

**Міністерство освіти і науки України**  
**Одеський національний технологічний університет**

ННІ Холоду, кріотехнологій та екоенергетики ім. В.С. Мартиновського  
Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики  
Ступінь вищої освіти Бакалавр  
Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології  
Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології



**КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА БАКАЛАВРА**

на тему **Проект реконструкції резервуарного парку**  
**«Одесанафтопродукт»**

Здобувача (ки) Мілев М.І.

Керівник проф. Бошкова І.Л.  
проф. Басюркіна Н.І.

Консультанти:  
доц. Кологривов М.М.

**Кваліфікаційна робота допускається до захисту**  
Рішення кафедри від 10 червня  
2026 року

В.о. завідувача кафедрою НТІТ

протокол № 12

Олександр ТІТЛОВ

# 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

Мілева Максима Ігоровича

1. Тема роботи Проект реконструкції резервуарного парку  
«Одесанафтопродукт»

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

2. Термін задачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

Кількість резервуарів: 4. Тип резервуара: РВС-5000, вертикальний сталевий.

Номінальний об'єм одного резервуара: 5000 м<sup>3</sup>. Розрахунковий продукт: дизельне паливо / бензин. Довжина розрахункової ділянки трубопроводу: 350 м.

Витрата: 200 м<sup>3</sup>/год.

4. Перелік питань, які потрібно розробити

1. Аналіз науково-технічної літератури стосовно реконструкції резервуарних парків.

2. Характеристика технологічної схеми резервуарного парку. 3. Вибір та обґрунтування резервуарного обладнання. 4. Розрахунок основних технічних характеристик. 5. Пожежна, вибухова та екологічна безпека. 6. Техніко-економічне обґрунтування реконструкції.

5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень) Резервуар вертикальний сталевий (кр), Технологічна схема (кр), Понтон (кр), Монтаж насосного агрегату (кр).

Презентація PowerPoint – 19 сторінок

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

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

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник \_\_\_\_\_ Бошкова І.Л.

Завдання прийняв до виконання \_\_\_\_\_ Мілев М.І.

**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 \_\_\_\_\_ Мілев М.І.

Керівник роботи \_\_\_\_\_ Бошкова І.Л.

*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 \_\_\_\_\_ Мілев Максим Ігорович \_\_\_\_\_

## РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 88 сторінок друкованого тексту, 11 рисунків, 19 таблиць, 32 посилань на джерела.

Кваліфікаційна робота бакалавра присвячена розробленню проектних рішень з реконструкції резервуарного парку «Одесанафтопродукт». У роботі проаналізовано сучасні вимоги до зберігання нафти та світлих нафтопродуктів, розглянуто нормативну базу, типові дефекти резервуарів, технологічні схеми приймання, зберігання та відвантаження нафтопродуктів. Запропоновано заходи з модернізації резервуарного обладнання. Виконано розрахункову частину, що включає визначення місткості резервуарного парку, гідравлічний розрахунок технологічного трубопроводу, розрахунок насосного обладнання, обвалування, антикорозійного захисту, пожежного водопостачання та економічної ефективності реконструкції.

**Ключові слова:** нафтопродукти, резервуар, насосне обладнання, трубопроводи, антикорозійний захист, пожежна безпека, екологічна безпека, техніко-економічне обґрунтування.

## ABSTRACT

Qualification work consists of 88 pages of printed text, 11 figures, 19 tables, 32 references.

The bachelor's qualification work is devoted to the development of design solutions for the reconstruction of the "Odesanaftoprodukt" tank farm. The work analyzes modern requirements for the storage of oil and light petroleum products, considers the regulatory framework, typical tank defects, and technological schemes for receiving, storing, and dispatching petroleum products. Measures are proposed for the modernization of tank equipment. The calculation part includes determining the storage capacity of the tank farm, hydraulic calculation of the technological pipeline, calculation of pumping equipment, bunding, corrosion protection, fire water supply, and the economic efficiency of the reconstruction.

**Keywords:** petroleum products, storage tank, pumping equipment, pipelines, corrosion protection, fire safety, environmental safety, feasibility study.

## ЗМІСТ

ВСТУП	6
1. ОГЛЯД НАУКОВОЇ ТА ТЕХНІЧНОЇ ЛІТЕРАТУРИ	7
1.1. Загальна характеристика резервуарних парків нафтопродуктів	7
1.2. Нормативна та технічна база реконструкції	9
1.3. Конструктивні рішення для сталевих вертикальних резервуарів	11
1.4. Технічний стан, діагностика та типові дефекти резервуарів	13
1.5. Технологічні схеми приймання, зберігання і відпуску нафтопродуктів	16
1.6. Сучасні напрями реконструкції: автоматизація, моніторинг і енергоефективність	18
1.7. Узагальнення технічних рішень для об'єкта “Одесанафтопродукт”	20
1.8. Результати аналізу науково-технічної літератури стосовно реконструкцій резервуарних парків	22
1.9. Основні функції АТ «Одесанафтопродукт»	24
2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	27
2.1. Призначення та склад технологічної частини проекту	27
2.2. Вихідні дані для проєктування реконструкції	27
2.3. Загальна характеристика технологічної схеми резервуарного парку	28
2.4. Технологічні операції приймання нафтопродуктів	30
2.5. Зберігання нафтопродуктів у резервуарах	31
2.6. Вибір та обґрунтування резервуарного обладнання	32
2.7. Насосне обладнання резервуарного парку	33
2.8. Технологічні трубопроводи та арматура	35
2.9. Вузли обліку та контроль якості нафтопродуктів	36
2.10. Автоматизація технологічних процесів	37
2.11. Антикоровійний захист і технічне діагностування	38
2.12. Пожежна та вибухопожежна безпека технологічної схеми	39

2.13. Технологічний режим експлуатації після реконструкції	39
2.14. Послідовність виконання реконструкції резервуарного парку	40
2.15. Попередній технологічний розрахунок	41
2.16. Очікувані результати реконструкції	42
2.17. Технологічна карта безпечної підготовки резервуара до ремонту	43
3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА	50
3.1. Вихідні дані для розрахунку	50
3.2. Розрахунок місткості резервуарного парку	51
3.3. Перевірочний геометричний розрахунок резервуара	52
3.4. Розрахунок річного вантажообігу та запасу зберігання	52
3.5. Розрахунок маси нафтопродукту в резервуарах	53
3.6. Розрахунок втрат нафтопродуктів від випаровування	53
3.7. Гідравлічний розрахунок технологічного трубопроводу	54
3.7.1. Визначення режиму руху	54
3.7.2. Втрати напору на тертя	54
3.8. Розрахунок потужності насосного агрегату	55
3.9. Розрахунок річного електроспоживання насосної станції	56
3.10. Розрахунок обвалування резервуарного парку	56
3.11. Розрахунок площі антикорозійного захисту резервуара	57
3.12. Розрахунок кількості антикорозійного матеріалу	58
3.13. Розрахунок пожежного водопостачання	58
3.14. Розрахунок кількості дихальної арматури	59
3.15. Розрахунок системи контролю рівня	60
3.16. Розрахунок часу наповнення резервуара	60
3.17. Висновки до розрахункової частини	62
4. ПОЖЕЖНА, ВИБУХОВА ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА	63
4.1. Пожежна небезпека резервуарних парків	63
4.2. Основні вимоги безпеки під час підготовки резервуара до ремонту	65

4.3. Екологічна безпека та зменшення втрат нафтопродуктів	67
5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ	68
5.1. Загальна характеристика необхідності реконструкції	68
5.2. Мета реконструкції	68
5.3. Вихідні дані для техніко-економічного розрахунку	69
5.4. Порівняння можливих варіантів реконструкції	70
5.5. Орієнтовний склад робіт з реконструкції	71
5.6. Капітальні витрати	71
5.7. Джерела економічного ефекту	72
5.8. Розрахунок економії від зменшення втрат нафтопродуктів	73
5.9. Економія електроенергії насосним обладнанням	74
5.10. Економія на ремонтах і технічному обслуговуванні	74
5.11. Економічний ефект від зменшення простоїв	75
5.12. Екологічний та безпековий ефект	75
5.13. Загальний річний економічний ефект	76
5.14. Розрахунок строку окупності	76
5.15. Дисконтована оцінка ефективності	77
5.16. Порівняння стану резервуарного парку до і після реконструкції	77
5.17. Очікувані технічні результати реконструкції	78
5.18. Очікувані економічні результати	79
5.19. Висновок щодо економічної доцільності реконструкції	79
ВИСНОВКИ	85
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	87

## ВСТУП

Актуальність теми визначається старінням значної частини резервуарного фонду, підвищенням вимог до пожежної безпеки, необхідністю зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування, потребою у впровадженні систем автоматизованого обліку та контролю герметичності, а також загальною тенденцією переходу від реактивного ремонту до ризик-орієнтованого управління технічним станом. Для резервуарів з бензинами, дизельним паливом, керосином або мазутом найбільш критичними залишаються питання корозії днища, нерівномірних осідань основи, дефектів зварних швів, порушення герметичності покрівлі, несправності дихальної арматури та недостатньої ефективності систем пінного пожежогасіння.

Дипломний проект виконано з урахуванням українських будівельних і галузевих норм, міжнародних стандартів API 650, API 653, API 651, API 652, NFPA 30, а також сучасних публікацій щодо неруйнівного контролю, VOC-викидів, корозійного моніторингу, внутрішніх плаваючих покрівель та цифровізації експлуатації резервуарних парків. При використанні матеріалу в дипломному проекті конкретні розміри резервуарів, кількість ємностей, марки нафтопродуктів, схеми трубопроводів та продуктивність насосів необхідно уточнити за вихідними даними кафедри або підприємства, оскільки відкриті джерела не містять повного технічного паспорта резервуарного парку.

# 1. ОГЛЯД НАУКОВОЇ ТА ТЕХНІЧНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

## 1.1. Загальна характеристика резервуарних парків нафтопродуктів

Резервуарний парк складу нафти і нафтопродуктів являє собою сукупність резервуарів, технологічних трубопроводів, насосних станцій, вузлів зливу-наливу, систем обліку, протипожежного водопостачання, пінного пожежогасіння, блискавкозахисту, заземлення, каналізації та локальних очисних споруд. За ВБН В.2.2-58.1-94\* склади нафти і нафтопродуктів охоплюють технологічні й будівельні рішення для об'єктів з тиском насичених парів до 93,3 кПа при 20 °С і температурою спалаху до 230 °С включно [1]. Це важливо для дипломного проєкту, оскільки більшість товарних нафтопродуктів належить саме до таких рідин.

Основними технологічними операціями резервуарного парку є приймання продукту із залізничних цистерн, автомобільних цистерн, суден або трубопроводів; перекачування до резервуарів; відстоювання та зберігання; внутрішньобазове переміщення; комерційний облік; відпуск споживачам; дренавання підтоварної води; очищення резервуарів; ремонт і дегазація. Від правильності компонування цих операцій залежить не лише продуктивність, а й рівень пожежної, екологічної та промислової безпеки.

За призначенням резервуари поділяються на товарні, оперативні, аварійні, буферні та дренажні. За конструкцією найбільш поширеними є вертикальні сталеві резервуари з нерухомою покрівлею, резервуари з внутрішньою плаваючою покрівлею, резервуари із зовнішньою плаваючою покрівлею, горизонтальні циліндричні резервуари, а також двостінні ємності для менших об'ємів. Для великих складів нафтопродуктів доцільними є вертикальні сталеві резервуари, оскільки вони забезпечують компактне розміщення значних об'ємів при відносно невеликій площі забудови.

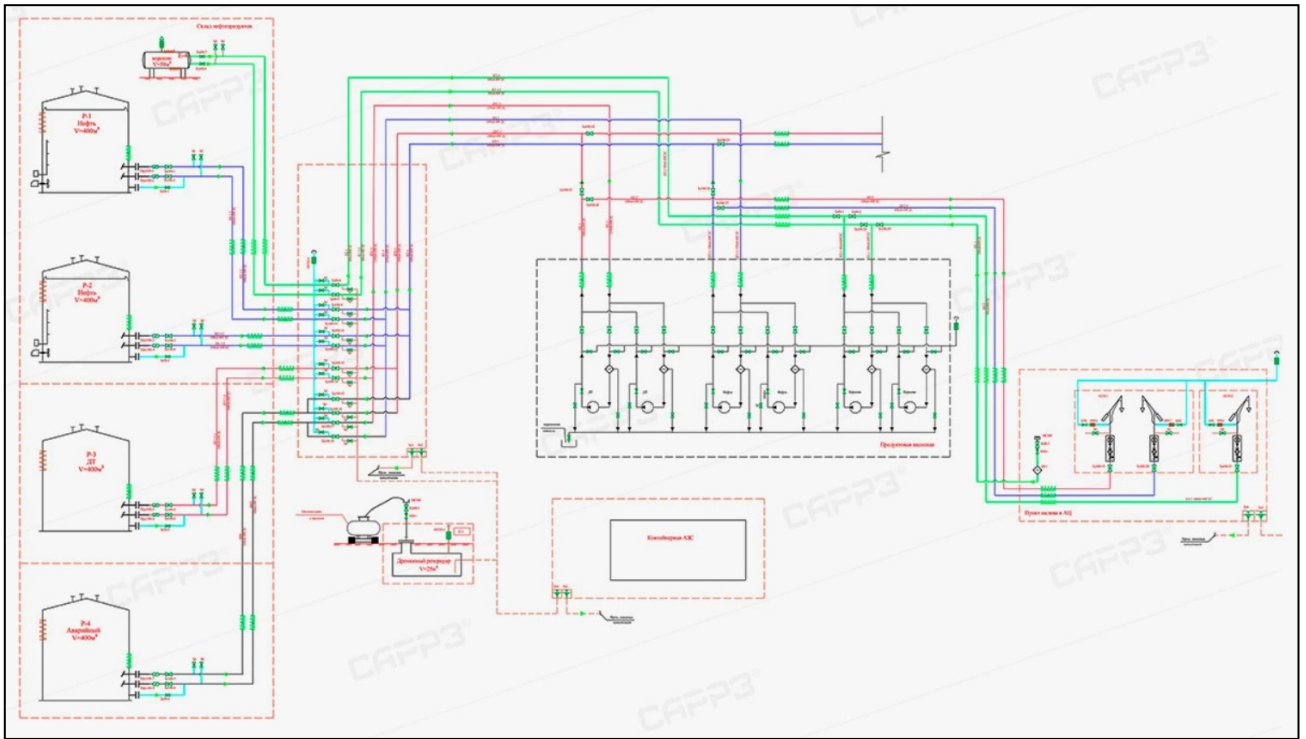


Рисунок 1.1 – Схема резервуарного парку

При реконструкції об'єкта «Одесанафтопродукт» необхідно виходити з того, що резервуарний парк, імовірно, сформований у різні роки та може містити резервуари різних типорозмірів і технічного стану. Така ситуація типова для діючих нафтобаз: нові вимоги до екологічної безпеки, обліку та протипожежного захисту часто накладаються на обладнання, спроектоване за старішими нормами. Тому реконструкція повинна включати технічне обстеження кожного резервуара, перевірку відповідності фактичної схеми нормативним відстаням, аналіз можливості встановлення додаткового обладнання без погіршення умов експлуатації та розроблення черговості робіт без повного зупинення підприємства.

Для світлих нафтопродуктів найбільш суттєвими є втрати від випаровування та ризику утворення вибухонебезпечних пароповітряних сумішей. Для темних нафтопродуктів більш актуальними є питання підігрівання, в'язкості, осадоутворення, очищення днища та роботи дренажних

систем. У дипломному проєкті доцільно окремо розглянути резервуари для бензинів, дизельного пального та важчих продуктів, оскільки для них відрізняються вимоги до покрівель, вентиляційної арматури, насосів, трубопроводів, систем обліку та пожежогасіння.

Техніко-економічна доцільність реконструкції резервуарного парку визначається зменшенням втрат продукту, підвищенням пропускної здатності, скороченням витрат на аварійні ремонти, зниженням імовірності простоїв, підвищенням точності комерційного обліку та поліпшенням екологічних показників. Окремий економічний ефект може забезпечувати заміна застарілої запірної арматури, впровадження частотного регулювання насосів, автоматичне вимірювання рівня і температури, реконструкція обвалування та модернізація системи збору забруднених стоків.

## **1.2. Нормативна та технічна база реконструкції**

Проєкт реконструкції резервуарного парку має спиратися на комплекс нормативних документів. Базовим українським документом для проєктування складів нафти і нафтопродуктів є ВБН В.2.2-58.1-94\* «Проєктування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа», чинність якого підтверджується профільними базами нормативних документів [1]. Ці норми регламентують загальні принципи компонування складу, вимоги до резервуарних парків, технологічних споруд, протипожежних відстаней, обвалування, зливно-наливних пристроїв, каналізації та інших елементів інфраструктури.

Важливим документом є Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів, затверджені наказом № 658 від 24.12.2008 і зареєстровані в Міністерстві юстиції України у 2009 році [2]. У цих Правилах містяться вимоги щодо експлуатації території, резервуарних парків, зливно-наливних естакад, насосних, обвалування,

заборони розміщення зелених насаджень у каре обвалування та організації пожежонебезпечних робіт. Для дипломного проєкту ці положення є підставою для перевірки планувальних і експлуатаційних рішень.

Для робіт, пов'язаних із ремонтом, реконструкцією, вогневими операціями та експлуатацією об'єктів магістральних нафтопроводів і резервуарних парків, слід враховувати Правила безпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів. У документі, зокрема, наведено вимоги до проведення вогневих робіт поблизу насосних і резервуарних парків за нарядом-допуском та з дотриманням безпечних відстаней [3]. Навіть якщо об'єкт дипломного проєкту не є частиною магістрального нафтопроводу, ці положення корисні як орієнтир для організації безпечної реконструкції діючого нафтогосподарського об'єкта.

Міжнародним стандартом для проєктування і виготовлення зварних сталевих резервуарів є API Standard 650 «Welded Tanks for Oil Storage». API повідомляє про публікацію тринадцятого видання цього стандарту, призначеного для забезпечення безпеки, сталості та екологічної ефективності резервуарів для зберігання нафти [4]. У дипломному проєкті API 650 доцільно використовувати для обґрунтування конструктивних рішень нових або реконструйованих резервуарів: товщини листів, поясів стінки, вузлів покрівлі, днища, патрубків, люків, сходів, майданчиків і вимог до зварювання.

Для існуючих резервуарів ключове значення має API Standard 653 «Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction». Цей стандарт охоплює інспекцію, ремонт, переобладнання, зміну конструкції та реконструкцію надземних сталевих резервуарів, побудованих за API 650 або подібними нормами [5]. Він розглядає мінімально допустиму товщину металу, оцінку корозії, осідання, ремонт днища й стінки, гідравлічні випробування та кваліфікацію інспекторів. Для дипломного проєкту API 653 є методичною основою розділу про оцінку технічного стану і вибір варіанту реконструкції:

ремонт, посилення, заміна окремих елементів або виведення резервуара з експлуатації.

Додатково до API 650 і API 653 корисно враховувати API RP 651 щодо катодного захисту надземних резервуарів і API RP 652 щодо внутрішніх захисних покриттів днищ резервуарів. У програмі сертифікації інспекторів API 653 ці документи прямо включені до бази знань разом із API 650, API 653, API 577 та іншими документами з інспекції і зварювання [6]. Це підтверджує, що сучасний підхід до реконструкції не обмежується механічною заміною металу, а включає захист від внутрішньої та зовнішньої корозії.

Міжнародна практика пожежної безпеки резервуарів із легкозаймистими та горючими рідинами часто спирається на NFPA 30 «Flammable and Combustible Liquids Code». NFPA описує цей код як документ, що стосується безпечного зберігання і поводження з легкозаймистими та горючими рідинами [7]. При адаптації до українського проєкту NFPA 30 може використовуватися як додаткове джерело для порівняння підходів до класифікації рідин, обвалування, вентиляції, пожежних відстаней і вибору засобів захисту.

Для екологічної частини дипломного проєкту важливими є документи і дослідження щодо контролю летких органічних сполук. EPA у матеріалах щодо зберігання нафтових рідин у резервуарах із нерухомою покрівлею розглядає внутрішні плаваючі покрівлі як спосіб зменшення парового простору і втрат від випаровування [8]. Сучасні дослідження також підтверджують, що тип покрівлі, ущільнення, режим заповнення, температура і властивості продукту істотно впливають на VOC-викиди [9, 10].

### **1.3. Конструктивні рішення для сталевих вертикальних резервуарів**

Найпоширенішим типом є вертикальний сталевий резервуар, що складається з днища, циліндричної стінки, покрівлі, патрубків, люків, драбин, майданчиків, вентиляційної або дихальної арматури, вимірювальних пристроїв і

системи заземлення. Стінка резервуара зазвичай формується з кількох поясів, товщина яких зменшується від нижнього пояса до верхнього відповідно до гідростатичного тиску рідини. Розрахункова товщина поясів залежить від діаметра резервуара, висоти наливу, густини продукту, допустимих напружень, корозійного припуску та технологічних вимог до зварювання.

Для орієнтовного визначення місткості вертикального резервуара використовується залежність:  $V = \pi \cdot D^2 \cdot H / 4$ , де  $V$  — геометричний об'єм резервуара,  $D$  — внутрішній діаметр,  $H$  — висота циліндричної частини. У дипломному проєкті цю формулу доцільно застосовувати лише для попередньої оцінки, оскільки фактична корисна місткість залежить від допустимого рівня наливу, об'єму підтоварної води, конструкції днища, мертвого залишку, температурного розширення продукту та вимог до аварійного запасу вільного об'єму.

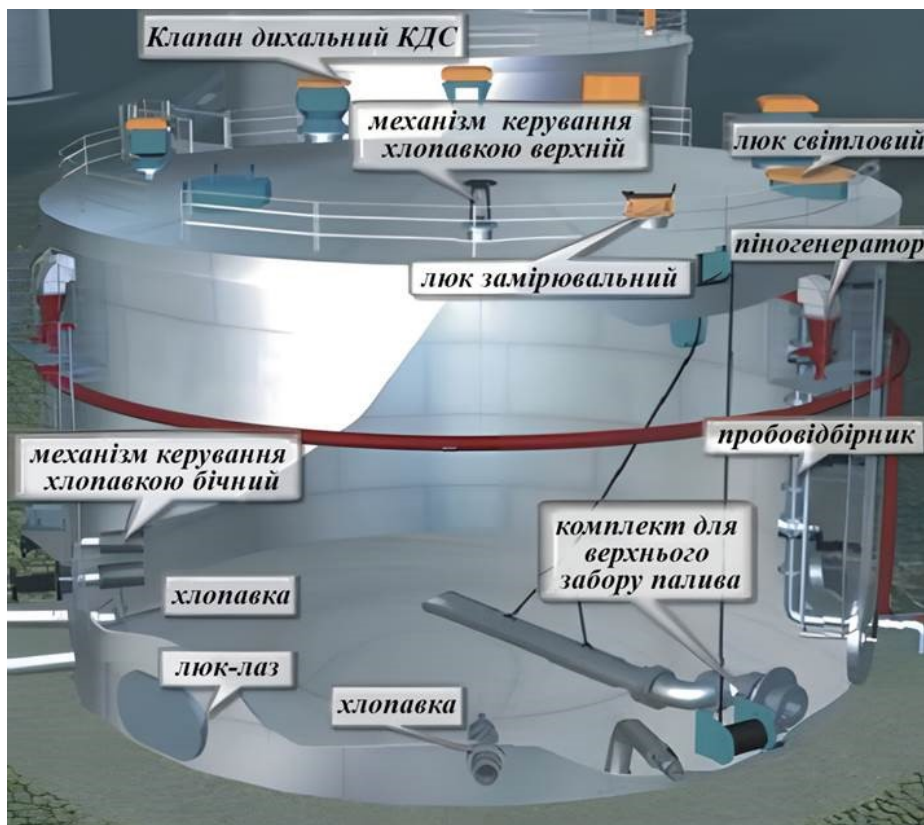


Рисунок 1.2 – Обладнання вертикального сталевого резервуара

Резервуари з нерухомою покрівлею конструктивно простіші, дешевші та зручніші для зберігання менш летких нафтопродуктів, але для бензинів і легких фракцій вони можуть мати значні втрати від випаровування. Внутрішня плаваюча покрівля або понтон зменшує об'єм газового простору над продуктом, знижує концентрацію парів у вільному просторі, зменшує втрати продукту та екологічне навантаження. У літературі зазначається, що внутрішні плаваючі покрівлі можуть суттєво зменшувати VOC-викиди порівняно з резервуарами з нерухомою покрівлею; в окремих джерелах наводиться оцінка зниження до 98 % залежно від умов застосування [9].

Зовнішня плаваюча покрівля застосовується переважно для великих резервуарів з леткими рідинами. Її перевага полягає в мінімізації парового простору, але конструкція потребує ефективного ущільнення, дренажу дощової води, контролю перекосу покрівлі, захисту від вітрових навантажень і регулярної інспекції. Для реконструкції діючого резервуарного парку часто більш реалістичним рішенням є встановлення внутрішньої плаваючої покрівлі у резервуар із наявною нерухомою покрівлею, якщо це дозволяють геометрія, стан стінки, несуча здатність основи та умови експлуатації.

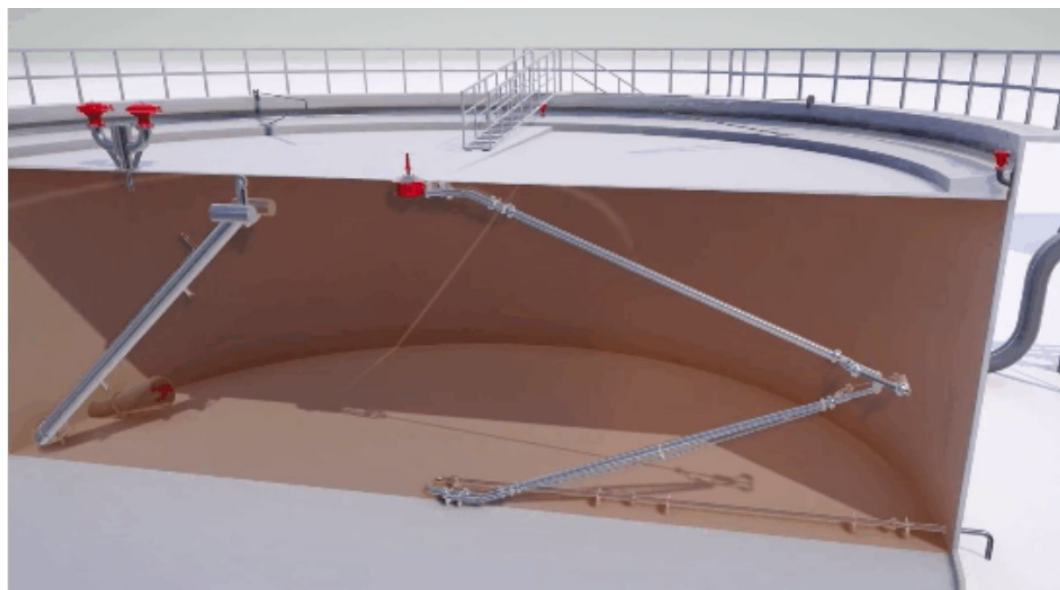


Рисунок 1.3 – Зовнішня плаваюча покрівля резервуару

Днище резервуара є одним із найбільш вразливих елементів. Воно працює в умовах контакту з продуктом, підтоварною водою, осадами, агресивними домішками та вологим ґрунтом з боку основи. Типовими дефектами є локальна і рівномірна корозія, виразки, тріщини в зварних швах, деформації крайок, просідання, втрати герметичності та пошкодження захисного покриття. При реконструкції можливі рішення включають заміну окремих листів днища, укладання нового днища поверх старого із проміжним шаром контролю витоків, влаштування антикорозійного покриття, катодного захисту та системи виявлення піддонних протікань.

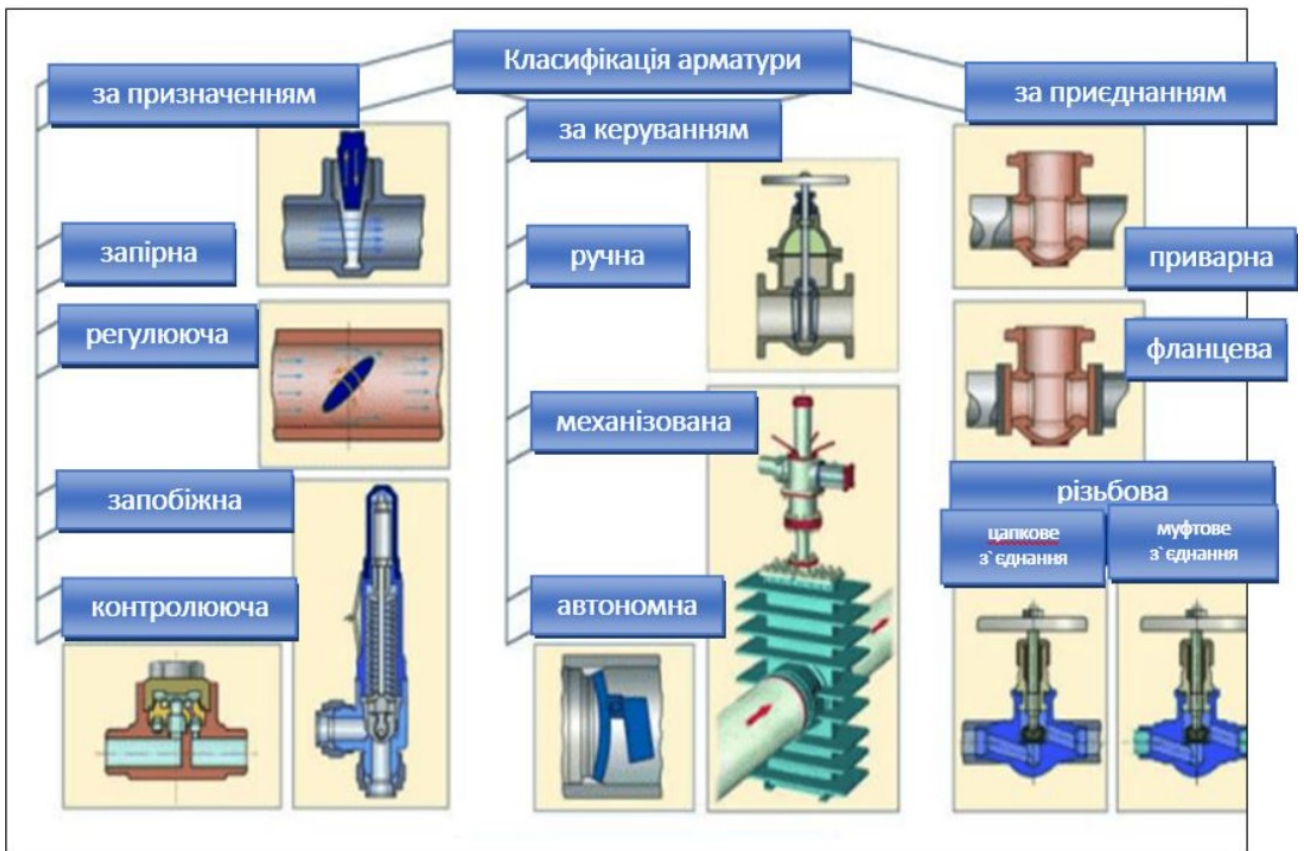


Рисунок 1.4 – Запірна і запобіжна арматура

Запірна і запобіжна арматура повинна забезпечувати безпечно відключення резервуара, захист від переповнення, вирівнювання тиску, відведення парів, пожежну ізоляцію та можливість ремонту. Для резервуарів із

леткими продуктами особливо важливі дихальні клапани, вогнеперешкоджувачі, аварійні клапани, датчики граничного рівня, сигналізація верхнього рівня, блокування насосів та дистанційне керування засувками. Заміна ручної арматури на електроприводну або пневмоприводну може бути доцільною, якщо це підвищує швидкість аварійного відсікання та зменшує вплив людського фактора.

Основи і фундаменти резервуарів мають забезпечувати рівномірну передачу навантаження на ґрунт, відведення води, стійкість до морозного здимання, осідання та локальних деформацій. Для припортових і приморських територій додатково важливі високий рівень ґрунтових вод, агресивність середовища, можливість підтоплення, солевмісність і нерівномірні осідання насипних ґрунтів. Тому реконструкція повинна передбачати геодезичне обстеження резервуарів, контроль овальності, вертикальності, осідання окрайки і центру днища, а також оцінку стану дренажу навколо резервуарів.

#### **1.4. Технічний стан, діагностика та типові дефекти резервуарів**

Науково-технічна література щодо реконструкції резервуарів наголошує, що головним етапом перед вибором інженерного рішення є оцінка придатності до подальшої експлуатації. API 653 прямо орієнтований на інспекцію, ремонт, зміну конструкції і реконструкцію надземних резервуарів, а сучасні огляди підкреслюють необхідність поєднання візуального контролю, вимірювання товщини, контролю зварних швів, оцінки осідань, аналізу корозійних механізмів і розрахунку залишкового ресурсу [5, 11].

Основними причинами погіршення технічного стану резервуарів є атмосферна корозія зовнішніх поверхонь, внутрішня корозія днища і нижніх поясів, корозія під ізоляцією, пошкодження лакофарбових покриттів, накопичення підтоварної води, осадів і механічних домішок, втома металу в місцях циклічного навантаження, дефекти зварювання, нерівномірні осідання,

гідроудари та помилки експлуатації. У світлих нафтопродуктах внутрішня корозія часто пов'язана з водою і домішками, а у важчих продуктах — з відкладеннями, сірчистими сполуками та утрудненим очищенням.

Діагностика резервуарів поділяється на зовнішню без виведення з експлуатації і внутрішню після звільнення, очищення та дегазації резервуара. Зовнішнє обстеження включає огляд стінки, покрівлі, фундаменту, драбин, майданчиків, патрубків, обвалування, заземлення, дренажу і стану фарбування. Внутрішнє обстеження дозволяє оцінити днище, внутрішні зварні шви, стан покриттів, корозійні виразки, тріщини, локальні втрати металу, стан плаваючої покрівлі або понтона, ущільнень і внутрішніх опор.

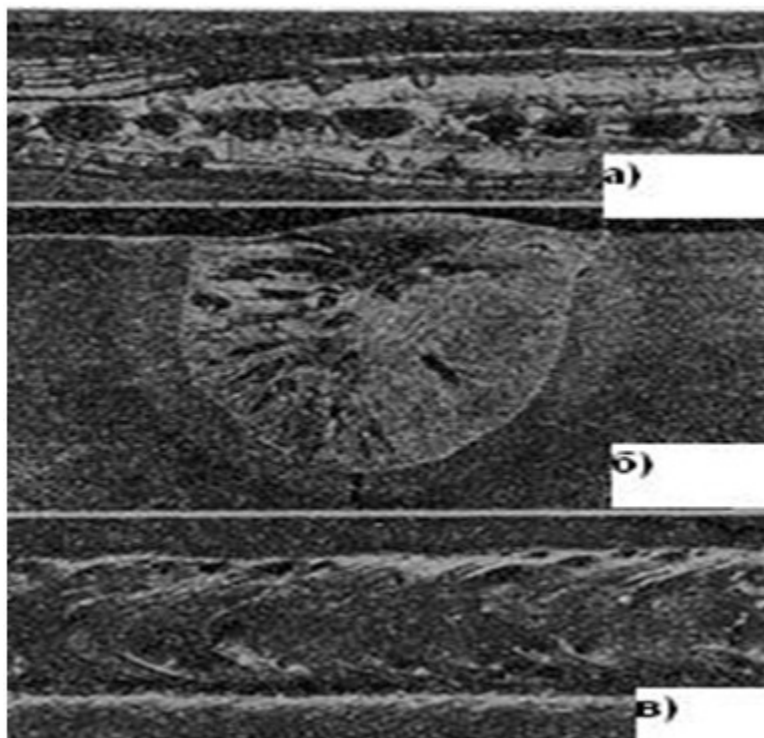


Рисунок 1.6 – Дефекти при зварюванні

До основних методів неруйнівного контролю належать ультразвукова товщинометрія, магнітопорошковий контроль, капілярний контроль, радіографія, вакуум-камерний контроль швів днища, акустична емісія, лазерне сканування, геодезичний контроль і роботизовані засоби інспекції. Сучасний

огляд методів контролю резервуарів підкреслює, що поєднання класичних NDT-методів із цифровою обробкою даних дозволяє підвищити економічність та інформативність оцінювання технічного стану [11].

Акустико-емісійний контроль є перспективним для первинного скринінгу стану днища без повного розкриття всієї поверхні. У публікації 2026 року щодо оцінки корозії днищ нафтових резервуарів на морському терміналі акустико-емісійні випробування використовувалися для виявлення і локалізації зон корозійного процесу [12]. Для дипломного проєкту це може бути використано як обґрунтування застосування сучасної діагностики перед прийняттям рішення про заміну днища або встановлення системи контролю витоків.

Лазерне сканування і 3D-модельовання резервуарів дають змогу отримати карту геометричних відхилень стінки, овальності, вм'ятин, локальних деформацій і нерівномірних осідань. Це особливо актуально при реконструкції резервуарів, що експлуатувалися багато років, оскільки зовнішній огляд не завжди дозволяє виявити деформації, які впливають на стійкість оболонки. Дані 3D-сканування можуть бути використані для побудови розрахункової моделі, перевірки напружено-деформованого стану та планування ремонтних робіт.

Оцінка корозійного стану повинна включати не тільки вимірювання фактичної товщини, а й прогноз швидкості корозії. Для цього використовують попередні протоколи інспекції, дані про продукт, наявність води, результати аналізу осадів, агресивність ґрунтів і ефективність захисних покриттів. Якщо швидкість корозії висока, просте нарощування товщини або локальний ремонт не вирішує проблему; потрібні системні заходи: внутрішнє покриття, катодний захист, покращення дренажу, контроль підтоварної води та регулярний моніторинг.

Для резервуарів із плаваючими покрівлями типові дефекти включають порушення герметичності понтонів, зношування ущільнень, заклинювання напрямних, накопичення води на покрівлі, пошкодження дренажної системи та

нерівномірне переміщення покрівлі при зміні рівня продукту. Внаслідок цього можуть зростати VOC-викиди, виникати ризик займання парів, погіршуватися точність обліку та збільшуватися витрати на обслуговування. У роботах щодо VOC-викидів зазначається, що тип ущільнення і конструкція плаваючого диска є важливими факторами зменшення неорганізованих викидів [10].

Результатом діагностики для дипломного проєкту має бути дефектна відомість, у якій для кожного резервуара зазначаються: тип і місткість, рік введення або останнього ремонту, продукт, стан днища, стінки, покрівлі, фундаменту, арматури, обвалування, заземлення, систем пожежогасіння та КВПіА. На основі цієї відомості резервуари можна класифікувати за пріоритетом реконструкції: першочергові аварійно-небезпечні, такі, що потребують планового ремонту, та такі, що можуть експлуатуватися після модернізації контролю й захисту.

### **1.5. Технологічні схеми приймання, зберігання і відпуску нафтопродуктів**

Технологічна схема резервуарного парку повинна забезпечувати приймання нафтопродуктів із зовнішнього транспорту, перекачування у відповідні резервуари, зберігання з контролем якості та кількості, відпуск споживачам, дренавання підтоварної води, очищення резервуарів і аварійне перекачування. При реконструкції важливо не тільки замінити окремі насоси чи трубопроводи, а й оптимізувати всю технологічну логіку, щоб уникнути перехресного забруднення продуктів, зайвих перекачувань, застійних зон і небезпечних операцій ручного перемикавання.

Насосне обладнання резервуарного парку повинно відповідати властивостям продуктів, продуктивності зливу-наливу, довжині трубопроводів, перепаду висот, гідравлічним втратам і вимогам вибухозахищеного виконання. Для бензинів і дизельного пального зазвичай застосовують відцентрові насоси,

для більш в'язких продуктів можуть знадобитися насоси іншого типу або підігрівання. У дипломному проєкті доцільно передбачити резервування насосів, запірну арматуру на всмоктуванні та нагнітанні, зворотні клапани, фільтри, компенсатори, контрольно-вимірювальні прилади і можливість безпечного ремонту.

Трубопроводи резервуарного парку повинні мати чітке маркування, ухили для спорожнення, дренажні пристрої, засоби компенсації температурних деформацій, електричну неперервність для заземлення, антикорозійний захист і мінімальну кількість фланцевих з'єднань у потенційно небезпечних місцях. Реконструкція часто включає заміну зношених ділянок, оптимізацію колекторів, встановлення нових вузлів обліку, дистанційно керованих засувок і системи контролю тиску.

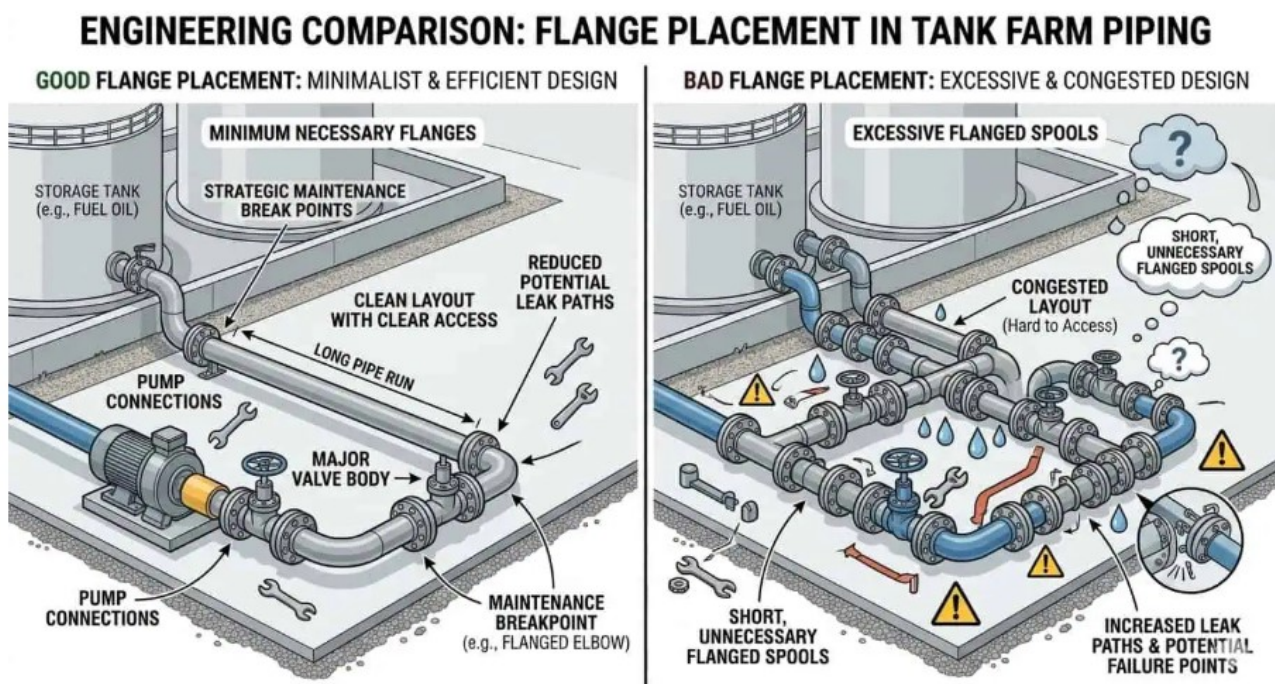


Рисунок 1.7 – Трубопроводи до резервуару

Особливу увагу слід приділити зливно-наливним операціям, оскільки саме вони супроводжуються інтенсивним рухом продукту, можливим переливом,

утворенням парів, статичною електрикою та людським фактором. Для автомобільного наливу доцільне застосування нижнього наливу, системи рекуперації парів, заземлення автоцистерн, автоматичного припинення наливу при досягненні заданого рівня та блокування операції за відсутності заземлення. Для залізничного зливу важливі герметичні рукави, контроль температури, захист від переливу, освітлення у вибухозахищеному виконанні та локальний збір аварійних проливів.

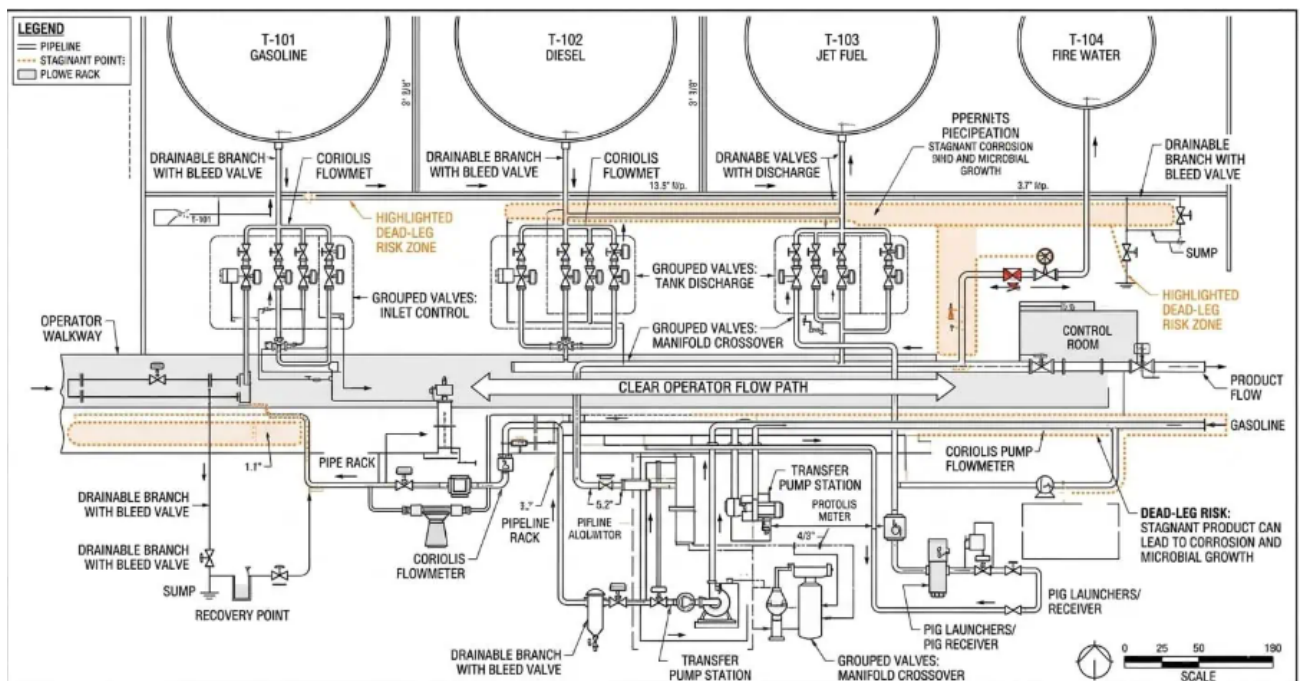


Рисунок 1.8 – Компонівка трубопроводів резервуарного парку

Комерційний облік нафтопродуктів має базуватися на вимірюванні рівня, температури, густини, об'єму та маси з урахуванням температурних поправок. Традиційні ручні заміри рулеткою і термометрами залишаються резервним методом, але для реконструйованого парку доцільні автоматизовані рівнеміри, датчики температури по висоті резервуара, сигналізатори верхнього і нижнього рівня, витратоміри на лініях відпуску та інтеграція з системою диспетчеризації. Це дозволяє зменшити втрати, підвищити точність балансу і прискорити виявлення несанкціонованих або аварійних змін рівня.

Для забезпечення якості продукту необхідно передбачити відбір проб, контроль води й механічних домішок, дренажу підтоварної води та недопущення змішування різних марок пального. Внутрішні трубопроводи повинні бути спроектовані так, щоб мінімізувати залишки попереднього продукту при перемиканні. Для світлих нафтопродуктів особливо важливі чистота трубопроводів, герметичність резервуарів та контроль потрапляння води, оскільки навіть невелика кількість води погіршує експлуатаційні властивості пального.

При реконструкції доцільно розглянути секціонування резервуарного парку за видами продуктів і небезпекою, а також створення аварійної схеми перекачування з пошкодженого резервуара до резервного або аварійного. Така схема повинна бути передбачена ще на стадії проектування трубопроводів і насосної, оскільки в аварійній ситуації час перемикання та доступність запірної арматури мають критичне значення.

### **1.6. Сучасні напрями реконструкції: автоматизація, моніторинг і енергоефективність**

Сучасна реконструкція резервуарного парку повинна передбачати перехід від локального ручного керування до автоматизованої системи моніторингу і диспетчеризації. Мінімальний склад такої системи включає автоматизовані рівнеміри, датчики температури, сигналізатори верхнього аварійного рівня, датчики тиску і вакууму, контроль положення засувки, облік витрати на лініях приймання та відпуску, датчики загазованості, пожежну сигналізацію, контроль насосів і інтеграцію з архівом технологічних даних.

Автоматизована система дозволяє виявляти переповнення, різке падіння рівня, невідповідність балансу, перегрів продукту, відмову дихальної арматури, несанкціоноване відкриття засувки або зростання загазованості. У порівнянні з ручним контролем це зменшує ризик людської помилки та скорочує час

реагування. Для дипломного проекту доцільно запропонувати структурну схему автоматизації, у якій польові датчики підключаються до шаф керування, далі — до операторської станції та системи аварійної сигналізації.

Цифровізація технічного обслуговування передбачає ведення електронного паспорта кожного резервуара, у якому зберігаються дані про рік будівництва, матеріал, геометрію, продукт, результати обстежень, товщинометрію, ремонти, заміни арматури, стан покриття, дані про осідання та аварійні події. На основі цих даних можна формувати ризик-орієнтований план інспекції: резервуари з високою корозійною активністю або старими дефектами перевіряються частіше, а ресурси ремонту спрямовуються туди, де ризик найбільший.

У наукових працях 2025 року щодо методів оцінювання резервуарів підкреслюється роль сучасних технологій неруйнівного контролю, обробки даних і прогнозування строку служби [11]. Це дає підставу рекомендувати для реконструкції «Одесанафтопродукту» не лише разове обстеження перед проєктуванням, а й створення системи періодичного моніторингу. Особливо корисним може бути поєднання товщинометрії, акустичної емісії, геодезичного контролю та цифрових карт дефектів.

Енергоефективність резервуарного парку пов'язана переважно з роботою насосів, підігрівом в'язких продуктів, освітленням, вентиляцією, приводами засувки і системами контролю. Для насосів доцільно застосовувати частотне регулювання, оптимізувати гідравлічні режими, зменшувати зайве дроселювання, уникати роботи далеко від оптимальної точки і забезпечувати правильний вибір діаметрів трубопроводів. Для темних нафтопродуктів важливим є теплоізоляційний захист трубопроводів і резервуарів, автоматичне регулювання підігріву та мінімізація втрат тепла.

Реконструкція освітлення повинна передбачати вибухозахищені світильники, енергоефективні LED-рішення, зонування за потребою, аварійне

освітлення шляхів евакуації та забезпечення достатньої видимості на зливно-наливних ділянках. При цьому не можна розглядати енергозбереження окремо від безпеки: зменшення освітленості або відключення вентиляції з метою економії є неприпустимими, якщо це погіршує умови праці та підвищує ризик аварії.

Ще одним напрямом є підвищення екологічної ефективності через контроль парів. На вузлах наливу бензинів доцільна система рекуперації парів, яка повертає або утилізує пари нафтопродуктів, що витісняються з цистерн під час заповнення. Це знижує втрати продукту, запахове навантаження і ризик утворення вибухонебезпечної зони. У наукових роботах 2024–2026 років VOC-викиди від резервуарів розглядаються як суттєвий фактор промислового забруднення та запахового впливу [10, 14].

Для умов воєнних і післявоєнних ризиків в Україні доцільно також розглядати підвищення стійкості резервуарного парку: дублювання критичних систем, резервні джерела електроживлення для автоматики і пожежних насосів, можливість швидкого аварійного перекачування, відеомоніторинг, фізичний захист вузлів керування та створення планів локалізації і ліквідації аварійних ситуацій.

### **1.7. Узагальнення технічних рішень для об'єкта «Одесанафтопродукт»**

З урахуванням розглянутих джерел реконструкція резервуарного парку «Одесанафтопродукт» має бути комплексною і виконуватися поетапно. На першому етапі необхідно зібрати вихідні дані: генеральний план, перелік резервуарів, паспорти, акти попередніх оглядів, схеми трубопроводів, дані про продукти, продуктивність зливу-наливу, стан насосів, електропостачання, пожежного водопроводу, каналізації, обвалування та систем обліку. Без цього

неможливо обґрунтовано вибрати між ремонтом, модернізацією або заміною обладнання.

Другий етап повинен включати технічне обстеження резервуарів. Для кожного резервуара доцільно виконати зовнішній огляд, товщинометрію стінки, контроль покрівлі, оцінку основи, перевірку заземлення, аналіз стану арматури і дихальних клапанів. Для резервуарів із високим ризиком слід передбачити внутрішній огляд із очищенням, вакуум-контроль швів днища, ультразвуковий контроль, а за можливості — акустико-емісійний контроль днища або 3D-сканування геометрії.



Рисунок 1.9 – Технічне обстеження резервуарного парку

Третій етап — вибір конструктивних заходів. Для резервуарів зі світлими нафтопродуктами рекомендовано розглянути встановлення внутрішніх плаваючих покрівель, заміну ущільнень, модернізацію дихальної арматури, світловідбивне покриття зовнішньої поверхні, датчики верхнього аварійного рівня і автоматичне блокування насосів. Для резервуарів із темними продуктами

доцільно зосередитися на стані днища, підігріві, теплоізоляції, очищенні осадів, дренажі та енергоефективності насосів.

Четвертий етап — реконструкція технологічних трубопроводів і насосної. Доцільно передбачити секціонування колекторів, мінімізацію перехресних перемикачів, заміну зношених ділянок, дистанційно керовану арматуру на критичних лініях, контроль тиску, витрати і положення засувки. Насоси мають бути підібрані за реальними гідравлічними режимами, а для змінних витрат бажано застосувати частотне регулювання. Потрібно забезпечити резервування насосів і можливість аварійного перекачування з одного резервуара в інший.

П'ятий етап — модернізація пожежної та екологічної інфраструктури. Необхідно перевірити місткість і герметичність обвалування, стан пожежного водопроводу, піногенераторів, запасу піноутворювача, лафетних стволів, пожежних проїздів і водовідведення. Система каналізації має відокремлювати забруднені нафтопродуктами стоки та спрямовувати їх на локальне очищення. На вузлах наливу легких продуктів доцільно розглянути систему рекуперації парів і герметичні наливні пристрої.

Шостий етап — автоматизація і цифровий паспорт об'єкта. Для диспетчеризації слід передбачити рівнеміри, термодатчики, сигналізатори граничних рівнів, датчики загазованості, контроль насосів, засувки, пожежної сигналізації та архів технологічних параметрів. Це дозволить перейти до планово-попереджувального та ризик-орієнтованого технічного обслуговування, що відповідає сучасним підходам API 653 і науковим рекомендаціям щодо оцінювання технічного стану резервуарів.

Для дипломного проєкту доцільно сформулювати основне проєктне рішення так: реконструкція резервуарного парку передбачає підвищення безпеки й ефективності зберігання нафтопродуктів шляхом технічного обстеження резервуарів, ремонту або заміни дефектних елементів, встановлення сучасних систем контролю рівня і загазованості, модернізації насосно-

трубопровідної обв'язки, удосконалення обвалування, систем пожежогасіння, збору забруднених стоків і заходів зі зменшення втрат від випаровування.

## **1.8. Результати аналізу науково-технічної літератури стосовно реконструкцій резервуарних парків**

1. Резервуарний парк підприємства нафтопродуктозабезпечення є складним об'єктом підвищеної небезпеки, де технічні, пожежні, екологічні та технологічні рішення повинні розглядатися як єдина система.

2. Основними нормативними джерелами для дипломного проекту є ВБН В.2.2-58.1-94\*, Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів, правила безпеки під час експлуатації нафтогосподарських об'єктів, а також міжнародні стандарти API 650, API 653, API 651, API 652 і NFPA 30. Українські документи задають обов'язкову нормативну рамку, а стандарти API і NFPA можуть використовуватися як сучасна технічна база для обґрунтування конструктивних та експлуатаційних рішень.

3. Найбільш характерними проблемами діючих резервуарів є корозія днища і нижніх поясів, дефекти зварних швів, осідання основи, зношування покрівлі та ущільнень, несправність дихальної арматури, недостатня точність обліку і застарілі системи пожежогасіння.

4. Для зменшення втрат нафтопродуктів і VOC-викидів доцільно використовувати внутрішні плаваючі покрівлі, ефективні ущільнення, герметичні вузли наливу, рекуперацію парів, світловідбивні покриття резервуарів та автоматизований контроль рівня і температури. Такі заходи мають одночасно економічний, екологічний і безпековий ефект.

5. Для підвищення надійності резервуарного парку «Одесанафтопродукт» рекомендовано передбачити модернізацію насосно-трубопровідної обв'язки, дистанційне керування критичною арматурою, резервування насосів, аварійне

перекачування, контроль загазованості, реконструкцію обвалування та системи збору нафтовмісних стоків.

**Таблиця 1.1 – Узагальнення напрямів реконструкції резервуарного парку**

Напрямок реконструкції	Типова проблема	Рекомендоване рішення	Очікуваний результат
Резервуари	Корозія днища, дефекти швів	Товщинометрія, ремонт днища, покриття, катодний захист	Продовження ресурсу, зменшення ризику витоків
Покрівлі та ущільнення	Втрати від випаровування, VOC-викиди	Внутрішня плаваюча покрівля, подвійні ущільнення	Зниження втрат продукту та запахового навантаження
Трубопроводи	Зношення, застійні зони, ручне перемикання	Заміна зношених ділянок, секціонування, електроприводна арматура	Підвищення надійності та керованості
Насосна станція	Низька енергоефективність, відсутність резервування	Підбір насосів за режимами, частотне регулювання, резервування	Зменшення енергоспоживання і простоїв
Пожежна безпека	Недостатній запас води/піни, застаріле обладнання	Стаціонарне піногасіння, перевірка пожежного водопроводу	Скорочення часу реагування на пожежу
Екологія	Нафтовмісні стоки, проливи, пари	Герметичне обвалування, локальні очисні споруди, рекуперація парів	Зменшення забруднення ґрунту, води і повітря
Автоматизація	Ручний облік, ризик переповнення	Рівнеміри, датчики температури, сигналізатори рівня, SCADA	Підвищення точності обліку і безпеки

## 1.8. Основні функції АТ «Одеснафтопродукт»

АТ «Одеснафтопродукт» є підприємством нафтопродуктозабезпечення, основна діяльність якого пов'язана з прийманням, зберіганням, обліком, внутрішнім переміщенням і відвантаженням нафти та світлих нафтопродуктів. За відкритими реєстраційними даними, основний КВЕД підприємства — 52.24 “Транспортне оброблення вантажів”, а серед пов'язаних напрямів діяльності також зазначаються складське господарство та операції з нафтопродуктами [26]

Основні функції АТ «Одеснафтопродукт» наступні.

#### **1. Приймання нафтопродуктів**

Підприємство забезпечує приймання нафти та світлих нафтопродуктів, що надходять залізничним, водним або трубопровідним транспортом. До цієї функції належать операції з підключення комунікацій, контролю якості, вимірювання об'єму та оформлення приймально-здавальної документації.

#### **2. Зберігання нафтопродуктів у резервуарному парку**

Однією з ключових функцій підприємства є зберігання нафтопродуктів у вертикальних і горизонтальних сталевих резервуарах. Резервуарний парк забезпечує накопичення необхідних запасів палива, підтримання технологічних режимів зберігання, контроль герметичності, рівня, температури та стану продукту.

#### **3. Відвантаження нафтопродуктів споживачам**

АТ «Одеснафтопродукт» виконує відпуск нафтопродуктів через технологічні трубопроводи, залізничні естакади, автомобільні наливні пункти або інші вузли відвантаження. Відвантаження супроводжується кількісним обліком, контролем якості та дотриманням вимог пожежної й екологічної безпеки.

#### **4. Перекачування та внутрішнє транспортування продуктів**

Підприємство забезпечує переміщення нафтопродуктів між резервуарами, насосними станціями, зливно-наливними естакадами та пунктами відвантаження. Для цього використовуються насосні агрегати, технологічні трубопроводи, запірні арматури, фільтри, засоби контролю тиску та витрати.

## **5. Комерційний і технологічний облік нафтопродуктів**

Важливою функцією є точний облік кількості прийнятих, збережених і відвантажених нафтопродуктів. Для цього застосовуються рівнеміри, витратоміри, засоби температурного контролю, пробовідбірні пристрої та системи автоматизованого обліку.

## **6. Забезпечення пожежної та промислової безпеки**

Оскільки нафтопродукти є пожежонебезпечними речовинами, підприємство виконує комплекс заходів із запобігання аваріям: утримання обвалування резервуарів, систем пожежогасіння, блискавкозахисту, заземлення, вентиляції, контролю загазованості та аварійної сигналізації.

## **7. Екологічний контроль і зменшення втрат нафтопродуктів**

До функцій підприємства належить запобігання забрудненню ґрунту, води й атмосферного повітря. Особливу увагу приділяють зменшенню втрат від випаровування, герметизації резервуарів, контролю стану днищ, трубопроводів, зливно-наливних пристроїв і систем збору аварійних проливів.

## **8. Технічне обслуговування та ремонт обладнання**

Підприємство здійснює експлуатаційне обслуговування резервуарів, насосного обладнання, трубопроводів, запірної арматури, контрольно-вимірювальних приладів і систем автоматики. Також проводяться діагностика, очищення, дефектоскопія, антикорозійний захист і ремонт резервуарів.

## **9. Забезпечення стабільної роботи нафтопродуктової інфраструктури регіону**

АТ «Одеснафтопродукт» виконує логістичну функцію в системі постачання пального, забезпечуючи приймання, зберігання та подальший розподіл нафтопродуктів для промислових, транспортних, комунальних і комерційних споживачів.

## **2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА**

### **2.1. Призначення та склад технологічної частини проекту**

Метою реконструкції є підвищення надійності та безпеки експлуатації резервуарного парку, зниження втрат нафтопродуктів від випаровування, модернізація трубопровідної обв'язки та насосного обладнання, впровадження сучасних засобів автоматизованого обліку, контролю рівня, температури, тиску, герметичності та загазованості. Особливого значення набувають заходи з підвищення пожежної, промислової та екологічної безпеки, оскільки резервуарні парки належать до потенційно небезпечних виробничих об'єктів.

У технологічній частині прийнято проектний підхід: фактичні паспортні характеристики конкретних резервуарів підприємства мають уточнюватися за матеріалами переддипломної практики, технічного завдання, інвентаризаційних планів і результатів технічного обстеження. Наведені нижче технічні рішення, розрахункові залежності та послідовність реконструкції можуть бути використані як основа для розроблення дипломного проекту.

### **2.2. Вихідні дані для проєктування реконструкції**

Прийнято, що резервуарний парк призначений для зберігання світлих нафтопродуктів: дизельного палива, бензину автомобільного та, за потреби, інших товарних продуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. Зберігання таких продуктів повинно здійснюватися в сталевих вертикальних або горизонтальних резервуарах, оснащених дихальною арматурою, системами контролю рівня, пробовідбору, заземлення, блискавкозахисту, протипожежного захисту та обвалуванням.

При реконструкції резервуарного парку доцільно прийняти такі основні завдання: заміна або капітальний ремонт резервуарів з незадовільним технічним станом; відновлення антикорозійного захисту; модернізація днищ, покрівель,

люків, патрубків і дихальної арматури; реконструкція технологічних трубопроводів; заміна морально застарілих насосів на більш енергоефективні агрегати; встановлення систем автоматизованого контролю рівня й температури; впровадження системи раннього виявлення витоків; удосконалення системи пожежогасіння та екологічного захисту.

Таблиця 2.1 – Характеристика резервуарного парку для реконструювання

<b>Показник</b>	<b>Прийняте значення або характеристика</b>
Тип об'єкта	Резервуарний парк підприємства нафтопродуктозабезпечення
Основні продукти	Дизельне паливо, бензин автомобільний, інші світлі нафтопродукти за завданням
Основні операції	Приймання, зберігання, перекачування, облік, відвантаження
Основне обладнання	Резервуари РВС/РГС, насосні агрегати, трубопроводи, запірні арматури, вузли обліку
Основні напрями реконструкції	Підвищення герметичності, автоматизація, протипожежний захист, антикорозійний захист, зменшення втрат
Нормативна база	ВБН В.2.2-58.1-94*, Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів, АРІ 650, АРІ 653, ДБН і ДСТУ за профілем проєкту

### **2.3. Загальна характеристика технологічної схеми резервуарного парку**

Технологічна схема резервуарного парку передбачає послідовне виконання операцій приймання нафтопродукту, його перекачування до

відповідного резервуара, тимчасового зберігання з контролем якості й кількості, а також подальшого відвантаження споживачам або на інші технологічні об'єкти. До складу схеми входять зливно-наливні пристрої, насосна станція, технологічні трубопроводи, резервуари, вузли обліку, запірно-регулююча арматура, фільтри, дренажні лінії, системи збору аварійних проливів і протипожежні мережі.

Таблиця 2.2 – Основні операції та обладнання

Етап	Основні операції	Обладнання
Приймання	Злив продукту, контроль якості, вимірювання кількості	Зливна естакада, фільтр, витратомір, приймальний колектор
Перекачування	Створення необхідного напору та витрати	Відцентрові насоси, електродвигуни, засувки, зворотні клапани
Зберігання	Підтримання запасу, контроль рівня, температури, герметичності	РВС/РГС, дихальна арматура, рівнеміри, датчики температури
Відвантаження	Подача продукту на налив або в зовнішню мережу	Насоси, наливні стояки, вузли обліку, рукави, арматура
Безпека	Запобігання пожежі, витокам і забрудненню довкілля	Обвалування, пожежогасіння, заземлення, газоаналізатори, аварійні ємності

У реконструйованій схемі доцільно забезпечити роздільні лінії для різних видів продуктів, щоб запобігти змішуванню бензину, дизельного палива та інших нафтопродуктів. На ділянках перемикання встановлюються засувки або кульові крани з чітким маркуванням, а відповідальні перемикання повинні виконуватися за технологічними картами. Для підвищення надійності експлуатації передбачаються резервні насосні агрегати та байпасні лінії, що дають можливість виконувати ремонт окремого обладнання без повної зупинки роботи резервуарного парку.

Типова технологічна послідовність роботи резервуарного парку має такий вигляд: надходження продукту на зливну естакаду або в приймальний вузол; проходження через фільтр і вузол обліку; перекачування насосним агрегатом; подача нафтопродукту в резервуар; зберігання з контролем рівня, температури, густини та герметичності; відбір проб; підготовка до відвантаження; перекачування до наливного пункту або зовнішнього трубопроводу; оформлення облікової документації.

#### **2.4. Технологічні операції приймання нафтопродуктів**

Приймання нафтопродуктів може здійснюватися залізничним, автомобільним, трубопровідним або водним транспортом залежно від фактичної інфраструктури підприємства. Для умов АТ «Одеснафтопродукт», розташованого у транспортно-логістичному вузлі м. Одеси, найбільш характерними є операції з приймання та відвантаження через наземну транспортну інфраструктуру, технологічні трубопроводи та резервуарний парк.

Для реконструйованої схеми доцільно передбачити автоматичне блокування подачі продукту при досягненні граничного рівня в резервуарі. Така система повинна включати робочий рівнемір, незалежний аварійний сигналізатор верхнього рівня, світлову та звукову сигналізацію, а також можливість автоматичного закриття електропривідної арматури або зупинки насоса.

#### **2.5. Зберігання нафтопродуктів у резервуарах**

Зберігання світлих нафтопродуктів здійснюється в сталевих резервуарах, конструкція яких має забезпечувати механічну міцність, герметичність, стійкість до корозії, можливість контролю технічного стану та безпечного обслуговування.

Таблиця 2.3 – Основні рішення щодо реконструкції

<b>Елемент резервуара</b>	<b>Функція</b>	<b>Рішення при реконструкції</b>
Днище	Сприйняття навантаження від продукту, герметичність нижньої частини	Контроль товщини, ремонт або заміна листів, протикорозійне покриття, контроль витоків
Стінка	Сприйняття гідростатичного тиску	Ультразвукова товщинометрія, ремонт дефектних ділянок, фарбування
Покрівля	Захист продукту від атмосферних впливів	Герметизація, ремонт настилу, встановлення ефективної дихальної арматури
Дихальна арматура	Компенсація зміни тиску в газовому просторі	Заміна клапанів, перевірка спрацювання, встановлення вогнеперешкоджувачів
Патрубки і люки	Підключення трубопроводів, доступ для огляду	Заміна ущільнень, перевірка фланців, маркування
Заземлення	Відведення статичної електрики	Перевірка опору, відновлення заземлювального контуру

## 2.6. Вибір та обґрунтування резервуарного обладнання

Під час реконструкції резервуарного парку необхідно визначити, які резервуари підлягають подальшій експлуатації після ремонту, які потребують капітального ремонту, а які доцільно вивести з експлуатації та замінити. Рішення приймається на основі результатів технічного діагностування, зокрема візуально-вимірального контролю, ультразвукової товщинометрії, контролю зварних швів, оцінки корозійного зносу, стану фундаменту та обвалування.

Як базове технічне рішення можна прийняти реконструкцію групи вертикальних сталевих резервуарів з модернізацією обладнання та частковою заміною найбільш зношених елементів. Якщо за завданням передбачається

збільшення місткості парку, доцільно встановити новий резервуар типу РВС з антикорозійним покриттям, сучасною системою вимірювання рівня і температури, аварійним сигналізатором верхнього рівня та системою пожежогасіння.

Місткість резервуарного парку повинна забезпечувати необхідний оперативний запас нафтопродуктів. Розрахункова корисна місткість резервуара визначається з урахуванням геометричного об'єму, допустимого максимального рівня наливу, мертвого залишку, температурного розширення продукту та вимог безпечної експлуатації.

Розрахункова корисна місткість може бути визначена за залежністю:

$$V_{\text{кор}} = V_{\text{геом}} \cdot \varphi_{\text{зап}} - V_{\text{мертв}}$$

де  $V_{\text{кор}}$  - корисна місткість резервуара, м<sup>3</sup>;  $V_{\text{геом}}$  - геометричний об'єм, м<sup>3</sup>;  $\varphi_{\text{зап}}$  - коефіцієнт допустимого заповнення;  $V_{\text{мертв}}$  - об'єм мертвого залишку, м<sup>3</sup>.

Для попередніх проектних розрахунків коефіцієнт допустимого заповнення можна приймати в межах 0,90-0,95 залежно від типу продукту, температурного режиму та вимог завдання. Остаточне значення уточнюється за нормативними документами та паспортними характеристиками резервуара.

## **2.7. Насосне обладнання резервуарного парку**

Насосне обладнання призначене для приймання, внутрішнього перекачування та відвантаження нафтопродуктів. У резервуарних парках для світлих нафтопродуктів найчастіше застосовуються відцентрові насоси, які забезпечують стабільну подачу, достатній напір, простоту експлуатації та можливість роботи в автоматизованих схемах. Для в'язких продуктів або допоміжних операцій можуть застосовуватися об'ємні насоси, але для бензину та дизельного палива перевага зазвичай надається відцентровим агрегатам.

При виборі насоса необхідно враховувати розрахункову витрату, необхідний напір, фізико-хімічні властивості продукту, температуру,

вибухопожежну небезпеку середовища, режим роботи, наявність резервування та можливість регулювання продуктивності.

Розрахункова подача насоса визначається за заданим часом перекачування:

$$Q = V / \tau$$

де Q - подача насоса, м<sup>3</sup>/год; V - об'єм продукту, який необхідно перекачати, м<sup>3</sup>; τ - тривалість операції, год.

Повний напір насоса визначається з урахуванням геометричної різниці рівнів, втрат напору в трубопроводах, місцевих опорів і необхідного залишкового тиску на кінцевій ділянці:

$$H = H_{\text{геом}} + h_{\text{тр}} + h_{\text{м}} + H_{\text{зал}}$$

де H - повний напір насоса, м; H<sub>геом</sub> - геометрична складова напору, м; h<sub>тр</sub> - втрати напору на тертя в трубопроводах, м; h<sub>м</sub> - втрати у місцевих опорах, м; H<sub>зал</sub> - необхідний залишковий напір, м.

Таблиця 2.4 – Технічні рішення щодо реконструкції

Вимога до насосної станції	Технічне рішення
Надійність роботи	Встановлення робочого і резервного насосів
Енергоефективність	Застосування частотного регулювання електроприводу
Безпека	Вибухозахищене виконання електрообладнання, заземлення, аварійне вимкнення
Герметичність	Сучасні торцеві ущільнення, контроль витоків
Обслуговування	Запірна арматура до і після насоса, байпас, дренажні лінії
Автоматизація	Контроль тиску, витрати, температури підшипників, сигналізація аварійних режимів

Для підвищення енергоефективності реконструйованої насосної станції доцільно застосувати частотне регулювання електроприводів. Це дає змогу

плавно змінювати подачу, зменшувати гідравлічні удари, знижувати пускові струми та втрати електроенергії під час роботи на часткових навантаженнях.

## 2.8. Технологічні трубопроводи та арматура

Технологічні трубопроводи забезпечують зв'язок між зливно-наливними пристроями, насосною станцією, резервуарами та пунктами відвантаження. Під час реконструкції необхідно перевірити технічний стан трубопроводів, опор, фланцевих з'єднань, компенсаторів, запірної та запобіжної арматури. Особливу увагу слід приділити ділянкам, що працюють під тиском, підземним переходам, місцям можливого накопичення води та зонам корозійного ураження.

Діаметри трубопроводів вибирають за розрахунковою витратою і допустимою швидкістю руху нафтопродукту. Для світлих нафтопродуктів швидкість у напірних трубопроводах зазвичай приймають такою, щоб забезпечити прийнятні втрати напору, уникнути надмірної електризації потоку та гідравлічних ударів. На всіх відповідальних ділянках слід передбачити можливість спорожнення, промивання, продування або дренажу трубопроводу.

Діаметр трубопроводу попередньо визначається за формулою:

$$D = \sqrt{(4Q / (\pi \cdot w))}$$

де  $D$  - внутрішній діаметр трубопроводу, м;  $Q$  - об'ємна витрата, м<sup>3</sup>/с;  $w$  - прийнята швидкість руху рідини, м/с.

Втрати напору на тертя можуть визначатися за формулою Дарсі-Вейсбаха:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot (L/D) \cdot (w^2/(2g))$$

де  $\lambda$  - коефіцієнт гідравлічного тертя;  $L$  - довжина трубопроводу, м;  $D$  - внутрішній діаметр, м;  $w$  - швидкість потоку, м/с;  $g$  - прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>.

Для підвищення технологічної надійності реконструйованого парку доцільно передбачити маркування трубопроводів за продуктами, встановлення

запірної арматури з дистанційним або ручним керуванням, застосування зворотних клапанів після насосів, дренажних ліній у нижніх точках, повітровідвідників у верхніх точках, а також контроль тиску до і після насосного обладнання.

## **2.9. Вузли обліку та контроль якості нафтопродуктів**

Комерційний і технологічний облік є важливою функцією резервуарного парку. Облік повинен забезпечувати достовірне визначення кількості прийнятого, збереженого і відвантаженого продукту. Для цього застосовують витратоміри, автоматизовані рівнеміри, термоперетворювачі, густиноміри, пробовідбірні пристрої, а також програмне забезпечення для формування балансу руху нафтопродуктів.

Під час реконструкції доцільно перейти від переважно ручного вимірювання рівня до автоматизованої системи резервуарного обліку. Така система дозволяє оперативно контролювати рівень, температуру, об'єм, масу продукту, аварійні рівні, швидкість наповнення або спорожнення резервуара, а також формувати архів технологічних параметрів. Дані з рівнемірів і датчиків температури передаються на операторський пункт і можуть інтегруватися з системою диспетчеризації.

Контроль якості включає відбір проб із резервуарів, визначення густини, температури, наявності механічних домішок і води, а також перевірку відповідності показників паспортним характеристикам продукту. Для запобігання змішуванню марок палива необхідно передбачити технологічні регламенти перемикання ліній і маркування арматури.

## **2.10. Автоматизація технологічних процесів**

Автоматизація резервуарного парку є одним з головних напрямів реконструкції. Її завдання полягає в безперервному контролі технологічних

параметрів, своєчасному виявленні аварійних ситуацій, зменшенні впливу людського фактора та підвищенні точності обліку. Система автоматизації повинна охоплювати резервуари, насосну станцію, вузли обліку, зливно-наливні операції, пожежну сигналізацію, газоаналіз і аварійне відключення обладнання.

До складу автоматизованої системи доцільно включити: радарні або сервопривідні рівнеміри; незалежні сигналізатори граничного рівня; датчики температури продукту; датчики тиску на трубопроводах; датчики загазованості в насосній і біля потенційних місць витоку; контролери керування насосами; електропривідну арматуру; операторську панель або SCADA-систему; архів аварійних і технологічних подій.

Таблиця 2.5 – Аналіз приладів

Контрольований параметр	Прилад або система	Призначення
Рівень у резервуарі	Радарний рівнемір, аварійний сигналізатор	Облік, запобігання переливу
Температура продукту	Термоперетворювачі	Перерахунок об'єму, контроль режиму зберігання
Тиск у трубопроводі	Датчики тиску	Контроль роботи насосів, захист від аварій
Витрата продукту	Витратомір	Комерційний і технологічний облік
Загазованість	Газоаналізатори	Попередження вибухонебезпечної атмосфери
Стан арматури	Кінцеві вимикачі, датчики положення	Контроль перемикачів і блокування насосів

Для підвищення безпеки слід передбачити блокування роботи насосів при закритій арматурі, перевищенні тиску, спрацюванні аварійного рівня, відсутності продукту на всмоктуванні, появі загазованості, несправності заземлення або пожежній тривозі. Автоматизація не повинна повністю

виключати ручне керування: у проєкті необхідно передбачити місцеві пости керування для ремонтних та аварійних ситуацій.

### **2.11. Антикоровійний захист і технічне діагностування**

Корозія є однією з основних причин зниження ресурсу резервуарів, трубопроводів і металоконструкцій резервуарного парку. Найбільш небезпечними є корозія днища з боку ґрунту, внутрішня корозія в зоні підтоварної води, атмосферна корозія покрівлі та верхніх поясів стінки, а також локальні корозійні пошкодження біля патрубків, зварних швів і опор.



Рисунок 2.1 – Антикоровійний захист резервуару

Антикоровійний захист повинен включати підготовку поверхні, нанесення ґрунтовочного та фінішного покриття, захист внутрішньої поверхні днища і нижнього поясу, герметизацію фланцевих з'єднань, контроль стану ізоляції трубопроводів. Для підземних трубопроводів доцільно застосовувати зовнішнє ізоляційне покриття та електрохімічний захист за наявності відповідного обґрунтування.

## 2.12. Пожежна та вибухопожежна безпека технологічної схеми

Світлі нафтопродукти належать до пожежонебезпечних речовин, тому реконструкція резервуарного парку повинна передбачати комплекс заходів для запобігання виникненню пожежі, обмеження її поширення та забезпечення швидкого гасіння. Основними джерелами небезпеки є випаровування продукту, утворення вибухонебезпечних пароповітряних сумішей, статична електрика, несправність електрообладнання, розгерметизація трубопроводів, перелив резервуара та порушення технологічного режиму.

Пожежний захист резервуарного парку повинен включати обвалування резервуарів, протипожежні розриви, системи пінного пожежогасіння, водяне охолодження стінок резервуарів, пожежну сигналізацію, блискавкозахист, заземлення, вогнеперешкоджувачі на дихальній арматурі, первинні засоби пожежогасіння та під'їзди для пожежної техніки. Обвалування має забезпечувати локалізацію аварійного проливу в межах резервуарної групи.



Риснок 2.2 – Обвалування резервуару

Електрообладнання в зонах можливого утворення вибухонебезпечних сумішей повинно виконуватися у вибухозахищеному виконанні. Усі металеві резервуари, трубопроводи, насоси, наливні пристрої та допоміжні металоконструкції підлягають заземленню для відведення статичної електрики.

Під час зливно-наливних операцій необхідно контролювати справність заземлення транспортних засобів і зливних пристроїв.

### **2.13. Технологічний режим експлуатації після реконструкції**

Після реконструкції резервуарний парк повинен експлуатуватися за затвердженими технологічними регламентами. Для кожного виду операції - приймання, перекачування, зберігання, відвантаження, зачистка резервуара, ремонт трубопроводу - необхідно розробити технологічну карту з послідовністю дій оператора, переліком відкритої і закритої арматури, допустимими параметрами тиску й витрати, умовами зупинки операції та заходами безпеки.

Під час наповнення резервуара оператор повинен контролювати швидкість підйому рівня, роботу дихальної арматури, тиск у трубопроводі, відсутність витоків і справність сигналізації. При досягненні робочого максимального рівня подача продукту припиняється. Аварійний сигналізатор верхнього рівня має працювати незалежно від основного рівнеміра. Під час спорожнення резервуара необхідно контролювати мінімальний допустимий рівень, щоб запобігти потраплянню повітря в насос і роботі насоса без рідини.

Експлуатаційний персонал повинен регулярно проводити зовнішній огляд резервуарів, перевірку стану обвалування, арматури, заземлення, дихальних клапанів, насосного обладнання та трубопроводів. Результати оглядів фіксуються в журналах експлуатації. Виявлені дефекти, що можуть призвести до аварії, повинні усуватися до відновлення роботи відповідної ділянки.

### **2.14. Послідовність виконання реконструкції резервуарного парку**

Реконструкція резервуарного парку повинна виконуватися поетапно, щоб мінімізувати простої підприємства та зберегти можливість виконання основних операцій з нафтопродуктами.

На першому етапі проводиться обстеження фактичного стану резервуарів, трубопроводів, насосів, арматури, систем пожежогасіння, обвалування та електрообладнання.

На другому етапі розробляється проєкт реконструкції з визначенням обладнання, що підлягає заміні, ремонту або модернізації.

На третьому етапі здійснюється виведення з експлуатації окремого резервуара або групи резервуарів, спорожнення, дегазація, очищення, контроль повітряного середовища, допуск ремонтного персоналу та виконання ремонтно-монтажних робіт. На четвертому етапі виконуються гідравлічні випробування, перевірка герметичності, налаштування КВПіА, систем пожежогасіння та автоматичних блокувань. На завершальному етапі резервуар або технологічна лінія вводяться в експлуатацію з оформленням виконавчої документації.

Таблиця 2.6 – Етапи реконструкції та очікувані результати

Етап реконструкції	Зміст робіт	Очікуваний результат
1. Обстеження	Огляд, діагностика, дефектна відомість	Визначення фактичного технічного стану
2. Проєктування	Розроблення технологічних рішень, вибір обладнання	Комплект проєктної документації
3. Підготовка	Спорожнення, очищення, дегазація резервуарів	Безпечні умови для ремонту
4. Монтаж і ремонт	Заміна дефектних елементів, трубопроводів, арматури, КВПіА	Оновлена технологічна схема
5. Випробування	Гідровипробування, перевірка герметичності, пусконаладження	Підтвердження працездатності
6. Введення в експлуатацію	Оформлення документації, навчання персоналу	Готовність до безпечної експлуатації

Реконструкція повинна проводитися з дотриманням вимог охорони праці, пожежної безпеки та екологічної безпеки. Роботи всередині резервуарів

належать до робіт підвищеної небезпеки, тому вони виконуються за нарядом-допуском після дегазації, вентиляції та контролю повітряного середовища.

### 2.15. Попередній технологічний розрахунок

Необхідно забезпечити перекачування 500 м<sup>3</sup> дизельного палива з резервуара до наливного пункту протягом 5 год. Тоді розрахункова подача насоса становить:

$$Q = V / \tau = 500 / 5 = 100 \text{ м}^3/\text{год}$$

У перерахунку на м<sup>3</sup>/с:

$$Q = 100 / 3600 = 0,0278 \text{ м}^3/\text{с}$$

Якщо прийняти допустиму швидкість руху продукту в напірному трубопроводі  $w = 1,5$  м/с, орієнтовний внутрішній діаметр трубопроводу дорівнює:

$$D = \sqrt{(4Q / (\pi \cdot w))} = \sqrt{(4 \cdot 0,0278 / (3,14 \cdot 1,5))} = 0,154 \text{ м}$$

Отже, для попереднього проектування може бути прийнятий трубопровід з умовним діаметром DN150 або найближчим більшим стандартним діаметром з урахуванням гідравлічних втрат, сортаменту труб і вимог технологічної надійності.

При довжині напірної лінії  $L = 250$  м, внутрішньому діаметрі  $D = 0,154$  м, швидкості  $w = 1,5$  м/с і орієнтовному коефіцієнті тертя  $\lambda = 0,025$  втрати напору на тертя становитимуть:

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot (L/D) \cdot (w^2/(2g)) = 0,025 \cdot (250/0,154) \cdot (1,5^2/(2 \cdot 9,81)) \approx 4,7 \text{ м}$$

З урахуванням місцевих опорів, геометричної висоти та необхідного залишкового напору повний напір насоса для попереднього вибору може бути прийнятий у межах 20-30 м. Остаточний вибір насосного агрегату виконується за його робочою характеристикою з урахуванням фактичної довжини трубопроводів, кількості поворотів, засувок, фільтрів, витратомірів і режиму наливу.

## **2.16. Очікувані результати реконструкції**

Реалізація запропонованих технологічних рішень дозволить підвищити надійність і безпечність роботи резервуарного парку, зменшити ризик аварійних витоків, знизити втрати нафтопродуктів від випаровування, підвищити точність обліку та забезпечити оперативний контроль технологічних параметрів. Модернізація насосної станції та трубопровідної обв'язки сприятиме зменшенню гідравлічних втрат, підвищенню енергоефективності та покращенню умов експлуатації.

Очікуваний технічний ефект реконструкції полягає у продовженні ресурсу резервуарного обладнання, підвищенні герметичності технологічної схеми, скороченні кількості ручних операцій, покращенні протипожежного захисту та забезпеченні відповідності сучасним вимогам промислової й екологічної безпеки.

## **4.3. Технологічна карта безпечної підготовки резервуара до ремонту**

Об'єкт: вертикальний сталевий резервуар для зберігання світлих нафтопродуктів.

Мета робіт: безпечне виведення резервуара з експлуатації, очищення, дегазація, контроль газоповітряного середовища та передача резервуара ремонтній бригаді.

Характер робіт: газонебезпечні, пожежонебезпечні, роботи в замкненому просторі.

Документи перед початком робіт: наряд-допуск, план виконання робіт, схема відключення резервуара, акт звільнення від продукту, протокол аналізу повітряного середовища, журнал інструктажу.

Таблиця 2.5 – Технологічна карта підготовки резервуара до ремонту

Найменування операції	Зміст робіт	Виконавці	Засоби безпеки та обладнання	Контроль виконання
Оформлення дозволу на виконання робіт	Оформити наряд-допуск на газонебезпечні та ремонтні роботи. Визначити відповідального керівника робіт, склад бригади, межі небезпечної зони, час виконання робіт	Начальник дільниці, відповідальний керівник робіт, служба охорони праці	Наряд-допуск, журнал інструктажу, схема резервуарного парку	Перевірка наявності підписів відповідальних осіб
Проведення цільового інструктажу	Ознайомити персонал з небезпечними факторами: пари нафтопродуктів, вибухонебезпечна суміш, нестача кисню, слизькі поверхні, токсичність залишків	Відповідальний керівник робіт, члени бригади	Інструкції з охорони праці, засоби індивідуального захисту	Запис у журналі інструктажу
Зупинка технологічних операцій з резервуаром	Припинити приймання, зберігання і відвантаження продукту з резервуара. Заборонити	Оператор резервуарного парку	Оперативна схема, засоби зв'язку, попереджувальні плакати	Запис у змінному журналі

	перемикання арматури без дозволу відповідального керівника			
Відключення резервуара від технологічної схеми	Закрити засувки на приймальних, відпускних, дренажних і циркуляційних лініях. Встановити заглушки або інші засоби фізичного відокремлення від діючих трубопроводів	Слюсарі, оператор, відповідальний за безпечне відключення	Заглушки, комплект ключів, бирки «Не відкривати — працюють люди»	Акт відключення резервуара
Зняття залишкового тиску	Вирівняти тиск у резервуарі з атмосферним через штатні дихальні пристрої або безпечні технологічні лінії	Оператор, відповідальний керівник робіт	Дихальна арматура, манометр, газоаналізатор	Відсутність надлишкового тиску
Максимальне звільнення резервуара від продукту	Перекачати залишок нафтопродукту в інший резервуар або технологічну ємність. Залишки з нижньої	Оператор, машиніст насосної, слюсарі	Насос, герметичні рукави, піддони, сорбенти	Акт звільнення резервуара від продукту

	частини видалити через дренажну систему			
Промивання або пропарювання резервуара	Залежно від виду продукту виконати промивання водою, мийним розчином або пропарювання. Забезпечити контроль відведення промивних вод і залишків продукту	Спеціалізована бригада	Насос промивання, паропровід, шланги, ємність для забруднених вод	Візуальний контроль, відсутність значних залишків продукту
Первинна вентиляція резервуара	Відкрити люки-лази, світлові люки, дихальні патрубки. Організувати природну або примусову вентиляцію до зниження концентрації парів	Слюсарі, відповідальний керівник робіт	Вибухозахищений вентилятор, повітроводи, газоаналізатор	Проміжний газоаналіз
Контроль газоповітряного середовища	Виміряти концентрацію парів нафтопродуктів, кисню та	Працівник газорятувальної або лабораторної служби	Газоаналізатор у вибухозахищеному виконанні	Протокол аналізу повітряного середовища

	шкідливих речовин у верхній, середній і нижній зонах резервуара			
Очищення днища від шламу та залишків	Видалити нафтошлам, механічні домішки, залишки води. Роботи всередині резервуара виконувати тільки після дозволу за результатами газоаналізу	Спеціалізована бригада, спостерігач зовні	Іскробезпечний інструмент, спецодяг, рукавиці, каска, страхувальний пояс, переносне освітлення 12 В або вибухозахищене освітлення	Візуальний контроль чистоти днища
Повторна вентиляція	Після очищення повторно провітрити резервуар для видалення залишкових парів і запахів нафтопродукту	Відповідальний керівник робіт, слюсарі	Вибухозахищений вентилятор, повітроводи	Повторний газоаналіз
Повторний газоаналіз перед допуском до ремонту	Перед початком ремонтних або вогневих робіт повторно перевірити повітряне середовище.	Лабораторна служба, відповідальний керівник робіт	Газоаналізатор, протокол вимірювань	Дозвіл на продовження робіт

	Особливу увагу приділити нижній зоні резервуара і місцям можливого накопичення парів			
Підготовка робочого місця	Прибрати зайві матеріали, встановити освітлення, огороження, знаки безпеки, засоби пожежогасіння. Забезпечити вільний підхід до люків і шляхів евакуації	Слюсарі, пожежний пост, відповідальний керівник робіт	Вогнегасники, пісок, кошма, пожежні рукави, аптечка, зв'язок	Огляд робочого місця
Організація постійного нагляду	Призначити спостерігача біля люка-лазу. Забезпечити зв'язок із працівниками всередині резервуара. Заборонити одноосібне перебування всередині	Відповідальний керівник робіт, спостерігач	Засоби зв'язку, страхувальний канат, журнал входу-виходу	Контроль перебування людей у резервуарі
Передача	Оформити акт	Начальник	Акт готовності,	Підписи

резервуара ремонтній бригаді	готовності резервуара до ремонту. Передати ремонтній бригаді результати очищення, вентиляції та газоаналізу	дільниці, відповідальний за ремонт, служба охорони праці	наряд-допуск, протокол газоаналізу	відповідальних осіб
------------------------------------	--	--	--	------------------------

Для безпечного проведення ремонтних робіт резервуар попередньо виводять з експлуатації, відключають від діючої технологічної схеми, звільняють від залишків нафтопродукту, очищують від шламу, промивають і вентилують. Після цього проводять контроль газоповітряного середовища в різних зонах резервуара.

### **Висновки до технологічної частини**

Основними напрямками реконструкції резервуарного парку АТ «Одеснафтопродукт» визначено модернізацію резервуарів, насосного обладнання, технологічних трубопроводів, вузлів обліку, систем автоматизації, пожежогасіння, антикорозійного та екологічного захисту.

Запропонована технологічна схема передбачає роздільне приймання, зберігання та відвантаження різних видів нафтопродуктів, застосування робочого і резервного насосного обладнання, автоматизований контроль рівня, температури, тиску та загазованості, а також аварійні блокування для запобігання переливам і розгерметизації.

Наведені розрахункові залежності дозволяють визначити необхідну місткість резервуарів, продуктивність насосів, діаметр трубопроводів і втрати

напору. На прикладі попереднього розрахунку показано, що для перекачування 100 м<sup>3</sup>/год нафтопродукту може бути прийнятий трубопровід DN150 з подальшим уточненням за фактичною гідравлічною схемою.

Реконструкція резервуарного парку повинна виконуватися поетапно після технічного діагностування обладнання, очищення та дегазації резервуарів, виконання ремонтно-монтажних робіт, випробувань і пусконаладження. Реалізація запропонованих рішень забезпечить підвищення безпеки експлуатації, зменшення втрат нафтопродуктів, підвищення точності обліку та покращення екологічних показників роботи підприємства.

### 3. РОЗРАХУНКОВА ЧАСТИНА

#### 3.1. Вихідні дані для розрахунку

У розрахунковій частині дипломного проєкту приймається варіант комплексної реконструкції резервуарного парку з відновленням працездатності резервуарів, модернізацією насосно-трубопровідної системи, автоматизацією контролю рівня та посиленням пожежної й екологічної безпеки.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до розрахунку

Показник	Позначення	Прийняте значення
Кількість резервуарів	n	4 шт.
Тип резервуара	-	РВС-5000, вертикальний сталевий
Номінальний об'єм одного резервуара	$V_{\text{ном}}$	5000 м <sup>3</sup>
Загальний номінальний об'єм	$V_{\Sigma}$	20000 м <sup>3</sup>
Коефіцієнт корисного заповнення	$\varphi$	0,90
Розрахунковий продукт	-	дизельне паливо / бензин
Густина дизельного палива	$\rho_{\text{дп}}$	840 кг/м <sup>3</sup>
Густина бензину	$\rho_{\text{б}}$	740 кг/м <sup>3</sup>
Розрахункова подача перекачування	Q	200 м <sup>3</sup> /год
Довжина розрахункової ділянки трубопроводу	L	350 м
Внутрішній діаметр трубопроводу	d	0,20 м
Розрахунковий строк роботи	T	10 років

### 3.2. Розрахунок місткості резервуарного парку

Корисний об'єм одного резервуара визначається з урахуванням коефіцієнта корисного заповнення. Цей коефіцієнт враховує недолив, температурне розширення продукту, аварійний запас вільного простору та вимоги безпечної експлуатації.

$$V_{\text{кор}} = V_{\text{ном}} \cdot \varphi$$

$$V_{\text{кор}} = 5000 \cdot 0,90 = 4500 \text{ м}^3$$

Загальний корисний об'єм резервуарного парку:

$$V_{\Sigma\text{кор}} = n \cdot V_{\text{кор}}$$

$$V_{\Sigma\text{кор}} = 4 \cdot 4500 = 18000 \text{ м}^3$$

Отже, після реконструкції резервуарний парк забезпечує корисну місткість близько 18000 м<sup>3</sup>, що дозволяє виконувати операції приймання, зберігання та відвантаження нафтопродуктів з необхідним експлуатаційним резервом.

Таблиця 3.2 – Показники резервуарного парку після реконструкції

Показник	Одиниця	Значення
Номінальний об'єм одного резервуара	м <sup>3</sup>	5000
Корисний об'єм одного резервуара	м <sup>3</sup>	4500
Кількість резервуарів	шт.	4
Загальний номінальний об'єм	м <sup>3</sup>	20000
Загальний корисний об'єм	м <sup>3</sup>	18000

### 3.3. Перевірочний геометричний розрахунок резервуара

Для перевірки приймаємо резервуар циліндричної форми. Геометричний об'єм вертикального сталевого резервуара визначається за формулою:

$$V = \pi \cdot D^2 \cdot H / 4$$

де  $D$  — внутрішній діаметр резервуара, м;  $H$  — висота стінки резервуара, м.

Для резервуара РВС-5000 у проектному прикладі приймаємо  $D = 22,8$  м,  $H = 12,4$  м.

$$V = 3,14 \cdot 22,8^2 \cdot 12,4 / 4 = 5062 \text{ м}^3$$

Отримане значення близьке до номінального об'єму 5000 м<sup>3</sup>, тому прийняті геометричні параметри можуть бути використані для подальших орієнтовних розрахунків.

### 3.4. Розрахунок річного вантажообігу та запасу зберігання

Річний обсяг обороту нафтопродуктів у техніко-економічному обґрунтуванні прийнято 80000 м<sup>3</sup>/рік. Середньодобовий обсяг обороту:

$$Q_{\text{доб}} = Q_{\text{річ}} / 365$$

$$Q_{\text{доб}} = 80000 / 365 = 219,2 \text{ м}^3/\text{добу}$$

Кількість діб автономної роботи резервуарного парку за корисним об'ємом:

$$\tau_{\text{зап}} = V_{\Sigma\text{кор}} / Q_{\text{доб}}$$

$$\tau_{\text{зап}} = 18000 / 219,2 = 82,1 \text{ доби}$$

Отримане значення показує, що резервуарний парк має значний запас місткості. У реальних умовах частина об'єму використовується для різних сортів нафтопродуктів, технологічного резерву, протипожежних та оперативних запасів.

### 3.5. Розрахунок маси нафтопродукту в резервуарах

Маса продукту в резервуарі визначається за формулою:

$$m = \rho \cdot V$$

Для одного резервуара з дизельним паливом при корисному об'ємі 4500 м<sup>3</sup>:

$$m_{\text{дп}} = 840 \cdot 4500 = 3780000 \text{ кг} = 3780 \text{ т}$$

Для одного резервуара з бензином:

$$m_{\text{б}} = 740 \cdot 4500 = 3330000 \text{ кг} = 3330 \text{ т}$$

Продукт	Густина, кг/м <sup>3</sup>	Корисний об'єм одного резервуара, м <sup>3</sup>	Маса продукту, т
Дизельне паливо	840	4500	3780
Бензин	740	4500	3330

### 3.6. Розрахунок втрат нафтопродуктів від випаровування

Для оцінки ефективності реконструкції розраховується зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування. У проєкті прийнято, що до реконструкції втрати становили 0,12 % від річного масового обороту, а після модернізації дихальної арматури, ущільнень та систем контролю зменшуються до 0,05 %.

$$G = Q_{\text{річ}} \cdot \rho_{\text{сер}}$$

$$G = 80000 \cdot 0,74 = 59200 \text{ т/рік}$$

$$\Delta m = G \cdot (q_1 - q_2) / 100$$

$$\Delta m = 59200 \cdot (0,12 - 0,05) / 100 = 41,44 \text{ т/рік}$$

Вартісне вираження збереженого продукту при умовній ціні 45000 грн/т:

$$E_{\text{вт}} = \Delta m \cdot Ц$$

$$E_{\text{вт}} = 41,44 \cdot 45000 = 1864800 \text{ грн/рік}$$

Отже, реконструкція дозволяє зменшити втрати нафтопродуктів приблизно на 41,4 т/рік, що відповідає економії близько 1,86 млн грн/рік.

### 3.7. Гідравлічний розрахунок технологічного трубопроводу

Метою гідравлічного розрахунку є визначення швидкості руху нафтопродукту, втрат напору в трубопроводі та необхідного напору насосного агрегату. Розрахунок виконується для ділянки перекачування від насосної станції до резервуара або вузла наливу.

Об'ємна витрата:

$$Q = 200 \text{ м}^3/\text{год} = 200 / 3600 = 0,0556 \text{ м}^3/\text{с}$$

Площа живого перерізу трубопроводу:

$$F = \pi \cdot d^2 / 4$$

$$F = 3,14 \cdot 0,20^2 / 4 = 0,0314 \text{ м}^2$$

Швидкість руху продукту:

$$v = Q / F$$

$$v = 0,0556 / 0,0314 = 1,77 \text{ м/с}$$

Отримана швидкість перебуває в допустимому для технологічних трубопроводів діапазоні та не призводить до надмірних гідравлічних втрат.

#### 3.7.1. Визначення режиму руху

Для дизельного палива приймаємо кінематичну в'язкість  $\nu = 4,0 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ . Число Рейнольдса:

$$Re = v \cdot d / \nu$$

$$Re = 1,77 \cdot 0,20 / 4,0 \cdot 10^{-6} = 88500$$

Оскільки  $Re > 4000$ , режим руху є турбулентним. Для сталевих трубопроводів в проєктному розрахунку приймаємо коефіцієнт гідравлічного тертя  $\lambda = 0,026$ .

#### 3.7.2. Втрати напору на тертя

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot (L / d) \cdot v^2 / (2g)$$

$$h_{\text{тр}} = 0,026 \cdot (350 / 0,20) \cdot 1,77^2 / (2 \cdot 9,81) = 7,27 \text{ м}$$

Місцеві втрати приймаються через коефіцієнт місцевих опорів  $\Sigma\zeta = 12$ , що враховує засувки, відводи, трійники, фільтри, зворотні клапани та вхід/вихід із резервуара.

$$h_m = \Sigma\zeta \cdot v^2 / (2g)$$

$$h_m = 12 \cdot 1,77^2 / (2 \cdot 9,81) = 1,92 \text{ м}$$

З урахуванням геодезичної різниці рівнів  $\Delta z = 6 \text{ м}$  і запасу 15 % повний розрахунковий напір:

$$H = 1,15 \cdot (h_{тр} + h_m + \Delta z)$$

$$H = 1,15 \cdot (7,27 + 1,92 + 6,00) = 17,47 \text{ м}$$

Для вибору насоса приймаємо розрахунковий напір із запасом  $H_{пр} = 20 \text{ м}$ .

Таблиця 3.3 – Дані до гідравличного розрахунку

Параметр	Позначення	Значення
Витрата	Q	200 м <sup>3</sup> /год
Діаметр трубопроводу	d	0,20 м
Швидкість руху	v	1,77 м/с
Число Рейнольдса	Re	88500
Втрати на тертя	$h_{тр}$	7,27 м
Місцеві втрати	$h_m$	1,92 м
Геодезична різниця рівнів	$\Delta z$	6,00 м
Прийнятий напір насоса	$H_{пр}$	20 м

### 3.8. Розрахунок потужності насосного агрегату

Необхідна потужність на валу насоса визначається за формулою:

$$N = \rho \cdot g \cdot Q \cdot H / \eta$$

де  $\rho$  — густина продукту, кг/м<sup>3</sup>;  $g$  — прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $Q$  — витрата, м<sup>3</sup>/с;  $H$  — напір, м;  $\eta$  — ККД насосного агрегату.

Для дизельного палива приймаємо  $\rho = 840 \text{ кг/м}^3$ ,  $Q = 0,0556 \text{ м}^3/\text{с}$ ,  $H = 20 \text{ м}$ ,  
 $\eta = 0,70$ .

$$N = 840 \cdot 9,81 \cdot 0,0556 \cdot 20 / 0,70 = 13,1 \text{ кВт}$$

З урахуванням експлуатаційного запасу, можливого збільшення гідравлічних втрат, старіння трубопроводів і роботи в різних режимах доцільно прийняти насосний агрегат з електродвигуном потужністю 18,5–22 кВт. Для уніфікації та резервування в дипломному проєкті можна прийняти електродвигун 22 кВт.

### **3.9. Розрахунок річного електроспоживання насосної станції**

Річне споживання електроенергії насосною станцією залежить від потужності електродвигуна, кількості годин роботи та коефіцієнта завантаження.

$$W = N_{\text{дв}} \cdot \tau \cdot k_3$$

Приймаємо  $N_{\text{дв}} = 22 \text{ кВт}$ ,  $\tau = 2500 \text{ год/рік}$ ,  $k_3 = 0,75$ .

$$W = 22 \cdot 2500 \cdot 0,75 = 41250 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

Після впровадження частотного регулювання очікується зменшення споживання електроенергії приблизно на 15–25 %. Для розрахунку приймаємо 20 %.

$$\Delta W = W \cdot 0,20 = 41250 \cdot 0,20 = 8250 \text{ кВт} \cdot \text{год/рік}$$

За тарифу 7,0 грн/кВт·год економія становить:

$$E_{\text{ел}} = \Delta W \cdot C_{\text{ел}} = 8250 \cdot 7,0 = 57750 \text{ грн/рік}$$

### **3.10. Розрахунок обвалування резервуарного парку**

Обвалування призначене для локалізації аварійного розливу нафтопродукту при пошкодженні резервуара або технологічного трубопроводу. У проєктному розрахунку приймається, що обвалування має вмещувати об'єм

найбільшого резервуара з урахуванням об'єму, зайнятого іншими резервуарами та конструкціями.

Об'єм найбільшого резервуара:

$$V_{ав} = 5000 \text{ м}^3$$

Площа майданчика всередині обвалування приймається  $S_{обв} = 5200 \text{ м}^2$ .

Площа, зайнята чотирма резервуарами діаметром 22,8 м:

$$S_{рез} = n \cdot \pi \cdot D^2 / 4$$

$$S_{рез} = 4 \cdot 3,14 \cdot 22,8^2 / 4 = 1632 \text{ м}^2$$

Вільна площа для приймання аварійного об'єму:

$$S_{віль} = S_{обв} - S_{рез}$$

$$S_{віль} = 5200 - 1632 = 3568 \text{ м}^2$$

Необхідна висота обвалування:

$$h_{обв} = V_{ав} / S_{віль}$$

$$h_{обв} = 5000 / 3568 = 1,40 \text{ м}$$

З урахуванням запасу висоту обвалування приймаємо 1,5 м. Таке рішення забезпечує локалізацію аварійного розливу найбільшого резервуара в межах резервуарної групи.

### **3.11. Розрахунок площі антикорозійного захисту резервуара**

Площа зовнішньої бічної поверхні резервуара:

$$S_{біч} = \pi \cdot D \cdot H$$

$$S_{біч} = 3,14 \cdot 22,8 \cdot 12,4 = 888 \text{ м}^2$$

Площа днища або покрівлі:

$$S_{дн} = \pi \cdot D^2 / 4$$

$$S_{дн} = 3,14 \cdot 22,8^2 / 4 = 408 \text{ м}^2$$

Орієнтовна зовнішня площа одного резервуара без урахування дрібних елементів:

$$S_1 = S_{біч} + S_{покp} = 888 + 408 = 1296 \text{ м}^2$$

Для чотирьох резервуарів:

$$S_{\Sigma} = 4 \cdot 1296 = 5184 \text{ м}^2$$

З урахуванням патрубків, люків, сходів, майданчиків та запасу 10 %  
площа нанесення покриття:

$$S_{\text{фарб}} = 1,10 \cdot 5184 = 5702 \text{ м}^2$$

Отримана площа використовується для визначення потреби в антикорозійних матеріалах, ґрунтовці, фарбі та трудомісткості робіт.

### **3.12. Розрахунок кількості антикорозійного матеріалу**

Витрата лакофарбового матеріалу приймається 0,25 кг/м<sup>2</sup> на один шар.

Кількість шарів — 2. Загальна маса матеріалу:

$$M_{\text{покр}} = S_{\text{фарб}} \cdot q \cdot z$$

$$M_{\text{покр}} = 5702 \cdot 0,25 \cdot 2 = 2851 \text{ кг}$$

З урахуванням технологічних втрат 10 %:

$$M_{\text{заг}} = 1,10 \cdot 2851 = 3136 \text{ кг}$$

Таким чином, для зовнішнього антикорозійного захисту чотирьох резервуарів потрібно орієнтовно 3,1 т лакофарбових матеріалів.

### **3.13. Розрахунок пожежного водопостачання**

Пожежний захист резервуарного парку включає подавання піни для гасіння пожежі на поверхні нафтопродукту та подавання води на охолодження стінок сусідніх резервуарів. У дипломному проєкті наведено орієнтовний розрахунок для одного резервуара РВС-5000.

Площа дзеркала резервуара:

$$S = \pi \cdot D^2 / 4 = 408 \text{ м}^2$$

Інтенсивність подавання розчину піноутворювача приймаємо  $i_{\text{п}} = 0,08$  л/(с·м<sup>2</sup>). Витрата пінного розчину:

$$Q_{\text{п}} = i_{\text{п}} \cdot S$$

$$Q_{\Pi} = 0,08 \cdot 408 = 32,6 \text{ л/с}$$

За тривалості подавання 15 хв об'єм пінного розчину:

$$V_{\Pi} = Q_{\Pi} \cdot \tau = 32,6 \cdot 900 / 1000 = 29,3 \text{ м}^3$$

Для 3 %-го піноутворювача потрібно:

$$V_{\text{піноутв}} = 0,03 \cdot 29,3 = 0,88 \text{ м}^3$$

$$V_{\text{води\_піна}} = 0,97 \cdot 29,3 = 28,4 \text{ м}^3$$

Орієнтовну витрату води на охолодження трьох сусідніх резервуарів приймаємо за питомою витратою 0,5 л/(с·м) на один погонний метр периметра резервуара. Периметр одного резервуара:

$$P = \pi \cdot D = 3,14 \cdot 22,8 = 71,6 \text{ м}$$

$$Q_{\text{ох}} = 0,5 \cdot 71,6 \cdot 3 = 107,4 \text{ л/с}$$

За тривалості охолодження 2 години потрібний об'єм води:

$$V_{\text{ох}} = 107,4 \cdot 7200 / 1000 = 773 \text{ м}^3$$

Загальний запас води для розрахункового випадку:

$$V_{\text{пож}} = V_{\text{води\_піна}} + V_{\text{ох}}$$

$$V_{\text{пож}} = 28,4 + 773 = 801,4 \text{ м}^3$$

З урахуванням запасу приймаємо протипожежний запас води не менше 820 м<sup>3</sup>. Остаточне значення уточнюється за чинними нормами та фактичною схемою розміщення резервуарів.

### 3.14. Розрахунок кількості дихальної арматури

Дихальна арматура призначена для вирівнювання тиску в газовому просторі резервуара під час наповнення, спорожнення та температурних коливань. Для орієнтовного розрахунку приймаємо, що максимальна витрата повітря через дихальний клапан має бути не меншою за максимальну продуктивність наливу або зливу продукту.

$$Q_{\text{дих}} \geq Q_{\text{нал}}$$

При  $Q_{\text{нал}} = 200 \text{ м}^3/\text{год}$  для одного резервуара дихальний клапан повинен забезпечувати пропускну здатність не менше  $200 \text{ м}^3/\text{год}$  за повітрям з урахуванням температурного дихання. Для підвищення надійності приймається дихальна арматура з пропускну здатністю не менше  $250\text{--}300 \text{ м}^3/\text{год}$ .

У межах реконструкції доцільно передбачити встановлення сучасних дихальних клапанів з вогнеперешкоджувачами, а для бензинових резервуарів - технічні рішення для зменшення втрат парів.

### **3.15. Розрахунок системи контролю рівня**

Для запобігання переповненню резервуарів передбачається встановлення автоматизованих рівнемірів і незалежної аварійної сигналізації граничного рівня. Максимально допустимий робочий рівень визначається за корисним об'ємом резервуара.

$$H_{\text{роб}} = \varphi \cdot H$$

$$H_{\text{роб}} = 0,90 \cdot 12,4 = 11,16 \text{ м}$$

Граничний попереджувальний рівень доцільно прийняти на  $0,3\text{--}0,5 \text{ м}$  нижче максимально допустимого, тобто:

$$H_{\text{попер}} = 10,7\text{...}10,9 \text{ м}$$

Аварійний рівень спрацювання відсічної сигналізації:

$$H_{\text{ав}} = 11,1 \text{ м}$$

Таким чином, система контролю рівня повинна забезпечувати безперервне вимірювання рівня, сигналізацію високого рівня та аварійне блокування наливу при досягненні небезпечного значення.

### **3.16. Розрахунок часу наповнення резервуара**

Час наповнення одного резервуара до корисного об'єму визначається за формулою:

$$\tau_{\text{нал}} = V_{\text{кор}} / Q$$

$$\tau_{\text{нап}} = 4500 / 200 = 22,5 \text{ год}$$

Час повного заповнення чотирьох резервуарів за тієї самої продуктивності:

$$\tau_{\Sigma} = 18000 / 200 = 90 \text{ год}$$

Отже, при продуктивності 200 м<sup>3</sup>/год один резервуар може бути наповнений приблизно за 22,5 год, а вся група резервуарів — за 90 год без урахування технологічних перерв і перемикачів.

Таблиця 3.4 – Зведена таблиця результатів розрахунку

Показник	Результат
Корисний об'єм одного резервуара	4500 м <sup>3</sup>
Загальний корисний об'єм резервуарного парку	18000 м <sup>3</sup>
Середньодобовий обіг нафтопродуктів	219,2 м <sup>3</sup> /добу
Умовний запас зберігання	82,1 доби
Швидкість руху продукту в трубопроводі	1,77 м/с
Втрати напору в трубопроводі	7,27 м
Місцеві втрати напору	1,92 м
Прийнятий напір насоса	20 м
Розрахункова потужність насоса	13,1 кВт
Прийнята потужність електродвигуна	22 кВт
Орієнтовна річна економія продукту	41,44 т/рік
Площа зовнішнього фарбування резервуарів	5702 м <sup>2</sup>
Потреба в лакофарбових матеріалах	3,1 т
Необхідна висота обвалування	1,40 м; прийнято 1,50 м
Протипожежний запас води	не менше 820 м <sup>3</sup>
Час наповнення одного резервуара	22,5 год

### 3.17. Висновки до розрахункової частини

У розрахунковій частині виконано основні інженерні розрахунки, необхідні для обґрунтування реконструкції резервуарного парку АТ «Одеснафтопродукт». Визначено, що при реконструкції чотирьох резервуарів типу РВС-5000 загальний корисний об'єм парку становить близько 18000 м<sup>3</sup>. Такий об'єм забезпечує можливість приймання, зберігання та відвантаження нафтопродуктів з необхідним експлуатаційним запасом.

Гідравлічний розрахунок технологічного трубопроводу показав, що при подачі 200 м<sup>3</sup>/год і діаметрі 0,20 м швидкість руху продукту становить 1,77 м/с, що є прийнятним для технологічних операцій з нафтопродуктами. Розрахунковий напір насосного агрегату прийнято 20 м, а встановлена потужність електродвигуна — 22 кВт.

Розрахунок обвалування показав, що для локалізації аварійного розливу найбільшого резервуара необхідна висота обвалування становить приблизно 1,40 м, тому в проєкті приймається висота 1,50 м. Також визначено орієнтовну площу антикорозійного захисту чотирьох резервуарів — 5702 м<sup>2</sup> і потребу в лакофарбових матеріалах близько 3,1 т.

Розрахунок пожежного водопостачання показав, що для розрахункового аварійного випадку потрібний запас води становить близько 801 м<sup>3</sup>, тому з урахуванням запасу приймається не менше 820 м<sup>3</sup>. У результаті реконструкції також очікується зменшення втрат нафтопродуктів на 41,44 т/рік за рахунок модернізації дихальної арматури, герметизації та контролю технологічних режимів.

Таким чином, виконані розрахунки підтверджують технічну доцільність реконструкції резервуарного парку, підвищення його надійності, безпеки, екологічної захищеності та економічної ефективності експлуатації.

## **4. ПОЖЕЖНА, ВИБУХОВА ТА ЕКОЛОГІЧНА БЕЗПЕКА РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ**

### **4.1. Пожежна небезпека резервуарних парків**

Пожежна небезпека резервуарних парків зумовлена наявністю великих об'ємів горючих і легкозаймистих рідин, утворенням пароповітряних сумішей, статичною електрикою, можливістю розгерметизації, впливом блискавки, проведенням ремонтних робіт і взаємним тепловим впливом резервуарів у разі пожежі. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів містять спеціальні вимоги до резервуарних парків, зокрема щодо утримання виробничої зони, обвалування, зливно-наливних ділянок і заборони розміщення насаджень усередині каре обвалування [2].

Обвалування резервуарів є одним із базових засобів локалізації аварійного розливу. Його призначення полягає в утриманні продукту у випадку руйнування резервуара або трубопроводу, запобіганні поширенню розливу на інші ділянки та створенні умов для збору забруднених стоків. При реконструкції слід перевірити місткість обвалування, його герметичність, стан проходів, водовідведення, дренажних засувок і можливість перетікання продукту між каре. Обвалування не повинно перетворюватися на зону неконтрольованого накопичення дощової води, оскільки це зменшує корисний аварійний об'єм і створює додаткове екологічне навантаження.

Системи пожежогасіння резервуарів зазвичай включають протипожежний водопровід, лафетні стволи, кільцеві мережі, піногенератори, пінокамери, стаціонарні або пересувні засоби подавання піни, запас піноутворювача, пожежні гідранти, пожежні водойми або резервуари води. Для великих резервуарів доцільним є стаціонарне пінне пожежогасіння з подаванням піни на поверхню продукту або в зону ущільнення плаваючої покрівлі. Інструктивні матеріали з гасіння пожеж у резервуарах наводять інтенсивності подавання

розчинів піноутворювачів для резервуарів значних об'ємів [13], що може бути використано як довідковий матеріал для розрахунку потреби у піні та воді.

Блискавкозахист і заземлення повинні забезпечувати відведення атмосферних і статичних зарядів. Для резервуарів із плаваючими покрівлями важливі шунтуючі з'єднання між покрівлею і стінкою, контроль стану ущільнень, заземлення технологічних трубопроводів, автоцистерн і залізничних цистерн під час зливно-наливних операцій. Порушення заземлення або недостатня швидкість відведення статичної електрики може стати джерелом займання, особливо при швидкому русі низькопровідних нафтопродуктів.

Екологічні ризики резервуарного парку включають випаровування летких органічних сполук, аварійні розливи, забруднення ґрунту, ґрунтових вод і зливової каналізації, утворення нафтовмісних шламів, забруднення повітря при очищенні резервуарів та шумове навантаження від насосного обладнання. Сучасні дослідження показують, що внутрішні плаваючі покрівлі є суттєвим джерелом неорганізованих VOC-викидів, а на їх рівень впливають параметри навколишнього середовища, режим експлуатації та тип ущільнювальних елементів [10]. Отже, реконструкція повинна передбачати не тільки встановлення плаваючих покрівель, а й вибір якісних ущільнень та контроль їх стану.

Для зменшення втрат від випаровування можуть застосовуватися внутрішні плаваючі покрівлі, подвійні ущільнення, фарбування резервуарів світлими покриттями для зменшення нагрівання, теплоізоляція окремих ділянок, рекуперація парів на вузлах наливу, герметизація дихальної арматури, контроль температури продукту та оптимізація режимів заповнення. Оскільки Одеса має теплий клімат і значну сонячну радіацію в літній період, нагрівання резервуарів може посилювати дихальні втрати, тому світловідбивне покриття і контроль герметичності мають практичне значення.

Система виробничої каналізації резервуарного парку повинна відокремлювати умовно чисті, забруднені нафтою, побутові та аварійні стоки. Забруднені стоки мають надходити на локальні очисні споруди, які забезпечують відстоювання, вилучення нафтопродуктів і подальше очищення до допустимих показників. При реконструкції необхідно перевірити герметичність лотків, колодязів, дренажних ліній, наявність гідрозатворів і можливість потрапляння парів нафтопродуктів у каналізаційну мережу.

Окремою проблемою є безпека під час виконання ремонтних робіт. Виведення резервуара в ремонт вимагає звільнення від продукту, пропарювання або вентиляції, дегазації, контролю вибухонебезпечних концентрацій, оформлення наряду-допуску, застосування вибухозахищеного інструменту і постійного газового контролю. Правила безпеки при роботах поблизу резервуарних парків наголошують на обмеженнях щодо вогневих робіт і необхідності наряду-допуску [3]. У дипломному проєкті варто включити технологічну карту безпечної підготовки резервуара до ремонту.

#### **4.2. Основні вимоги безпеки під час підготовки резервуара**

Підготовка резервуара до ремонту належить до робіт підвищеної небезпеки, оскільки всередині резервуара можуть залишатися пари бензину, дизельного палива або інших нафтопродуктів. Такі пари здатні утворювати вибухонебезпечні суміші з повітрям. Тому перед допуском людей усередину резервуара обов'язково проводять очищення, вентиляцію та лабораторний або інструментальний контроль повітряного середовища.

До початку робіт резервуар має бути повністю відключений від діючої технологічної схеми. Одного лише закриття засувки недостатньо, тому в технологічній карті передбачають встановлення заглушок або інше фізичне відокремлення резервуара від трубопроводів. На арматурі встановлюють попереджувальні таблички: «Не відкривати — працюють люди».

Для працівників, які виконують підготовку резервуара до ремонту, передбачають (табл. 4.1):

Таблиця 4.1 - Засоби індивідуального захисту

Засіб захисту	Призначення
Спецодяг з антистатичними властивостями	Захист від забруднення нафтопродуктами та зниження ризику іскроутворення
Захисна каска	Захист голови під час роботи біля люків, трубопроводів і металоконструкцій
Захисні рукавиці	Захист рук від нафтопродуктів, шламу, гострих кромок
Захисне взуття з неіскроутворювальною підошвою	Зниження ризику займання та травмування
Фільтрувальний або ізолювальний протигаз	Захист органів дихання залежно від результатів газоаналізу
Запобіжний пояс і страхувальний канат	Безпечне виконання робіт у замкненому просторі
Газоаналізатор	Контроль вибухонебезпечних і токсичних концентрацій

Особливу увагу приділяють вентиляції. Пари нафтопродуктів можуть накопичуватися в нижній частині резервуара, біля днища, у приямках, біля залишків шламу та у важкодоступних зонах. Тому газоаналіз виконують не в одній точці, а на різних рівнях резервуара. Результати вимірювань оформлюють протоколом.

Роботи всередині резервуара повинні виконуватися бригадою не менше ніж із двох-трьох працівників, при цьому один працівник постійно перебуває зовні біля люка-лазу та контролює стан працівників усередині. Для освітлення

використовують переносні світильники у вибухозахищеному виконанні або безпечну напругу, а інструмент має бути іскробезпечним.

### **4.3. Екологічна безпека та зменшення втрат нафтопродуктів**

Екологічна безпека резервуарного парку пов'язана із запобіганням забрудненню атмосферного повітря, ґрунту, поверхневих і підземних вод. Основними джерелами негативного впливу є випаровування легких фракцій, аварійні проливи, витоки через днища або фланцеві з'єднання, забруднені стічні води, нафтошлам після очищення резервуарів і корозійні пошкодження трубопроводів.

Зменшення втрат від випаровування може бути досягнуто за рахунок герметизації резервуарного обладнання, застосування понтонів або плаваючих покрівель для легких продуктів, правильного вибору дихальної арматури, впровадження системи рекуперації парів під час наливу, скорочення кількості непотрібних перекачувань і підтримання оптимального режиму заповнення резервуарів.

Для захисту ґрунту й водного середовища необхідно передбачити справне обвалування, водонепроникні покриття в місцях можливих проливів, систему збору забруднених стоків, нафтовловлювачі, контроль герметичності днищ і трубопроводів, а також регламентоване поводження з нафтошлагом. Під час реконструкції доцільно передбачити локальні піддони або дренажні системи під вузлами, де найбільш ймовірні витоки.

## **5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ РЕКОНСТРУКЦІЇ РЕЗЕРВУАРНОГО ПАРКУ АТ «ОДЕСНАФТОПРОДУКТ»**

### **5.1. Загальна характеристика необхідності реконструкції**

Надійність роботи резервуарного парку безпосередньо впливає на безперервність технологічного процесу, пожежну безпеку, екологічний стан території підприємства та економічні показники його діяльності. Необхідність реконструкції резервуарного парку АТ «Одеснафтопродукт» обумовлена такими чинниками:

- фізичним зношуванням металоконструкцій резервуарів, днищ, покрівель, патрубків і трубопровідної обв'язки;
- корозійним пошкодженням внутрішніх і зовнішніх поверхонь резервуарів;
- втратами нафтопродуктів від випаровування, особливо під час зберігання бензинів та інших легких фракцій;
- необхідністю підвищення рівня пожежної та вибухопожежної безпеки;
- потребою в автоматизації контролю рівня, температури, герметичності та аварійних режимів;
- необхідністю зменшення ризику забруднення ґрунту, атмосферного повітря та зливових стоків;
- потребою у зниженні експлуатаційних витрат.

### **5.2. Мета реконструкції**

Метою реконструкції резервуарного парку є підвищення технічної надійності, пожежної безпеки, екологічної безпечності та економічної ефективності експлуатації об'єкта.

Основними завданнями реконструкції є:

1. Відновлення працездатності резервуарів шляхом ремонту днищ, покрівель, стінок, люків, патрубків і технологічної арматури.

2. Підвищення корозійної стійкості резервуарів за рахунок нанесення сучасних антикорозійних покриттів.
3. Зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування шляхом модернізації дихальної арматури, ущільнень, систем герметизації та контролю.
4. Підвищення рівня автоматизації за рахунок встановлення рівнемірів, датчиків температури, сигналізаторів граничного рівня, систем контролю загазованості та герметичності.
5. Модернізація насосного обладнання з упровадженням енергоефективних електроприводів.
6. Удосконалення систем пожежогасіння, блискавкозахисту, заземлення та аварійного оповіщення.
7. Відновлення обвалування, протифільтраційного захисту та систем збору аварійних проливів.
8. Зменшення витрат на технічне обслуговування і ремонт.

### 5.3. Вихідні дані для техніко-економічного розрахунку

**Таблиця 5.1 - Проектні вихідні дані для техніко-економічного розрахунку.**

Показник	Прийняте значення
Кількість резервуарів, що підлягають реконструкції	4 шт.
Тип резервуарів	вертикальні сталеві резервуари
Умовний об'єм одного резервуара	5000 м <sup>3</sup>
Загальний об'єм резервуарного парку, що реконструюється	20000 м <sup>3</sup>
Основні продукти зберігання	бензин, дизельне паливо
Річний обсяг обороту нафтопродуктів	80000 м <sup>3</sup> /рік

Середня густина нафтопродуктів	0,74 т/м <sup>3</sup>
Середня умовна вартість нафтопродукту	45000 грн/т
Розрахунковий період оцінки ефективності	10 років
Ставка дисконтування	12 %

#### 5.4. Порівняння можливих варіантів реконструкції

Для обґрунтування доцільності реконструкції розглянуто три можливі варіанти, наведені в табл. 5.3.

Таблиця 5.3 – Можливі варіанти реконструкції

Варіант	Зміст рішення	Переваги	Недоліки
Варіант 1. Мінімальний ремонт	Локальний ремонт резервуарів, окремої арматури, фарбування	Найменші капітальні витрати	Не забезпечує суттєвого зменшення втрат, не вирішує проблему автоматизації та екологічної безпеки
Варіант 2. Комплексна реконструкція	Ремонт резервуарів, антикорозійний захист, модернізація насосів, арматури, систем контролю, пожежогасіння та обвалування	Оптимальне співвідношення вартості та ефекту	Потребує значних одноразових інвестицій
Варіант 3. Повна заміна резервуарів	Демонтаж старих резервуарів і будівництво нових	Найвищий рівень надійності та довговічності	Найбільші капітальні витрати, тривалий строк реалізації, складність виконання на діючому підприємстві

Найбільш доцільним для умов дипломного проєкту є варіант 2 — комплексна реконструкція, оскільки він дозволяє підвищити безпеку й ефективність роботи резервуарного парку без повної заміни основних споруд.

### **5.5. Орієнтовний склад робіт з реконструкції**

До складу проєкту реконструкції резервуарного парку доцільно включити такі роботи:

1. Обстеження технічного стану резервуарів.
2. Дефектоскопія днищ, стінок, покрівель і зварних швів.
3. Ремонт або часткова заміна пошкоджених ділянок металоконструкцій.
4. Очищення резервуарів від залишків нафтопродуктів і нафтошламу.
5. Нанесення внутрішнього й зовнішнього антикорозійного покриття.
6. Модернізація дихальної та запобіжної арматури.
7. Встановлення систем контролю рівня, температури та аварійного переповнення.
8. Модернізація насосної станції.
9. Заміна частини запірної арматури та трубопроводів.
10. Установлення частотного регулювання електроприводів насосів.
11. Відновлення обвалування та протифільтраційного захисту.
12. Модернізація систем пожежогасіння, заземлення і блискавкозахисту.
13. Впровадження системи диспетчерського контролю.
14. Пусконаладжувальні роботи.

### **5.6. Капітальні витрати**

Орієнтовна вартість реконструкції визначається укрупненим методом за основними видами робіт.

Таблиця 5.4 – Капітальні витрати

Стаття витрат	Сума, млн грн
Технічне обстеження, діагностика, проєктні роботи	2,0
Очищення резервуарів і підготовка до ремонту	1,5
Ремонт днищ, стінок, покрівель, патрубків	5,5
Антикорозійний захист резервуарів	3,5
Заміна дихальної, запобіжної та запірної арматури	2,2
Модернізація насосної станції	3,0
Встановлення частотного регулювання насосів	1,6
Автоматизація контролю рівня, температури, герметичності	3,2
Модернізація систем пожежогасіння	3,5
Відновлення обвалування та протифільтраційного захисту	2,0
Пусконаладжувальні роботи	0,5
Разом	28,5

### 5.7. Джерела економічного ефекту

Економічний ефект від реконструкції формується за рахунок таких складових:

1. Зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування.
2. Зниження витрат на аварійні та позапланові ремонти.
3. Зменшення витрат електроенергії насосним обладнанням.
4. Скорочення простоїв під час технологічних операцій.
5. Зменшення екологічних ризиків і витрат, пов'язаних із ліквідацією проливів.
6. Підвищення точності обліку нафтопродуктів.
7. Подовження строку служби резервуарів.

## 5.8. Розрахунок економії від зменшення втрат нафтопродуктів

Втрати нафтопродуктів у резервуарному парку можуть виникати внаслідок випаровування під час зберігання, приймання та відвантаження продукту. Особливо це характерно для легких нафтопродуктів.

Таблиця 5.5 – Розрахункові дані

Показник	Значення
Річний обсяг обороту нафтопродуктів	80000 м <sup>3</sup> /рік
Середня густина продукту	0,74 т/м <sup>3</sup>
Річний масовий оборот	59200 т/рік
Втрати до реконструкції	0,12 %
Втрати після реконструкції	0,05 %
Зменшення втрат	0,07 %
Середня вартість продукту	45000 грн/т

Маса збереженого продукту:

$$\Delta m = G \cdot (q_1 - q_2) / 100$$

де:

G — річний масовий оборот, т/рік;

q<sub>1</sub> — втрати до реконструкції, %;

q<sub>2</sub> — втрати після реконструкції, %.

Підставимо значення:

$$\Delta m = 59200 \cdot (0,12 - 0,05) / 100 = 41,44 \text{ т/рік}$$

Економія від зменшення втрат:

$$E_{\text{вт}} = \Delta m \cdot \text{Ц}$$

$$E_{\text{вт}} = 41,44 \cdot 45000 = 1864800 \text{ грн/рік}$$

Отже, економія від зменшення втрат нафтопродуктів становить приблизно:

$$E_{\text{вт}} \approx 1,86 \text{ млн грн/рік}$$

### 5.9. Економія електроенергії насосним обладнанням

Після реконструкції насосної станції передбачається встановлення частотного регулювання електроприводів насосів. Це дозволяє зменшити споживання електроенергії під час перекачування, особливо в режимах часткового навантаження.

Приймаємо (табл. 5.7):

Таблиця 5.7 – Дані до розрахунку економії електроенергії насосним обладнанням

Показник	Значення
Річне споживання електроенергії насосами до реконструкції	600000 кВт·год/рік
Очікуване зменшення споживання	20 %
Економія електроенергії	120000 кВт·год/рік
Умовний тариф на електроенергію	7,0 грн/кВт·год

Річна економія:

$$E_{\text{ел}} = W_{\text{ек}} \cdot T_{\text{ел}}$$

$$E_{\text{ел}} = 120000 \cdot 7,0 = 840000 \text{ грн/рік}$$

Отже:

$$E_{\text{ел}} \approx 0,84 \text{ млн грн/рік}$$

### 5.10. Економія на ремонтах і технічному обслуговуванні

До реконструкції витрати на підтримання працездатності застарілих резервуарів, трубопроводів, арматури та насосного обладнання є підвищеними через часті дефекти, корозійні пошкодження, витіки, необхідність позапланових зупинок і ремонтів.

Після реконструкції очікується:

- зменшення кількості аварійних ремонтів;
- зниження витрат на усунення витоків;
- подовження міжремонтного періоду;
- зниження витрат на обслуговування арматури та насосів.

Приймаємо орієнтовну економію:

$$E_{\text{рем}} = 1,5 \text{ млн грн/рік}$$

### **11. Економічний ефект від зменшення простоїв**

Автоматизація контролю рівня, температури, герметичності, а також модернізація насосної станції знижують тривалість технологічних операцій і зменшують кількість вимушених зупинок.

Приймаємо:

$$E_{\text{пр}} = 1,2 \text{ млн грн/рік}$$

Цей ефект формується за рахунок скорочення втрат часу при прийманні та відвантаженні нафтопродуктів, зменшення кількості аварійних зупинок і підвищення пропускної здатності технологічних ліній.

### **5.12. Екологічний та безпековий ефект**

Реконструкція резервуарного парку має не лише прямий економічний, але й важливий екологічний і соціальний ефект. У результаті модернізації зменшується ймовірність проливів нафтопродуктів, забруднення ґрунту, потрапляння нафтопродуктів у зливову каналізацію та викидів парів в атмосферу.

До екологічного ефекту можна віднести:

- зменшення викидів летких органічних сполук;
- зниження ризику забруднення ґрунтів;
- зменшення витрат на ліквідацію аварійних проливів;

- підвищення рівня екологічної безпеки підприємства;
- покращення умов праці персоналу.

Орієнтовно економічний еквівалент екологічного та безпекового ефекту приймаємо:

$$E_{\text{екол}} = 1,4 \text{ млн грн/рік}$$

### 5.13. Загальний річний економічний ефект

Загальний річний економічний ефект визначається як сума всіх складових:

$$E_{\text{заг}} = E_{\text{вт}} + E_{\text{сл}} + E_{\text{рем}} + E_{\text{пр}} + E_{\text{екол}}$$

Підставимо значення:

$$E_{\text{заг}} = 1,86 + 0,84 + 1,50 + 1,20 + 1,40 = 6,80 \text{ млн грн/рік}$$

Отже, загальний орієнтовний річний економічний ефект становить:

$$E_{\text{заг}} = 6,80 \text{ млн грн/рік}$$

### 5.14. Розрахунок строку окупності

Простий строк окупності визначається за формулою:

$$T_{\text{ок}} = K_{\text{заг}} / E_{\text{заг}}$$

де:

$K_{\text{заг}}$  — капітальні вкладення, млн грн;

$E_{\text{заг}}$  — річний економічний ефект, млн грн/рік.

Підставимо значення:

$$T_{\text{ок}} = 28,5 / 6,80 = 4,19 \text{ року}$$

Отже, простий строк окупності становить приблизно:

$$T_{\text{ок}} \approx 4,2 \text{ року}$$

Такий строк окупності можна вважати прийнятним для реконструкції промислового об'єкта, оскільки після завершення періоду окупності підприємство отримуватиме щорічний економічний ефект у вигляді зменшення витрат, витрат на ремонт, електроенергію та аварійні простої.

### 5.15. Дисконтована оцінка ефективності

Для більш обґрунтованої оцінки доцільно визначити чистий дисконтований дохід за розрахунковий період 10 років.

Чистий дисконтований дохід:

$$NPV = \sum E_{\text{заг}} / (1 + r)^t - K_{\text{заг}}$$

де:

r — ставка дисконтування;

t — номер року;

$K_{\text{заг}}$  — початкові капітальні вкладення.

Для розрахункового періоду 10 років і ставки дисконтування 12 % коефіцієнт приведення річної рівномірної економії становить приблизно:

$$K_d \approx 5,65$$

Тоді:

$$NPV = 6,80 \cdot 5,65 - 28,5 = 38,42 - 28,5 = 9,92 \text{ млн грн}$$

Отже:

$$NPV \approx 9,9 \text{ млн грн}$$

Додатне значення NPV свідчить про економічну доцільність реалізації проєкту реконструкції.

### 5.16. Порівняння стану резервуарного парку до і після реконструкції

Таблиця 5.8 – Порівняння стану резервуарного парку до і після реконструкції

Показник	До реконструкції	Після реконструкції
Технічний стан резервуарів	Зношення, корозійні пошкодження, потреба в частих ремонтах	Відновлений технічний стан, подовження ресурсу експлуатації
Втрати	Підвищені втрати від	Зменшення втрат за рахунок

нафтопродуктів	випаровування	герметизації та модернізації арматури
Контроль рівня	Частково ручний або застарілий	Автоматизований контроль рівня і сигналізація переповнення
Насосне обладнання	Підвищене енергоспоживання	Частотне регулювання, зниження витрат електроенергії
Пожежна безпека	Потреба в модернізації систем	Оновлені системи пожежогасіння, сигналізації, заземлення
Екологічна безпека	Ризик проливів і забруднення ґрунту	Відновлене обвалування, протифільтраційний захист
Експлуатаційні витрати	Високі	Знижені
Надійність роботи	Середня або недостатня	Підвищена

### 5.17. Очікувані технічні результати реконструкції

У результаті виконання реконструкції очікується:

- подовження строку служби резервуарів не менше ніж на 10–15 років;
- підвищення герметичності резервуарів і трубопровідної обв'язки;
- зменшення втрат нафтопродуктів від випаровування;
- підвищення точності комерційного й технологічного обліку;
- зниження питомих витрат електроенергії на перекачування;
- скорочення кількості аварійних ремонтів;
- підвищення рівня промислової, пожежної та екологічної безпеки;
- покращення умов праці обслуговуючого персоналу.

## 5.18. Очікувані економічні результати

Показник	Значення
Загальні капітальні вкладення	28,5 млн грн
Річна економія від зменшення втрат нафтопродуктів	1,86 млн грн/рік
Річна економія електроенергії	0,84 млн грн/рік
Економія на ремонтах	1,50 млн грн/рік
Економія від зменшення простоїв	1,20 млн грн/рік
Екологічний та безпековий ефект	1,40 млн грн/рік
Загальний річний економічний ефект	6,80 млн грн/рік
Простий строк окупності	4,2 року
Чистий дисконтований дохід за 10 років	9,9 млн грн

## 5.19. Висновок щодо економічної доцільності реконструкції

Реконструкція резервуарного парку АТ «Одеснафтопродукт» є технічно необхідною та економічно доцільною. Реалізація проекту дозволяє підвищити надійність роботи резервуарів, зменшити втрати нафтопродуктів, скоротити витрати на ремонт і технічне обслуговування, знизити енергоспоживання насосного обладнання та підвищити рівень пожежної й екологічної безпеки.

За прийнятими проектними вихідними даними загальні капітальні вкладення становлять 28,5 млн грн, а очікуваний річний економічний ефект — 6,8 млн грн/рік. Простий строк окупності проекту становить приблизно 4,2 року, а чистий дисконтований дохід за 10 років — близько 9,9 млн грн.

Таким чином, комплексна реконструкція резервуарного парку є обґрунтованим інвестиційним рішенням, яке забезпечує одночасне досягнення технологічного, економічного, екологічного та безпекового ефекту.

## ВИСНОВКИ

У межах реконструкції резервуарного парку особливого значення набувають підвищення надійності резервуарів, зменшення втрат від випаровування, модернізація систем контролю рівня та герметичності, удосконалення протипожежного захисту й забезпечення відповідності сучасним вимогам промислової та екологічної безпеки.

При реконструкції чотирьох резервуарів типу РВС-5000 загальний корисний об'єм парку становить близько 18000 м<sup>3</sup>. Такий об'єм забезпечує можливість приймання, зберігання та відвантаження нафтопродуктів з необхідним експлуатаційним запасом.

Розрахунок обвалування показав, що для локалізації аварійного розливу найбільшого резервуара необхідна висота обвалування становить приблизно 1,40 м, тому в проєкті приймається висота 1,50 м. Також визначено орієнтовну площу антикорозійного захисту чотирьох резервуарів — 5702 м<sup>2</sup> і потребу в лакофарбових матеріалах близько 3,1 т.

Для розрахункового аварійного випадку потрібний запас води становить близько 801 м<sup>3</sup>, тому з урахуванням запасу приймається не менше 820 м<sup>3</sup>. У результаті реконструкції також очікується зменшення втрат нафтопродуктів на 41,44 т/рік за рахунок модернізації дихальної арматури, герметизації та контролю технологічних режимів.

Реалізація проєкту дозволяє підвищити надійність роботи резервуарів, зменшити втрати нафтопродуктів, скоротити витрати на ремонт і технічне обслуговування, знизити енергоспоживання насосного обладнання та підвищити рівень пожежної й екологічної безпеки. Строк окупності проєкту становить приблизно 4,2 року, а чистий дисконтований дохід за 10 років — близько 9,9 млн грн.

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. ВБН В.2.2-58.1-94\*. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. Зі зміною № 1.
2. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів: наказ Мінпаливенерго України від 24.12.2008 № 658, зареєстровано в Мін'юсті 16.03.2009 за № 235/16251.
3. Правила безпеки під час експлуатації магістральних нафтопроводів: наказ Держгірпромнагляду України від 23.05.2007 № 110, зареєстровано в Мін'юсті 19.12.2007 за № 1389/14656.
4. API Standard 650. Welded Tanks for Oil Storage. American Petroleum Institute, 13th Edition.
5. API Standard 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. American Petroleum Institute.
6. API Recommended Practice 651. Cathodic Protection of Aboveground Petroleum Storage Tanks. American Petroleum Institute.
7. API Recommended Practice 652. Lining of Aboveground Petroleum Storage Tank Bottoms. American Petroleum Institute.
8. NFPA 30. Flammable and Combustible Liquids Code. National Fire Protection Association.
9. EPA. Control of Volatile Organic Emissions from Petroleum Liquid Storage in Fixed-Roof Tanks. U.S. Environmental Protection Agency.
10. Yang H. et al. Influencing factors and emission reduction strategies analysis of VOC emissions from internal floating-roof tanks. *Science of the Total Environment*, 2024.
11. Stoicescu A. A. et al. Current Methods and Technologies for Storage Tank Assessment. *Materials*, 2025.
12. Oil storage tank bottom corrosion evaluation using acoustic emission testing. Seven Editora, 2026.

13. Інструкція щодо гасіння пожеж у резервуарах із нафтою та нафтопродуктами. Довідковий нормативний матеріал.
14. Tagliaferri F. et al. Assessing VOC Dispersion from Hydrocarbon Storage Tanks: A Case Study on Emission Temporal Resolution. *Applied Sciences*, 2026.
15. ДСТУ Б А.2.4-4:2009. Основні вимоги до проектної та робочої документації.
16. ДБН В.1.1-7:2016. Пожежна безпека об'єктів будівництва. Загальні вимоги.
17. ДБН В.2.5-74:2013. Водопостачання. Зовнішні мережі та споруди.
18. ДБН В.2.5-75:2013. Каналізація. Зовнішні мережі та споруди.
19. ДСТУ EN 60079. Вибухонебезпечні середовища. Серія стандартів щодо електрообладнання у вибухонебезпечних зонах.
20. Відомості про АТ «Одеснафтопродукт» за відкритими реєстровими даними: код ЄДРПОУ 03482749, місцезнаходження м. Одеса.
21. Кудінов В. О., Кравцов А. В. Резервуари для нафти і нафтопродуктів: конструкція, експлуатація, ремонт. Навчальний посібник.
22. Абрамович Г. Н. Прикладная газовая динамика. Довідкові матеріали для розрахунків вентиляції і дихальних систем.
23. Лур'є М. В. Трубопровідний транспорт нафти, нафтопродуктів і газу. Теоретичні основи та розрахунки.
24. Касаткін А. Г. Основні процеси та апарати хімічної технології. Розділи з гідравліки та теплообміну.
25. Правила охорони праці під час експлуатації обладнання, що працює під тиском, та загальні вимоги безпеки до виробничого обладнання.
26. АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО ОДЕСНАФТОПРОДУКТ: вся інформація про компанію - 03482749, дата реєстрації, власники | VKURSI.PRO. *VKURSI.PRO*. URL: [https://vkursi.pro/card/at-odesnaftoprodukt-03482749?utm\\_source=chatgpt.com](https://vkursi.pro/card/at-odesnaftoprodukt-03482749?utm_source=chatgpt.com) (дата звернення: 30.05.2026).
- ВБН В.2.2-58.1-94\*. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. Зі зміною № 1.

27. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа.
28. Правила пожежної безпеки для об'єктів зберігання, транспортування та реалізації нафтопродуктів: наказ Мінпаливенерго України від 24.12.2008 № 658.
29. ДБН В.2.5-56:2014. Системи протипожежного захисту.
30. API Standard 650. Welded Tanks for Oil Storage. American Petroleum Institute.
31. API Standard 653. Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. American Petroleum Institute.
32. ДСТУ EN 60079. Вибухонебезпечні середовища. Електрообладнання та вимоги до вибухозахисту.