цього уточнюємо висоту циліндричної частини корпусу резервуара h_k , м, відповідно до формули.

$$h_k = z \cdot h_l, \quad (2.2)$$

$$h_k = 8 \cdot 1,49 = 11,92 \text{ м.}$$

Радіус циліндричної частини корпусу резервуару r , м, визначаємо за формулою:

$$r = \sqrt{\frac{V_{\text{НОМ}}}{\pi \cdot h_k}}, \quad (2.3)$$

$$r = \sqrt{\frac{2000}{3,14 \cdot 11,92}} = 7,31 \text{ м.}$$

Довжину циліндричної частини корпусу резервуару $L_{\text{ц}}$ визначаємо за формулою:

$$L_{\text{ц}} = 2 \cdot \pi \cdot r, \quad (2.4)$$

$$L_{\text{ц}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,31 = 45,93 \text{ м.}$$

Кількість листів у поясі циліндричної частини корпусу резервуару $Z_{\text{л потр}}$ шт., визначаємо за формулою:

$$Z_{\text{л потр}} = \frac{L_{\text{ц}}}{L_{\text{л}}}, \quad (2.5)$$

$$Z_{л\text{ потр}} = \frac{45,93}{5,99} = 7,66.$$

Округляємо число листів в поясі. Приймаємо число листів в поясі $Z_{л} = 8$ шт. і уточнюємо радіус циліндричної частини корпусу резервуару r , м, за формулою:

$$r = \frac{Z_{л} \cdot L_{л}}{2 \cdot \pi}, \quad (2.6)$$

$$r = \frac{8 \cdot 5,99}{2 \cdot 3,14} = 7,6 \text{ м.}$$

Фактичний геометричний об'єм резервуару РВСП-2000 V_{ϕ} , м³, визначаємо за формулою:

$$V_{\phi} = \pi \cdot r^2 \cdot h_{к}, \quad (2.7)$$

$$V_{\phi} = 3,14 \cdot 7,6^2 \cdot 11,92 = 2163 \text{ м}^3.$$

Рівень нафтопродукту у резервуарі РВСП-2000 $H_{н}$, м, визначаємо за формулою:

$$H_{н} = K_{зап} \cdot h_{к}, \quad (2.8)$$

де $K_{зап}$ – коефіцієнт заповнення резервуару, $K_{зап} = 0,76$,

$$H_{н} = 0,76 \cdot 11,92 = 9,05 \text{ м.}$$

Корисний об'єм резервуару $V_{к}$, м³, визначаємо за формулою:

$$V_k = K_{\text{зап}} \cdot V_{\text{ф}}, \quad (2.9)$$

$$V_k = 0,76 \cdot 2163 = 1644 \text{ м}^3.$$

2.2.2 Розрахунок товщини стінки

Збірка резервуару здійснюється полистовим методом, а з'єднання поясів проводиться за допомогою зварювання встик. Основні конструктивні елементи вертикальних резервуарів підгрупи «А» включають: стінку резервуару; люки (патрубки) стінки разом із їх компонентами (обичайки, підсилюючі накладки, фланці); листи днища, що приварюються до стінки; підсилюючі накладки для жорсткісних кілець, опор, кронштейнів для трубопроводів, сходів і майданчиків, які також приварюються до стінки; а також кільце жорсткості, встановлене на стінці резервуару з плаваючою покрівлею.

Основні конструкції вертикальних резервуарів з плаваючою покрівлею підгрупи «Б» включають центральну частину днища. До допоміжних конструкцій належать люки, патрубки на даху резервуара, сходи, майданчики та огороження. Відповідно до рекомендацій ВБН В.2.2-58.2-94 та ДСТУ Б В.2.6-183:2011, визначаються матеріали для стінки резервуара:

- нижні пояси – сталь С390; ДСТУ 8539:2015;
- верхні пояси и кільце жорсткості – сталь С245; ДСТУ 8539:2015.

Механічні характеристики матеріалів корпусу резервуару наведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Механічні характеристики матеріалів корпусу резервуару

Механічні характеристики	Матеріал корпусу	
	сталь С390	сталь С245
Границя плинності σ_T , МПа	390	235
Гимчасовий опір розриву σ_B , МПа	325	270

Під час заповнення резервуара рідиною у його стінках утворюються розтягувальні напруження N_i , N , які діють горизонтально вздовж дотичної до окружності (рис. 2.1).

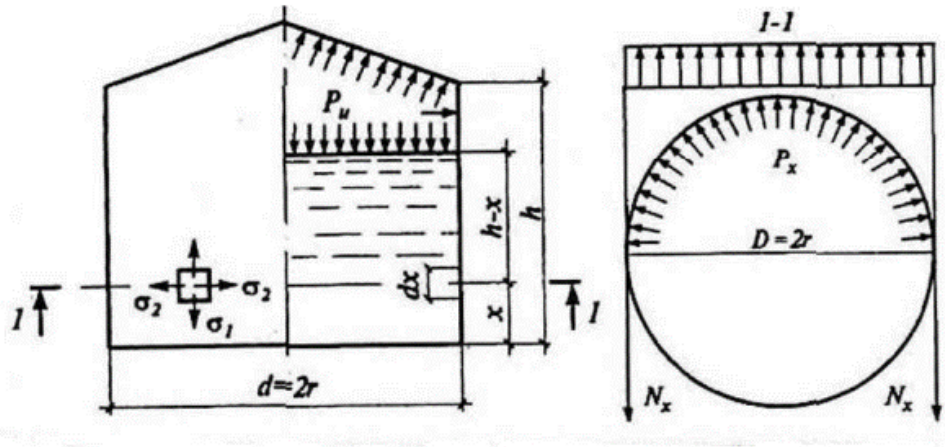


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема кільцевих напружень

Відповідно до ДСТУ Б В.2.6-183:2011 мінімальна конструктивна товщина стінки резервуара залежить від діаметра та становить $t_{\text{мін}} = 5$ мм. Розрахункова товщина кожного поясу стінки визначається відповідно до максимальних кільцевих напружень σ_k , які знаходяться на відстані h_0 , м, від верхньої частини розрахованого поясу, згідно з формулою.

$$h_0 = (1 - 0,6 \cdot \sqrt{r \cdot t_{\text{мін}}}) \cdot h_{\text{л}}, \quad (2.10)$$

де $t_{\text{мін}} = 5$ мм = 0,005 м,

$$h_0 = (1 - 0,6 \cdot \sqrt{7,6 \cdot 0,005}) \cdot 1,49 = 1,32 \text{ м.}$$

Відстань x_i , м, від верхньої частини резервуару до зони найбільших кільцевих напружень розрахункового поясу обчислюємо за заданою формулою

$$x_i = h_0 + h \cdot (z - i), \quad (2.11)$$

де i – номер поясу корпусу резервуару, починаючи від низу резервуару.

Використовуємо формулу (2.11), підставляючи у неї відомі значення, і отримуємо розрахункове рівняння для визначення відстані від верхньої частини резервуару до області максимальних кільцевих напружень у розрахунковому поясі x_i , м

$$x_i = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - i). \quad (2.12)$$

Таким чином, використовуючи формулу (3.12), визначаємо відстань від верхньої частини резервуару до області максимальних кільцевих напружень у розрахунковому поясі x_i , м.

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$x_1 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 1) = 11,75 \text{ м.}$$

Другий пояс:

$$x_2 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 2) = 10,26 \text{ м.}$$

Третій пояс:

$$x_3 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 3) = 8,77 \text{ м.}$$

Четвертий пояс:

$$x_4 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 4) = 7,28 \text{ м.}$$

П'ятий пояс:

$$x_5 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 5) = 5,79 \text{ м.}$$

Шостий пояс:

$$x_6 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 6) = 4,30 \text{ м.}$$

Сьомий пояс:

$$x_7 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 7) = 2,81 \text{ м.}$$

Восьмий пояс:

$$x_8 = 1,32 + 1,49 \cdot (8 - 8) = 1,32 \text{ м.}$$

Результати розрахунку заносимо в табл. 2.2.

Стінку резервуара перевіряємо на міцність, застосовуючи безмоментну теорію. Вона розглядається як циліндрична оболонка, що витримує розтягуюче навантаження від гідростатичного тиску рідини та надлишкового тиску газу. При цьому передбачається, що резервуар повністю заповнений нафтопродуктом або водою як під час експлуатації, так і в процесі гідравлічних випробувань. Визначаємо розрахункову схему для стінки корпусу резервуара.

Розрахунок тиску для і-го поясу виконується з урахуванням того, що резервуари з плаваючою покрівлею повинні функціонувати без внутрішнього тиску та вакууму. У процесі експлуатації p_i , P_a , та під час гідравлічних випробувань p_i^r , P_a , цей тиск визначається за відповідними формулами

$$p_i = n_i \cdot \rho \cdot g \cdot x_i, \quad (2.13)$$

$$p_i^r = n_i \cdot \rho_B \cdot g \cdot x_i, \quad (2.14)$$

де ρ – густина нафтопродукту, $\rho = 834,5 \text{ кг/м}^3$;

ρ_B – густина води, $\rho_B = 1000 \text{ кг/м}^3$;

n_i – коефіцієнт перевантаження для гідростатичного тиску рідини, $n_i = 1,1$.

Згідно з формулами (2.13) та (2.14), визначається розрахунковий тиск для i -го поясу, враховуючи, що резервуари з плаваючою покрівлею мають функціонувати без внутрішнього тиску та вакууму. Цей тиск визначається для умов експлуатації та для гідравлічних випробувань.

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$p_1 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 11,75 = 0,94 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_1^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 11,75 = 1,27 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Другий пояс:

$$p_2 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 10,26 = 0,82 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_2^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 10,26 = 1,11 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Третій пояс:

$$p_3 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 8,77 = 0,71 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_3^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 8,77 = 0,95 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Четвертый пояс:

$$p_4 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 7,28 = 0,59 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_4^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 7,28 = 0,79 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

П'ятий пояс:

$$p_5 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 5,79 = 0,47 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_5^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,79 = 0,62 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Шостий пояс:

$$p_6 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 4,30 = 0,35 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_6^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,30 = 0,46 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Сьомий пояс:

$$p_7 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 2,81 = 0,23 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_7^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,81 = 0,30 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Восьмий пояс:

$$p_8 = 1,1 \cdot 745 \cdot 9,81 \cdot 1,32 = 0,11 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_8^r = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,32 = 0,14 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Результати розрахунку заносимо в табл. 2.2.

Граничні значення кільцевих напружень у стінці елементів і-го поясу резервуару визначаються за такими формулами:

Для умов експлуатації – $\sigma_{\text{кц},i}$, Па

$$\sigma_{\text{кц},i} = \gamma_{c,i} \cdot \frac{R_{y,i}^H}{\gamma_m \cdot \gamma_H} \quad (2.15)$$

Для умов гідровипробувань – $\sigma_{\text{кц},i}^r$, Па

$$\sigma_{\text{кц},i}^r = \gamma_{c,i}^r \cdot \frac{R_{y,i}^H}{\gamma_m \cdot \gamma_H} \quad (2.16)$$

$\gamma_{c,i}$ – коефіцієнт умов роботи в умовах експлуатації у і-му поясі, для нижнього поясу стінки резервуару з урахуванням врізання $\gamma_{c,1} = 0,6$; для решти поясів стінки резервуару $\gamma_{c,2-8} = 0,7$;

$R_{y,i}^H$ – нормативний опір розтягуванню металу стінки і-го поясу, який дорівнює мінімальному значенню границі плинності, що приймається за державними стандартами і технічними умовами на листовий прокат, для нижнього поясу стінки резервуару (з урахуванням врізання) $R_{y,1}^H = 325 \cdot 10^6$ Па; для решти поясів стінки резервуару $R_{y,2-9}^H = 235 \cdot 10^6$ Па;

γ_m – коефіцієнт надійності за матеріалом, $\gamma_m = 1,10$ для С345 та $\gamma_m = 1,05$ для С235;

γ_H – коефіцієнт надійності за відповідальністю, $\gamma_H = 1,05$;

$\gamma_{c.i}^r$ – коефіцієнт умов роботи в умовах гідровипробувань для і-то поясу, для нижнього поясу стінки резервуару з урахуванням врізання $\gamma_{c.1}^r = 1,2$; для решти поясів стінки резервуару $\gamma_{c.2-9}^r = 0,9$.

Відповідно до формул (2.15) і (2.16), визначаємо граничні значення кільцевих напружень у стінці елементів і-го поясу для умов експлуатації $\sigma_{кц.i}$, Па, а також для умов гідровипробувань $\sigma_{кц.i}^r$, Па.

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$\sigma_{кц.1} = 0,6 \cdot \frac{325 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,10} = 168,83 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

$$\sigma_{кц.1}^r = 0,9 \cdot \frac{325 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,10} = 253,25 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

С другого поясу до дев'ятого:

$$\sigma_{кц.2-9} = 0,7 \cdot \frac{235 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,05} = 149,21 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

$$\sigma_{кц.2-9}^r = 0,9 \cdot \frac{235 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,05} = 191,84 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

Товщини стінок і-го поясу резервуарів, що перебувають у безмоментному напруженому стані, розраховуються на міцність за формулами:

Для умов експлуатації – t_i^p , мм

$$t_i^p = \frac{1000 \cdot p_i \cdot r}{\sigma_{\text{кц},i}} + C_1 + C_2, \quad (2.17)$$

Для умов гідровипробувань – t_i^r , мм

$$t_i^r = \frac{1000 \cdot p_i^r \cdot r}{\sigma_{\text{кц},i}^r} + C_1 + C_2, \quad (2.18)$$

де C_1 – припуск на корозію, що приймається за технічним завданням, при слабоагресивному середовищі та тривалості строку служби резервуару не менше ніж 10 років $C_1 = 0,5$ мм;

C_2 – мінусове граничне відхилення товщини сталі, що приймається за відповідними нормативно-технічними документами на прокат, $C_2 = 0,55$ мм.

Перший пояс з урахуванням врізання

$$t_1^p = \frac{1000 \cdot 0,94 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{168,83 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,28 \text{ мм},$$

$$t_1^r = \frac{1000 \cdot 1,27 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{253,25 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,86 \text{ мм}.$$

Другий пояс

$$t_2^p = \frac{1000 \cdot 0,82 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,23 \text{ мм},$$

$$t_2^r = \frac{1000 \cdot 1,11 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,45 \text{ мм}.$$

Третій пояс

$$t_3^p = \frac{1000 \cdot 0,71 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,67 \text{ мм},$$

$$t_3^r = \frac{1000 \cdot 0,95 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,81 \text{ мм}.$$

Четвертый пояс

$$t_4^p = \frac{1000 \cdot 0,59 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,06 \text{ мм},$$

$$t_4^r = \frac{1000 \cdot 0,79 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,18 \text{ мм}.$$

П'ятий пояс

$$t_5^p = \frac{1000 \cdot 0,47 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 3,44 \text{ мм},$$

$$t_5^r = \frac{1000 \cdot 0,62 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 3,51 \text{ мм}.$$

Шостий пояс

$$t_6^p = \frac{1000 \cdot 0,35 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,83 \text{ мм},$$

$$t_6^r = \frac{1000 \cdot 0,46 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,87 \text{ мм}.$$

Сьомий пояс

$$t_7^p = \frac{1000 \cdot 0,23 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,22 \text{ мм,}$$

$$t_7^r = \frac{1000 \cdot 0,30 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,84 \text{ мм.}$$

Восьмий пояс

$$t_8^p = \frac{1000 \cdot 0,11 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 1,61 \text{ мм,}$$

$$t_8^r = \frac{1000 \cdot 0,14 \cdot 10^5 \cdot 7,6}{191,84 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 1,60 \text{ мм.}$$

Результати розрахунку заносимо в табл. 2.2.

Товщина стінки i -го поясу корпусу резервуару t_i , мм, визначається шляхом округлення до найближчого значення, що відповідає сортаментному ряду листового прокату, і встановлюється відповідно до заданої умови

$$t_i \geq \max(t_i^p; t_i^r; t_{min}), \text{ мм.} \quad (2.19)$$

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$t_1^p = 5,28,$$

$$t_1^r = 4,86 \text{ мм,}$$

$$t_{min} = 5 \text{ мм,}$$

приймаємо $t_1 = 6$ мм.

Далі приймаємо t_i решти посів резервуару та заносимо в табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків товщини поясів стінки корпусу резервуару

Пояс	№	1	2	3	4	5	6	7	8
Відстань від верху резервуару до зони найбільших кільцевих напружень поясу	$x_i, \text{ м}$	11,75	10,26	8,77	7,28	5,79	4,3	2,81	1,32
Розрахунковий тиск i -му поясі	$p_i \cdot 10^{-5}, \text{ Па}$	0,94	0,82	0,71	0,59	0,47	0,35	0,23	0,11
	$p_i^r \cdot 10^{-5}, \text{ Па}$	1,27	1,11	0,95	0,79	0,62	0,46	0,3	0,14
Величини граничних кільцевих напружень в елементах стінки у i -му поясі резервуару	$\sigma_{\text{кц},i} \cdot 10^{-6}, \text{ Па}$	168,8	149,2	149,2	149,2	149,2	149,2	149,2	149,2
	$\sigma_{\text{кц},i}^r \cdot 10^{-6}, \text{ Па}$	253,2	191,8	191,8	191,8	191,8	191,8	191,8	191,8
Товщини стінок i -го поясу резервуару	$t_i^p, \text{ мм}$	5,28	5,23	4,67	4,06	3,44	2,83	2,22	1,61
	$t_i^r, \text{ мм}$	4,86	5,45	4,81	4,18	3,51	2,87	2,24	1,6
	$t_{\text{min}}, \text{ мм}$	5	5	5	5	5	5	5	5
	$t_i, \text{ мм}$	6	5,5	5	5	5	5	5	5

Несучу здатність поясів стінки корпусу резервуара перевіряємо в умовах експлуатації та під час гідровипробувань

$$N_i = p_i \cdot r \leq N_{\text{гран},i} = \sigma_{\text{кц},i} \cdot t_i, \quad (2.20)$$

$$N_i^r = p_i^r \cdot r \leq N_{\text{гран},i}^r = \sigma_{\text{кц},i}^r \cdot t_i, \quad (2.21)$$

де N_i – розтягувальні напруження i -му поясі стінки корпусу резервуара в умовах експлуатації, Па·м;

N_i^Γ – розтягувальні напруження і-му поясі стінки корпусу резервуара в умовах гідровипробувань, Па·м;

$N_{\text{гран.}i}$ – граничні розтягувальні напруження і-му поясі стінки корпусу резервуара в умовах експлуатації, Па·м;

$N_{\text{гран.}i}^\Gamma$ – граничні розтягувальні напруження і-му поясі стінки корпусу резервуара в умовах гідровипробувань, Па·м.

Перший пояс з урахуванням врізання

$$N_1 = 0,94 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,71 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.}1} = 168,83 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 1,01 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_1^\Gamma = 1,27 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,97 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.}1}^\Gamma = 253,25 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3} = 1,52 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Другий пояс

$$N_2 = 0,82 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,63 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.}2} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} = 0,82 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_2^\Gamma = 1,11 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,84 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.}2}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5,5 \cdot 10^{-3} = 1,06 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Третій пояс

$$N_3 = 0,71 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,54 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.3}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_3^\Gamma = 0,95 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,72 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.3}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Четвертый пояс

$$N_4 = 0,59 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,45 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.4}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_4^\Gamma = 0,79 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,60 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.4}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

П'ятий пояс

$$N_5 = 0,47 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,36 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.5}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_5^\Gamma = 0,62 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,47 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.5}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Шостий пояс

$$N_6 = 0,35 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,7 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.6}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_6^\Gamma = 0,46 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,35 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.6}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Сьомий пояс

$$N_7 = 0,23 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,17 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.7}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_7^\Gamma = 0,30 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,23 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.7}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Восьмий пояс

$$N_8 = 0,11 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,84 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.8}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,75 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_8^\Gamma = 0,14 \cdot 10^5 \cdot 7,6 = 0,11 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м},$$

$$N_{\text{гран.8}}^\Gamma = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 5 \cdot 10^{-3} = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} \cdot \text{м}.$$

Таблиця 2.3 – Результати перевірки несучої здатності поясів стінки корпусу резервуара

Номер поясу, i	Розтягуючі напруження і граничні розтягуючі напруження i -му поясі, 10^{-6} Па			
	за умов експлуатації		за умов гідровипробувань	
	N_i	$N_{\text{гран.}i}$	N_i^{Γ}	$N_{\text{гран.}i}^{\Gamma}$
1	0,71	0,97	1,01	1,52
2	0,62	0,84	0,82	1,06
3	0,54	0,72	0,75	0,96
4	0,45	0,60	0,75	0,96
5	0,36	0,47	0,75	0,96
6	0,27	0,35	0,75	0,96
7	0,17	0,23	0,75	0,96
8	0,08	0,11	0,75	0,96

На основі табл. 2.2 і 2.3 можна зробити висновок, що обрана товщина листів забезпечує необхідну міцність корпусу резервуару. У всіх поясах розрахункова товщина виявляється меншою за прийняту, і для кожного поясу виконуються умови.

2.3 Розрахунок стінки резервуара на стійкість

Метою розрахунку є перевірка стійкості стінки резервуара. Розрахунок проводиться згідно з методиками, викладеними у ВБН В.2.2-58.2-94, ДСТУ Б В.2.6-183:2011, ДСТУ Б В.2.6-49:2008, ДСТУ Б В.2.6-52:2008, ДСТУ Б В.2.6-75:2008, ДБН В.2.6-163:2010, ДБН В.1.2-2:2006. Стійкість стінки (або оболонки) резервуара може бути порушена через вплив стискуючих напружень. У процесі розрахунків на стійкість важливо забезпечити, щоб стискуючі напруження, що виникають у $\sigma_{\text{max}}^{(-)}$ МПа, не перевищували критичних напружень $\sigma_{\text{кр}}$, також у МПа, які є допустимими для конкретної конструкції

$$\sigma_{\text{max}}^{(-)} = \sigma_{\text{кр}}. \quad (2.22)$$

Розрахункова схема стінки резервуару на стійкість наведена на рисунку 2.2.

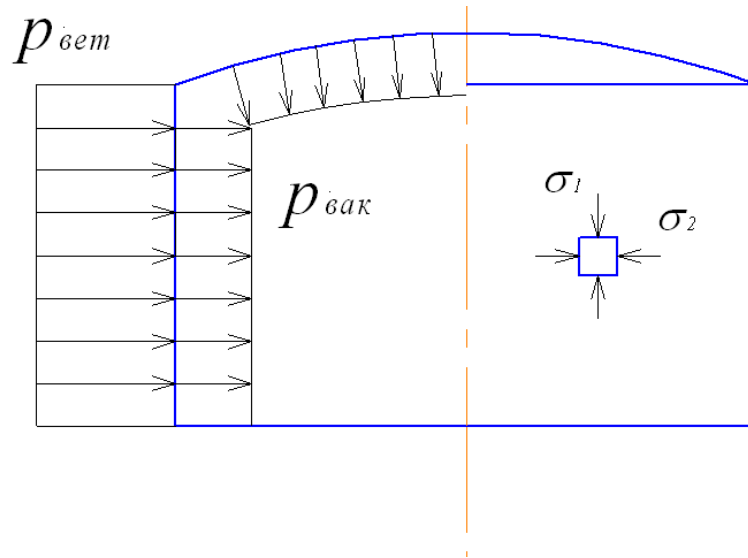


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема стінки резервуару на стійкість

Вага покрівлі резервуару РВСП-2000 $G_{пп}$, кН, визначається шляхом розрахунку за нормативною питомою вагою покрівлі $p_{пп}$, кН/м², використовуючи таку формулу

$$G_{пп} = p_{пп} \cdot \pi \cdot r^2, \quad (2.23)$$

де $p_{пп}$ – нормативна питома вага покрівлі, $p_{пп} = 0,55$ кН/м².

$$G_{пп} = 0,55 \cdot 3,14 \cdot 7,6^2 = 99,8 \text{ кН.}$$

Вага верхніх поясів стінки резервуара $G_{ст.i}$, кН, розраховується за формулою, якщо висота кожного поясу однакова і становить $h = 1,49$ м.

$$G_{ст.i} = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \cdot \gamma_{ст} \cdot 10^{-3} \cdot \sum_{k=1}^z t_i, \quad (2.24)$$

де $\gamma_{ст}$ – питома вага сталі, $\gamma_{ст} = 78,5 \text{ кН/м}^3$.

Восьмий пояс

$$G_{ст.8} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot 5 = 27,93 \text{ кН.}$$

Сьомий пояс

$$G_{ст.7} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5) = 55,85 \text{ кН.}$$

Шостий пояс

$$G_{ст.6} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5) = 83,78 \text{ кН.}$$

П'ятий пояс

$$G_{ст.5} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5 + 5) = 111,71 \text{ кН.}$$

Четвертий пояс

$$G_{ст.4} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5 + 5 + 5) = 139,63 \text{ кН.}$$

Третій пояс

$$2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5) = 167,56 \text{ кН.}$$

Другий пояс

$$G_{ст.2} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5,5) = \\ = 198,28 \text{ кН.}$$

Перший пояс

$$G_{\text{ст.1}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5 + 5,5 + 6) = \\ = 231,79 \text{ кН.}$$

Розрахункове снігове навантаження на горизонтальну проекцію резервуара $p_{\text{сн}}$, вимірюване в кН/м^2 , обчислюється за допомогою наступної формули

$$p_{\text{сн}} = \mu \cdot S_g, \quad (2.25)$$

де μ – коефіцієнт, що визначає перехід від ваги снігового шару на горизонтальній поверхні ґрунту до снігового навантаження на покрівлю, який встановлюється згідно з ДБН В.1.2-2:2006. $\mu = 1$;

S_g – нормативне значення ваги снігового шару, визначеного для 1 м^2 горизонтальної поверхні землі, яке встановлюється відповідно до ДБН В.1.2-2:2006, $S_g = 1,1 \text{ кН/м}^2$.

Далі, відповідно до формули (2.25), розраховується нормативне снігове навантаження на горизонтальну проекцію резервуара, виражене в кН/м^2

$$p_{\text{сн}} = 1 \cdot 1,1 = 1,1 \text{ кН/м}^2.$$

Загальна вага снігового покриву на всю покрівлю $G_{\text{сн}}$, вимірювана в кН, обчислюється за допомогою наступної формули

$$G_{\text{сн}} = p_{\text{сн}} \cdot \pi \cdot r^2 \quad (2.26)$$

$$G_{\text{сн}} = 1,1 \cdot 3,14 \cdot 7,36^2 = 199,6 \text{ кН.}$$

Середня товщина стінки $t_{\text{сер}}$, мм, визначається за формулою

$$t_{\text{сер}} = \frac{\sum_{i=1}^z t_i}{z}, \quad (2.27)$$

$$t_{\text{сер}} = \frac{5 \cdot 6 + 5,5 + 6}{8} = 5,1875 \text{ мм.}$$

Співвідношення між радіусом резервуара і мінімальною товщиною стінки $\frac{r}{t_{\text{min}}}$, а також середньою товщиною стінки $\frac{r}{t_{\text{сер}}}$, обчислюються за допомогою відповідних формул

$$\frac{r}{t_{\text{min}}} = \frac{7,6}{5 \cdot 10^{-3}} = 1520, \quad (2.28)$$

$$\frac{r}{t_{\text{сер}}} = \frac{7,6}{5,1875 \cdot 10^{-3}} = 1465. \quad (2.29)$$

Меридіональні напруження $\sigma_{1(i)}$, МПа, розраховуються на основі мінімальної товщини стінки поясу, а кільцеві напруження σ_2 , МПа, на основі середньої товщини стінки. Меридіональні напруження в i -ому поясі стінки резервуара, спричинені вертикальним навантаженням, обчислюються за відповідною формулою

$$\sigma_{1(i)} = \frac{n_3 \cdot (G_{\text{пп}} + G_{\text{ст.і}}) + n_{\text{сн}} \cdot G_{\text{сн}}}{2 \cdot \pi \cdot r \cdot t_i}, \quad (2.30)$$

де n_3 – коефіцієнт надійності за навантаженням від власної ваги, $n_3 = 1,05$;

$n_{\text{сн}}$ – коефіцієнт надійності по сніговому навантаженню, $n_{\text{сн}} = 1,4$.

Перший пояс

$$\sigma_{1(1)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 231,79) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 6} = 2,19 \text{ МПа.}$$

Другий пояс

$$\sigma_{1(2)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 198,28) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5,5} = 2,26 \text{ МПа.}$$

Третій пояс

$$\sigma_{1(3)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 167,56) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 2,35 \text{ МПа.}$$

Четвертий пояс

$$\sigma_{1(4)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 139,63) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 2,22 \text{ МПа.}$$

П'ятий пояс

$$\sigma_{1(5)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 111,71) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 2,10 \text{ МПа.}$$

Шостий пояс

$$\sigma_{1(6)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 83,78) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 1,98 \text{ МПа.}$$

Сьомий пояс

$$\sigma_{1(7)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 55,85) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 1,85 \text{ МПа.}$$

Восьмий пояс

$$\sigma_{1(8)} = \frac{1,05 \cdot (99,8 + 27,93) + 1,4 \cdot 199,6}{2 \cdot 3,14 \cdot 7,6 \cdot 5} = 1,73 \text{ МПа.}$$

Результати заносимо в табл. 2.4.

Критичні меридіональні напруження у стінці i -го поясу резервуара
 $\sigma_{crl(i)}$, МПа

$$\sigma_{crl(i)} = C \cdot E \cdot \frac{t_i}{r}, \quad (2.31)$$

де C – коефіцієнт для розрахунку оболонок на стійкість, приймається згідно з ДБН В.2.6-163:2010, $C = 0,075$ при $\frac{r}{t_i} = \frac{7,6}{0,006} = 1267$, $C = 0,073$ при $\frac{r}{t_i} = \frac{7,6}{0,0055} = 1382$ і $C = 0,070$ при $\frac{r}{t_i} = \frac{7,6}{0,005} = 1520$;

E – модуль пружності стали, $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа.

Перший пояс

$$\sigma_{crl(1)} = 0,075 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{6 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 12,43 \text{ МПа.}$$

Другий пояс

$$\sigma_{crl(2)} = 0,073 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5,5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 11,09 \text{ МПа.}$$

Третій пояс

$$\sigma_{crl(3)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

Четвертий пояс

$$\sigma_{crl(4)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

П'ятий пояс

$$\sigma_{crl(5)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

Шостий пояс

$$\sigma_{crl(6)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

Сьомий пояс

$$\sigma_{crl(7)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

Восьмий пояс

$$\sigma_{crl(8)} = 0,070 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{5 \cdot 10^{-3}}{7,6} = 9,67 \text{ МПа.}$$

Результати заносимо в табл. 2.4.

Співвідношення між висотою циліндричної частини корпусу резервуару та його діаметром визначається за такою формулою

$$\frac{h_k}{2 \cdot r} = \frac{11,92}{2 \cdot 7,6} = 0,78. \quad (2.32)$$

Нормативне значення вітрового навантаження P_B , кН/м², визначається за формулою

$$P_B = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i, \quad (2.33)$$

де W_0 – нормативне значення вітрового тиску, яке вибирається за ДБН В.1.2-2:2006, Додаток Е, $W_0 = 0,50$ кН/м²;

k_2 – коефіцієнт, що враховує зміну вітрового тиску по висоті, для резервуарів висотою від 10 до 20 метрів $k_2 = 1,0$;

C_i – аеродинамічний коефіцієнт, $C_i = 0,8$.

$$P_B = 0,50 \cdot 1,0 \cdot 0,8 = 0,40.$$

Розрахункове кільцеве напруження в стінці, що враховується при аналізі стійкості резервуару σ_2 , МПа, розраховується за формулою

$$\sigma_2 = \frac{n_B \cdot P_B \cdot r}{t_{сер}}, \quad (2.34)$$

де n_B – коефіцієнт надійності вітровому навантаженню, $n_B = 1,4$.

$$\sigma_2 = \frac{1,4 \cdot 0,40 \cdot 7,6}{5,1875} = 0,82 \text{ МПа.}$$

Критичні кільцеві напруження в стінці резервуару σ_{cr2} , МПа, розраховуються за наступною формулою

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{r}{h_k} \cdot \left(\frac{t_{cep}}{r} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (2.35)$$

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7,6}{11,92} \cdot \left(\frac{5,1875 \cdot 10^{-3}}{7,6} \right)^{\frac{3}{2}} = 1,31 \text{ МПа.}$$

Стійкість стінки порожнього резервуару оцінюється на основі спільної дії меридіонального (осьового) стиску, спрямованого уздовж твірної, та кільцевого стиску, який виникає через зовнішній рівномірний тиск, нормальний до бічної поверхні, відповідно до формули

$$\frac{\sigma_{1(i)}}{\sigma_{crl(i)}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq \gamma_c, \quad (2.36)$$

де γ_c – коефіцієнт умов роботи стінки резервуару під час розрахунку на стійкість, $\gamma_c = 1,0$.

Перший пояс

$$\frac{2,20}{12,43} + \frac{0,82}{1,31} = 0,80.$$

Другий пояс

$$\frac{2,26}{11,09} + \frac{0,82}{1,31} = 0,83.$$

Третій пояс

$$\frac{2,35}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,87.$$

Четвертий пояс

$$\frac{2,22}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,86.$$

П'ятий пояс

$$\frac{2,10}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,84.$$

Шостий пояс

$$\frac{1,98}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,83.$$

Сьомий пояс

$$\frac{1,85}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,82.$$

Восьмий пояс

$$\frac{1,73}{9,67} + \frac{0,82}{1,31} = 0,80.$$

Таблиця 2.4 – Результати розрахунків за формулами 2.30, 2.31, 2.34, 2.35, 2.36.

Номер поясу	1	2	3	4	5	6	7	8
$\sigma_{1(i)}$, МПа	2,19	2,26	2,35	2,22	2,1	1,98	1,85	1,73
$\sigma_{crl(i)}$, МПа	12,43	11,09	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67	9,67
σ_2 , МПа	0,82							
σ_{cr2} , МПа	1,31							
$\frac{\sigma_{1(i)}}{\sigma_{crl(i)}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}}$	0,80	0,83	0,87	0,86	0,84	0,83	0,82	0,80

На основі даних з табл. 2.4 можна зробити висновок, що умова стійкості стінки резервуара дотримується для кожного з поясів.

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ

3.1 Аналіз умов праці під час експлуатації вертикального сталевого резервуару

Під час експлуатації вертикального сталевого резервуару об'ємом 2000 м³ для зберігання світлих нафтопродуктів працівники можуть перебувати під впливом виробничих чинників, пов'язаних із технологічними процесами приймання, зберігання та відпуску продукту. Роботи виконуються на відкритому майданчику, де на персонал додатково впливають погодні умови, перепади температури, вологість повітря та атмосферні опади.

Найбільшу небезпеку становлять легкозаймисті пари нафтопродуктів, які здатні утворювати вибухонебезпечні суміші з повітрям. Особлива увага приділяється герметичності резервуару, справності дихальної арматури та стану трубопроводів. У разі порушення герметичності можливе накопичення парів у зоні проведення робіт, що підвищує ризик займання або отруєння працівників.

Під час технічного обслуговування резервуарного обладнання працівники можуть виконувати роботи на висоті, зокрема під час огляду покрівлі, люків, сходів та майданчиків обслуговування. За відсутності належного страхування або при слизькій поверхні існує ймовірність падіння. Також небезпеку створює використання електрообладнання, насосних агрегатів і запірної арматури, що працюють під навантаженням.

Окрему увагу необхідно приділяти пожежній безпеці. Світлі нафтопродукти мають низьку температуру спалаху, тому навіть незначне джерело запалювання може призвести до виникнення пожежі. Причиною займання можуть стати електрична іскра, статична електрика, порушення правил проведення ремонтних робіт або несправність обладнання.

Для зниження небезпеки необхідно забезпечити постійний контроль технічного стану резервуару, дотримання технологічного режиму та

проведення інструктажів для працівників, які обслуговують резервуарний парк.

3.2 Заходи безпеки під час експлуатації резервуару

Безпечна експлуатація вертикального сталевого резервуару забезпечується шляхом дотримання технологічних вимог, своєчасного технічного обслуговування та контролю стану обладнання. Перед введенням резервуару в роботу проводиться перевірка герметичності корпусу, справності дихальних клапанів, запірної арматури та засобів контролю рівня нафтопродукту.

Усі металеві конструкції резервуару повинні бути приєднані до системи заземлення для запобігання накопиченню статичної електрики. Електрообладнання, яке використовується на території резервуарного парку, необхідно виконувати у вибухозахищеному виконанні. Проведення ремонтних або зварювальних робіт дозволяється лише після очищення резервуару від залишків нафтопродукту та перевірки повітряного середовища.

Для працівників, які виконують обслуговування резервуару, передбачаються засоби індивідуального захисту. Під час роботи використовують спеціальний одяг, захисне взуття, рукавиці, каски та засоби захисту органів дихання у випадках можливого контакту з парами нафтопродуктів. Особи, які допускаються до виконання робіт, повинні пройти інструктаж та навчання з питань пожежної безпеки.

Територія резервуарного парку має бути обладнана попереджувальними знаками, засобами пожежогасіння та аварійним інвентарем. Для оперативного реагування на можливі аварійні ситуації встановлюються системи контролю витоку продукту та засоби зв'язку між працівниками.

З метою підтримання безпечних умов праці проводяться періодичні огляди технічного стану резервуару, перевірка зварних швів, контроль товщини металу та очищення внутрішніх поверхонь від відкладень. Своєчасне

виконання профілактичних заходів дозволяє знизити ймовірність аварій та забезпечити стабільну роботу об'єкта.

3.3 Пожежна безпека та дії у разі аварійної ситуації

Резервуари для зберігання світлих нафтопродуктів належать до об'єктів підвищеної пожежної небезпеки, оскільки продукт, що зберігається, легко випаровується та здатний швидко займатися. Для запобігання пожежам необхідно виключити можливість появи відкритого вогню, іскроутворення та перегріву обладнання на території резервуарного парку.

На об'єкті повинні бути передбачені первинні засоби пожежогасіння, зокрема порошкові та пінні вогнегасники, ящики з піском, пожежні щити та система подачі води. Для локалізації можливого займання резервуар обладнується дихальною арматурою, а територія навколо нього обмежується захисним обвалуванням, яке перешкоджає розтіканню нафтопродукту у разі пошкодження корпусу.

У випадку виникнення витоку або загоряння працівники повинні негайно повідомити відповідальні служби, припинити виконання робіт та відключити обладнання. Особи, які не беруть участі у ліквідації аварії, мають бути виведені за межі небезпечної зони. Гасіння пожежі водою безпосередньо на поверхні нафтопродукту не допускається, оскільки це може сприяти поширенню горіння. Для ліквідації займання застосовують повітряно-механічну піну або порошкові засоби пожежогасіння.

Після усунення аварійної ситуації проводиться огляд резервуару, перевірка справності обладнання та оцінка технічного стану конструкцій. Працівники допускаються до подальшої експлуатації лише після підтвердження безпечного стану об'єкта та проведення повторного інструктажу.

4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

Боротьба з втратами нафти і нафтопродуктів - один з важливих шляхів економії паливо - енергетичних ресурсів, що грають провідну роль у розвитку економіки і інтенсифікації суспільного виробництва.

За останній час на нафтотранспортних і переробних підприємствах, а також об'єктах системи нафтозабезпечення успішно здійснюються різні заходи технічного та організаційного характеру, в результаті яких втрати нафтопродуктів значно знижені. Однак, незважаючи на вжиті заходи, при транспортуванні, зберіганні та заливо - наливних операціях втрачається ще велика кількість нафтопродуктів. Збиток, що наноситься цими втратами народному господарству, полягає не тільки в зменшенні паливних ресурсів і у вартості втрачених продуктів, але і в негативних екологічних наслідках, які є результатом забруднення навколишнього середовища нафтопродуктами. Тому боротьба з втратами нафтопродуктів дає не тільки економічний ефект, але й життєво важлива для забезпечення охорони природи.

Для успішного вирішення проблеми збереження кількості та якості нафти і нафтопродуктів у процесі їх транспортування, зберігання, прийому і видачі доцільно узагальнити накопичений на підприємствах нафтопереробної промисловості та об'єктах системи нафто забезпечення досвід із запобігання та усунення втрат нафтопродуктів в товарно – сировинних парків нафтопереробних заводів, на нафтобазах, автозаправних станціях, магістральних продуктопроводах, при залізничних і автомобільних перевезеннях, а також врахувати вітчизняні та зарубіжні науково - технічні досягнення в даній області.

Скорочення газового простору резервуарів дає найбільший ефект у боротьбі з втратами нафтопродуктів від випаровування. Найбільш ефективний засіб зменшення газового простору резервуару з нафтопродуктами - застосування плаваючих дахів і понтонів. В техніко-економічному розділі

виконаємо порівняння двох способів зберігання бензину – використання РВС та використання РВСП.

4.1 Техніко-економічне обґрунтування проекту

Капітальні витрати - це одноразові витрати на будівництво нових підприємств, виробничих об'єктів, інженерних систем, тощо. В нашому випадку капітальні витрати - це витрати на придбання, монтаж та транспортування необхідного устаткування, апаратів і приладів для установки понтонів.

Для розрахунку приймаємо наступні вихідні дані:

- Питома маса РВСП $\Pi_M = 30 \text{ кг/м}^3$;
- Об'єм резервуара $V = 2000 \text{ м}^3$;
- Ціна за тону сталі $\text{Ц} = 40800 \text{ грн. [6]}$.

Витрати матеріалу (сталі)

$$M = \Pi_M V; \quad (4.1)$$

$$M = 30 \cdot 2000 = 60 \text{ т.}$$

Вартість матеріалів з врахуванням заводського виготовлення конструкцій

$$K_M = 1,55 M \text{ Ц}; \quad (4.2)$$

$$K_M = 1,55 \cdot 60 \cdot 40800 = 3794400 \text{ грн.}$$

В табл. 4.1 приведені витрати на придбання основного обладнання необхідного для комплектації резервуарів.

Таблиця 4.1 – Капітальні витрати на придбання устаткування [7]

Найменування устаткування резервуару	Кількість	Вартість за одиницю, грн.	Сума, грн.
Люк-лаз у першому поясі стінки ЛЛ-600	2	45137	90274
Люк-лаз для виходу на понтон ЛЛ-600	1	45137	45137
Люк світловий ЛС-500	2	26003	52006
Понтон алюмінієвий	1	958000	958000
Вентиляційний патрубок ПВ-350	5	33000	165000
Вогнезапобіжник ВП-350	5	49400	247000
Патрубок монтажний ПМ-350	5	22201	111005
Клапан дихальний з вогнеперешкоджувачем КДС-1500/200	2	121752	-
Клапан дихальний запобіжний з вогнеперешкоджувачем КДС-1500/200	2	121752	-
Патрубок монтажний ПМ-200	2	9662	-
Пристрій приймально-роздавальний ППР-250	2	12572	25144
Патрубок монтажний ПМ-250	2	11733	23466
Кран сифонний КС-80	1	48150	48150
Пробовідбірник ПСРП	1	24390	24390
Генератор піни ГПСС-600	3	51720	155160
Вартість обладнання $\sum K_{обл}$			1944732

Капітальні витрати на матеріали та обладнання резервуара:

$$K_{MO} = K_M + \sum K_{обл}; \quad (4.3)$$

$$K_{MO} = 3794400 + 1944732 = 4392732 \text{ грн.}$$

Витрати на монтаж резервуара приймаються 20 % від капітальних витрат на матеріали та обладнання. Тоді капітальні витрати дорівнюють

$$K_{\text{МО}} = 1,2 \cdot K_{\text{МО}} \quad (4.4)$$

$$K = 1,2 \cdot 4392732 = 5271278 \text{ грн.}$$

4.2 Економічний ефект від використання понтону

Річний економічний ефект визначається на основі зіставлення економічних показників.

Для розрахунку приймаємо наступні вихідні дані: вартість бензину 71,81 грн/л. З урахуванням густини (0,75 кг/л) отримуємо $C_{\text{б}} = 95,75$ грн/кг (ціна бензину на травень 2026 року).

З попереднього досвіду експлуатації, втрати бензину з резервуару без засобів скорочення витрат $G_{\text{рік}} = 5930$ кг/рік.

Коефіцієнт скорочення витрат:

- для РВС-2000 (резервуар без засобів скорочення витрат) $S_{\text{РВС}} = 0$;
- для РВСП-2000 $S_{\text{РВСП}} = 0,98$.

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

- для РВС-2000:

$$G_{\text{рік РВС}} = G_{\text{рік}} \cdot (1 - S_{\text{РВС}}) \quad (4.5)$$

$$G_{\text{рік РВС}} = 5930 \cdot (1 - 0) = 5930 \text{ кг/рік,}$$

- для РВСП-2000:

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

$$G_{\text{рік РВСП}} = G_{\text{рік}} \cdot (1 - S) = 5930 \cdot (1 - 0,98) = 119 \text{ кг/рік.}$$

Вартість втрат бензину з резервуара:

$$C_{\text{втр}} = C_6 G_{\text{рік}}; \quad (4.6)$$

$$C_{\text{втр}}^{\text{РВС}} = 95,75 \cdot 5930 = 567798 \text{ грн.}$$

$$C_{\text{втр}}^{\text{РВСП}} = 95,75 \cdot 119 = 11394 \text{ грн.}$$

Зменшення річних витрат від використання засобів скорочення втрат від випаровування:

$$\Delta C = k_{\text{об}}(C_{\text{втр}}^{\text{РВС}} - C_{\text{втр}}^{\text{РВСП}}), \quad (4.7)$$

де $k_{\text{об}}$ – коефіцієнт, який враховує наповнення та випорожнення резервуару за рік, приймаємо рівним 4,

$$\Delta C = 4 \cdot (567798 - 11394) = 2225616 \frac{\text{грн}}{\text{рік}}.$$

4.3 Експлуатаційні затрати та термін окупності

Експлуатаційні затрати:

$$E = K \cdot (k_a + k_p) + C_{\text{ел}} \cdot G_{\text{ел}} + Z_{\text{зп}} \cdot n, \quad (4.8)$$

де K – капітальні витрати на будівництво резервуару;

k_a – амортизаційні відрахування;

k_p – відрахування на поточний ремонт;

$G_{ел}$ – ціна електроенергії;

$G_{ел}$ – витрата електроенергії;

$Z_{зп}$ – заробітна плата персоналу, що обслуговує;

n – кількість людино-годин на обслуговування резервуару в рік.

Приймаємо:

$n = 432$ люд-год.

Приймаємо заробітню плату персоналу, що $Z_{зп} = 52$ грн/год.

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

Розрахунок річних амортизаційних відрахувань та відрахувань на ремонт обладнання можна прийняти по середнім нормам – відповідно 10 и 5% (0,1 и 0,05) від капітальних витрат. Тоді можна прийняти:

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

Витрати на електроенергію при експлуатації резервуарів (в режимі зберігання) можна в порівняльних розрахунках прийняти рівним нулю.

$$C_{ел} \cdot G_{ел} = 0.$$

$$E = 5271278 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 813156 \text{ грн.}$$

Річні зведені витрати

$$Z = E + E_H \cdot K \tag{4.9}$$

де E - річні (експлуатаційні) витрати;

K - капітальні вкладення;

E_n - нормативний коефіцієнт ефективності капіталовкладень. На практиці нафтогазової галузі його зазвичай приймають рівним 0,2.

$$Z = 813156 + 0,2 \cdot 5271278 = 1864412 \text{ грн/рік.}$$

Термін окупності з врахуванням втрат від випаровування нафтопродукту

$$T = \frac{K}{Z - (E + C_{втр})}, \quad (4.10)$$

$$T = \frac{5271278}{1864412 - (813156 + 403)} = 5,01 \text{ років.}$$

Таблиця 4.2 – Порівняння техніко-економічних показників

Показник	Од. вимір.	Значення
Об'єм резервуару, V	м ³	2000
Капітальні вкладення	тис.грн.	5271,3
Зменшення втрат бензину	тис.грн/рік	2225,6
Експлуатаційні витрати	тис.грн/рік	813,1
Зведені витрати	тис.грн/рік	1864,4
Строк окупності	рік	≈5

Проведено розрахунок прямих капітальних витрат на закупівлю металопрокату, виготовлення конструкцій, придбання технологічного обладнання (включно зі спеціалізованим алюмінієвим понтоном) та здійснення монтажних робіт. Виконано порівняння економічних втрат від випаровування бензину в базовому резервуарі без понтона та в спроектованому резервуарі РВСП-2000. На основі розрахованих річних

експлуатаційних витрат та збереженого продукту обчислено загальні зведені витрати і термін повної окупності капітальних інвестицій.

ВИСНОВКИ

Процес оптимізації геометрії резервуара показав важливість прив'язки теоретичних об'ємів до реальних номенклатурних стандартів металопрокату. У якості базового матеріалу прийняті сталеві листи розміром 1500x6000 мм. З урахуванням технологічного обрізання кромки на 10 мм на верстатах, висота одного листа, що формує один пояс корпусу резервуара, становить 1,49 м, а його довжина - 5,99 м.

Визначення габаритів резервуара показало, що для забезпечення необхідної місткості циліндрична частина резервуара повинна складатися з 8 горизонтальних поясів, що формує загальну висоту корпусу 11,92 м. Для замикання одного такого поясу по колу необхідно зварити встик 8 листів металу, що зумовлює розрахунковий радіус резервуара 7,6 м та довжину окружності 47,92 м.

Фактичний геометричний об'єм резервуара склав 2163 м³. Однак, специфіка конструкції РВСП вимагає резервування значного простору для роботи понтона та безпечної експлуатації без переливів. Відповідно до норм, коефіцієнт заповнення резервуара прийнятий 0,76. Це означає, що максимальний рівень наливу нафтопродукту становить 9,05 м і забезпечує корисний об'єм рідини 1644 м³. Отримані параметри гарантують плавний рух понтона вздовж напрямних без ризику заклинювання у верхній точці та забезпечують достатній запас висоти для роботи генераторів піни.

Основним інженерним висновком є підтвердження міцності спроектованої циліндричної оболонки в умовах багатовимірних навантажень. Розрахунок товщини стінок виконувався за безмоментною теорією, де стінка розглядається як ідеальний циліндр, що витримує розтягувальні напруження від гідростатичного тиску стовпа рідини всередині резервуара. Оскільки резервуар із понтоном функціонує без внутрішнього надлишкового тиску або вакууму в газовому просторі, основним фактором руйнування виступає саме гідростатика.

Розрахунки були проведені для двох різних експлуатаційних станів. Перший - нормальні умови експлуатації зі світлим нафтопродуктом (густина 745 кг/м^3). Другий - гідравлічні випробування резервуара перед введенням в експлуатацію, які проводяться водою (густина 1000 кг/м^3). Розподіл гідростатичного тиску є лінійним: максимальні значення фіксуються в самому низу резервуара і спадають до нуля на поверхні рідини.

В першому поясі зона найбільших кільцевих напружень знаходиться на відстані $11,75 \text{ м}$ від верхньої кромки, а гідростатичний тиск під час експлуатації становить $0,94 \cdot 10^5 \text{ Па}$, під час гідровипробувань $1,27 \cdot 10^5 \text{ Па}$. Враховуючі ці навантаження, для виготовлення нижнього поясу було обрано низьколеговану термозміцнену сталь марки С390 з границею плинності 390 МПа та нормативним опором розтягуванню 325 МПа . Завдяки цим характеристикам металу, розрахункова товщина стінки першого поясу (з урахуванням $0,5 \text{ мм}$ на корозію) склала $5,28 \text{ мм}$ для експлуатації та $4,86 \text{ мм}$ для випробувань. Згідно з сортаментом прокату, фактичну товщину першого поясу округлено та прийнято рівною 6 мм .

Для поясів з другого по восьмий гідростатичний тиск зменшується (від $0,82 \cdot 10^5 \text{ Па}$ у другому поясі до мінімальних $0,11 \cdot 10^5 \text{ Па}$ у восьмому). Це дозволило перейти на використання більш економічно вигідної марки сталі С245 з нормативним опором розтягуванню 235 МПа . Розрахункова товщина металу для цих поясів коливається від $5,45 \text{ мм}$ до $1,60 \text{ мм}$. Проте, нормативні вимоги ДСТУ Б В.2.6-183:2011 регламентують мінімальну конструктивну товщину стінки для резервуарів такого діаметра на рівні 5 мм . Товщина другого поясу прийнята $5,5 \text{ мм}$, а поясів з третього по восьмий прийнята рівною 5 мм .

Результати підтверджують, що робочі розтягувальні напруження у жодному з поясів не перевищують граничних значень, що гарантує цілісність конструкції за умов гідровипробувань та за умов експлуатації.

Окрім розриву від внутрішнього тиску, порожній резервуар піддається ризику втрати стійкості (зминання або складання оболонки) під дією

зовнішніх сил. Меридіональні напруження виникають під тиском маси самої конструкції та накопиченого снігу. Нормативне снігове навантаження для Півдня України становить $1,1 \text{ кН/м}^2$, що на площі даху резервуара (з урахуванням коефіцієнтів) створює загальну вагу снігового покриву в $199,6 \text{ кН}$. До цього додається власна вага сталеві покрівлі ($99,8 \text{ кН}$) та сумарна вага всіх металевих поясів стінки (наприклад, вага стінки над першим поясом становить $234,58 \text{ кН}$). Всі ці сили тиснуть вертикально вниз на стінки нижніх поясів. Розрахунки виявили, що максимальне меридіональне напруження концентрується в третьому поясі і становить $2,35 \text{ МПа}$. Однак, критичне меридіональне напруження для цього металу та товщини дорівнює $9,67 \text{ МПа}$, що дає безпечний запас стійкості.

Кільцеві стискувальні напруження виникають під тиском вітру. Нормативний вітровий тиск прийнято на рівні $0,50 \text{ кН/м}^2$, що з урахуванням аеродинамічних коефіцієнтів та коефіцієнтів надійності створює кільцеве напруження у стінці на рівні $0,81 \text{ МПа}$. Критичне кільцеве напруження для даної конструкції становить $1,34 \text{ МПа}$.

Сукупна умова стійкості резервуара перевірялася за емпіричною формулою, де сума відношень робочих напружень до критичних не повинна перевищувати коефіцієнт умов роботи $1,0$. Найбільшому ризику втрати стійкості резервуар піддається на рівні третього поясу (коефіцієнт $0,85$), проте навіть там зберігається 15% запасу стійкості. Висновок: стінка резервуара спроектована з достатньою жорсткістю для витримування вітрових та снігових навантажень, характерних для Півдня України.

Експлуатація резервуара зі світлими нафтопродуктами є процесом з підвищеною небезпекою, що вимагає виконання протоколів охорони праці. Головна загроза обумовлена легкими вуглеводневими фракціями, які активно випаровуються та здатні утворювати вибухонебезпечні пароповітряні суміші навколо об'єкта. Враховуючи, що роботи з технічного обслуговування (огляд покрівлі, люків, сходів) виконуються персоналом на відкритому повітрі, на

висоті та за будь-яких погодних умов, врахування людського фактору стає необхідним.

Проектом передбачено багаторівневу систему безпеки. По-перше, абсолютна герметичність всіх технологічних з'єднань, що виключає міграцію парів нафтопродукту за межі газового простору. По-друге, впровадження тотальної системи заземлення: всі металеві частини резервуара, трубопроводи та сам плаваючий понтон електрично з'єднані між собою та із заземлюючим контуром для моментального відведення зарядів статичної електрики, що виникають під час тертя нафти об труби при швидкості перекачування близько 2,5 м/с. Електроустаткування застосовується виключно у вибухозахищеному виконанні.

Особлива увага приділена пожежній безпеці. Навколо резервуара зведено земляне обвалування, здатне утримати весь об'єм розлитої рідини плюс 0,2 метра висоти борту, що запобігає розтіканню пожежі по всій нафтобазі. Технологічне оснащення включає вентиляційні патрубки з вогнеперешкоджувачами, що розсіюють теплову енергію іскри та не пропускають полум'я всередину резервуара. Для активного пожежогасіння на корпусі встановлено 3 стаціонарні генератори піни ГПСС-600, оскільки гасіння світлих нафтопродуктів звичайною водою заборонено (це спричиняє розбризкування палаючої плівки та поширення вогню). Піна ізолює дзеркало продукту від кисню повітря, припиняючи процес горіння. Ці інженерні та адміністративні заходи створюють надійний захист персоналу і об'єкту від техногенних катастроф.

Техніко-економічний аналіз є завершальним розділом проєкту. Проєктування резервуара РВСП-2000 є повністю виправданим. Завдяки понтону випаровування пального зменшується на 98%, що зупиняє постійні фінансові втрати підприємства. Конструкція резервуара є надійною та міцною. Початкові інвестиції у 5 млн грн. окупляться за 5 років. Оскільки споруда розрахована на понад 10 років роботи, її будівництво є вигідним рішенням для підприємства.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. 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.
2. 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.
3. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування. – [Чинний від 2015-01-01]. – К.: Мінрегіон України, 2014. – 199 с.
4. ДСТУ 8539:2015. Прокат для будівельних сталевих конструкцій. Загальні технічні умови. [Чинний від 2016-07-01]. – К: ДП "УкрНДНЦ", 2016. – 23 с.
5. ДБН В.1.2-2:2006. Навантаження і впливи. Норми проектування. [Чинний від 2007-01-01]. – К.: Мінбуд України, 2006. – 75 с.
6. Каталог продукції: Листовий прокат // Офіційний інтернет-ресурс ТОВ «Метінвест-СМЦ». — URL: <https://metinvest-smc.com/ua/catalog/listovoy-prokat/>
7. Каталог електротехнічного та випробувального обладнання // ТОВ «Компанія Контрагент» (м. Харків). — URL: <https://contragent.kh.ua/>
8. ДСТУ 4454:2005. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держстандарт України, 2006. – 31 с.
9. 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.
11. Лісафін В. П., Лісафін Д. В. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: Підручник. - Івано-Франківськ: Факел, 2006.-597 с. з іл.

12. 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.
13. 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.
14. Резервуари та обладнання для нафтопродуктів [Електронний ресурс]: офіційний сайт компанії. URL: <https://rezervuary.com>
15. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів [Електронний ресурс]: НАПБ В.01.058-2008/112. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/z0235-09#Text>
16. 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>
17. Технологія видобування, зберігання і транспортування нафти і газу: навчальний посібник / О.І. Акульшин, О.О. Акульшин, В.С. Бойко, В.М. Дорошенко, Ю.О. Зарубін – Івано-Франківськ: Факел, 2003. – 434 с.