

**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 резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup>  
для зберігання темних нафтопродуктів

Здобувача (ки) Колчін К.Д.

Керівник доц. Біленко Н.О.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

**Кваліфікаційна робота допускається до захисту**

Рішення кафедри від 10 червня 2026 року протокол № 12

В.о. завідувача кафедри НТІТ Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

# ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

**ЗАТВЕРДЖУЮ**

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

«02» лютого 2026 року

## ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Колчін Костянтин Денисович

1. Тема роботи Проект вертикального сталевого резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup>  
для зберігання темних 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

розташування резервуару – Одеська обл., клас небезпеки – клас III;

тривалість строку служби резервуара – не менше 10 років; кліматична зона - 4;

нафтопродукт – мазут марки М-40; густина нафтопродукту 900 кг/м<sup>3</sup>

4. Перелік питань, які потрібно розробити

проаналізувати сучасний стан технологій зберігання нафтопродуктів; обрати матеріал

виготовлення резервуара; визначити товщини поясів стінки резервуара за умовами

міцності; провести перевірочний розрахунок несної здатності стінки; провести

розрахунок стінки резервуара на стійкість до впливу зовнішніх навантажень;

підібрати основне обладнання резервуара

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

Аркуш 1 – Загальний вигляд резервуара

Аркуш 2 – Розгортка стінки резервуара

Аркуш 3 – Днище резервуару

Аркуш 4 – Покрівля резервуару

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

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

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник \_\_\_\_\_ Біленко Н.О.

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Колчін К.Д.

**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 \_\_\_\_\_ Колчін К.Д.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Біленко Н.О.

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

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

Здобувач-дипломник Колчін Костянтин Денисович

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 79 сторінок друкованого тексту, 16 рисунків, 9 таблиць, 17 посилань на джерела.

Робота присвячена проектуванню вертикального сталевго резервуара для темних нафтопродуктів з метою мінімізації його металоемності. Визначено оптимальну товщину поясів стінки та виконано розрахунки для забезпечення необхідної міцності й несучої здатності конструкції. Проведено аналіз стійкості стінки до впливу зовнішніх навантажень. Здійснено вибір основного технологічного обладнання для надійної експлуатації об'єкта.

**Ключові слова:** мазут, резервуар, пояс резервуара, міцність стінки резервуара, стійкість стінки резервуара, несуча здатність стінки резервуара, металоемність резервуара

## ABSTRACT

Qualification work consists of 79 pages of printed text, 16 figures, 9 tables, 17 references.

The work is dedicated to the design of a vertical steel tank for heavy oil products with the aim of minimizing its metal consumption. The optimal thickness of the shell courses was determined, and calculations were performed to ensure the required strength and load-bearing capacity of the structure. An analysis of the shell stability under external loads was conducted. The selection of the main technological equipment was carried out to ensure the reliable operation of the facility.

**Keywords:** fuel oil, tank, tank shell course, tank wall strength, tank wall stability, tank wall load-bearing capacity, tank metal consumption.

# ЗМІСТ

ВСТУП .....	6
1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ.....	8
1.1 Загальна характеристика складів нафти і нафтопродуктів .....	8
1.2 Розташування СНН.....	10
1.3 Генплан СНН.....	12
1.4 Кліматичні умови півдня України .....	15
1.5 Конструкції резервуарів типу РВС .....	17
1.6 Обладнання резервуара .....	19
1.7 Властивості мазуту .....	26
1.8 Організація підігріву мазуту в резервуарах.....	30
1.8.1 Змієвикові підігрівачі .....	31
1.8.2 Секційні підігрівачі .....	32
1.8.3 Теплова ізоляція резервуарів.....	33
1.9 Напрямки використання мазуту.....	34
2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ.....	35
2.1 Вихідні дані .....	35
2.2 Алгоритм розрахунку товщини стінки резервуара типу РВС .....	35
2.2.1 Визначення геометричних розмірів резервуара РВС–5000.....	35
2.2.2 Розрахунок товщини стінки.....	39
2.3 Розрахунок стінки резервуара на стійкість .....	53
2.4 Вибір основного обладнання резервуара .....	64

3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ .....	66
3.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть виникнути при експлуатації складів нафти і нафтопродуктів .....	66
3.2 Фізичні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори.....	66
3.3 Хімічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори .....	70
3.4 Психофізіологічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори.....	70
4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ .....	72
4.1 Капітальні витрати.....	72
4.2 Експлуатаційні, зведені витрати та термін окупності .....	73
ВИСНОВКИ.....	76
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ .....	78

## ВСТУП

Актуальність теми полягає в тому, що нафта та нафтопродукти залишаються найважливішим ресурсом для стабільного функціонування промислового комплексу України. Ефективна логістика та зберігання темних нафтопродуктів (мазутів, бітумів, гудронів) потребують створення надійної мережі резервуарних парків. Основним типом споруд для цього є вертикальні сталеві резервуари (РВС), які поєднують у собі відносну простоту монтажу та високу експлуатаційну надійність.

Основним критерієм ефективності проектування таких об'єктів є раціональне використання матеріальних ресурсів. Оскільки вартість металопрокату становить основну частку витрат на будівництво, технічне завдання полягає в оптимізації металоємності конструкції без втрати її експлуатаційної надійності. Найбільш металомістким елементом резервуара є його стінка, параметри якої визначаються гідростатичним тиском нафтопродукту.

Згідно з розрахунковими схемами, максимальне навантаження діє на перший пояс стінки, що зумовлює необхідність використання листів найбільшої товщини або сталей підвищеної міцності (наприклад, марки 09Г2С). У міру зменшення висоти стовпа рідини тиск на наступні пояси знижується, що дозволяє поетапно зменшувати товщину металу або застосовувати більш економічні марки сталі (наприклад, СтЗсп). Такий диференційований підхід забезпечує рівномірність споруди та дозволяє суттєво скоротити загальні витрати металу на одиницю об'єму зберігання.

Об'єкт дослідження – вертикальний сталевий резервуар об'ємом 5000 м<sup>3</sup> для зберігання темних нафтопродуктів.

Предмет дослідження – міцність та стійкість поясів стінки резервуара при дії внутрішнього гідростатичного тиску та зовнішніх навантажень.

Мета роботи – проектування вертикального сталевого резервуара для темних нафтопродуктів з визначенням оптимальної товщини стінок кожного

поясу для забезпечення необхідної міцності та стійкості конструкції за мінімальної її металоємності.

Для досягнення поставленої мети необхідно вирішити такі завдання:

- аналіз сучасного стану технологій зберігання темних нафтопродуктів та нормативних вимог до проєктування РВС;
- обґрунтування вибору матеріалів з урахуванням властивостей робочого середовища;
- визначення товщини поясів стінки резервуара за умовами міцності;
- перевірочний розрахунок несної здатності стінки;
- розрахунок стінки резервуара на стійкість до впливу зовнішніх навантажень;
- підбір основного обладнання резервуара.

Методи дослідження. У роботі використано загальноприйняті методики інженерних розрахунків сталевих конструкцій, методи математичного моделювання гідростатичного навантаження, а також порівняльний аналіз техніко-економічних показників проектних рішень.

Практичне значення роботи полягає у розробці проєктного рішення, яке дозволяє забезпечити безаварійну експлуатацію ємності для зберігання темних нафтопродуктів при одночасному зниженні капітальних витрат на закупівлю металопродукту.

# 1 ТЕХНОЛОГІЧНИЙ РОЗДІЛ

## 1.1 Загальна характеристика складів нафти і нафтопродуктів

Складів нафти і нафтопродуктів (СНН) або нафтобази – це спеціалізовані підприємства, що включають комплекс інженерних споруд та обладнання, призначених для приймання, зберігання і відвантаження нафтопродуктів кінцевим споживачам.

Класифікація СНН за річним обсягом перевалки поділяє їх на п'ять класів:

- 1) понад 500 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) до 20 тис. т/рік.

За функціональним призначенням та принципом роботи СНН поділяються на чотири основні типи.

Розподільчі забезпечують тимчасове зберігання і постачання нафтопродуктів у межах регіону. Вони, у свою чергу, поділяються на: оперативні, що обслуговують локальних споживачів та сезонного зберігання, що компенсують нерівномірне постачання, доповнюючи оперативні бази.

Перевалочні використовуються для транспортування нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший. Зазвичай розташовуються біля портів, судноплавних річок, магістральних трубопроводів, залізниць. Можуть бути кінцевою ланкою трубопровідної системи.

Бази зберігання виконують функції приймання, тривалого зберігання і періодичного оновлення запасів нафтопродуктів.

Перевалочно - розподільчі поєднують функції перевалки і розподілу продукції.

Окрему групу СНН становлять паливозаправні комплекси, які обслуговують різні види транспорту.

Враховуючи високу пожежну небезпеку СНН, основним джерелом ризику є резервуарне обладнання. Показником рівня пожежонебезпеки прийнято вважати загальний обсяг резервуарного парку, що визначає класифікацію СНН за категоріями:

- 1) I категорія – понад 100 000 м<sup>3</sup>;
- 2) II категорія – від 20 000 до 100 000 м<sup>3</sup>;
- 3) IIIа – від 10 000 до 20 000 м<sup>3</sup>;
- 4) IIIб – від 2 000 до 10 000 м<sup>3</sup>;
- 5) IIIв – до 2 000 м<sup>3</sup>.

Вимоги до мінімальних відстаней від СНН до прилеглих об'єктів встановлюються будівельними нормами та залежать від категорії бази. Наприклад, для баз I категорії ця відстань до житлових та громадських будівель повинна бути щонайменше 200 м, для баз II та III категорій – не менше 100 м.

За номенклатурою продукції СНН класифікують як:

- загального призначення (зберігання різноманітних видів нафтопродуктів);
- для легкозаймистих нафтопродуктів (бензин, гас та подібні продукти);
- для горючих нафтопродуктів (зберігання мазуту, бітуму та інших в'язких речовин).

Класифікація технологічних операцій на СНН поділяються на основні та допоміжні.

Основні операції:

- приймання нафтопродуктів, що надходять усіма видами транспорту або трубопроводами;
- зберігання в резервуарах та у тарі;
- відвантаження залізничним, автомобільним транспортом або через трубопроводи;

– вимірювання та облік об'ємів нафтопродуктів.

Допоміжні операції:

– очищення та зневоднення мастил та густих продуктів;

– змішування палива та мастил;

– регенерація використаних мастил;

– виробництво і ремонт тари;

– обслуговування і ремонт обладнання, будівель, інженерних систем;

– експлуатація котелень, транспортних і енергетичних мереж.

За типами транспортного сполучення нафтобази поділяються на:

– водні розташовані у портах або біля річок, обслуговуються водним транспортом;

– водно-залізничні мають доступ до обох видів транспорту;

– залізничні приймають та відвантажують продукцію залізницею;

– глибинні бази, що розташовані у віддалених районах і отримують продукцію, як правило, автотранспортом або, в окремих випадках, водним шляхом;

– трубопровідні підключені до нафтопродуктопроводів.

## **1.2 Розташування СНН**

Під час вибору ділянки для будівництва СНН, крім економічних міркувань, головним критерієм є забезпечення мінімальних транспортних витрат на доставку нафтопродуктів споживачам. Водночас необхідно враховувати низку технічних вимог, зокрема інженерні, геологічні та гідрогеологічні умови.

Територія, що відводиться під будівництво, має відповідати вимогам щодо розривів між об'єктами, передбаченим нормативами. Бажано, аби ділянка розташовувалась із навітряного боку щодо населених пунктів або промислових споруд. Це дозволяє мінімізувати потрапляння парів нафтопродуктів у житлові зони та на об'єкти з відкритим полум'ям. Для аналізу вітрових умов використовують дані метеостанцій, будуючи "розу

вітрів", яка відображає повторюваність напрямків вітру у відсотках або днях на рік.

З метою дотримання санітарно-гігієнічних вимог і запобігання поширенню вогню по водній поверхні, річкові нафтобази слід розміщувати нижче за течією від найближчих населених пунктів, підприємств, портів і мостів. Ключовим чинником є зручний доступ до транспортної інфраструктури. На самій ділянці або поблизу повинні бути джерела водопостачання та енергопостачання, які забезпечать потреби виробництва, господарства і протипожежного захисту.

Майданчик має сприяти ефективному водовідведенню - дощові та побутові стоки повинні відводитися так, щоб не завдавати шкоди довкіллю. З метою зниження витрат на будівництво бажаною є наявність поруч природних ресурсів (будівельних матеріалів) і доступної робочої сили.

У геологічному плані перевагу надають майданчикам із ґрунтами, здатними витримувати питомий тиск не менше 0,1 МПа. Заболочені чи підтоплені території непридатні – у першому випадку знадобляться дорогі дренажні роботи, у другому – спорудження водозахисних дамб.

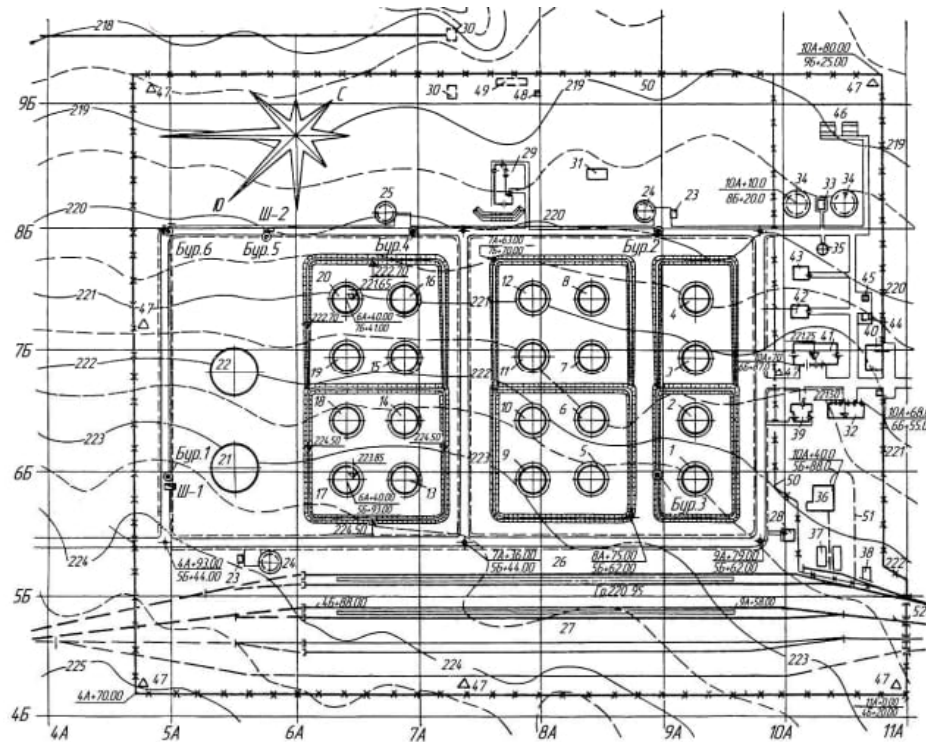
Розрізняють надземне і підземне підтоплення. Особливо небезпечним є підземне підтоплення, яке може спричинитися джерелами або сезонними коливаннями рівня ґрунтових вод. Найвищі рівні фіксуються навесні під час танення снігу та дощів; найнижчі влітку та взимку; восени рівень знову зростає. При цьому ґрунтові води не повинні бути агресивними, а швидкість їх переміщення – низькою, щоб уникнути розмивання ґрунтів, карстових і зсувних процесів.

Для остаточного вибору майданчика зазвичай проводиться попередній аналіз декількох варіантів за картою. Потім до району планованого будівництва направляють пошукову партію, до складу якої входять: керівник, інженер-геолог, інженер-будівельник, технік-геодезист і робітники. Вони проводять рекогносцировку місцевості та вибирають оптимальний варіант.

Після затвердження місця його обносять межовими стовпами та складають ситуаційний план із прив'язкою до залізничних колій та інших об'єктів.

### 1.3 Генплан СНН

Генеральний план СНН – це схема розміщення всіх об'єктів і споруд на визначеній території, призначеній для будівництва. Під час розробки генерального плану враховуються місцеві умови: рельєф місцевості, геологічні та гідрогеологічні характеристики ділянки, метеоумови, асортимент зберіганих нафтопродуктів і особливості майбутньої експлуатації об'єкта.



1...22 – резервуари; 23 – склад пінопорошку; 24, 25 – водойма; 26, 27 – залізничні наливні естакади; 28 – приміщення для наливальників; 29 – насосна для наливу; 30 – вузли приймання нафтопродуктів з магістральних трубопроводів; 31 – трансформаторна; 32 – механічна майстерня; 33 – водоносна; 34 – резервуари для води; 35 – водонапірна вежа; 36 – котельня; 37 – майданчик для зберігання палива; 38 – майданчик для золи; 39 – обмивальний пункт; 40 – адмінбудівля; 41 – пожежне депо; 42 – будівля охорони; 43 – телефонна станція; 44 – лабораторія; 45 – склад зразків (проб); 46 – вольєр для службових собак; 47 – сторожовий пост; 48 – піскопастка; 49 – нафтопастка; 50 – огорожа; 51 – залізниця; 52 – залізничні колії

Рисунок 1.1 – Генеральний план нафтобази

Основою для складання генерального плану служить ситуаційний топографічний план із нанесеними горизонталями. На ньому відображаються шляхи сполучення (залізничні колії, автомобільні дороги), а також комунікації (водопровід, каналізація, лінії зв'язку, електромережі тощо). Нафтобаза має бути з'єднана з транспортними магістралями та інженерними мережами району.

Залізничні гілки повинні мати мінімальну довжину, зручне примикання до основної колії, а також відповідати вимогам щодо ухилів і радіусів кривизни. Після нанесення інженерних мереж переходять до зонального розташування об'єктів.

Для зручності в розміщенні споруд на план наносять розу вітрів і координатну сітку з кроком  $100 \times 100$  м або  $50 \times 50$  м. Зону зберігання нафтопродуктів, яка є найбільш пожежонебезпечною, виділяють на окрему ділянку, доступ до якої мають лише уповноважені працівники.

У випадку, коли нафтобазу будують у лісистій місцевості, і це пов'язано з вирубкою дерев, дозволяється скорочення відстані до масиву хвойного лісу вдвічі. За цієї умови вздовж межі лісу облаштовується мінералізована смуга шириною не менше 5 м. Відстань до торфовищ із відкритим заляганням також може бути зменшено вдвічі, якщо вони засипані шаром ґрунту товщиною не менше 0,5 м на відстані, що становить половину від нормативної відстані від об'єктів нафтобази, визначеної для відповідної категорії.

Якщо резервуарні парки розміщуються на території з більш високими позначками, ніж прилеглі населені пункти, промислові підприємства або залізничні шляхи (на відстані до 200 м), а також у межах 200 м від берегової лінії річки, необхідно передбачити спеціальні інженерні заходи, які у разі аварії виключать потрапляння нафтопродуктів за межі бази.

Мінімальні відстані від об'єктів нафтобази, де можливе застосування відкритого вогню, до інших виробничих зон мають становити:

- 40 м при зберіганні легкозаймистих продуктів;
- 30 м при зберіганні горючих нафтопродуктів.

Від каналізаційних споруд з відкритим дзеркалом (наприклад, відстійники, нафтовловлювачі, шламосховища) до будівель і споруд бази має бути не менше 30 м, для складів категорії Шв – дозволено скорочення до 24 м. Від інших типів очисних споруд приймається мінімальна відстань у 15 м.

Оперативна зона розміщується поблизу в'їзду та виїзду з бази, щоб зменшити затримку споживачів. Для баз I і II категорій вона виділяється як окрема ділянка з самостійними під'їздами до доріг загального користування. Зону технічного обслуговування відокремлюють, оскільки в ній виконуються роботи з відкритим вогнем. Очисні споруди розміщуються в найнижчій частині ділянки для забезпечення самопливного надходження дощових і виробничих стоків.

Об'єкти всередині зон орієнтують відносно сторін світу та панівних вітрів. Наприклад, котельні та інші об'єкти з відкритим вогнем слід розміщувати так, щоб вітер не спрямовував дим чи іскри в бік резервуарів, наливних пристроїв або залізничних гілок.

З метою зменшення теплових втрат узимку доцільно розміщувати будівлі довгими сторонами вздовж напрямку вітру. Частини з обмеженим числом вікон орієнтують на південь або схід для кращого природного освітлення.

При плануванні зон і споруд важливо прагнути до скорочення довжини технологічних трубопроводів та інженерних мереж. Усі об'єкти на генеральному плані мають бути вказані з габаритами і координатами одного з кутів. Вертикальне планування ділянки повинно забезпечити:

- самоплив при зливі та наливі цистерн і тари;
- сприятливі умови для роботи насосів;
- уникнення вертикальних перегинів у трубопроводах.

Відстані від об'єктів бази до огорожі встановлюються такими:

- для адміністративно-побутових будівель – не нормуються;
- від інших будівель і споруд – не менше 5 м;

– від залізничних естакад з двосторонніми зливально-наливними пристроями – не менше 15 м.

Якщо нафтобаза розташована на території іншого підприємства, необхідність встановлення огорожі визначається в проєктному завданні.

Територія нафтобази розподіляється на функціональні зони з урахуванням логістики, технологічних потоків, вимог санітарії, екології та пожежної безпеки.

У випадках, коли вузли запуску та приймання очисного обладнання для магістральних трубопроводів знаходяться на підвищенні відносно споруд бази, вони обносяться земляним валом висотою не менше 0,5 м.

Нафтобази I та II категорій повинні мати щонайменше два виїзди на дороги загального користування незалежно від розміру ділянки.

Між групами резервуарів, а також для доступу до зливальних майданчиків передбачаються проїзди шириною щонайменше 3,5 м з покриттям перехідного типу. Для естакад, обладнаних з обох боків зливальними пристроями, проїзд для пожежних машин виконується у вигляді кільця.

На територіях резервуарного парку та зонах приймання-відпуску нафтопродуктів планувальні позначки автодоріг повинні бути на 0,3 м вище прилеглих поверхонь.

Для озеленення використовуються тільки листяні дерева та кущі, що не утворюють пуху чи волокон під час цвітіння. У виробничих зонах дозволено застосовувати лише газонне покриття. Висадка зелені всередині обвалування резервуарного парку не допускається.

Огорожа нафтобази має бути провітрюваною, з негорючих матеріалів і мати висоту не менше 2 м.

#### **1.4 Кліматичні умови півдня України**

Проєктування вертикального сталевого резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup> для експлуатації в південних регіонах України потребує врахування специфічних

кліматичних особливостей цього регіону. Такі особливості суттєво впливають на вибір конструктивних рішень, матеріалів, антикорозійного захисту, а також на розрахунки навантажень, які діятимуть на конструкцію протягом усього терміну її служби.

Клімат півдня України визначається як помірно континентальний з ознаками посушливості. Середньорічна температура повітря в цьому регіоні коливається в межах  $+9\dots+11$  °С. У найтепліший місяць (липень) температура зазвичай досягає  $+22\dots+24$  °С, тоді як у січні, який є найхолоднішим, вона становить  $-2\dots-4$  °С. Абсолютні температурні екстремуми можуть сягати  $+40$  °С влітку та  $-25$  °С узимку. Такі перепади температур у добовому і сезонному циклі вимагають точного обліку температурних деформацій резервуара та його опор.

Річна сума опадів у регіоні становить приблизно 300–500 мм, при цьому переважають літні зливи. Сніговий покрив є нестійким або взагалі відсутній, хоча в окремих випадках можливе короткочасне снігове навантаження, яке має бути враховане при розрахунках навантажень на покрівлю резервуара.

Окрему увагу необхідно приділити вітровим навантаженням, які в цьому регіоні є одним із визначальних факторів. Середня швидкість вітру становить 5–7 м/с, однак максимальні пориви можуть досягати 20–25 м/с. Це створює значне горизонтальне навантаження на стінки резервуара. У відкритій місцевості, де зазвичай розташовуються резервуарні парки, вплив вітру ще більше посилюється.

Також суттєвим чинником є висока інтенсивність сонячного випромінювання. Це вимагає застосування матеріалів, стійких до впливу ультрафіолету та високих температур, щоб зменшити теплові втрати, уповільнити старіння покриттів і зберегти хімічну стабільність ущільнюючих елементів..

Атмосфера півдня України характеризується підвищеною агресивністю: у повітрі присутні пилові частинки, сольові аерозолі (особливо поблизу моря), трапляються пилові бурі, а вологість зазвичай знижена. Це обумовлює

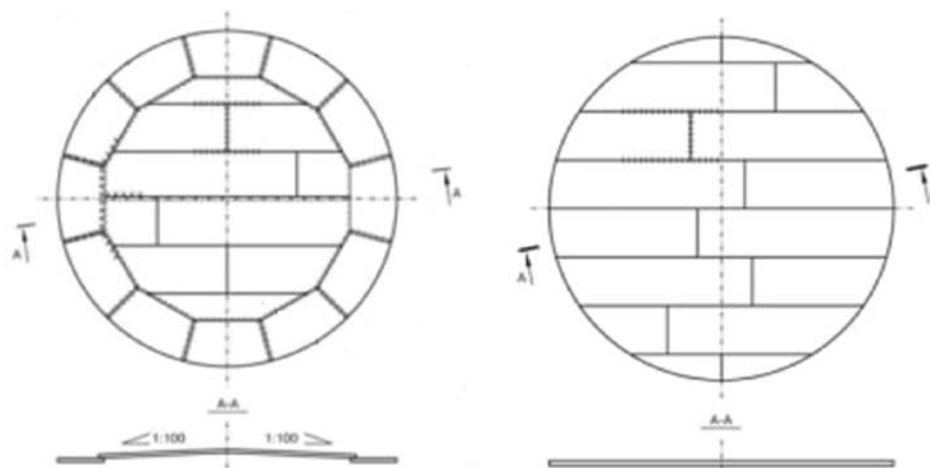
необхідність застосування ефективних антикорозійних систем захисту як зовнішніх, так і внутрішніх поверхонь резервуара.

### 1.5 Конструкції резервуарів типу РВС

Резервуари типу РВС (резервуари вертикальні сталеві) мають певну структуру, яка включає основні та допоміжні конструктивні елементи.

До основних конструкцій відносять несучі та огорожувальні елементи, такі як днище, стінка, покрівля.

Днище резервуара служить для забезпечення герметичності конструкції. Найбільш розповсюдженими є плоскі та конічні днища. Якщо основа резервуара належним чином підготовлена, а виготовлення і монтаж здійснено якісно, то суттєвих напружень у днищі зазвичай не виникає. Товщина його листів визначається, виходячи з необхідної міцності протягом всього терміну експлуатації. Винятком є крайові зони, де в місцях стику з вертикальною стінкою під час заповнення резервуара виникають згинальні напруження. Приклади типових схем днища подано на рис. 1.2.



1 - конічне днище з крайками;

2 - плоске днище

Рисунок 1.2 – Особливості конструкції днищ резервуарів

Уздовж крайки днища встановлюється циліндрична стінка резервуара, утворюючи вузол з'єднання. Міцність цієї ділянки перевіряється розрахунком на згин. Зварювання здійснюється двосторонніми кутовими швами, обов'язково з контролем якості методом неруйнівної діагностики. Висота катета зварного шва повинна бути не меншою за товщину тоншого з елементів. Монтаж днища проводиться одним із двох способів: листовим або рулонним.

Циліндрична стінка є основним несучим елементом резервуара і повинна забезпечувати міцність, стійкість і герметичність упродовж усього терміну служби. При листовому способі монтажу нижні пояси виготовляються з товстішого металу, тоді як верхні — з тоншого. У разі застосування індустриальних технологій рулонної збірки, як правило, використовуються листи однакової товщини по всій висоті резервуара.

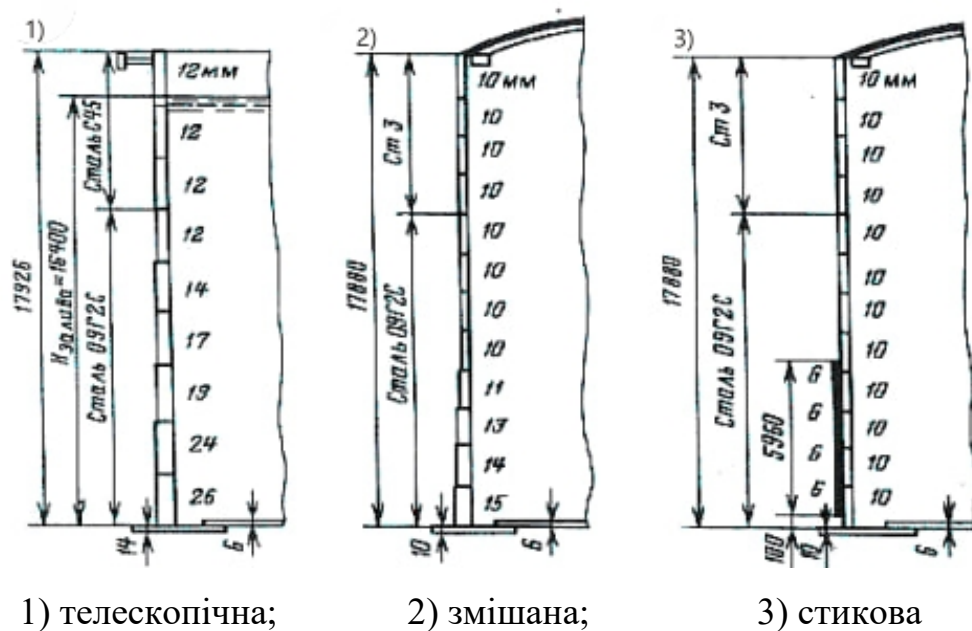


Рисунок 1.3 – Типи стінок резервуара

Для підвищення жорсткості нижніх поясів застосовують укріплювальні кільця, які можуть бути виконані у вигляді сталевих обручів або навитого під натягом троса з високоміцної сталі.

Монтаж стінки також може бути листовим або рулонним. Рулонна технологія забезпечує зниження трудовитрат, вартості, скорочення термінів будівництва, а також поліпшення якості зварних з'єднань.

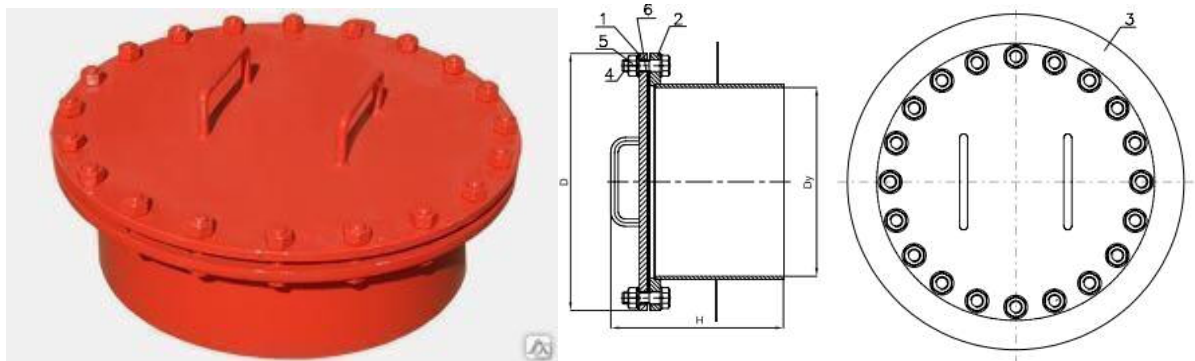
У разі наявності атмосферного козирка над зовнішнім резервуаром, який накриває міжстінний простір, необхідно забезпечити вентиляцію цієї зони. Для цього встановлюють вентиляційні патрубки, які рівномірно розміщують по колу з кроком не більше 10 м.

### 1.6 Обладнання резервуара

Люки-лази ЛЛ (рис. 1.4) призначені для внутрішнього огляду, ремонту та очищення резервуарів для зберігання та роздачі нафти та нафтопродуктів.

Середній ресурс - 5000 циклів (одне відкриття та закриття люка). Термін служби – 15 років.

Корпус люка складається з обичайки із привареним до неї фланцем. До фланця корпусу болтами та гайками через прокладку, що забезпечує герметичність з'єднання, кріпиться кришка. На кришці є ручки для транспортування люка в зібраному стані або її відкривання.



1 – фланець, 2 – корпус, 3 – підсилювальна накладка, 4 – болт, 5 – гайка,  
6 – прокладка

Рисунок 1.4 – Зовнішній вигляд люка-лазу для резервуарів

Патрубки вентиляційні ПВ (рис. 1.5) встановлюються на резервуарах з маловипаровуваними нафтопродуктами (на т.зв. атмосферних резервуарах) або на резервуарах, обладнаних понтонами. Патрубки призначені для постійного сполучення газового простору резервуарів з атмосферою, забезпечуючи, таким чином, відсутність внутрішнього тиску і вакууму. Крім цього, патрубки виключають потрапляння сторонніх предметів всередину резервуарів.

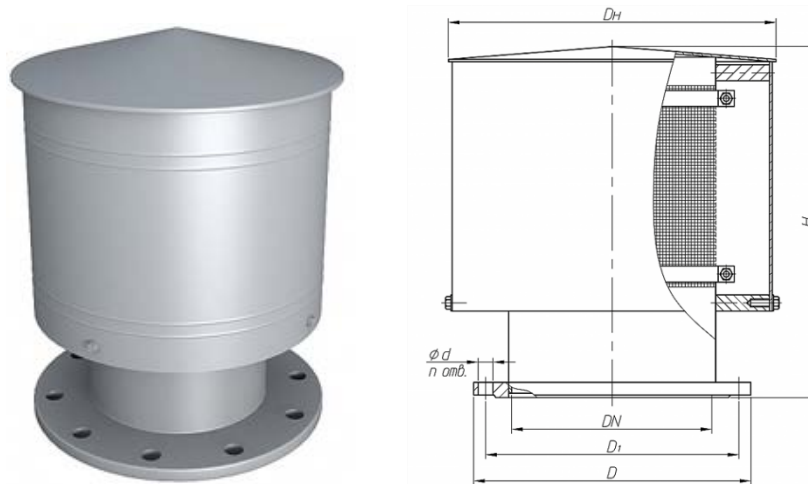
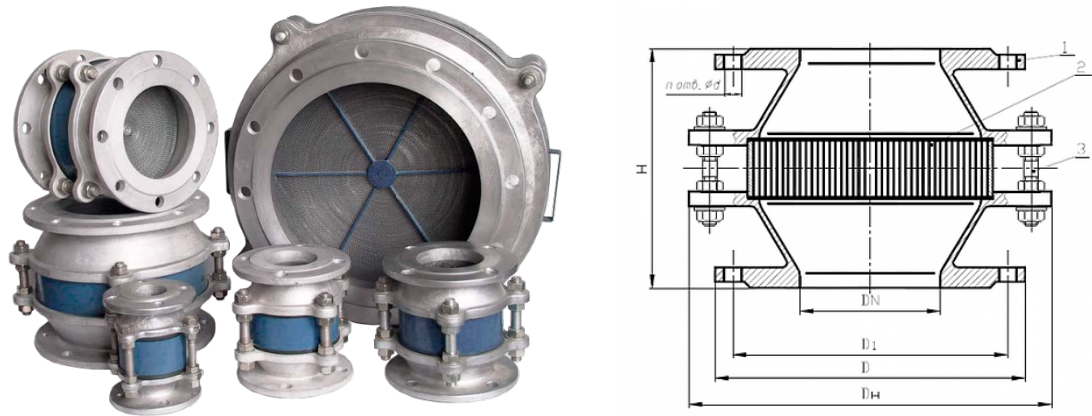


Рисунок 1.5 – Патрубок вентиляційний

Вогнеперешкоджувач (вогнезапобіжник) (рис. 1.6) встановлюється між вертикальним резервуаром та вентпатрубком (запобіжним або дихальним клапаном). Вогнеперешкоджувач призначений для захисту вертикального резервуара від проникнення вогню (полум'я або іскри) в газовий простір через патрубки вентиляційні (дихальні або запобіжні клапани). Дія заснована на принципі інтенсивного теплообміну, який відбувається між стінками вузьких каналів вогнеперегороджувачого елемента і газоповітряним потоком, що проходить через нього. При цьому досягається зниження температури газоповітряного потоку до безпечних меж.

Касета, розміщена всередині корпусу вогнеперешкоджувача, складається з пакета гофрованих і плоских пластин, що чергуються, та утворюють канали малого діаметра. Полум'я, потрапляючи у канали малого перерізу, дробиться на окремі дрібні потоки. Поверхня дотику полум'я з

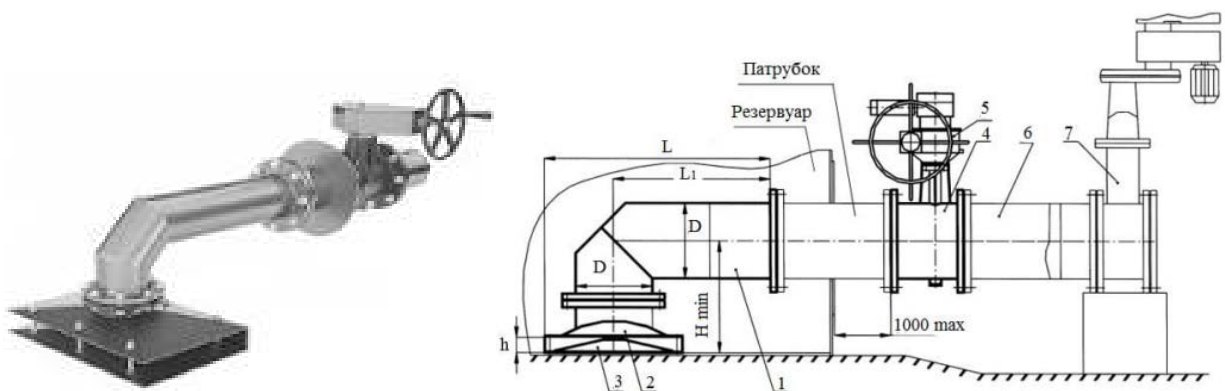
вогнеперешкоджувачем збільшується, зростає тепловіддача стінкам каналів, і полум'я гасне. Конструкція вогнеперегороджувача збірно-розбірна, що дозволяє періодично витягувати касети для огляду та контролю за їх станом. Основою конструкції є вогнеперегороджувальний елемент 2, розміщений між двома половинками корпусу 1, що стягуються чотирма шпильками 3.



1 – корпус; 2 – вогнеперешкоджувальний елемент; 3 – шпилька

Рисунок 1.6 – Вогнеперешкоджувач

Приймально-роздавальний пристрій (рис. 1.7) призначений для подачі та відбору нафтопродуктів з резервуара. Розташовується всередині нижнього поясу резервуара та складається з парасольки, розсікача, заслінки, засувки та електроприводу.



1 – відвід; 2 – парасолька; 3 – розсікач; 4 – заслінка поворотна;  
5 – електропривод; 6 – вставка; 7 – засувка

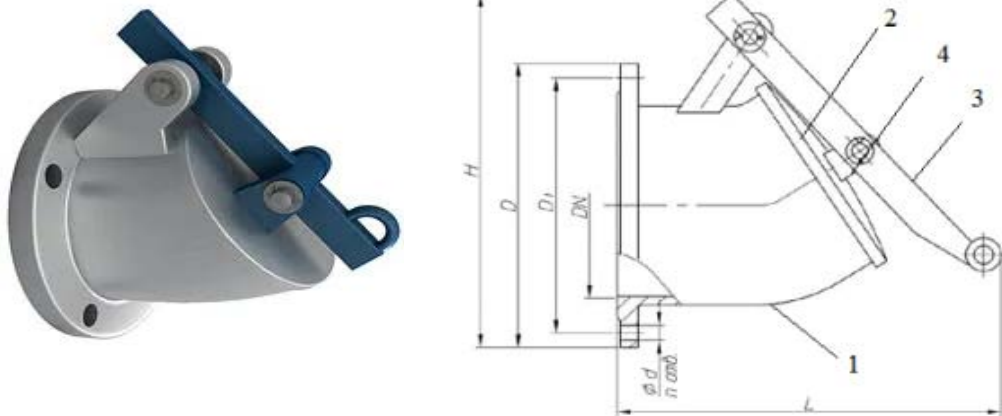
Рисунок 1.7 – Конструкція приймально-роздавального пристрою

Основні функції:

- заповнення резервуара без розбризкування;
- запобігання витоку при аваріях трубопроводів;
- збільшення корисного об'єму резервуара;
- очищення днища струменем під час наливу;
- зменшення осадів і корозії;
- продовження строку експлуатації резервуара.

Зазор між парасолькою та днищем зведено до мінімуму для зниження рівня залишку при зливів. Відкриття/закриття заслінки здійснюється вручну або за допомогою електроприводу. Існують варіанти з внутрішнім або зовнішнім розташуванням затвора, які можуть мати фланцеве або міжфланцеве виконання.

Хлопавки (рис. 1.8) запобігають витоку нафти чи нафтопродуктів з резервуара у випадку пошкодження трубопроводів або встановленої на них запірної арматури. Вони є стандартними комплектуючими для резервуарів.



1 - корпус; 2 - кришка; 3 – важіль; 4 – кришка перепускна

Рисунок 1.8 – Конструкція хлопавки з перепуском

Хлопавки бувають двох типів:

Некеровані - встановлюються лише на трубопроводах приймання (нагнітання). Їхні кришки відкриваються під тиском продукту і самостійно закриваються під власною вагою після зупинки подачі.

Керовані - дозволяють вручну відкривати, закривати або фіксувати кришку у верхньому положенні. Їх застосовують як на подаючих, так і на відпускних трубопроводах.

При збільшенні діаметра умовного проходу зростає і зусилля для відкриття хлопавки, адже потрібно подолати тиск стовпа рідини. Щоб зменшити зусилля, хлопавки з прохідним діаметром понад 100 мм обладнуються перепуском. Без перепуску виготовляються лише моделі на 80 і 100 мм.

Пробовідбірник стаціонарний резервуарний органного типу (рис. 1.9) призначений для відбору як змішаної, так і дискретної (з кожної певної висоти) проби по всій висоті резервуара з нормальним і надлишковим тиском.

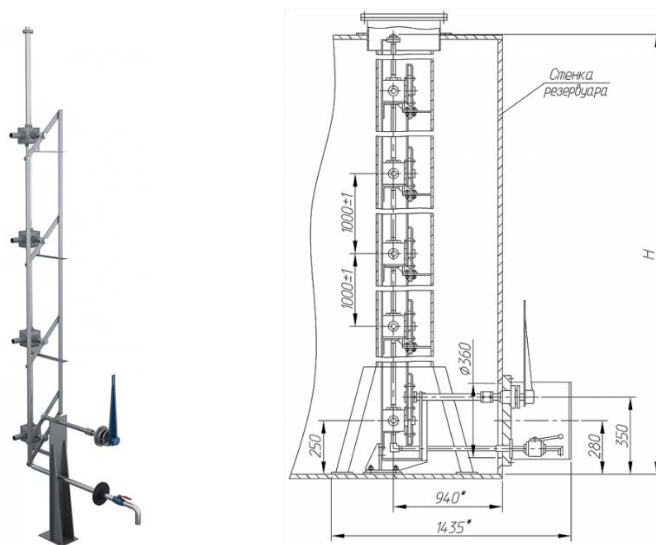
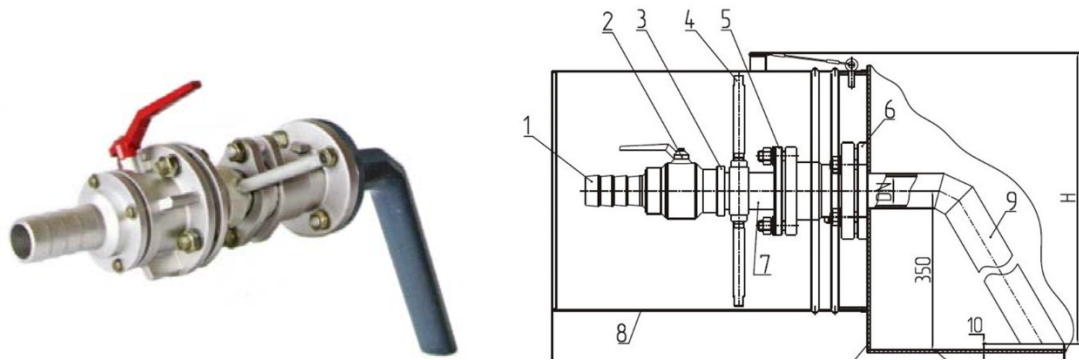


Рисунок 1.9 – Пробовідбірник

Кран сифонний КС (рис. 1.10) є комплектуючим виробом вертикальних сталевих резервуарів і призначений для спуску води, що відстоялася.



1 – перехідник; 2 – кран шаровий; 3 – контргайка; 4 – ручка; 5 – ґрунд-букса; 6 – фланець; 7 – труба; 8 – кожух; 9 – відвід; 10- днище резервуару

Рисунок 1.10 – Кран сифонний

Піногенератори (рис. 1.11) - це пристрої, що забезпечують ліквідацію спалаху на ранньому етапі. З конструкційної точки зору, це водоструминні апарати ежекторного типу, що забезпечують утворення повітряних бульбашок у підготовленій суміші води та піноутворювача. Вони видають піну середньої кратності (це відношення обсягу піни та початкової суміші, для піногенераторів РВС кратність повинна бути не менше 4), що дозволяє ефективно відсікати рідини, що горять, від контактів з повітряним киснем. На вертикальних резервуарах використовуються тільки стаціонарні моделі, які заздалегідь встановлені в точках найбільш ефективної подачі піни.

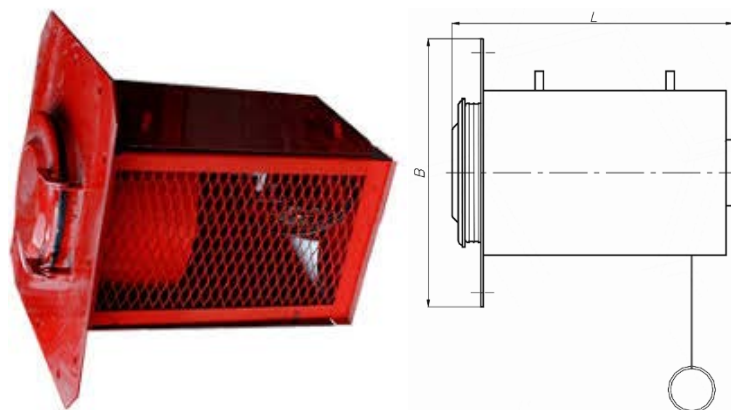


Рисунок 1.11 – Генератор піни

Для доступу до резервуара використовують зовнішні сходи (рис. 1.12) трьох типів:

Переносні - підходять для резервуарів до 6 м заввишки, бувають одномаршові або двохмаршеві.

Шахтні - встановлюються окремо від стінки резервуара, вимагають фундаменту, мають огорожені майданчики й переходи. Відрізняються стійкістю до вітру та компактністю, але складніші у використанні.

Кільцеві - кріпляться до резервуара за допомогою кронштейнів. При висоті понад 7,5 м доповнюються огорожами й переходами.

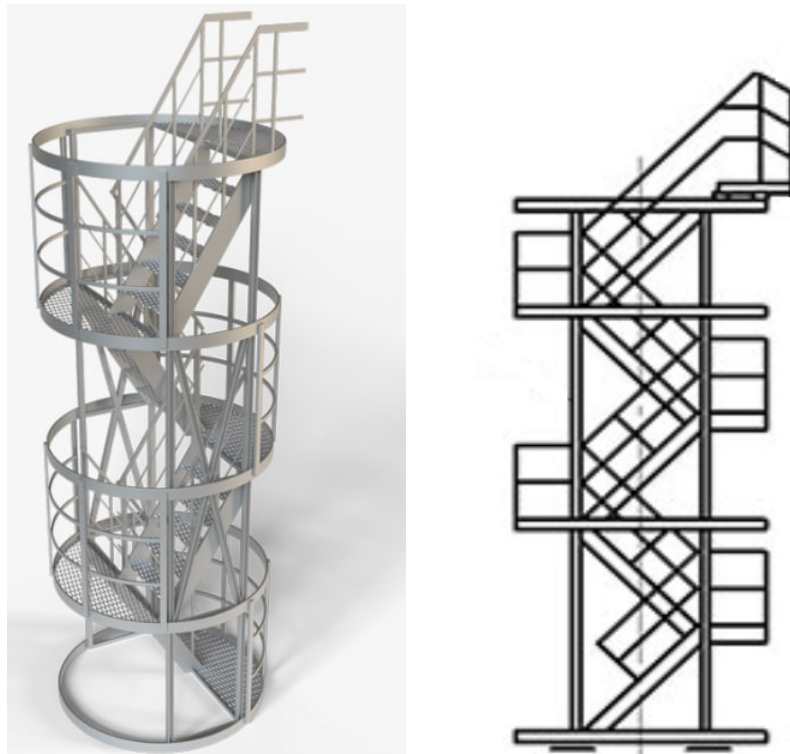


Рисунок 1.12 – Зовнішній вигляд сходів

Сходи мають бути не вужчі за 65 см, з нахилом до 50°, а сходинок – висотою до 25 см і шириною понад 20 см. Використовується рифлений метал, поручні – обов’язкові (висотою 1 м).

У кожному резервуарі обов’язково встановлюється повний комплект обладнання згідно з проектом. Технічні характеристики цього обладнання зазначаються в паспорті резервуара.

## 1.7 Властивості мазуту

Мазут – це залишковий нафтопродукт, який отримують після перегонки нафти. Він має густу, темну консистенцію і використовується переважно як паливо для котлів, печей та промислового обладнання. У складі мазуту містяться важкі вуглеводні, а також домішки, такі як сірка, метали і вода. Його застосовують у енергетиці, промисловості, морському транспорті та опаленні.

Реологічні властивості. При невисокій температурі (10 ... 25 °C) дуже в'язкий мазут має властивість налипати на стінки ємностей, труб, обладнання та міцно утримуватися на них тим більшим шаром, чим нижче температура. При цьому утворюються смолисті і коксоподібні відкладення, що важко піддаються видаленню. Це явище називається нестабільністю палива і визначається його реологічною властивістю - здатністю перебудови структури вуглеводневих молекул в залежності від температури. При нагріванні мазуту до 70 °C і вище він не налипає на стінки.

В'язкість мазутів визначається складом нафти, з якої вони отримані, характером технологічного процесу і глибиною відбору масляних і більш легких фракцій. Як правило, вона росте зі збільшенням вмісту смол і зменшенням виходу мазуту з нафти. Товарні мазути знеособлені і можуть містити продукти різного походження або їх суміші. В'язкість мазутів дуже сильно залежить від температури. Зі збільшенням в'язкості температурний коефіцієнт в'язкості мазутів зростає; зі зниженням температури відмінність в рухливості мазутів окремих марок збільшується.

Розрізняють кінематичну і динамічну в'язкість. Кінематична в'язкість ( $\nu$ ) – величина, що дорівнює відношенню динамічної в'язкості ( $\eta$ ) до її густини ( $\rho$ ) при тій же температурі, тобто  $\nu = \eta/\rho$ , де  $\eta$  - динамічна в'язкість,  $\rho$  - густина нафтопродукту. Динамічна в'язкість ( $\eta$ ) або внутрішнє тертя - це властивість реальних рідин чинити опір дотичним зусиллям, що зрушують. Це властивість проявляється при русі рідин.

В'язкість мазутів змінюється також залежно від ступеня їх обводнення. Обводнення мазутів до 2 - 3% практично не впливає на в'язкість. В'язкість

прийнята в якості основного показника для їх маркування і вимірюється віскозиметром умовним, а величина в'язкості оцінюється градусами ВУ.

Таблиця 1.1 – Властивості мазуту

Показник	Значення показнику для мазутів різних марок						
	Флотські		Топкові				
	Ф5	Ф12	малосірчисті		середньо- і високосірчисті		
			М40	М100	М40	М100	М200
В'язкість, <sup>0</sup> ВУ: при t = 50 <sup>0</sup> С при t = 80 <sup>0</sup> С	5 -	12 -	- 6	- 10	- 8	- 15,5	- 24
Густина при 20 <sup>0</sup> С, кг/м <sup>3</sup>	-	-	970	990	1005	945	960
Температура спалаху, <sup>0</sup> С, не нижче	80	90	90	110	90	110	140
Температура застигання, <sup>0</sup> С, не нижче	-5	-8	10	25	10	25	26

Теплові властивості нафти і продуктів її переробки займають важливе місце як для їх переробки, так і в застосуванні в якості товарних продуктів, сюди відносять теплоємність, теплопровідність.

Теплоємність - це кількість теплоти, що витрачається на нагрів одиниці маси або моля речовини на один градус. Розраховується за формулою:

$$C = \frac{q}{m \cdot \Delta t} \quad (1.1)$$

де  $q$  – кількість теплоти, кДж;

$\Delta t$  – температурний градієнт, <sup>0</sup>С;

$m$  – кількість речовини, кг (моль).

Теплоємність мазуту залежить від температури і приблизно дорівнює 1800 Дж/(кг·<sup>0</sup>С) за стандартних умов.

Теплопровідність мазуту - це важлива фізична властивість, яка визначає його здатність передавати тепло. Знання теплопровідності мазуту є необхідним для проектування та експлуатації систем опалення, електростанцій та інших промислових процесів. Теплопровідність мазуту залежить від

- температури (теплопровідність мазуту зменшується зі зростанням температури);
- складу (теплопровідність мазуту залежить співвідношення різних фракцій нафти, з яких він отриманий);
- в'язкості (теплопровідність мазуту зазвичай зменшується зі зростанням його в'язкості).

Існує декілька методів вимірювання теплопровідності мазуту. Найпоширенішими є метод стаціонарного і нестаціонарного теплового потоку. Метод стаціонарного теплового потоку ґрунтується на вимірюванні кількості тепла, що проходить через зразок мазуту при заданій різниці температур. Метод нестаціонарного теплового потоку ґрунтується на вимірюванні швидкості зміни температури зразка мазуту при його нагріванні або охолодженні.

Теплопровідність мазуту за стандартних умов знаходиться в межах 0,12 – 0,16 Вт/(м·К).

Властивості мазуту характеризуються температурою застигання, спалаху, займання і самозаймання.

Температурою застигання є мінімальна температура, при якій рідина втрачає текучість і її перекачування (злив) стає неможливим. Для мазуту температура застигання становить 5 ... 25 °С і залежить від його марки.

За температуру застигання приймають температуру нафтопродукту, при якій його в'язкість збільшується настільки, що при нахилі під кутом 45° пробірки, наповненою випробуваним паливом, його рівень не переходить в горизонтальне положення протягом 1 хвилини. Високою температурою застигання (25 ... 42 °С) характеризуються високосірчасті мазути з високим

вмістом парафінів. Температура застигання безпосередньо впливає на вибір технологічних рішень при виборі схеми транспортування мазуту і його зберігання.

Температури спалаху і займання - показники, що характеризують пожежонебезпеку рідкого палива.

За температуру спалаху (або нижню межу вибуховості) приймають температуру палива, при досягненні якої з нього виділяється стільки парів, що суміш їх з повітрям спалахує (вибухає) при піднесенні до неї полум'я. Після спалаху горіння відразу ж припиняється.

Якщо підвищувати температуру рідкого палива вище температури спалаху, буде збільшуватися концентрація парів у повітрі; яка відбувається при піднесенні полум'я спалах буде давати все більше тепловиділення. Додаткова теплота в свою чергу інтенсифікує пароутворення, що сприяє прискореному притоку горючих парів в зону горіння. В результаті процес горіння стає безперервним. Температуру, починаючи з якої горіння парів після піднесення полум'я триває не менше 5 с, називають температурою займання (або верхньою межею температури спалаху).

Чим нижче температура спалаху, тим більше пожежонебезпека палива. Значення температури спалаху палива залежать від кількості і молекулярного складу найбільш легких фракцій, що містяться в ньому. Ці фракції випаровуються в першу чергу при нагріванні палива, і саме їх пари створюють вибухонебезпечні концентрації в повітрі. Мазут, який спалюється на електростанціях, має температуру спалаху 90 ... 140 °С; у мазутів з високим вмістом парафінів вона може знизитися до 60 °С; у сирій нафти вона становить 20 ... 40 °С. Температура займання для більшості видів рідкого палива перевищує температуру спалаху на 60 ... 70 °С.

Щоб уникнути пожежі температура підігріву мазуту в відкритих системах повинна бути нижче температури спалаху і не вище 95 °С, щоб уникнути закипання води, що міститься в паливі.

Існує також поняття температури самозаймання, при якій горіння парів рідкого палива починається спонтанно, без піднесення полум'я. Для мазутів вона знаходиться в межах 500 ... 600 °С і знижується в присутності каталізаторів, а також при збагаченні повітря киснем.

Властивості мазутів також визначаються їх хімічним складом, а також наявністю води, механічних домішок. На характер застосування мазутів впливають:

- 1) теплота згоряння;
- 2) можливість прокачування, особливо при низьких температурах;
- 3) склад золи;
- 4) корозійність як самого палива, так і продуктів його горіння.

### **1.8 Організація підігріву мазуту в резервуарах**

Мазут марки М-40 належить до середньов'язких нафтопродуктів. Завдяки вмісту дизельних фракцій він має вищу текучість порівняно з важким мазутом М-100, проте залишається чутливим до зниження температури навколишнього середовища. При падінні температури нижче +10...+15°С паливо стрімко втрачає рухливість, що в умовах експлуатації резервуара на відкритому повітрі може призвести до його повного застигання. Без організації належного підігріву залишок продукту перетворюється на нерухому масу, яку неможливо викачати через технологічні патрубки.

Для забезпечення постійної готовності до відвантаження та стабільної роботи насосного обладнання в резервуарах типу РВС необхідно підтримувати температуру зберігання мазуту в діапазоні +30...+40°С. Це запобігає забиванню трубопроводів парафіновими відкладеннями та гарантує надійну експлуатацію всього парку обладнання протягом року. Наявність системи підігріву є обов'язковою технічною умовою, що дозволяє уникнути аварійних ситуацій та забезпечує ефективне проведення операцій із приймання та видачі нафтопродукту незалежно від сезону.

Паровий підігрів є найбільш поширеним та економічним варіантом, якщо на об'єкті функціонує котельня. Підігрівачі парового підігріву поділяються на змієвикові і секційні. Електричний підігрів за допомогою ТЕНів часто застосовується на сучасних терміналах, де немає можливості використання пари.. Для мазуту М-40 у резервуарах типу РВС часто застосовують схему місцевого підігріву. Замість прогрівання всього об'єму, підігрівач встановлюють лише навколо приймально-роздавального пристрою. Це створює «гарячу зону» біля труби забору, де мазут стає текучим і може бути поданий у насос, тоді як решта маси в резервуарі залишається холодною.

### 1.8.1 Змієвикові підігрівачі

Змієвикові підігрівачі (рис. 1.13) представляють собою безперервний паропровід від входу пара до його виходу з труб  $D_y = 50 - 65$  мм, прокладений по стелажах, встановленим на днище резервуара. Зазвичай в резервуарі встановлюють три таких підігрівача - один центральний і два бокових.

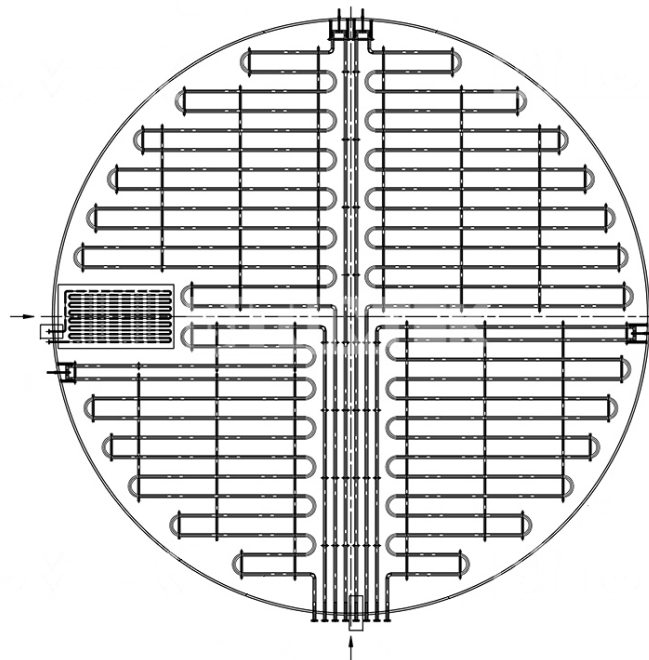


Рисунок 1.13 – Змієвиковий підігрівач для підігріву мазуту в резервуарах

Перевага змієвикового підігрівача полягає в тому, що це підігрівач закритого типу і тому в процесі підігріву не відбувається обводнення нафти і нафтопродуктів (тільки в аварійних ситуаціях); велика тепловіддача; простота конструкції.

До недоліків можна віднести велику інерційність (підігрівач довго прогривається по всій довжині, особливо при холодному продукті); складність ремонту, оскільки його конструкція не розбірна і тому для проведення ремонтних робіт потрібне проведення зачистки резервуару від залишків нафти для можливості проведення вогневих робіт.

Виготовляється змієвиковий підігрівач з суцільнотягнутих труб діаметром не більше  $D_y = 50$  мм, так як при великих діаметрах відбувається перегрів нафти і нафтопродуктів. Це вкрай небажано, так як при підігріві масел утворюється кокс і втрачається його якість, а при підігріві обводнених нафтопродуктів відбувається закипання води і може статися викид нафтопродукту з резервуара. Крім того, при високих температурах на поверхні підігрівачів утворюються нагароутворення відкладення, які різко знижують теплопередачу тепла теплоносія до нафтопродуктів.

### **1.8.2 Секційні підігрівачі**

Секційний підігрівач (рис. 1.14) являє собою розбірну конструкцію у вигляді декількох 2-ярусних блоків (до шести блоків, в залежності від обсягу резервуара), що збираються з окремих секцій. Секції взаємозамінні і виготовляються в майстернях з розмірами, що дозволяють їх протягати всередину резервуара через стандартні люки-лази резервуарів  $D_y = 500$  мм. Секції збираються між собою на фланцевих з'єднаннях. Кожен блок підігрівача має автономний вхід пара і вихід конденсату, і може вільно відключатися при регулюванні процесу підігріву або в разі його виходу з ладу. Для заміни поламаних секцій не потрібно повна зачистка резервуара, а тільки звільнення від нафти або нафтопродукту.

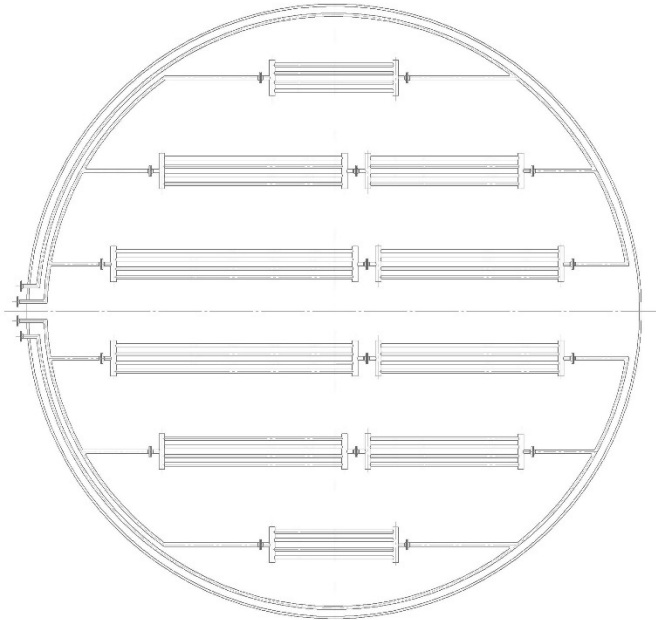


Рисунок 1.14 – Секційний підігрівач для підігріву мазуту в резервуарах

### 1.8.3 Теплова ізоляція резервуарів

Улаштування теплової ізоляції для резервуара РВС-5000 при зберіганні мазуту М-40 є невід’ємною частиною технологічного процесу, оскільки без неї витрати енергії на підтримання необхідної температури стають економічно недоцільними. Оскільки мазут потребує постійного підігріву для збереження текучості, ізоляція виступає бар’єром, який мінімізує тепловіддачу в навколишнє середовище та дозволяє суттєво скоротити витрати пари або електроенергії. Окрім економічного ефекту, наявність ізоляційного шару забезпечує стабільність температурного режиму всередині ємності, що запобігає застиганню продукту біля стінок та випаданню парафінового осаду. Також зовнішня оболонка ізоляції виконує додаткову захисну функцію, оберігаючи металеві конструкції від прямого впливу атмосферних опадів та агресивних корозійних процесів. Таким чином, поєднання системи підігріву з ефективною теплоізоляцією є обов’язковою умовою для надійної експлуатації резервуарного парку та збереження робочих характеристик нафтопродукту в будь-яку пору року.

## 1.9 Напрямки використання мазуту

Мазут є одним із продуктів, отриманих під час переробки нафти. Він відіграє значну роль у світовій енергетиці та промисловості.

Мазут - це важкий нафтопродукт, який утворюється під час виробництва легших нафтопродуктів, таких як бензин та дизельне паливо. Він має порівняно велике значення густини та в'язкості, що робить його менш придатним для використання у порівнянні з іншими нафтопродуктами.

Мазут складається переважно з вуглеводнів важких фракцій, а також містить сірку та інші домішки. Його склад може значно варіюватися в залежності від джерела та методів виробництва. Важливим показником є висока теплотворна здатність мазуту, що робить його цінним джерелом енергії.

Одним із головних застосувань мазуту є виробництво електроенергії та тепла. Багато електростанцій та теплові заводи використовують мазут як основне джерело палива для генерації електричної енергії та опалення.

У судноплаванні мазут використовується як паливо для великих суден та танкерів. Він забезпечує достатню потужність для подолання великих відстаней на морі та інших водних шляхах.

Мазут також має застосування в різних промислових процесах, включаючи виробництво цементу, виробництво котельного устаткування та інші галузі, де потрібне джерело тепла високої температури.

## 2 ПРОЄКТНИЙ РОЗДІЛ

### 2.1 Вихідні дані

- розташування резервуару – Одеська обл.;
- номінальний об'єм резервуару  $V_{\text{ном}} = 5000 \text{ м}^3$
- густина нафтопродукту  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ ;
- температура нафтопродукту  $t_1 = 20 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- температура навколишнього середовища  $t_0 = 0 \text{ }^\circ\text{C}$ ;
- кліматична зона - 4;
- розрахункова вага снігового покриву  $m_c = 2,35 \text{ кПа}$  ( $240 \text{ кг/м}^2$ );
- 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 РВС

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 резервуара РВС–5000

Згідно з рекомендаціями ДСТУ Б В.2.6-183:2011, 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 РВС–5000 становлять:

- діаметр:  $D = 22,80 \text{ м}$ ;

– висота циліндричної частини корпусу резервуара:  $h_k = 12,0$  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: 1500x6000 мм, 1800x8000 мм або 2000x8000 мм.

З урахуванням обрізання кромek 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 1500x6000 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  $Z_{\text{потр}}$ , шт, 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:

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

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

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

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

$$r = \sqrt{\frac{5000}{3,14 \cdot 11,92}} = 11,56 \text{ м.}$$

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

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

$$L_{\text{ц}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,56 = 72,63 \text{ м.}$$

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

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

$$Z_{\text{л потр}} = \frac{72,63}{5,99} = 12,13 \text{ шт.}$$

Округляємо число листів в поясі. Приймаємо число листів в поясі  $Z_{\text{л}} = 12$  шт. і уточнюємо радіус циліндричної частини корпусу резервуару  $r$ , м, за формулою:

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

$$r = \frac{12 \cdot 5,99}{2 \cdot 3,14} = 11,4 \text{ м.}$$

Фактичний геометричний об'єм резервуару РВС-5000  $V_{\phi}$ , м<sup>3</sup>, визначаємо за формулою:

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

$$V_{\phi} = 3,14 \cdot 11,4^2 \cdot 11,92 = 4867 \text{ м}^3.$$

Рівень нафтопродукту у резервуарі РВС-5000  $H_{\text{н}}$ , м, визначаємо за формулою:

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

де  $K_{\text{зап}}$  – коефіцієнт заповнення резервуару,  $K_{\text{зап}} = 0,83$ .

$$H_{\text{н}} = 0,83 \cdot 11,92 = 9,9 \text{ м.}$$

Корисний об'єм резервуару  $V_{\text{к}}$ , м<sup>3</sup>, визначаємо за формулою:

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

$$V_k = 0,83 \cdot 4867 = 4040 \text{ м}^3.$$

### 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.

Основні конструкції вертикальних резервуарів 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 С345; ДСТУ 8539:2015;
- верхні пояси та кільце жорсткості - сталь С245; ДСТУ 8539:2015.

Механічні характеристики матеріалів корпусу резервуару наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Механічні характеристики матеріалів корпусу резервуару

Механічні характеристики	Матеріал корпусу	
	сталь С345	сталь С245
Границя плинності $\sigma_T$ , МПа	325	235
Тимчасовий опір розриву $\sigma_B$ , МПа	470	370

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

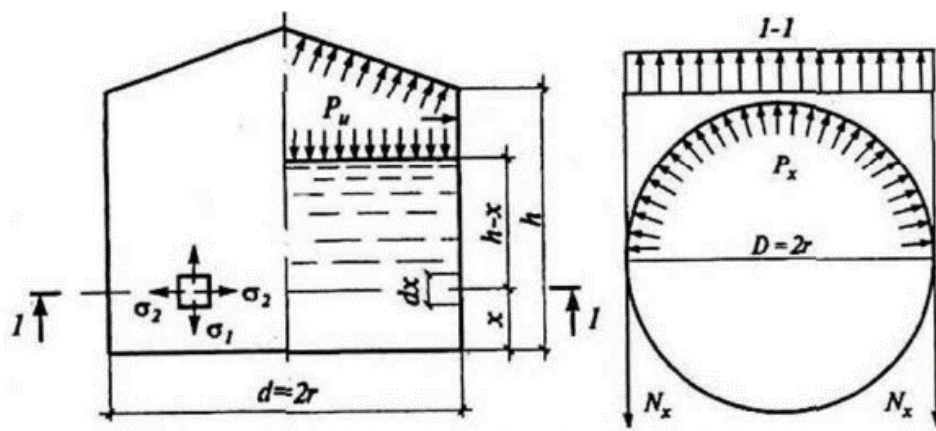


Рисунок 2.1 – Розрахункова схема кільцевих напружень

Відповідно до ДСТУ Б В.2.6-183:2011 мінімальна конструктивна товщина стінки резервуара залежить від діаметра та становить  $t_{\text{мін}} = 6$  мм. Розрахункова товщина кожного поясу стінки визначається відповідно до максимальних кільцевих напружень  $\sigma_k$ , 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  $t_{\text{мін}} = 6$  мм = 0,006 м,

$$h_0 = (1 - 0,6 \cdot \sqrt{11,4 \cdot 0,006}) \cdot 1,49 = 1,26 \text{ м.}$$

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.

$$x_i = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - i). \quad (2.12)$$

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:

$$x_1 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 1) = 11,69 \text{ м.}$$

Другий пояс:

$$x_2 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 2) = 10,20 \text{ м.}$$

Третій пояс:

$$x_3 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 3) = 8,71 \text{ м.}$$

Четвертий пояс:

$$x_4 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 4) = 7,22 \text{ м.}$$

П'ятий пояс:

$$x_5 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 5) = 5,73 \text{ м.}$$

Шостий пояс:

$$x_6 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 6) = 4,24 \text{ м.}$$

Сьомий пояс:

$$x_7 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 7) = 2,75 \text{ м.}$$

Восьмий пояс:

$$x_8 = 1,26 + 1,49 \cdot (8 - 8) = 1,26 \text{ м.}$$

Результати розрахунку заносимо до 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  $i$ -го поясу виконується з урахуванням того, що резервуари повинні функціонувати без внутрішнього тиску та вакууму. У процесі експлуатації  $p_i, P_a$ , та під час гідравлічних випробувань  $p_i^f, P_a$ , цей тиск визначається за відповідними формулами:

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

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

де  $\rho$  – густина нафтопродукту,  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ ;

$\rho_B$  – 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 мають функціонувати без внутрішнього тиску та вакууму. Цей тиск визначається для умов експлуатації та для гідравлічних випробувань.

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$p_1 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 11,69 = 1,14 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_1^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 11,69 = 1,26 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Другий пояс:

$$p_2 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 10,20 = 0,99 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_2^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 10,20 = 1,10 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Третій пояс:

$$p_3 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 8,71 = 0,85 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_3^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 8,71 = 0,94 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Четвертый пояс:

$$p_4 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 7,22 = 0,70 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_4^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 7,22 = 0,78 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

П'ятий пояс:

$$p_5 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 5,73 = 0,56 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_5^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 5,73 = 0,62 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Шостий пояс:

$$p_6 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 4,24 = 0,41 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_6^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 4,24 = 0,46 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Сьомий пояс:

$$p_7 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 2,75 = 0,27 \cdot 10^5 \text{ Па,}$$

$$p_7^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 2,75 = 0,30 \cdot 10^5 \text{ Па.}$$

Восьмий пояс:

$$p_8 = 1,1 \cdot 900 \cdot 9,81 \cdot 1,26 = 0,12 \cdot 10^5 \text{ Па},$$

$$p_8^\Gamma = 1,1 \cdot 1000 \cdot 9,81 \cdot 1,26 = 0,14 \cdot 10^5 \text{ Па}.$$

Результати розрахунку заносимо до табл. 2.2.

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

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

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

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

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

$\gamma_{c,i}$  – коефіцієнт умов роботи в умовах експлуатації у  $i$ -му поясі, для нижнього поясу стінки резервуару з урахуванням врізання  $\gamma_{c,1} = 0,6$ ; для решти поясів стінки резервуару  $\gamma_{c,2-10} = 0,7$ ;

$R_{y,i}^{\text{H}}$  – нормативний опір розтягуванню металу стінки  $i$ -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)  $R_{y,1}^{\text{H}} = 325 \cdot 10^6$  Па; для решти поясів стінки резервуару  $R_{y,2-10}^{\text{H}} = 235 \cdot 10^6$  Па;

$\gamma_m$  – коефіцієнт надійності за матеріалом для 1 поясу,  $\gamma_m = 1,05$ ;

$\gamma_m$  – коефіцієнт надійності за матеріалом для інших поясів,  $\gamma_m = 1,05$ ;

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

$\gamma_{c,i}^\Gamma$  – коефіцієнт умов роботи в умовах гідровипробувань для і-то поясу, для нижнього поясу стінки резервуару з урахуванням врізання  $\gamma_{c,1}^\Gamma = 1,2$ ; для решти поясів стінки резервуару  $\gamma_{c,2-10}^\Gamma = 0,9$ .

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  $\sigma_{кц,i}^\Gamma$ , Па.

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$\sigma_{кц,1} = 0,6 \cdot \frac{325 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,05} = 176,87 \cdot 10^6 \text{ Па,}$$

$$\sigma_{кц,1}^\Gamma = 1,2 \cdot \frac{325 \cdot 10^6}{1,05 \cdot 1,05} = 353,74 \cdot 10^6 \text{ Па.}$$

С другого поясу до десятого:

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

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

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:

$$t_1^p = \frac{1000 \cdot 1,14 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{176,87 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 8,7 \text{ мм},$$

$$t_1^r = \frac{1000 \cdot 1,26 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{353,74 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,41 \text{ мм}.$$

Другий пояс:

$$t_2^p = \frac{1000 \cdot 0,99 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 8,91 \text{ мм},$$

$$t_2^r = \frac{1000 \cdot 1,10 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 7,89 \text{ мм}.$$

Третій пояс:

$$t_3^p = \frac{1000 \cdot 0,85 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 7,84 \text{ мм},$$

$$t_3^r = \frac{1000 \cdot 0,94 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 6,94 \text{ мм}.$$

Четвертий пояс:

$$t_4^p = \frac{1000 \cdot 0,70 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 6,70 \text{ мм},$$

$$t_4^r = \frac{1000 \cdot 0,78 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,99 \text{ мм}.$$

П'ятий пояс:

$$t_5^p = \frac{1000 \cdot 0,56 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,63 \text{ мм},$$

$$t_5^r = \frac{1000 \cdot 0,62 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 5,03 \text{ мм}.$$

Шостий пояс:

$$t_6^p = \frac{1000 \cdot 0,41 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,48 \text{ мм},$$

$$t_6^r = \frac{1000 \cdot 0,46 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 4,08 \text{ мм}.$$

Сьомий пояс:

$$t_7^p = \frac{1000 \cdot 0,27 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 3,41 \text{ мм},$$

$$t_7^r = \frac{1000 \cdot 0,30 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 3,13 \text{ мм}.$$

Восьмий пояс:

$$t_8^p = \frac{1000 \cdot 0,12 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{149,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,27 \text{ мм},$$

$$t_8^r = \frac{1000 \cdot 0,14 \cdot 10^5 \cdot 11,4}{191,21 \cdot 10^6} + 0,5 + 0,55 = 2,18 \text{ мм}.$$

Результати розрахунку заносимо до 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,  $i$  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:

$$t_1^p = 8,70 \text{ мм},$$

$$t_1^r = 5,41 \text{ мм},$$

$$t_{min} = 6 \text{ мм},$$

приймаємо  $t_1 = 9$  мм.

Приймаємо  $t_i$  решти поясів резервуару та заносимо до табл. 2.2.

Таблиця 2.2 – Результати розрахунків товщини поясів стінки корпусу резервуару

Номер поясу і	Відстань від верху резервуару до межі найбільших кільцевих напружень і-го поясу $x_i$ , м	Розрахунковий тиск і-му поясі, $10^5$ Па		Величини граничних кільцевих напружень в елементах стінки у і-му поясі резервуару, $10^6$ Па		Товщини стінок і-го поясу резервуару, мм			
		$p_i$	$p_i^r$	$\sigma_{кц,i}$	$\sigma_{кц,i}^r$	$t_i^p$	$t_i^r$	$t_{min}$	$t_i$
I	11,69	1,14	1,26	176,87	353,74	8,7	5,41	6	9,0
II	10,2	0,99	1,1	149,21	191,84	8,91	7,89	6	9,0
III	8,71	0,85	0,94	149,21	191,84	7,84	6,94	6	8,0
IV	7,22	0,7	0,78	149,21	191,84	6,7	5,99	6	7,0
V	5,73	0,56	0,62	149,21	191,84	5,63	5,03	6	6,0
VI	4,24	0,41	0,46	149,21	191,84	4,48	4,08	6	6,0
VII	2,75	0,27	0,3	149,21	191,84	3,41	3,13	6	6,0
VIII	1,26	0,12	0,14	149,21	191,84	2,27	2,18	6	6,0

Несну здатність поясів стінки корпусу резервуару перевіряємо в умовах експлуатації та під час гідровипробувань відповідно до формул:

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

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

де  $N_i$  – розтягуючи напруження і-му поясі стінки корпусу резервуару в умовах експлуатації, Па·м;

$N_i^r$  – розтягуючи напруження і-му поясі стінки корпусу резервуару в умовах гідровипробувань, Па·м;

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

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

Перший пояс з урахуванням врізання:

$$N_1 = 1,14 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}1} = 176,87 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3},$$

$$N_1^{\Gamma} = 1,26 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}1}^{\Gamma} = 353,74 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3}.$$

Другий пояс:

$$N_2 = 0,99 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}2} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3},$$

$$N_2^{\Gamma} = 1,10 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}2}^{\Gamma} = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3}.$$

Третій пояс:

$$N_3 = 0,85 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}3} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3},$$

$$N_3^{\Gamma} = 0,94 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}3}^{\Gamma} = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 9 \cdot 10^{-3}.$$

Четвертий пояс:

$$N_4 = 0,70 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}4} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 8 \cdot 10^{-3},$$

$$N_4^{\Gamma} = 0,78 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.}4}^{\Gamma} = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 8 \cdot 10^{-3}.$$

П'ятий пояс:

$$N_5 = 0,56 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.5}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 10^{-3},$$

$$N_5^r = 0,62 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.5}}^r = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 7 \cdot 10^{-3}.$$

Шостий пояс:

$$N_6 = 0,41 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.6}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3},$$

$$N_6^r = 0,46 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.6}}^r = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3}.$$

Сьомий пояс:

$$N_7 = 0,27 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.7}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3},$$

$$N_7^r = 0,30 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.7}}^r = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3}.$$

Восьмий пояс:

$$N_8 = 0,12 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.8}} = 149,21 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3},$$

$$N_8^r = 0,14 \cdot 10^5 \cdot 11,4 \leq N_{\text{гран.8}}^r = 191,84 \cdot 10^6 \cdot 6 \cdot 10^{-3}.$$

На основі таблиць 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.

Таблиця 2.3 – Результати перевірки несної здатності поясів стінки корпусу резервуару

Номер поясу $i$	Розтягувальні напруження в $i$ -му поясі, $10^6$ Па		Граничні розтягувальні напруження в $i$ -му поясі, $10^6$ Па	
	$N_i$	$N_i^r$	$N_{\text{гран.}i}$	$N_{\text{гран.}i}^r$
I	1,2996	1,59183	1,4364	3,18366
II	1,1286	1,34289	1,2540	1,72656
III	0,9690	1,19368	1,0716	1,53472
IV	0,7980	1,04447	0,8892	1,34288
V	0,6384	0,89526	0,7068	1,15104
VI	0,4674	0,89526	0,5244	1,15104
VII	0,3078	0,89526	0,3420	1,15104
VIII	0,1368	0,89526	0,1596	1,15104

### 2.3 Розрахунок стінки резервуару на стійкість

Метою розрахунку є перевірка стійкості стінки резервуару. 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) резервуару 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 рис. 2.2.

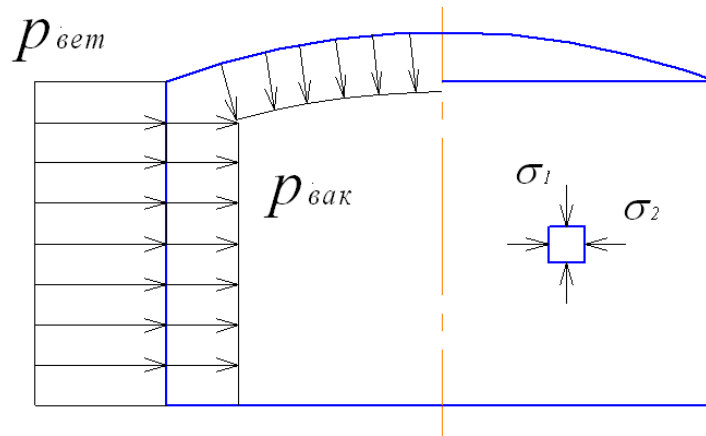


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема стінки резервуару на стійкість

Вага покрівлі резервуару РВС-5000  $G_{пп}$ , кН, визначається шляхом розрахунку за нормативною питомою вагою покрівлі  $p_{пп}$ , кН/м<sup>2</sup>, використовуючи 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/м<sup>2</sup>.

$$G_{пп} = 0,55 \cdot 3,14 \cdot 11,4^2 = 224,55 \text{ кН.}$$

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,  $\gamma_{ст} = 78,5$  кН/м<sup>3</sup>.

Восьмий пояс:

$$G_{\text{ст.8}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6) = 50,27 \text{ кН.}$$

Сьомий пояс:

$$G_{\text{ст.7}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6) = 100,54 \text{ кН.}$$

Шостий пояс:

$$G_{\text{ст.6}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6) = 150,8 \text{ кН.}$$

П'ятий пояс:

$$G_{\text{ст.5}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6 + 6) = 201,07 \text{ кН.}$$

Четвертий пояс:

$$G_{\text{ст.4}} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6 + 6 + 7) = 259,72 \text{ кН.}$$

Третій пояс:

$$\begin{aligned} G_{\text{ст.3}} &= 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6 + 6 + 7 + 8) = \\ &= 326,74 \text{ кН.} \end{aligned}$$

Другий пояс:

$$\begin{aligned} G_{\text{ст.2}} &= 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6 + 6 + 7 + 8 + 9) = \\ &= 402,14 \text{ кН.} \end{aligned}$$

Перший пояс:

$$G_{ст.1} = 2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 1,49 \cdot 78,5 \cdot 10^{-3} \cdot (6 + 6 + 6 + 6 + 7 + 8 + 9 + 9) = \\ = 477,55 \text{ кН.}$$

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

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

де  $\mu$  – 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  $1 \text{ м}^2$  горизонтальної поверхні землі, яке встановлюється відповідно до ДБН В.1.2-2:2006,  $S_g = 1,1 \text{ кН/м}^2$ .

Таким чином, згідно з формулою (2.25), обчислюється нормативне снігове навантаження на горизонтальну проекцію резервуара, виражене в  $\text{кН/м}^2$

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

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

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

$$G_{сн} = 1,1 \cdot 3,14 \cdot 11,4^2 = 449,11 \text{ кН.}$$

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

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

$$t_{\text{сер}} = \frac{4 \cdot 6 + 7 + 8 + 9 + 9}{8} = 7,125 \text{ мм.}$$

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:

$$\frac{r}{t_{\text{min}}} = \frac{11,4}{6 \cdot 10^{-3}} = 1900, \quad (2.28)$$

$$\frac{r}{t_{\text{сер}}} = \frac{11,4}{7,125 \cdot 10^{-3}} = 1600. \quad (2.29)$$

Меридіональні напруження  $\sigma_{1(i)}$ , МПа, розраховуються на основі мінімальної товщини стінки поясу, а кільцеві напруження  $\sigma_2$ , 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:

$$\sigma_{1(1)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 477,55) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 9} = 2,12 \text{ МПа.}$$

Другий пояс:

$$\sigma_{1(2)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 402,14) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 9} = 2,00 \text{ МПа.}$$

Третій пояс:

$$\sigma_{1(3)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 326,74) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 8} = 2,11 \text{ МПа.}$$

Четвертий пояс:

$$\sigma_{1(4)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 259,72) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 7} = 2,27 \text{ МПа.}$$

П'ятий пояс:

$$\sigma_{1(5)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 201,07) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 6} = 2,50 \text{ МПа.}$$

Шостий пояс:

$$\sigma_{1(6)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 150,8) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 6} = 2,38 \text{ МПа.}$$

Сьомий пояс:

$$\sigma_{1(7)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 100,54) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 6} = 2,26 \text{ МПа.}$$

Восьмий пояс:

$$\sigma_{1(8)} = \frac{1,05 \cdot (224,55 + 50,27) + 1,4 \cdot 449,11}{2 \cdot 3,14 \cdot 11,4 \cdot 6} = 2,13 \text{ МПа.}$$

Результати заносимо до табл. 2.5.

Критичні меридіональні напруження у стінці і-го поясу резервуару  $\sigma_{crl(i)}$ , МПа, розраховуються за наступною формулою:

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

де С – коефіцієнт для розрахунку оболонок на стійкість, приймається згідно з ДБН В.2.6-198:2014 (табл. 2.4),  $C = 0,066$ ;

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

Таблиця 2.4 – Коефіцієнт С для розрахунку оболонок на стійкість

$r/t$	100	200	300	400	600	800	1000	1500	2500
$c$	0,22	0,18	0,16	0,14	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Перший пояс:

$$\sigma_{crl(1)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{9 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 10,94 \text{ МПа.}$$

Другий пояс:

$$\sigma_{crl(2)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{9 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 10,94 \text{ МПа.}$$

Третій пояс:

$$\sigma_{crl(3)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{8 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 9,73 \text{ МПа.}$$

Четвертий пояс:

$$\sigma_{crl(4)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 8,51 \text{ МПа.}$$

П'ятий пояс:

$$\sigma_{crl(5)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{6 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 7,29 \text{ МПа.}$$

Шостий пояс:

$$\sigma_{crl(6)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{6 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 7,29 \text{ МПа.}$$

Сьомий пояс:

$$\sigma_{crl(7)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{6 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 7,29 \text{ МПа.}$$

Восьмий пояс:

$$\sigma_{crl(8)} = 0,066 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{6 \cdot 10^{-3}}{11,4} = 7,29 \text{ МПа.}$$

Результати заносимо до табл. 2.5.

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

$$\frac{h_k}{2 \cdot r} = \frac{11,92}{2 \cdot 11,4} = 0,52. \quad (2.32)$$

Нормативне значення вітрового навантаження  $P_B$ , кН/м<sup>2</sup>, 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,  $W_0 = 0,5$  кН/м<sup>2</sup>;

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

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

$$P_B = 0,5 \cdot 1,0 \cdot 0,8 = 0,40.$$

Розрахункове кільцеве напруження в стінці, що враховується при аналізі стійкості резервуару  $\sigma_2$ , 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,  $n_B = 1,4$ .

$$\sigma_2 = \frac{1,4 \cdot 0,40 \cdot 11,4}{7,125} = 0,90 \text{ МПа.}$$

Критичні кільцеві напруження в стінці резервуару  $\sigma_{cr2}$ , МПа, розраховуються за наступною формулою:

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

$$\sigma_{cr2} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{11,4}{11,92} \cdot \left( \frac{7,125 \cdot 10^{-3}}{11,4} \right)^{\frac{3}{2}} = 1,73 \text{ МПа.}$$

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

Перший пояс:

$$\frac{2,12}{10,94} + \frac{0,90}{1,72} = 0,71.$$

Другий пояс:

$$\frac{2,00}{10,94} + \frac{0,90}{1,72} = 0,70.$$

Третій пояс:

$$9,73 + \frac{0,90}{1,72} = 0,74.$$

Четвертий пояс:

$$\frac{2,27}{8,51} + \frac{0,90}{1,72} = 0,79.$$

П'ятий пояс:

$$\frac{2,50}{7,29} + \frac{0,90}{1,72} = 0,86.$$

Шостий пояс:

$$\frac{2,38}{7,29} + \frac{0,90}{1,72} = 0,85.$$

Сьомий пояс:

$$\frac{2,26}{7,29} + \frac{0,90}{1,72} = 0,83.$$

Восьмий пояс:

$$\frac{2,13}{7,29} + \frac{0,90}{1,72} = 0,81.$$

На основі даних з табл. 2.5 можна дійти висновку, що умова стійкості стінки резервуару дотримується для кожного з поясів.

Таблиця 2.5– Результати розрахунків за формулами 2.30, 2.31, 2.34, 2.35, 2.36.

Номер поясу i	$\sigma_{1(i)}$ , МПа	$\sigma_{crl(i)}$ , МПа	$\frac{\sigma_{1(i)}}{\sigma_{crl(i)}}$	$\sigma_2$ , МПа	$\sigma_{cr2}$ , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}}$	$\frac{\sigma_{1(i)}}{\sigma_{crl(i)}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}}$
I	2,12	10,94	0,19	0,9	1,73	1,27	0,71
II	2	10,94	0,18				0,70
III	2,11	9,73	0,22				0,74
IV	2,27	8,51	0,27				0,79
V	2,5	7,29	0,34				0,86
VI	2,38	7,29	0,33				0,85
VII	2,26	7,29	0,31				0,83
VIII	2,13	7,29	0,29				0,81

#### 2.4 Вибір основного обладнання резервуара

Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації вертикального сталевго резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup> (РВС-5000) проведено підбір комплекту технологічного обладнання. Вибір кожної одиниці устаткування ґрунтується на необхідності підтримання герметичності, забезпеченні операцій із приймання-відпуску нафтопродуктів, а також дотриманні норм протипожежної безпеки.

Нижче наведено перелік обраного обладнання (табл. 2.6) та короткий опис його функціонального призначення.

Люк-лаз встановлюється у першому поясі стінки. Призначений для проникнення персоналу всередину для огляду, очищення або ремонту.

Люк світловий використовується для провітрювання та освітлення внутрішньої частини резервуара під час його обслуговування.

Патрубки вентиляційні забезпечують сполучення газового простору резервуара з атмосферою, запобігаючи деформації конструкцій при зміні рівня нафтопродукту.

Вогнеперешкоджувач – це захисний пристрій, що запобігає проникненню полум'я всередину резервуара через вентиляційні отвори.

Патрубки монтажні призначені для встановлення додаткового обладнання (рівнемірів, пробовідбірників тощо) на даху або стінці резервуару.

Пристрій приймально-роздавальний забезпечує надійне надходження та відкачування нафтопродукту, мінімізуючи турбулентність та осад.

Кран сифонний служить для спуску підтоварної води, яка накопичується на дні резервуара в процесі експлуатації.

Пробовідбірник дозволяє відбирати проби нафтопродукту з різних рівнів для контролю його якості та характеристик.

Генератор піни призначений для гасіння пожежі шляхом подачі високократної піни на поверхню палива. Є елементом системи пожежогасіння

Таблиця 2.6 – Перелік основного обладнання

Найменування устаткування резервуару	Кіл.
Люк-лаз у першому поясі стінки ЛЛ-600	2
Люк світловий ЛС-500	2
Патрубок вентиляційний ПВ-250	1
Вогнеперешкоджувач ВП-250	1
Патрубок монтажний ПМ-250	1
Патрубок вентиляційний ПВ-350	2
Вогнеперешкоджувач ВП-350	2
Патрубок монтажний ПМ-350	2
Пристрій приймально-роздавальний ППР-400	1
Патрубок монтажний ПМ-200	2
Кран сифонний КС-80	1
Пробовідбірник ПСРП	1
Генератор піни ГПСС-2000	2

Обладнання обране на підставі технічної сумісності з резервуаром РВС-5000, умовами експлуатації (температура, в'язкість, густина, кліматична зона), а також реальної наявності обладнання на ринку України.

## **3 РОЗДІЛ ОХОРОНИ ПРАЦІ**

### **3.1 Аналіз потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів, які можуть виникнути при експлуатації складів нафти і нафтопродуктів**

В результаті аналізу були виділені наступні групи потенційно небезпечних і шкідливих виробничих факторів і заходи щодо їх запобігання.

Небезпечні і шкідливі виробничі чинники підрозділяються за природою дії на наступні групи:

- 1) фізичні;
- 2) хімічні;
- 3) психофізіологічні.

### **3.2 Фізичні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори**

1. Рухомі машини і механізми (екскаватори, автокрани, бульдозери, вантажні автомобілі); незахищені рухливі частини виробничого устаткування, виробни, що пересуваються, заготовки, матеріали – при виробництві вантажорозвантажувальних, монтажних робіт; конструкції, що руйнуються; земляне полотно, що обрушується, - при виробництві земляних робіт.

Заходи:

- небезпечні зони захищаються сигнальними і захисно-охоронними обгороджуваннями;
- застосовуються знакові і інші види сигналізації при переміщенні вантажів підйомно-транспортним устаткуванням, правильно розміщуються і укладаються вантажі в місцях виробництва робіт;
- строповка вантажу виконується інвентарними стропами, страхівка великогабаритних вантажів виконується за спеціальні пристрої, стропувальні вузли або позначені місця залежно від положення центру тяжіння і маси вантажу НПАОП 0.00-1.80-18 Правила охорони праці під

- час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання;
- при переміщенні вантажу підйомно-транспортним устаткуванням знаходження робітників на вантажі і в зоні його можливого падіння не допускається;
  - вантажно-розвантажувальні роботи повинні проводитися механізованими способами з дотриманням вимог НПАОП 0.00-1.80-18 Правила охорони праці під час експлуатації вантажопідіймальних кранів, підіймальних пристроїв і відповідного обладнання;
  - вантажно-розвантажувальні роботи слід виконувати під керівництвом особи (майстра), що має посвідчення на право виконання робіт і відповідає за безпечне переміщення вантажів вантажопідйомними машинами;
  - майданчики для вантажних і розвантажувальних робіт мають бути сплановані і мати ухил не більше 2 градусів;
  - забороняється підйом елементів будівельних конструкцій, що не мають монтажних петель, отворів або маркування і міток, що забезпечують їх правильне стропування і монтаж;
  - піднімати конструкції слід у два прийоми: спочатку на висоту 20-30 см, а після перевірки надійності стропування виконується вже подальший підйом. Під час перерв в роботі не допускається залишати підняті елементи конструкцій і устаткування у висячому положенні.

2) Підвищена запилена і загазованість повітря робочого середовища (робота екскаваторів, бульдозерів, вантажних автомобілів) при виконанні земляних, вантажно-розвантажувальних, монтажних робіт.

Заходи:

- при використанні машин рівень запиленої і загазованості не повинен перевищувати значень, встановлених діючими нормативними документами до повітря робочої зони;
- використовуються респіратори, виконані відповідно до вимог ДСТУ 7239:2011 Система стандартів безпеки праці. Засоби індивідуального захисту. Загальні вимоги та класифікація, ДСТУ EN 133:2005 Засоби індивідуального захисту органів дихання. Класифікація (EN 133:2001, IDT).

3) Підвищений рівень шуму на робочому місці (робота екскаваторів, бульдозерів, вантажних автомобілів) при виконанні земляних, вантажно-розвантажувальних, монтажних робіт.

Заходи:

- застосовуються індивідуальні засоби захисту (навушники, беруші), згідно ДСТУ EN 352-2:2025, ДСТУ EN 352-6:2025 ДСТУ EN 352-8:2025, ДСТУ EN 352-9:2025, ДСТУ EN 352-10:2025;
- застосовується справна техніка.

4) Підвищене значення напруги в електричному ланцюзі, замикання якого може статися через тіло людини (зварювальні кабелі, зварювальний агрегат) – при виконанні зварювальних робіт.

Заходи:

- застосовуються засоби колективного захисту (захисне заземлення);
- в електрозварювальних апаратах і джерелах їх живлення встановлюються надійні огороження елементів, що знаходяться під напругою;
- застосовуються засоби індивідуального захисту електрозварників (захисні каски);

- передбачається відключення електроустаткування в автоматичному режимі.

5) Підвищена або знижена температура повітря робочої зони (знижена температура повітря робочої зони при будівництві в зимовий період).

Заходи:

- не допускається виконання робіт без засобів індивідуального захисту, щоб уникнути локального охолодження робітники забезпечуються рукавицями, взуттям, головними уборами стосовно даного кліматичного регіону встановлених НПАОП 0.00-3.16-12 Норми безоплатної видачі спеціального одягу, спеціального взуття та інших засобів індивідуального захисту працівникам нафтогазової промисловості;
- в цілях нормалізації теплового стану працівників температура повітря в місцях обігріву підтримується на рівні 18-20 °С.

6) Підвищена або знижена температура поверхонь устаткування, матеріалів - при виробництві зварювальних робіт.

Заходи:

- робочі забезпечуються для захисту рук рукавичками за НПАОП 0.00-3.16-12.

7) Недостатня освітленість робочої зони (при виробництві робіт в темний час доби).

Заходи:

- виробничий майданчик, ділянки робіт, робочі місця, проїзди, проходи до них в темний час доби мають бути освітлені.

8) Підвищений рівень вібрації від екскаватора, бульдозера, ручного механічного інструменту (при виконанні земляних робіт).

Заходи:

- контроль вібраційних характеристик.

9) Іонізуючі випромінювання від контрольно-вимірювальних пристроїв (дефектоскопія металів, контроль якості зварних з'єднань).

Заходи:

- екранування джерела іонізуючого випромінювання.

### **3.3 Хімічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори**

1) Токсичні (електрозварювальні аерозолі, випаровування антикорозійного ізоляції), при антикорозійних роботах, фарбуванні і електрозварюванні.

Заходи:

- організація і виконання робіт відповідно до діючих нормативних документів;
- застосування індивідуальних засобів захисту органів дихання;
- скорочення терміну перебування робітників в зоні виробництва, періодичний медогляд, лікувально-профілактичне харчування, вітаміни, додатковий відпочинок.

2) Дратівливі (наявність акролеїну, аміаку, оксиду вуглецю, формальдегіду і інших шкідливих речовин в повітрі робочої зони при виробництві будівельно-монтажних робіт).

Заходи:

- використовуються засоби індивідуального захисту.

### **3.4 Психофізіологічні потенційно небезпечні і шкідливі виробничі фактори**

1) Фізичні перевантаження при виробництві монтажних робіт.

Заходи:

- механізація всіх трудомістких процесів, рівномірний розподіл фізичного навантаження, на всі групи м'язів (чергування робіт); влаштовуються перерви в роботі, обладнуються приміщення для відпочинку.

2) Нервово-психічні навантаження для всіх видів робіт.

Заходи:

- підвищення якості організації праці, поліпшення організації відпочинку працюючих (підвищення комфортності санітарно-побутових приміщень, місць для прийому їжі), увага до людей і їх потреб, культурно-масові заходи, включаючи спортивно-масові.

## 4 ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

### 4.1 Капітальні витрати

Капітальні витрати – це одноразові витрати на будівництво нових підприємств, виробничих об'єктів, інженерних систем, тощо. В даному випадку капітальні витрати – це витрати на придбання та монтаж металоконструкцій та необхідного обладнання резервуарів.

Для розрахунку приймаємо наступні вихідні дані:

- Об'єм резервуара  $V_{PBC} = 5000 \text{ м}^3$ ;
- Питома маса PBC  $\Pi_{M PBC} = 23,23 \text{ кг/м}^3$ ;
- Ціна за тону сталі  $\text{Ц} = 61\,000 \text{ грн/т}$ .

Витрати матеріалу (сталі)

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

$$M_{PBC} = 23,23 \cdot 5000 \cdot 10^{-3} = 116,15 \text{ т.}$$

Вартість металу

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

$$K_{M PBC} = 116,15 \cdot 61\,000 = 7\,085\,150 \text{ грн.}$$

В табл. 4.1 наведені витрати на придбання спеціального устаткування необхідного для комплектації резервуарів.

Таблиця 4.1 – Капітальні витрати на придбання основного обладнання резервуару РВС-5000

Найменування устаткування резервуару	Кіл.	Вартість за од., грн.	Сума, грн.
Люк-лаз у першому поясі стінки ЛЛ-600	2	97584	195168
Люк світловий ЛС-500	2	48660	97320
Патрубок вентиляційний ПВ-250	1	24612	24612
Вогнеперешкоджувач ВП-250	1	23989	23989
Патрубок монтажний ПМ-250	1	16810	16810
Патрубок вентиляційний ПВ-350	2	33000	66000
Вогнеперешкоджувач ВП-350	2	32676	65352
Патрубок монтажний ПМ-350	2	63300	126600
Пристрій приймально-роздавальний ППР-400	1	299280	299280
Патрубок монтажний ПМ-200	2	14256	28512
Кран сифонний КС-80	1	48150	48150
Пробовідбірник ПСРП	1	243900	243900
Генератор піни ГПСС-2000	2	58440	116880
Підігрівач секційний	1	562000	562000
Ізоляція резервуару	1	1100000	1100000
Вартість обладнання $\sum K_{обл}$	-	-	3014573

Таким чином капітальні витрати на матеріали та обладнання резервуара

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

$$K_{мо\ РВС} = 7085150 + 3014573 = 10099723 \text{ грн.}$$

Витрати на монтаж резервуара і обладнання приймаються 20 % від капітальних витрат

$$K_{РВС} = 1,2 \cdot K_{мо} = 1,2 \cdot 10099723 = 12119668 \text{ грн.}$$

## 4.2 Експлуатаційні, зведені витрати та термін окупності

Експлуатаційні витрати

$$E = K \cdot (\kappa_a + \kappa_p) + C_{\text{ел}} \cdot G_{\text{ел}} + Z_{\text{зп}} \cdot n, \quad (4.4)$$

де  $K_{\text{кап}}$  – капітальні витрати на будівництво резервуару;

$\kappa_a$  – амортизаційні відрахування;

$\kappa_p$  – відрахування на поточний ремонт;

$C_{\text{ел}}$  – ціна електроенергії;

$G_{\text{ел}}$  – витрата електроенергії;

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

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

Приймаємо:

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

Приймаємо заробітну плату персоналу, що  $Z_{\text{зп}} = 52$  грн/год (мінімальна заробітна плата на 2026 рік погодинно)

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:

$$\kappa_a + \kappa_p = 0,15 \text{ год}^{-1}.$$

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

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

$$E_{PBC} = 12119668 \cdot 0,15 + 52 \cdot 432 = 1840414 \text{ грн/рік.}$$

Річні зведені витрати

$$П = E + A \cdot K, \quad (4.5)$$

де E – річні експлуатаційні витрати;

K – капітальні вкладення;

A – амортизація, приймають 0,10.

$$P_{PBC} = 1840414 + 0,10 \cdot 12119668 = 3052381 \text{ грн/рік.}$$

Термін окупності

$$T = \frac{K}{P}, \quad (4.6)$$

$$T_{PBC} = \frac{12119668}{3052381 \text{ грн}} = 3,97 \approx 4 \text{ роки.}$$

Таблиця 4.2 – Основні техніко-економічні показники

Показник	Од. вимір.	Всього
Капітальні вкладення	млн.грн.	12,11
Експлуатаційні витрати	млн.грн/рік	1,54
Річні зведені витрати	млн.грн/рік	3,06
Термін окупності	рік	4

Отже, термін окупності резервуару для зберігання темних нафтопродуктів з врахуванням експлуатаційних витрат, становить 4 роки.

## ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі виконано проектування вертикального сталевого резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup> для зберігання темних нафтопродуктів в умовах південного клімату України. Робота складається з пояснювальної записки та графічної частини.

У технологічному розділі проведено всебічний аналіз функціонування складів нафти і нафтопродуктів, починаючи з їхньої загальної характеристики та принципів формування генерального плану. Оцінка кліматичних умов півдня України дозволила обґрунтувати вибір необхідного технологічного обладнання та технології зберігання для їх безпечної експлуатації. Особливу увагу приділено властивостям мазуту як специфічного продукту зберігання, що потребує особливого температурного режиму. У роботі розглянуто методи організації підігріву мазуту із застосуванням змієвикових та секційних підігрівачів, а також роль теплової ізоляції у забезпеченні енергоефективності процесу. Підсумковий огляд напрямків використання мазуту підтверджує актуальність підібраних технологічних рішень для сучасних потреб промисловості. Опрацьований матеріал є теоретичним та технічним підґрунтям для виконання наступних етапів проектування.

В проектному розділі проведено уточнення габаритних розмірів резервуара. На основі проведених розрахунків визначено оптимальну товщину стінок резервуара, яка забезпечує його надійну експлуатацію в умовах максимальних навантажень. Використання безмоментної теорії дозволило об'єктивно оцінити напружено-деформований стан циліндричної оболонки корпусу під дією гідростатичного тиску рідини та надлишкового тиску газового простору. Перевірка несної здатності поясів стінки за розтягувальними напруженнями підтвердила, що обраний матеріал та геометричні параметри конструкції мають достатній запас міцності як для режиму нормальної експлуатації з нафтопродуктом, так і для умов гідравлічних випробувань водою. Отримані результати гарантують цілісність

корпусу резервуара та його здатність протидіяти граничним навантаженням без ризику руйнування чи втрати стійкості.

За результатами розрахунку на стійкість підтверджено загальну стійкість стінки резервуара до впливу комплексу зовнішніх навантажень. У ході аналізу було враховано сполучення сил, що діють на конструкцію, зокрема власну вагу покрівлі та верхніх поясів, вертикальний тиск снігового покриву та горизонтальний динамічний вплив вітрового навантаження. Розрахунок довів, що жорсткість корпусу є достатньою для запобігання втраті стійкості або деформації стінок за несприятливих погодних умов, характерних для регіону будівництва. Отримані дані свідчать про те, що конструкція зберігає свою геометричну незмінність і здатна надійно сприймати експлуатаційні навантаження без встановлення додаткових кілець жорсткості.

Для забезпечення надійної та безпечної експлуатації вертикального сталевго резервуара об'ємом 5000 м<sup>3</sup> (РВС-5000) проведено підбір комплекту технологічного обладнання. Вибір кожної одиниці устаткування ґрунтується на необхідності підтримання герметичності, забезпеченні операцій із приймання-відвантаження нафтопродуктів, а також дотриманні норм протипожежної безпеки.

Обладнання обране на підставі технічної сумісності з резервуаром РВС-5000, умовами експлуатації (температура, в'язкість, густина, кліматична зона), а також реальної наявності обладнання на ринку України.

У межах роботи розроблено розділ з охорони праці, у якому проведено аналіз потенційних небезпечних і шкідливих факторів, а також передбачено технічні рішення для мінімізації ризиків під час роботи. Разом із тим було виконано економічне обґрунтування проєкту, яке включало розрахунок капітальних вкладень та експлуатаційних витрат. Результати фінансових розрахунків підтвердили доцільність запропонованих технічних рішень.

## ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Бугай Ю.М. Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ: підручник для студентів вищих навчальних закладів / Ю.М. Бугай, В.М. Глоба, В.П. Нагорний, Ю.О. Венгерцев. – К.: “ВІПОЛ”, 2000, – 606 с.
2. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насиченої пари не вище 93,3 кПа. – Київ, 1994.
3. 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.
4. Григоров А.Б. Зберігання нафти та нафтопродуктів в умовах нафтобаз: [Електронний ресурс] / А.Б. Григоров. – Харків-Тернопіль: НТУ «ХП», Видавництво «Крок», 2022. – 184 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. ДБН В.2.6-198:2014. Сталеві конструкції. Норми проектування. – [Чинний від 2015-01-01]. – К.: Мінрегіон України, 2014. – 199 с.
7. ДСТУ 4454:2005. Нафта і нафтопродукти. Маркування, пакування, транспортування та зберігання. – [Чинний від 2006-07-01]. – К.: Держстандарт України, 2006. – 31 с.
8. ДСТУ 8539:2015. Прокат для будівельних сталевих конструкцій. Загальні технічні умови. [Чинний від 2016-07-01]. – К: ДП "УкрНДНЦ", 2016. – 23 с.
9. 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.
10. 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. 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.
  15. Резервуари та обладнання для нафтопродуктів [Електронний ресурс]: офіційний сайт компанії. – Режим доступу: [rezervuary.com](http://rezervuary.com)
  16. Нафтогазове обладнання та комплектуючі [Електронний ресурс]: каталог продукції ТОВ «Контрагент». – Режим доступу: <http://contragent.com.ua/produksiya/neftegaz>
  17. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів [Електронний ресурс]: НАПБ В.01.058-2008/112. — Режим доступу: [rada.gov.ua](http://rada.gov.ua).