

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 резервуарного парку розподільної нафтобази

Здобувача Константинов П. І.

Керівник доц. Кологривов М.М.

Консультанти: проф. Басюркіна Н.І.

доц. Кологривов М.М.

Кваліфікаційна робота допускається до захисту

Рішення кафедри від

10 червня 2026 року

протокол № 12

В.о.завідувача кафедрою НТІТ

Олександр ТІТЛОВ

Одеса - 2026 рік

ОДЕСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНОЛОГІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

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

Кафедра Нафтогазових технологій, інженерії та теплоенергетики

Ступінь вищої освіти Бакалавр

Спеціальність 185 Нафтогазова інженерія та технології

Освітня програма Нафтогазова інженерія та технології

ЗАТВЕРДЖУЮ

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

«02» лютого 2026 року

ЗАВДАННЯ НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ ЗДОБУВАЧА

Константинова Петро Івановича

1. Тема роботи Проект резервуарного парку розподільної нафтобази

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

2. Термін здачі здобувачем закінченої роботи 10.06.2026 р.

3. Вихідні дані роботи

бензин А92; витрата $Q = 4,8 \cdot 10^5$ т/рік - річна реалізація; 750 кг/м^3 – щільність бензину; дизельне паливо; витрата $Q = 6,3 \cdot 10^5$ т/рік; - річна реалізація,; $\rho = 0,835 \text{ т/м}^3$ щільність дизельного палива; температура нафтопродуктів $20 \text{ }^\circ\text{C}$; коефіцієнти нерівномірності постаання для сільськогосподарського району; резеруари для бензину РВСП10000 резервуари для дизельного палива РВС10000; постачання нафтопродуктів залізничними цистернами типу 15890.

4. Перелік питань, які потрібно розробити

вступ;-роль нафти в господарстві; характеристики резервуарного парку; експлуатація резервуарних парків; заходи щодо зниження втрат нафтопродуктів; розрахунки ємності резервуарного парку та його обвалування; гідравлічні розрахунки; розрахунок втрат від «великих дихань»;;разрахуок залізничної естакади; вимоги охорони праці економічні розрахунки.

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

Презентація з основними результатами кваліфікаційної роботи

Дихальний клапан – збірне креслення; Хлопушка-збірне креслення; Резервуар РВС- загальний вид; Резервуар РВСП-загальний вид.

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

Розділ	Консультант	Підпис, дата	
		Завдання видав	Завдання видав
Нормоконтроль	Доц. Кологривов М.М.		
Охорони праці	Доц. Кологривов М.М.		
Економічний розділ	Проф. Басюркіна Н.І.		

7. Дата видачі завдання 02.02.2026 р.

Керівник _____ Кологривов М.М.

Завдання прийняв до виконання _____ Константинов П. І.

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№	Назва етапів кваліфікаційної роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Вступ, характеристика і експлуатація парку	08.03.2026	
2	Заходи зниження втрат нафтопродуктів	21.03.2026	
3	Розрахунки ємності і обвалування парку	04.04.2026	
4	Розрахунки гідравлічних втрат	04.18.2026	
5	Розрахунки втрат від великих дихань	05.05.2026	
6	Розрахунки залізничної естакади	19.05.2026	
7	Вимоги охорони праці, економічна оцінка роботи	01.06.2026	
8	Оформлення пояснювальної записки і презентації, креслень	09.06.2026	

Здобувач-дипломник _____ Константинов П. І.

Керівник роботи _____ доц. Кологривов М.М.

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

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

Здобувач-дипломник _____ Константинов Петро Іванович _____

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота складається з: 75 сторінок друкованого тексту, 10 рисунків, 13 таблиць, 10 посилань на джерела.

Кваліфікаційна робота присвячена проектуванню резервуарного парку на Одещині. Було виконано проект резервуарного парку з перевалки світлих нафтопродуктів. Річний вантажообіг по бензину становить 480 тис., а по дизельному паливу 630 тис тонн на рік.

Вказано актуальність даної теми, описано загальний пристрій резервуарного парку, вказано призначення та вимоги до основного технологічного обладнання, зазначені вимоги до експлуатації та роботи обладнання.

З урахуванням річного вантажообігу було розраховано необхідний обсяг резервуарного парку з бензину та дизельного палива, Для бензину та дизельного палива обрані резервуари РВСП 10000 та РВС 10000 в кількості 13 та 15 відповідно. Виконано розрахунок обвалування таким чином, щоб запобігти розливу нафтопродукту на території резервуарного парку.

Для забезпечення необхідного вантажообігу була підібрана залізнична естакада. Естакада є двосторонньою та довжина її склала 144 м. Кількість цистерн, що одночасно наливаються, – 24.

Виконаний гідравлічний розрахунок зливу та наливу нафтопродуктів у залізничні цистерни. Підібрані діаметри трубопроводних комунікацій. Підібрано насосне обладнання.

Виконано розрахунок втрат від великих дихань резервуара РВС 10000. Розрахунок виконувався за сучасною методикою, що враховує велику кількість факторів.

Ключові слова: нафтобаза, резервуарний парк, залізнична естакада, світлі нафтопродукти, втрати.

ABSTRACT

The qualification work consists of: 75 pages of printed text, 10 figures, 13 tables, 10 references to sources.

The qualification work is devoted to the design of a tank farm in the Odessa region. A tank farm project for the transshipment of light petroleum products was completed. The annual cargo turnover for gasoline is 480 thousand, and for diesel fuel 630 thousand tons per year.

The relevance of this topic is indicated, the general structure of the tank farm is described, the purpose and requirements for the main technological equipment are indicated, and the requirements for the operation and operation of the equipment are specified.

Taking into account the annual cargo turnover, the required volume of the tank farm for gasoline and diesel fuel was calculated. For gasoline and diesel fuel, RVSP 10000 and RVS 10000 tanks were selected in the amount of 13 and 15, respectively. The embankment was calculated in such a way as to prevent the spillage of petroleum products on the territory of the tank farm.

To ensure the necessary cargo turnover, a railway overpass was selected. The overpass is double-sided and its length is 144 m. The number of tanks that are filled simultaneously is 24.

Hydraulic calculation of oil product discharge and loading into railway tanks has been performed. Diameters of pipeline communications have been selected. Pumping equipment has been selected.

A calculation of losses from large breaths of the RVS 10000 tank was performed. The calculation was performed using a modern method that takes into account a large number of factors.

Keywords: oil depot, tank farm, railway overpass, light petroleum products, losses.

ЗМІСТ

	Стор.
ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	8
1.ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА	10
1.1 О необхідності будівництва резервуарних парків.....	10
2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА	12
2.1 Признаення і характеристика резервуарного парку	12
2. 2 Типи резервуарів для зберігання нафти	15
2.3 Заходи по зниженню втрат нафтопродуктів з резервуарів	19
2.4 Експлуатація резервуарів з нафтопродуктами	29
3. РОЗРАХУНКОВО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА	34
3.1 Розрахунок необхідної ємності резервуарного парку	34
3.2 Розрахунок обвалування резервуарного парку	36
3.3 Розрахунок залізничної естакади.....	37
3.4 Розрахунок наливу нафтопродуктів в залізничні цистерни.	41
3.5 Розрахунок втрат нафтопродуктів від "великих диханнях".....	48
4 ОХОРОНА ПРАЦІ	59
4.1 Техніка безпеки під час експлуатації резервуарів	59
4.2 Розрахунок вентиляції операторної резервуарного парку	60
. 5. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ	63
5.1 Розрахунок витрат при експлуатації резервуарного парку	63
5.2 Кошторис витрат з експлуатації резервуарного парку.....	71
ВИСНОВКИ	73
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	75

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

Позначення:

d - діаметр трубопровода, м;
 F – площа, m^2 ;
 H – напір, м;
 G – витрата, kg/m^3
 P – тиск, Па;
 Q – об'ємна витрата, m^3/c ;
 T – температура, К;
 t – температура, $^{\circ}C$;
 δ - товщина стінки, м;
 λ – коефіцієнт тертя,
 ρ – щільність, kg/m^3 ;
 ν - кінематична в'язкість, m^2/c .
 ω - швидкість руху рідини, м/с;
 z – нівелірна висота;
 C – концентрація;
 τ - час;
 ξ – коефіцієнт гідравлічного опору;
 L – довжина, м;
 V – об'єм, m^3 ;
 N – кількість, шт.;
 n - кількість, шт.;
 η - коефіцієнт використання резервуару;
 K – коефіцієнт;
 R – газова стала, Дж/кмольК;
 M – молярна маса, кг/кмоль.

Скорочення:

ЛЗР – легкозаймиста речовина;
 ГР – глрююча речовина;
 ГП – газовий простір;
 ГО – газова об'язка;;
 ГУС – газоурівнювальна система;
 ГГЕ – газо-газовий ежектор;
 ГПСС – генератор пени з сітчастою системою;
 ППС – пароповітряна суміш;
 РВС – резервуар вертикальний сталевий;;

РВСП – резервуар вертикальний сталевий з понтоном;
ЗБР – залізо-бетоний резервуар;
ПД – плаваючий дах;
РГЕ – рідинно-газовий ежектор;
УЛФ – уловлювання легких фракцій;
УСН – установка нижнього зливу.

Індекси:

і – і-тий нафтопродукт;
б – бензин;
д – дизельне паливо;;
р – резервуар;
нв – нерівномірність;
н – номінальне значення
м – маршрут;
ц – цистерна;
тр – трубопровід;
а – атмосферний параметр;

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						7
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ВСТУП

В Україні зростає потреба в різних видах енергії та палива, зараз переважно використовуються такі види енергетичних ресурсів, як нафта, природний газ, ядерне паливо та вугілля.

Нафта – основа світового паливно-енергетичного балансу є найзручніше сировина. Продукти нафтопереробки широко використовуються у всіх галузях промисловості, сільського господарства, транспорті, у побуті. Основна частина продукції використовується для виробництва енергії, тому належить до групи галузей енергетики. Частина нафти та нафтопродуктів йде на нафтохімічну переробку.

У зв'язку зі значним виснаженням нафтових родовищ старопромислових західних районів України поряд із пошуками та видобутком нафти у східних районах ширше розгортається геологічна розвідка шельфової зони Чорного та Азовського морів, а також Причорноморської низовини, де останніми роками видобувають промислову нафту.

Наразі перше місце з видобутку нафти належить Лівобережній частині України, де працюють нафтогазові управління: у Чернігівській області на базі Гнидинцівського та Прилуцького родовищ; Сумський – на основі Охтирського та Качанського родовища; у Полтавській – на базі Сагайдатського, Зачепливського, Радченківського родовищ.

Тут видобувають понад половину нафти в Україні. Друге місце займає Прикарпатська нафтогазова провінція, де працюють нафтогазовидобувні управління – Бориславнафтогаз та Долинонафтогаз. Поки що масштаби видобутку нафти невеликі через виснаження запасів і недостатнє проведення розвідувальних робіт.

Слід сказати, що у собівартість нафти дуже впливає спосіб її видобутку. Добута в Україні нафта має відносно високу собівартість, оскільки видобуток її у прогресивний фонтанний спосіб майже зупинився. Для підтримки високого тиску пластів практикують закачування за контурами пласта гарячої води, пари, хімічних компонентів, які дають змогу збільшувати видобуток нафти на 60-70%. Вартість нафти в районах споживання значною мірою визначається витратами на її транспортування, які залежать від діаметра трубопроводу, вмісту сирої нафти парафіну, потужності нафтоперекачувальних станцій. Останніми роками визначилася тенденція подорожчання нафти, що з ускладненнями умов видобутку та експлуатації більшості родовищ.

Будівництво нафтопереробних підприємств у районах споживання нафти та нафтопродуктів має ряд переваг, оскільки зменшується перевезення нафтопродуктів незалежно від способу транспортування товарної нафти

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 8
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

(збереження товарної нафти обходиться дешевше), а споживання має можливість використовувати товарну нафту, яка надходить з різних районів.

Промисловість України представлена Лисичанським, Кременчуцьким, Херсонським, Бердянським, Дрогобицьким, Львівським та Надвірнянським нафтопереробним заводами. Україна лише частично забезпечує своєю нафтою потребу у нафті.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						9
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

1.ЗАГАЛЬНА ЧАСТИНА

1.1 О необхідності будівництва резервуарних парків

Переробка нафти – основа формування промислових комплексів, особливо нафто- та вуглехімічних. Велику роль відіграє нафту як районно-виробничий фактор. Вплив її тим більше, чим потужніші запаси і високі техніко-економічні показники ресурсів.

Наприклад, з нафти отримують не тільки паливо – бензин, гас, дизель, мазут, але й різні олії та змащувальні матеріали, пластмаси, миючі речовини, синтетичні волокна, добрива.

У структурі промисловості України частку нафтогазового комплексу припадає 15% вартості основних фондів і майже 8% середньорічної чисельності промислово-виробничого персоналу. Нафтогазовий комплекс виробляє 11% вартості промислової продукції України.

У 50-80 роках минулого століття в Україні поступово зростав видобуток нафти і особливо газу. У структурі споживання почала збільшуватися для нафти та газу. У 90-ті роки частка газу структурі паливного балансу як і нафти почала знижуватися. Загальний видобуток нафти в Україні зростав до 1987 р. Однак, останніми роками, абсолютні розміри її видобутку почали знижуватися внаслідок важкого фінансово-економічного стану країни загалом.

Збільшення витрат на видобуток та транспортування нафти потребує обґрунтування економічної доцільності розробки тих чи інших родовищ. Для її визначення в енергоекономічних розрахунках використовують показники кінцевих витрат, які дають змогу виявити економічні райони України суспільно виправданий верхній рівень витрат. Так, на підставі кінцевих витрат встановлюють рівень енергозабезпечення України загалом та її окремих економічних районів.

Удосконалення енергетичного та сировинного балансу України визначається насамперед значною диференціацією рівнів забезпечення нафтою окремих районів. Тому в перспективі необхідно вирішувати проблеми: удосконалювати галузеву та територіальну структуру енергетичного балансу, а також оптимізувати розташування основних споживачів нафти.

Останнє означає, що зниження енергоємності матеріального виробництва, у енергодефіцитних районах одна із найважливіших завдань збалансованості видобутку і споживання нафти у регіональному плані.

Нафтогазовий комплекс – складна міжгалузева система видобутку транспортування, зберігання та переробки нафти.

Проблема забезпечення української економіки енергоносіями — одна із найбільш важливих. Газ, нафту, вугілля і навіть електроенергію доводиться

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 10
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

імпортувати. Щорічно на це витрачається близько 8 млрд. дол., на що йде 2/3 всього товарного експорту. Дефіцит енергоносіїв спричиняє шлейф тяжких наслідків: недобір урожаю, систематичне відключення населених пунктів від електропостачання тощо. Тому проблема вимагає кардинального вирішення.

На сучасному етапі економічного розвитку країни найважливіша є паливно-енергетична проблема. Успішне її вирішення визначає можливості, темпи та напрямки економічного та соціального розвитку. Значення нафти в економіці будь-якої країни велике: без неї неможливий виробничий процес, робота промисловості, сільського господарства і транспорту.

Питання необхідності будівництва нафтобаз у конкретному районі вирішується з урахуванням конкретного техніко-економічного обґрунтування. При його розробці враховують:

- 1) потреба підприємств і населення різних нафтопродуктах з урахуванням перспектив розвитку аналізованого району та регіону загалом;
- 2) джерела надходження нафтопродуктів та відстань до них;
- 3) можливі частоти та регулярність поставок;
- 4) чинні укрупнені нормативи капіталовкладень та експлуатаційних витрат в об'єкти нафтогазового господарства.

На підставі запланованого вантажообігу нафтобази з урахуванням середніх значень коефіцієнт оборотності, що показує скільки разів на рік резервуари повністю заповнюються та спорожняються, визначають необхідну ємність резервуарного парку нафтобази і далі – за укрупненими нормативами – загальні капітальні вкладення.

Експлуатаційні витрати визначають як суму амортизаційних відрахувань, зарплатної плати персоналу, витрат на поточний ремонт, витрат на паливо, електроенергію та інше. Поділивши експлуатаційні витрати на вантажообіг нафтобази, знаходять собівартість, яка має бути на рівні величини, що мають місце при експлуатації передових нафтобаз в аналогічних умовах. Термін окупності капітальних вкладень має перевищувати нормативної величини 6,5 років.

2. ТЕХНОЛОГІЧНА ЧАСТИНА

2.1 Призначення і характеристика резервуарного парку

Сучасна нафтобаза - це складне і різноманітне господарювання. Воно включає резервуарні парки, розгалужені трубопровідні комунікації, потужне насосно-силове обладнання, різноманітні зливно-наливні пристрої.

Основне призначення нафтобаз – забезпечити безперебійне постачання промисловості, транспорту, с/г та інших споживачів нафтопродуктами у необхідній кількості та асортименті, збереження якості нафтопродуктів та скорочення до мінімуму їх втрат при прийманні, зберіганні та відпустці споживачам.

Резервуарні парки нафтобаз грають дуже значної ролі. Основне їх призначення - виконання ролі буфера між постачальником і одержувачем нафти і нафтопродуктів, що компенсує нерівномірності поставок і споживання нафтопродуктів. До інших функцій резервуарних парків відносять: створення запасів у разі виникнення збоїв у транспортного ланцюга, доведення якості нафтопродуктів до необхідного рівня, їх облік.

Резервуарні парки є найбільш пожежонебезпечними об'єктами на нафтобазах. Тому головною пожежною характеристикою резервуарних парків є їхній сумарний обсяг. Його величина, а також максимальний обсяг в м³ одного резервуара покладено в основу поділу нафтобаз на категорії:

I категорія – обсяг понад 100000

II категорія – обсяг від 10000 до 100000

III категорія – обсяг від 2000 до 10000

IV категорія – обсяг до 2000

Резервуарний парк складається з кількох резервуарів. Одинична ємність резервуарів порівняно невелика становить від 100 м³ до 5000 м³.

На нафтобазах використовують такі типи резервуарів:

- вертикальні сталеві;
- горизонтальні сталеві;
- залізобетонні;
- із синтетичних матеріалів.

Найбільш поширені сталеві резервуари. Відповідно до вимог застосовуються такі типи сталевих резервуарів:

- вертикальні циліндричні зі стаціонарним конічним або сферичним дахом місткістю до 20000 м³ (при зберіганні ЛЗР) та до 50000 м³ (при зберіганні ГР);
- вертикальні циліндричні зі стаціонарним дахом та плаваючим понтоном місткістю до 50000 м³;
- вертикальні циліндричні з плаваючим дахом місткістю до 120000 м³

Стінки вертикальних сталевих резервуарів складаються з металічних листів, як правило, розміром 1,5 х 3 м або 1,5 х 6 м. Причому товщина нижнього пояса резервуара коливається в межах від 6 мм (РВС-1000) до 25 мм (РВС-120000) в залежності від місткості. Товщина верхнього пояса становить від 4 до 10 мм. Верхній, зварний шов з дахом резервуара виконується ослабленим з метою запобігання руйнуванню резервуара при вибуху пароповітряної суміші всередині замкнутого об'єму резервуара,

Для зберігання відносно невеликих кількостей нафтопродуктів застосовуються сталеві горизонтальні резервуари ємністю до 1000 м³. Крім сталевих резервуарів у ряді випадків використовуються також залізобетонні.

Залежно від призначення резервуари поділяються на групи. До першої групи відносяться резервуари, призначені для зберігання рідин при надмірному тиску до 0,07 МПа включно та температурі до 120 °С. До другої групи відносяться резервуари, що працюють під тиском понад 0,07 МПа.

Резервуари можуть встановлюватися підземно чи наземно. Підземними називають резервуари, заглиблені в ґрунт або обсіпані ґрунтом, коли найвищий рівень рідини, що зберігається в ньому, знаходиться не менше ніж на 0,2 м нижче мінімальної планувальної позначки прилеглого майданчика, а також резервуари, що мають обсіпання не менше ніж на 0,2 м вище за допустимий рівень нафтопродукту в резервуарі. у яких днище знаходиться на одному рівні або вище від мінімальної планувальної позначки прилеглого майданчика в межах 3 м від стінки резервуара.

Всі резервуари обладнуються дихальною арматурою для вирівнювання тиску всередині резервуару з навколишнім середовищем при закачуванні або відкачуванні нафти або нафтопродукту, приймально-відпускними пристроями, а при необхідності, особливо при зберіганні нафти та темних нафтопродуктів, системами розмиву донних відкладень. Вентиляційні патрубки на резервуарах для нафтопродуктів із температурою спалаху менше 120°С обладнуються вогневими перегороджувачами.

Приймальні пристрої резервуарів для зберігання світлих і темних нафтопродуктів можуть відрізнятися за конструкцією. У першому випадку приймально-відпускний пристрій складається з приймально-відпускного патрубка, хлопуші, механізму управління хлопушів, який включає лебідку і трос, перепускний пристрій і трубопровід, що підводить. У другому випадку замість хлопуші є підйомна труба, яка є продовженням приймально-відпускного патрубка і з'єднана з останнім за допомогою шарніра.

Хлопуша являє собою металеву заслінку, встановлену на приймально-відпускному патрубку. Заслінка кріпиться на шарнірі та перекриває патрубок під

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 13
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

дією власної маси. Відкриття заслінки відбувається або під тиском рідини, що закачується, або за допомогою механізму управління. Механізм управління складається з троса та лебідки, яка може мати ручний привід для трубопроводів малих діаметрів (до 350 мм) або електричний у вибухобезпечному виконанні для трубопроводів діаметром понад 350 мм. Тиск відкривання заслінки хлопуші визначається вагою самої заслінки та гідростатичним тиском стовпа рідини в резервуарі. Центр осі механізму керування хлопуші розташовується зазвичай на 900 мм вище за осі приймально-відпускнуго патрубку, на якому кріпиться хлопуша.

Резервуари, призначені для зберігання в'язких нафтопродуктів, часто обладнуються системами обігріву і покриваються теплоізоляційним негорючим матеріалом. Як теплоізоляційні матеріали можуть застосовуватися цегла, азбоцемент, шлаковата, піноскло. Підігрів рідини, що зберігається, в резервуарах за допомогою внутрішніх обігрівачів проводиться насиченою парою або гарячою водою.

На дахах резервуарів крім дихальної арматури розміщуються також світлові та технологічні люки для проведення вимірів та технічного обслуговування, а на плаваючих дахах, крім того, пристрої для видалення атмосферних опадів через гнучкий шланг або шарнірну трубу та рухомі сходи.

Резервуарні парки для зберігання нафти та нафтопродуктів є складними інженерно-технічними спорудами і складаються з резервуарів, як правило, об'єднаних у групи, систем трубопроводів та інших споруд. Для скорочення втрат нафтопродуктів при їх відкачуванні та закачуванні групи резервуарів із стаціонарними дахами можуть обладнатися газозрівняльними системами. Ці системи являють собою мережу газопроводів, що з'єднують через вогнеперешкодники пароповітряні простори резервуарів між собою. У газоуравнительную систему входять також газгольдер, збірник конденсату, насос для перекачування конденсату та конденсатопровід. Для відключення газового простору окремих резервуарів від загальної мережі є перекривні вентиля та засувки на лініях газопроводів, що відходять від резервуарів.

Резервуари, в яких можливе утворення донних відкладень (опадів), що ведуть до зменшення їхнього корисного об'єму, обладнуються системами гідророзмиву.

Системи гідророзмиву донних відкладень включають насосну установку для подачі води в систему, зачистний трубопровід діаметром 150-300 мм до гідроежекторної установки, гідроежекторну установку, що складається з ежектора, пересувної електропомпи і гідромоніторів, трубопровід відведення парафіноводяної суміші.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						14
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2. 2. Типи резервуарів для зберігання нафти

Нафтові резервуари – це ємності для зберігання нафти та нафтопродуктів. Залежно від матеріалу, з якого споруджують резервуари, їх поділяють на металеві (сталеві) та неметалеві.

РЕЗЕРВУАРИ З КОНУСНОЮ ПОКРІВЛЮ

Резервуари з конусною покрівлею місткістю 100-5000 м³ виготовляються з рулонних заготовок корпусу і днища або методом збору листів. В обох варіантах підлога покриття монтується і зварюється і окремих листів безпосередньо на резервуарі.

Резервуари полистової сборки застосовуються лише у виняткових випадках окремих районах країни, куди по транспортним умовам утруднена доставка великогабаритних рулонних заготовок.

Резервуари місткістю 200-5000 м³, що споруджуються в районах зі швидкісним натиском вітру 550 Н/м², всередині корпусу на рівні низу кроквяних ферм мають кільця жорсткості.

Резервуари з конусною покрівлею розраховані на наступні навантаження:

Тиск у газовому просторі резервуару, 200 мм вод. ст.

Допустимий вакуум, 25 мм вод. ст.

Снігове навантаження, 1000 Н/м²

Навантаження від термоізоляції покрівлі, 450 Н/м²

Швидкісний напір вітру, 300-350 Н/м²

Корпус та днище резервуарів виготовляються з мартенівської. спокійної сталі (Ст.3) ЧМТУ 5332-55 поліпшеного розкислення. Для районів будівництва з зовнішньою розрахунковою температурою нижче -20 ці конструкції можна виготовляти з тієї ж сталі, але з випробуванням її на вигин в холодному стані (ДСТУ 380-71). Для несучих конструкцій та настилу покриття йде спокійна сталь марки ВСт.3 (ДСТУ 380-71).

РЕЗЕРВУАРИ З ЩИТОВИМИ ПОКРИТТЯМИ

Покриття резервуарів збираються із окремих щитів заводського виготовлення. Щит перекриття є каркасом, до якого приварений настил.

Конструкції покрівлі та перекриття розраховані на наступні навантаження:

Тиск у газовому просторі резервуару, 200 мм вод.

Допустимий вакуум, 25 мм вод. ст.

Снігове навантаження, 1000-1500 кгс/м²

Навантаження від термоізоляції покрівлі, 45 Н/м²

Застосування резервуарів із щитовою покрівлею забезпечує 100-відсоткову збірність конструкції, значно скорочує терміни спорудження, а також підвищує якість резервуарів.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 15
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

РЕЗЕРВУАРИ ЗІ СФЕРИЧНИМ ПОКРИТТЯМ

Резервуари зі сферичним покриттям мають місткість від 10 до 50 тис. м³. Вони призначені для зберігання рідини з густиною до 0,9 т/м³ і можуть споруджуватися в районах із сейсмічності до 7 балів і розрахунковою температурою не нижче -40°C.

Дно і корпус резервуара поставляються на місце будівництва в декількох рулонах, маса кожного з яких не перевищує 60 т. Покриття резервуарів монтується з окремих щитів та має сферичну форму. При монтажі щити укрупнюються: один монтажний щит збирається із трьох заводських щитів.

Щити спираються на центральне кільце та кільце жорсткості, розташовані на корпусі резервуара, під яким споруджується кільцевий залізобетонний фундамент із плит. Резервуар розрахований на такі навантаження:

Тиск у газовому просторі резервуару, 200 мм вод. ст.

Допустимий вакуум, 40 мм вод. ст.

Снігове навантаження, 1000 Н/м²

Швидкісний напір вітру, 55 Н/м²

Зовнішні шари нижніх поясів корпусу та краї днища виготовляються з низьколегованої сталі, інші елементи -зі сталі по ЧМТУ 5232-44 ДСТУ 380-71

Дуже відповідальним елементом є основа під резервуари. Резервуари місткістю до 5 тис.м³ (включно) встановлюються на штучній основі, що складається з ґрунтової підсипки, піщаної подушки та гідроізоляційного шару. На піщану подушку укладається гідроізоляційний шар, у якому розміщується днище резервуара.

Спорудження резервуарів дозволяється на скельних, напівскельних, великоуламкових, піщаних, глинистих і макропористих просадних ґрунтах. Резервуари на макропористих ґрунтах можна споруджувати лише за спеціальними проектами, що містять вказівки щодо забезпечення стійкості резервуарів. Зокрема, на ділянках зі слабкими ґрунтами, що мають несучу здатність менше 20 Н/см² (при товщині слабого ґрунту понад 6 см), необхідно ущільнювати ґрунт.

Резервуари місткістю 300 м³ і менше можна споруджувати на чорноземних та підзолистих ґрунтах.

Для ґрунтового підсилення основи, за винятком основ, споруджуваних на макропористих ґрунтах, допускається застосування щебенистих, гравійних та піщаних ґрунтів.

З глинистих ґрунтів підсипка може споруджуватися тільки в тому якщо їх вологість в момент укладання не перевищує 15%, а для супіщаних і суглинистих ґрунтів - 20%. Укладання ґрунту при влаштуванні ґрунтової підсипки та піщаної

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 16
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

подушки має здійснюватися горизонтальними шарами товщиною 15-20 см з ретельним пошаровим ущільненням.

Місткість резервуара, тис.м³: 10; 15; 20; 30; 50;

Геометричний об'єм, м³: 10950; 14900; 19460; 29240; 47880;

Діаметр внутрішній по нижньому поясу, мм: 34200; 39900; 45600; 47400; 60700;

Висота корпусу, мм: 1 1920; 1 1920; 1 1920; 17900; 17900;

Маса сталевих конструкцій, т: 203,17; 278,83; 408,76; 597,7; 959,7;

Поверхня піщаної подушки відсипається з ухилом від центру не більше 1,7—2,3%. Діаметр подушки повинен бути більший за діаметр резервуару не менше ніж на 1,4 м. Укоси подушки відсипають з ухилом 1: 1,5 з наступним мощенням. Поверх насипної подушки влаштовується гідроізолюючий шар, що оберігає метал днища від корозії під дією ґрунтових вод та конденсату.

При спорудженні резервуара на макропористих ґрунтах просадок гідроізолюючий шар оберігає їх від зволоження у разі витoku нафтопродукту через днище резервуара. Для приготування гідроізолюючого шару застосовується супіщаний ґрунт з вологістю до 3% і наступним гранулометричним складом: пісок крупністю 0,1-2 мм - 60-85%, піщані пилюваті та глинисті частинки крупністю менше 0,1 мм - 40-15%. У піску допускається вміст гравію крупністю 2-20 мм (не більше 25% від обсягу всього ґрунту). Супіщаний ґрунт ретельно перемішується з в'язкою (рідким бітумом, кам'яновугільним дьогтем, гудроном, мазутом).

Вміст кислот та вільної сірки у в'язкій речовині не допускається. У загальному обсязі суміші в'язкої речовини повинно утримуватися 8-10%.

Товщина гідроізолюючого шару повинна становити 80-100 мм, а при макропористих ґрунтах - 200 мм і більше (залежно від категорії ґрунту просадки). Гідроізолюючий шар повинен покрити всю поверхню насипної подушки, а при спорудженні на макропористих ґрунтах - крім цього поверхня укосів подушки з виходом по всьому периметру основи резервуара смугою шириною 0,5 м.

Відведення поверхневих вод від резервуарів забезпечується плануванням та пристроєм відвідних та нагінних каналів. Берми насипної подушки повинні мати ухил від резервуарів 10%.

При будівництві резервуарів на макропористих просадних і глинистих ґрунтах, що не дреновують, планування майданчика під одну позначку забороняється. У цих випадках відведення води з обвалування повинне проводитися в промислову каналізацію.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						17
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Для резервуарів місткістю 700 м³ і більше берми та укуси основи повинні міститися каменем до виконання монтажно-зварювальних робіт та випробування резервуарів з наступним перемотуванням.

Резервуари, які розташовані на схилах, необхідно захищати від стоку поверхневих вод нагірною канавою. При великій крутості схилу, а також при близькому до укусу розташування резервуара його корпус повинен бути захищений від можливих зсувів та падіння окремих каменів.

При зберіганні в резервуарі етилованого бензину укуси основи (якщо немає бетонного кільця) повинні бути покриті збірними бетонними плитами або монолітною бетонною плитою.

Після завершення будівництва резервуару та його випробування водою необхідно провести повторне нівелювання по периметру резервуару. Позначки слід робити не менш ніж у восьми точках, але не рідше ніж через 6 м. Якщо нерівномірне осадження викликало просадки основи більше 5 см між суміжними і більше 10 см між діаметрально протилежними точками, після спуску води з резервуара має бути проведена підбивка основи ґрунтом, застосовуваним для гідроізолюючого шару.

Усі роботи з приймання резервуара в експлуатацію повинні здійснюватися у суворій відповідності до чинних правил, норм та технічних умов. Остаточне приймання в експлуатацію резервуара включає випробування водою, зовнішній огляд, перевірку геометричних розмірів, а також перевірку відповідності поданої документації вимогам проекту та діючих технічних умов на виготовлення та монтаж сталевих вертикальних циліндричних резервуарів для нафтопродуктів.

Будівельний підрозділ, що здає в експлуатацію резервуар, повинен пред'являти таку документацію:

технічні акти на елементи, що виготовлені на заводі;

сертифікати (або їх копії) та інші документи, що засвідчують якість металу, електродів, зварювального дроту, флюсу та інших матеріалів, застосованих під час монтажу.

Акти, складені за встановленою формою, на приховані роботи та проміжні випробування: приймання ґрунту на підставі резервуара та насипної подушки, ізоляційного шару, на випробування щільності зварних швів днища, корпусу та покрівлі резервуара, ревізії обладнання (клапанів, засувок тощо), заземлення резервів у резервуарів місткістю 2 тис. м³ і більше, виготовлених листовим пособом); журнал виконання робіт та журнал зварювальних робіт.

Сутність остаточного випробування зводиться до того, що резервуар заливають водою на повну висоту і витримують під цим навантаженням не менше 24 годин.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		18

Виявлені дрібні дефекти (нориці, отпотіни) підлягають вирубці або виплавці та наступному заварюванні. Виправлені дефекти повинні бути перевірені на густину гасом. Підкарбування дефектних місць забороняється.

У зимових умовах випробування проводяться водою або продуктом за спеціальним погодженням. При випробуваннях водою повинні бути вжиті заходи щодо запобігання замерзанню води в трубах, засувках та від обмерзання стінок резервуара, для чого необхідно створити постійну циркуляцію води, опієплити окремі вузли або з'єднання, а також підігрівати воду.

2.3 Заходи по зниженню втрат нафтопродуктів з резервуарів

За різними оцінками втрати шляху слідування рідких вуглеводнів від свердловин до баків машин становлять від 3 до 5%. Наша країна не настільки багата, щоб цілі гіганти нафтової галузі працювали на втрати. Втрати нафти і нафтопродуктів, що мають місце при їх транспортуванні, зберіганні, прийомі та відпустці, умовно можна розділити на природні, експлуатаційні та аварійні.

До природних (природне зменшення) відносяться втрати, що є наслідком фізико-хімічних властивостей нафтопродуктів, впливу метеорологічних факторів і недосконалості існуючих на даний час засобів захисту нафтопродуктів від втрат при прийомі, зберіганні, відпустці та транспортуванні. Одним з основних джерел природних втрат нафтопродуктів є їх втрати від випаровування з резервуарів при великих і малих «диханнях». «Великі дихання» мають місце при операціях заповнення резервуарів. Питомі середньорічні втрати бензину становлять близько 0,5 кг на 1 м³ пароповітряної суміші (ПВС). Інший вид втрат від випаровування з резервуарів - це втрати від «малих дихань», що виникають в результаті добової зміни температури в газовому просторі (ГП) резервуарів під впливом сонячної радіації та коливань атмосферного тиску.

Розрахунки показують, що у весняно-літній період із резервуару РВС 5000 в атмосферу йде 100...150 кг бензину або $20 \cdot 10^{-3} \dots 30 \cdot 10^{-3}$ кг на кубометр ємності резервуара на добу. Одиничні втрати «великих дихань» великі, але бувають відносно рідко (у разі 4,4 десь у рік). Одиничні втрати від «малих дихань» невеликі, але вони бувають щодня.

Експлуатаційні втрати на відміну природних втрат можуть бути повністю усунуті.

Аварійні втрати виникають внаслідок пошкодження резервуарів, трубопроводів та обладнання внаслідок будь-яких непередбачених ситуацій. Оскільки на всіх об'єктах галузі проводиться планомірна робота щодо запобігання аваріям, то внесок цього виду втрат у їх загальну величину відносно невеликий.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 19
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Незалежно від виду втрат рідких вуглеводнів зрештою вони опиняються в атмосфері, що негативним чином позначається на навколишньому середовищі, і особливо здоров'я людей. Скорочення всіх видів втрат нафтопродуктів є актуальним завданням не лише з економічної, а й, що не менш важливо, з екологічної точки зору.

Традиційні засоби скорочення втрат нафти та нафтопродуктів від випаровування

В даний час як засоби, що зменшують втрати нафтопродуктів від випаровування та відповідне забруднення навколишнього середовища, застосовуються:

- диски-відбивачі;
- газові обв'язки;
- газоурівнювальні системи;
- покриття, що плавають на поверхні нафтопродукту

Диски-відбивачі

Диск-відбивач-це перешкода у формі диска, що встановлюється на деякій відстані під монтажними патрубками дихальної арматури.

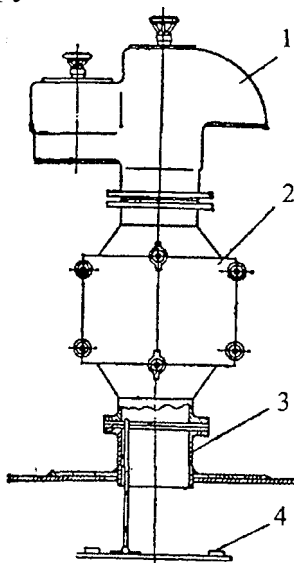


Рисунок 1 Дихальний клапан з диском-відбивачем:

1-дихальний клапан; 2-вогневий запобіжник; 3-монтажний патрубок; 4-диск-відбивач

Призначенням диска-відбивача є запобігання перемішування вмісту газового простору резервуарів при їх спорожненні.

Як правило, розподіл концентрації вуглеводнів по висоті газового простору (ГП) резервуарів є нерівномірним: поблизу поверхні нафтопродукту вона дорівнює концентрації насичених парів. А з видаленням до покрівлі-постійно зменшується.

Нехай у резервуарі висотою в результаті викачування злив нафтопродукту змінюється з Н1 до Н2. При цьому через дихальну арматуру в резервуар підсмоктується повітря зі швидкістю до кількох метрів у секунду. За відсутності на шляху струменя повітря будь-яких перешкод вона пронизує газовий простір резервуарів, інтенсивно перемішуючи його вміст. В результаті розподіл концентрації вуглеводнів по висоті ГП, крім поверхневих шарів, стає приблизно однаковими.

Якщо ж на шляху повітря, що підсмоктується, встановити перешкоду (її і є диск), то при ударі про неї енергія струменя гаситься майже наполовину, а напрям руху струменя змінюється на горизонтальне. У подальшому відбувається поступове заміщення ППС повітрям, що увійшло, що супроводжується їх змішуванням. У верхній частині ГП переважає повітря, а нижньої — пари нафтопродукту.

Неважко бачити, що при наступному заповненні резервуара з диском-відбивачем в атмосферу, завдяки штучно створеному нерівномірному розподілу концентрації по висоті ГП, буде витіснено менше вуглеводнів, ніж з резервуара без диска-відбивача.

У «Правилах технічної експлуатації нафтобаз» зазначається, що диски-відбивачі зменшують втрати бензину від випаровування на 20...30%.

Встановлено, що менше місткість резервуара тим вища ефективність дисків – відбивачів. Більш ефективні диски відбивачі у теплу пору року. Встановлено що за сонячної погоди диски – відбивачі ефективні лише за $\tau_c < 40$ годин.. Чим більший коефіцієнт заповнення резервуара, то більший ефект дає застосування диска – відбивача.

Газові обв'язки

Газовою обв'язкою називається система трубопроводів, що з'єднує газові простори резервуарів з однаковим нафтопродуктом, що показано на рисунку 2. Якщо одночасно з заповненням резервуара 1 (об'єм К,) проводиться викачування нафтопродукту з резервуара 2 або 3 (об'єм V_{om}), то, завдяки газовій обв'язці (ГО) в атмосферу, а по ГО перетікає в резервуар 2. Досягавши при цьому скорочення втрат нафтопродуктів прийнято характеризувати величиною так званого коефіцієнта збігу операцій.

Рекомендовані для використання на етапі проектування резервуарних парків величини K_c наведені в табл. 1.

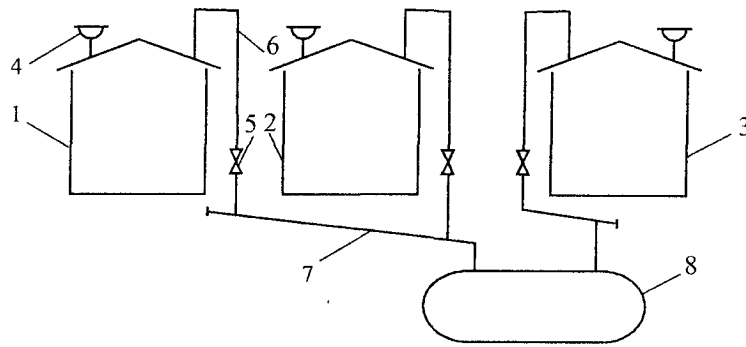


Рисунок 2. Схема газової обв'язки:

1, 2, 3-резервуари з нафтопродуктом; 4-дихальний клапан; 5-засувка;
6-відведення; 7-колектор; 8-конденсатозбірник

Таблиця 1 Рекомендовані величини коефіцієнтів збігу операцій

Характеристика об'єкту	п, 1/рік	К _с
Нафтобази, що здійснюють прийом трубопроводом або залізницею, отпуск— в автоцистерни	до 50	0,2...0,5
Нафтобази, розташовані на водних шляхах; прийом-з будь-якого виду транспорту, відпустка-в нафтоналивні судна, залізничні та автомобільні цистерни	до 30	0,1...0,3
Нафтобази, що здійснюють прийом на трубопроводі та залізниці, відпустка — у залізничні та автомобільні цистерни	до 25	0,2...0,4
Станції, на яких здійснюється одночасно прийом та відпустка у групі резервуарів з однаковим продуктом	—	0,5...0,7
Станції, на яких не проводиться одночасно прийом та відпустка в групі резервуарів однаковим нафтопродуктом, а також наливні станції	—	0,1...0,3

Газоурівнювальні системи

Газоуровнювальною системою (ГУС) називається газова обв'язка, до якої підключений будь-який газозбірник. Завдяки цьому при розбіжності операцій закачування і відкачування частина ППС акумулюється у ньому, що робить ГУС ефективнішою, ніж ГО.

Роль газозбірників можуть грати газгольдини низького чи високого тиску. Еластичні ємності, а також металеві ємності змінного об'єму (газозбірники типу «балон, що дихає»).

Загальним недоліком застосування газгольдерів є великі металовитрати.

Покриття, що плавають на поверхні нафтопродукту

Як покриття, що плавають на поверхні нафтопродукту і перешкоджають його випаровуванню, застосовувалися і застосовуються плаваючі захисні емульсії, мікрокульки з пластмас, понтони і плаваючі дахи.

Захисні емульсії

Спосіб скорочення втрат від випаровування шляхом застосування захисних емульсій полягає в тому, що на поверхню нафтопродукту міститься текуча концентрована емульсія з меншою щільністю, ніж у нафтопродукту, що захищається. Перевагою даного способу скорочення втрат від випаровування є те, що емульсія добре поширюється по всій поверхні нафтопродукту, ізолюючи її від ГП, незалежно від ступеня відхилення стінки резервуара від циліндричної форми. Захисні емульсії можуть бути застосовані як у резервуарах, що знову будуються, так і в уже експлуатуються, з будь-якою конструкцією покрівлі без її модернізації.

В даний час відомі захисні емульсії різного складу. Наприклад випробування емульсії наступного складу (% трав.): паливо ТС-1-56; вода-21,6; етиленгліколь-1,2; желатин сухий-0,3. Емульсія була біла однорідна в'язка маса щільністю 810 кг/м³.

Мікрокульки

Мікрокульки з пластмас також служать для зменшення поверхні випаровування нафтопродуктів. Вони являють собою мікросфери діаметром від 10 до 250 мк, виготовлені з фенольно-формальдегідних або карбомідних смол і заповнені інертним газом-азотом.

Були виявлені і недоліки застосування мікрокульок: їх віднесення з резервуарів разом з нафтопродуктом, що відкачується, а також налипання на стінки резервуара. З цих причин вони не знайшли застосування.

Понтони

Понтоном називається жорстке плаваюче покриття, що міститься в резервуар зі стаціонарною покрівлею з метою зменшення швидкості насичення ГП парами нафтопродуктів.

Конструктивно понтон є жорсткою газонепроникною конструкцією у формі диска, що закриває не менше 90% поверхні нафтопродукту і забезпечену затвором, що ущільнює кільцевий зазор між диском і стінкою резервуара. За матеріалом, з якого виготовлений диск, розрізняють металеві та синтетичні понтони.

Типи металевих понтонів

- 1) чашоподібні однодічні;
- 2) однодічні з відкритим периферійним коробом, розділеним на відсіки;

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 23
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- 3) однодічні з закритим периферійним коробом, розділеним на відсіки;
- 4) дводенні, розділені на відсіки.

При застосуванні понтонів скорочення втрат нафтопродуктів від випаровування становить 80...90 %. Понтони скорочують втрати від "великих дихань" на 80% і на 70% від "малих".

Плаваючі дахи

Плаваючі дахи (ПД) на відміну понтонів застосовуються в резервуарах, які не мають стаціонарної покрівлі. У зв'язку з цим їх конструкція дещо відрізняється від конструкції понтонів.

Насамперед, відсутність стаціонарної покрівлі диктує необхідність виготовлення коробів обов'язково герметичними. Для зручності видалення опадів, що випали на ПД, остання повинна мати листовий настил з уклоном до центру. Дощова вода від ПД відводиться через дренажну систему або з шарнірно-зчленованих, або з гнучких гофрованих труб.

Для спуску на поверхню ПД служать пересувні (котучі) сходи, конструкція яких забезпечує горизонтальне розташування сходів при будь-якому положенні даху. Верхнім кінцем котучі сходи шарнірно спираються на перехідний майданчик, з'єднаний з шахтними сходами, по яких персонал піднімається на резервуар. Нижній кінець пересувних сходів забезпечений котками і переміщається спеціальними рейками, покладеними на поверхні ПД. У міру опускання плаваючого даху та пересування сходів кут її підйому змінюється від 5 до 50 градусів.

Основні типи застосовуваних нині ПД

- а) однодіючі;
- б) однорічна із центральним поплавком;
- в) однорічна з ребрами твердості;
- г) однорічна з поплавцями;
- д) дводонна.

Плаваючі дахи забезпечуються кільцевими затворами, що ущільнюють, в основному тих же типів, що і понтони. Однак через відсутність стаціонарної покрівлі їх забезпечують захисними козирками для запобігання потраплянню атмосферних опадів на затвор і далі в нафтопродукт. Дахи, що плавають, скорочують втрати нафтопродуктів на 80...90%.

Застосування систем уловлювання легких фракцій

Системою вловлювання легких фракцій (УЛФ) називається сукупність технологічного обладнання, що забезпечує відбір та утилізацію легких фракцій нафти та нафтопродуктів при підвищенні тиску в газовому просторі резервуарів до того, як відбудеться їхній «видих» в атмосферу. Під утилізацією в даному

випадку розуміється або накопичення ППС з метою її подальшого повернення в ГП резервуарів (тому найпростішою системою УЛФ є ГУС), або відділення вуглеводнів від неї, або реалізація суміші споживачам.

Незважаючи на різноманіття застосовуваних і заявлених як винаходи конструкцій систем УЛФ, їх можна об'єднати в кілька груп, опис даних систем нами гранично спрощено, щоб, з одного боку, спростити сприйняття, а з іншого - зменшити обсяг інформації за рахунок об'єднання схем систем УЛФ, що відрізняються лише другорядними деталями.

Адсорбційні та абсорбційні системи УЛФ

З 20-х років минулого століття відомий вуглеадсорбційний метод уловлювання вуглеводнів, що знайшов застосування для отримання газового бензину з нафтового газу. Процес здійснюється за наступною схемою: 1) насичення (адсорбція) вугілля вуглеводнями; 2) відгін (десорбція) поглинених фракцій перегрітим водяною парою; 3) сушіння активованого вугілля нагрітим до 120...130 °С повітрям; 4) охолодження холодним повітрям.

Низької пропускної спроможності та необхідності додаткових витрат на десорбцію адсорбційні системи уловлювання парів нафтопродуктів не отримали широкого застосування на практиці.

Поряд з адсорбційними набули поширення та абсорбційні системи УЛФ (УЛФ – уловлювання легких фракцій). Назустріч ППС, зверху вниз, рухається абсорбент-низьколетючий поглинач (гас, дизельне паливо тощо).

Конденсаційні системи УЛФ

Принцип дії конденсаційних систем ґрунтується на вищій температурі конденсації парів вуглеводнів у порівнянні з повітрям. У конденсаційних системах УЛФ охолодження ПВС здійснюється, в один або два ступені.

Як холодоагент використовується розчин хлористого кальцію з температурою замерзання -35...-38 °С. Конденсація бензинових пар з пароповітряної суміші здійснюється в поверхневому охолоджувачі-конденсаторі за рахунок охолодження пароповітряної суміші холодоагентом, що протікає по оребреним трубкам.

Випадаючий при охолодженні конденсат збирається в ємності і в міру накопичення насосом відкачується в резервуар. До його складу входять в основному гексани та частина пентанів та бутанів. За складом і властивостями конденсат, що отримується, відповідає газовому бензину з тиском насичених парів близько 0,15 МПа.

Одноступінчасте охолодження ППС не завжди забезпечує необхідний ступінь уловлювання вуглеводнів. Так, експериментально встановлено, що при охолодженні ППС, насиченої при 28 °С, до температури -20 конденсується

тільки 55 ... 75% вуглеводнів, що містяться в ній, а решта 25 ... 45% проходять холодильну установку і губляться. Тому поряд з одноступінчастим застосовують двоступінчасте охолодження пароповітряної суміші, що витісняється з резервуарів. На першому ступені ППС охолоджується до температури 0,5 ... 1,5 ° С, що забезпечує конденсацію наявних у її складі водяної пари. Завдяки цьому за більш низьких температур, які на другому ступені становлять -1...-7 °С, не відбувається льодоутворення.

Компресійні системи УЛФ

Сутність цих систем полягає в компримуванні відібраної з ємностей парогазової суміші з метою її акумулювання або реалізації (у зрідженому або газообразном стані).

За способом компримування ці системи поділяються на ежекторні та компресорні.

Робочим середовищем в ежекторах є рідина (технічна вода, вуглеводні тощо) або газ. Відповідно вони називаються рідинно-газовими (РГЕ) або газ-газовими (ГГЕ) ежекторами. Компресорні системи класифікуються по типу використовуваних компресорів (поршневі, гвинтові, роторні, ротаційні).

При використанні робочої рідини гасу і дизельного палива досягається ступінь уловлювання бензинових парів дорівнює 96 ... 98%.

На рисунках 3,4, 5 показано можливі варіанти комбінованих систем УЛФ.

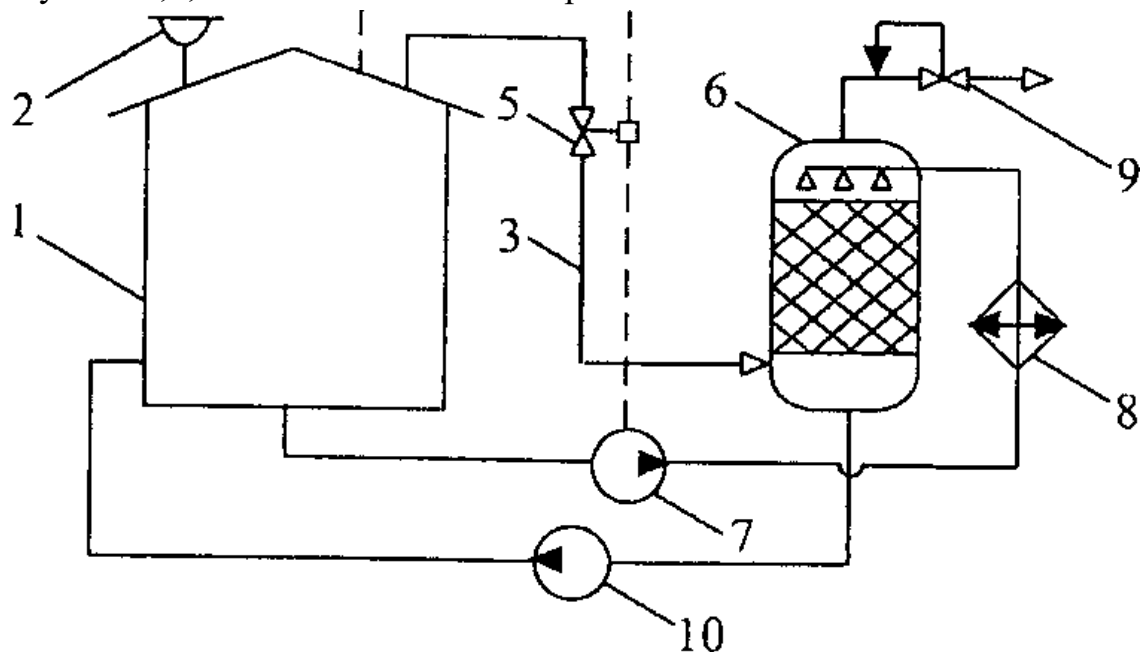


Рисунок 3. Конденсаційно-абсорбційна система УЛФ

1-резервуар з бензином; 2-дихальний клапан; 3-газова об'язка; 4-датчик тиску; 5-відсічні клапани; 6-абсорбер; 7, 10-насоси; 8-холодильник; 9-регулятор тиску.

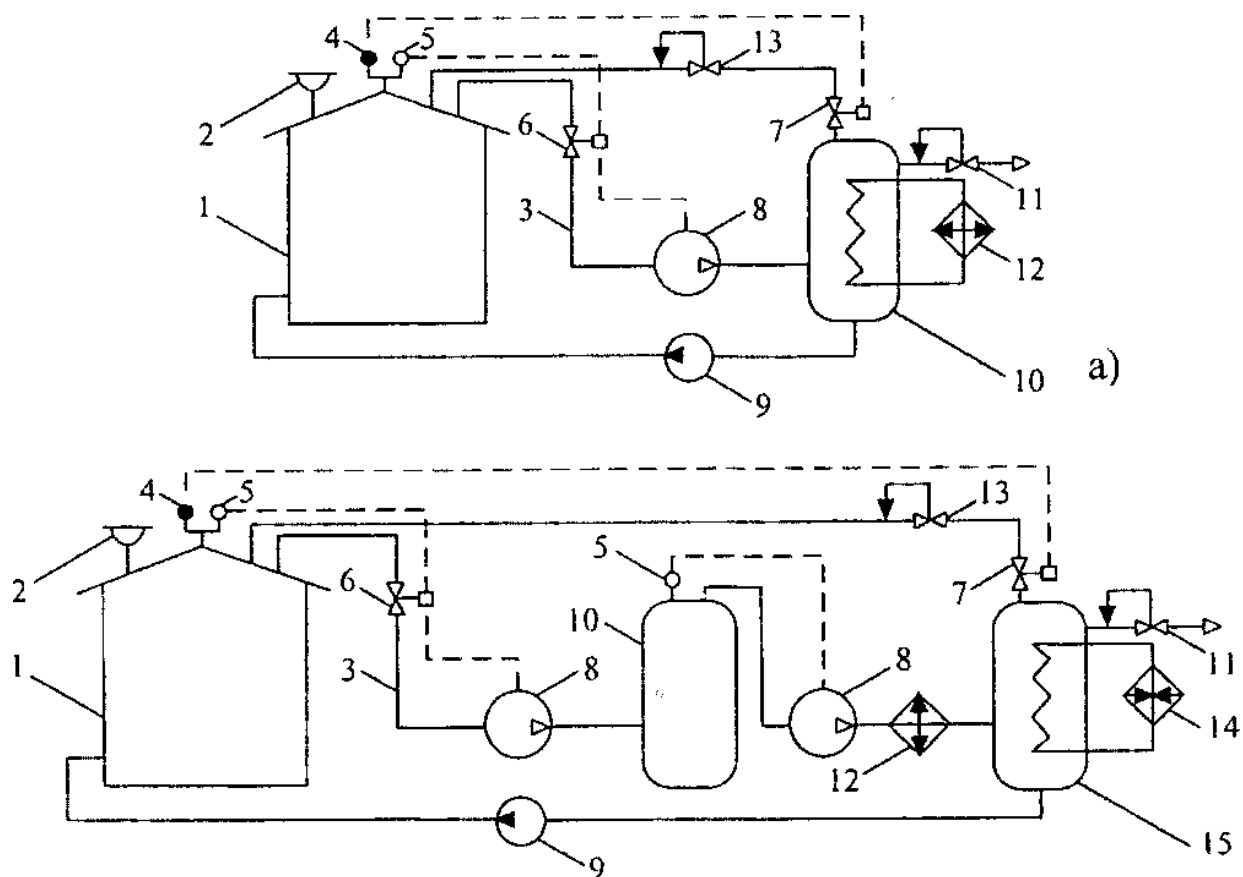


Рисунок 4. Конденсаційно-компресорні системи УЛФ

а-з охолодженням стиснутої газової суміші;

б - те ж із двоступеневим стисненням;

1-резервуар з бензином; 2-дихальний клапан; 3-газова обв'язка; 4-датчик вакууму; 5 - датчик тиску; 6, 7-відсічні клапани; 8-компресор; 9-насос; 10, 15-ємність; 11-регулятор тиску типу «до себе»; 12-холодильник; 13-регулятор тиску типу «після себе». 14-підігрівач; 15 -ємність для конденсату.

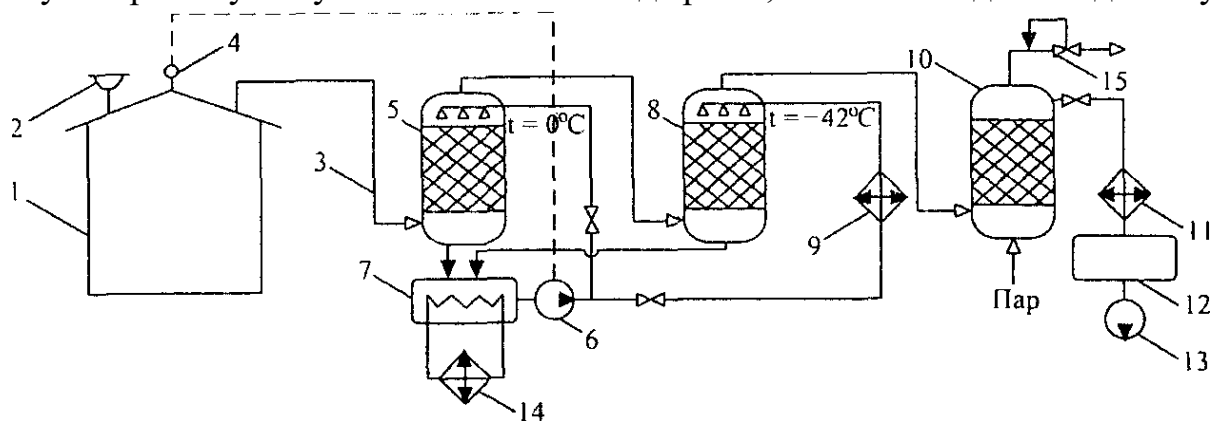


Рисунок 5. Абсорбційно-адсорбційна система УЛФ

1-резервуар з бензином; 2-дихальний клапан; 3-газова обв'язка; 4-датчик тиску; 5-абсорбер першого ступеня; 6,13-насос; 7,12-ємність; 8-абсорбер другого ступеня; 9, 11, 14-холодильники; 10-адсорбер; 15-регулятор тиску типу «до себе»

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Класифікація систем УЛФ

Виконаний короткий огляд існуючих систем уловлювання легких фракцій дозволив запропонувати наступну їх класифікацію. Системи УЛФ, що застосовуються у нафтопродуктозабезпеченні, можуть бути поділені:

- за характером роботи;
- на вигляд «захисного газу»;
- за методом відокремлення вуглеводнів;
- за методом акумулювання або реалізації парогазової суміші.

За характером роботи системи УЛФ бувають розімкнутого та замкнутого типів. У першому випадку парогазова суміш, відібрана з ГП резервуарів, не повертається до нього при подальшому створенні розрядження. У системах замкнутого типу уловлені вуглеводні частково використовуються для виключення підсмоктування повітря в резервуари.

По виду «захисного газу» системи УЛФ відрізняються тим, що в одних з них допускається підсмоктування повітря, а в інших — не допускається. У компресорних системах ГП заповнюється метаном з газопроводу (СУЛФ розімкнутого типу) або пропанобутановою сумішшю спочатку з балонів, а потім з газгольдера високого тиску (СУЛФ замкнутого типу).

У компресорних системах замкнутого типу для заповнення ГП резервуарів використовуються також інертні гази (азот, СО₂; та димові). Відсутність кисню в ГП дозволяє при подальшому підвищенні тиску в ньому безбоязно компримувати газову суміш.

Для акумулювання годин реалізації парогазової суміші використовують її зберігання в газозбірниках постійного або змінного обсягу, закачування в газопровід для подачі споживачам і спалювання як паливо.

За методом відділення вуглеводнів від парогазової суміші розрізняють адсорбційні, абсорбційні, компресійні, конденсаційні та комбіновані системи.

В адсорбційних СУЛФ як поглинач углеводневої частини ППС використовуються вугілля, полімери та інші адсорбенти. В абсорбційних системах УЛФ для поглинання вуглеводнів використовуються бензин (під тиском або охолоджений), а також низьколеткі нафтопродукти (гас, дизпаливо тощо).

У компресійних СУЛФ стиск газової суміші проводиться компресорами або рідинно-газовими ежекторами, а в конденсаційних-застосовують одно-або двоступінчасте охолодження. Нарешті, є багато систем УЛФ, де використовується відразу кілька методів відділення вуглеводнів. Питання про вибір тієї чи іншої системи УЛФ має вирішуватись у кожному конкретному випадку.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						28
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

2.4 Експлуатація резервуарів з нафтопродуктами

Персонал, відповідальний за технічну експлуатацію резервуарів і резервуарних парків, повинен забезпечити їх надійну та безпечну роботу, збереження кількості та якості нафтопродуктів. Виконання цих завдань досягається дотриманням правил експлуатації, періодичною зачисткою резервуарів, їх своєчасною підготовкою до паводку та зими, контролем за станом та технічним обслуговуванням резервуарів.

Правила експлуатації

Кожен працюючий резервуар повинен:

- відповідати проекту;
- мати технічний паспорт;
- бути постійно оснащеним повним комплектом обладнання, передбаченим проектом та нормативними документами;
- мати порядковий номер, чітко написаний або на корпусі наземного резервуара, або на спеціально встановленій табличці (підземна ємність).

На кожен резервуар нафтобази складається технологічна карта його експлуатації, яка містить таку інформацію:

- № резервуару на технологічній схемі;
- Тип резервуару;
- Абсолютна відмітка краю днища у приймально-роздавального патрубку;
- гранично встановлений рівень заповнення;
— мінімально та максимально допустимі рівні заповнення, а також відповідні обсяги нафтопродукту;
— відомості про приймально-роздавальні патрубки (діаметр, кількість, висота розміщення над днищем резервуара, максимально допустима продуктивність закачування-відкачування через один патрубок);
- Відомості про дихальну арматуру (тип, діаметр, кількість, сумарна пропускна здатність);
- максимально допустима швидкість переміщення понтона або плаваючого даху (якщо є)

Відповідно до нормативних документів, при визначенні гранично встановленого рівня керуються таким:

- у резервуарах зі стаціонарним дахом мінімальна відстань від низу врізання пінокамер до максимального рівня нафтопродукту визначається з урахуванням його температурного розширення, але має бути не менше 100 мм;
- Відстань від верху стінки резервуара з плаваючим дахом або опорного кільця в резервуарі з понтоном до максимального рівня нафтопродукту повинна становити не менше 0,6 м.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 29
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

При заповненні резервуару після закінчення будівництва або після його капітального ремонту швидкість нафтопродукту в приймально-роздавальному патрубку не повинна перевищувати 1 м/с до повного затоплення струменя, а в резервуарах з понтоном або дахом, що плаває, — до їх спливання, незалежно від діаметра патрубка і ємності резервуару.

Випорожнення резервуарів з понтоном або плаваючою дахів умовно ділиться на два періоди:

- Перший - від початку спорожнення до посадки понтона (плаваючого даху) на опори;
- другий - від посадки понтона (плаваючої круші) на опори до мінімально допустимого залишку у резервуарі.

При відборі проб із резервуара не можна допускати розливу нафтопродукту. При випадковому розливі на даху резервуара останню необхідно витерти насухо. Залишати на даху ганчір'я, клоччя та інші предмети забороняється.

Для захисту від розрядів статичної електрики та від прямих ударів блискавки сталевий резервуар повинен бути надійно заземлений за допомогою заземлюючих пристроїв, виконаних за спеціальним проектом. Захист від проникнення в резервуари високих потенціалів трубопроводами, прокладеними на опорах, здійснюється їх приєднанням на вході в резервуар до заземлювальних пристроїв з опором розтіканню струму не більше 20 Ом; на найближчих від резервуара двох опорах трубопроводи приєднують до заземлюючих пристроїв з опором розтіканню струму трохи більше 40 Ом.

Резервуар з понтоном для відведення статичної електрики повинен мати надійний пристрій у вигляді гнучких перемичок із загальною величиною опору не більше 50 Ом. У резервуара з плаваючим дахом опір аналогічної перемички має бути не більше 10 Ом.

Зачищення резервуарів

Для збереження якості нафтопродуктів металеві резервуари повинні періодично зачищатися:

- не менше двох разів на рік - для реактивного палива, авіаційних бензинів, авіаційних масел та їх компонентів, прямогонних бензинів;
- не менше одного разу на рік - для присадок до мастил та масел з присадками;
- не менше одного разу на два роки - для решти олій, автомобільних бензинів, дизельних палив та інших аналогічних їм за властивостями нафтопродуктів.

Резервуари для мазутів та моторних палив зачищають у міру необхідності, що визначається умовами збереження якості цих нафтопродуктів, а також надійної експлуатації резервуарів та їх обладнання.

Резервуари для зберігання нафтопродуктів очищають вручну механізованим та хіміко-механізованими способами.

При ручному способі опади, що накопичилися на днищі, переміщують до люка-лазу за допомогою дерев'яних лопат або саморобних скребків, робоча частина яких виготовлена з протектора автомобільних покришок, що відпрацювали свій термін. При видаленні високов'язких залишків резервуари спочатку пропарюють, а потім промивають гарячою (30...50°C) водою з брандспойту при тиску 0,2...0,3 МПа.

Механізований спосіб зачистки полягає в тому, що резервуари для видалення осаду подають гарячу (70...80°C) воду під тиском 1...1,2 МПа через спеціальні мийні машинки-гідромонітори (рис. 6).

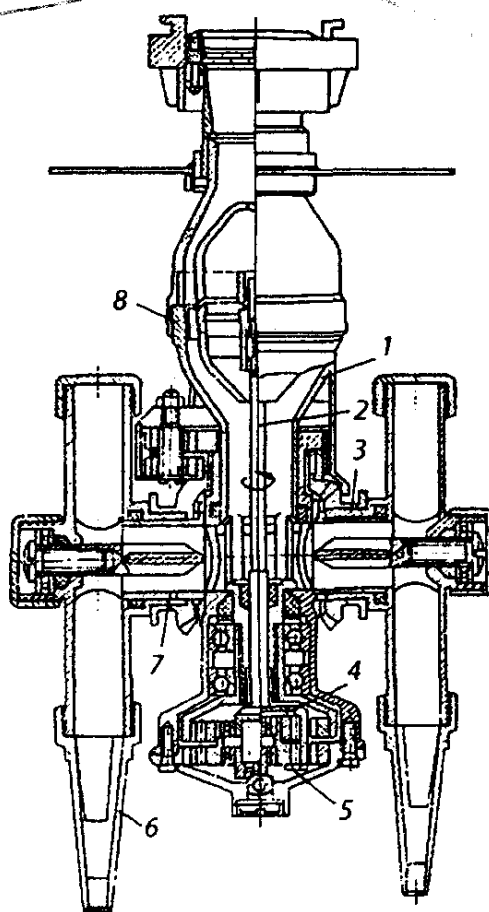


Рисунок 6. Гідромонітор Г-12:

1 - нерухомий корпус; 2 - валик турбіни; 3 - рухомий корпус; 4 - кривошип редуктора; 5 - масляна ванна редуктора; 6 - насадка; 7 - головка; 8 – турбіна

Хіміко-механізований спосіб зачистки здійснюється тими ж технічними засобами, що й механізований, але замість води використовують миючі препарати.

Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата

Підготовка резервуарів до паводку та зими

Підготовка резервуарних парків до паводку - одна з відповідальних операцій на нафтобазах, розташованих в зоні весняного затоплення. Насамперед необхідно вжити заходів щодо запобігання попаданню води на територію резервуарних парків. Для цього влаштовуються відбійні насипи, зміцнюються греблі, при необхідності збільшується висота захисних стін і обвалувань.

При підготовці резервуарів до роботи в зимовий період необхідно вжити заходів щодо запобігання замерзанню води та забезпечення працездатності обладнання в холодну пору року. Насамперед потрібно:

- Видалити воду з поверхні плаваючого даху і з покриття резервуарів типу ЗБР, що мають водяний екран;
- Видалити підтоварну воду, промити сифонні крани нафтопродуктом і повернути в неробоче положення (паралельно днищу), при необхідності утеплити;
- Злити воду з кільця зрошення. Далі необхідно:
 - перевірити роботу дихальних клапанів щодо забезпеченості непримерзання їх тарілок;
 - демонтувати касети вогневих запобіжників;
 - залити запобіжний клапан і гідрозатвор рівнеміру незамерзаючою рідиною;
 - Провести ревізію рухомих частин гідрозатвору рівнеміру, утеплити гідрозатвор і рівнемір;
 - перевірити стійкість та справність сходів, поручнів, огорож площадок на даху резервуара;
 - Виконати ревізію дренажної системи плаваючих дахів і елементів каналізаційної мережі (скидових колекторів, запірної арматури, обладнання, засувок, колодязів).

Контроль за станом та технічне обслуговування резервуарів.

Щоденно перевіряється зовнішній стан резервуарів. При цьому необхідно звернути увагу на вертикальні та горизонтальні шви нижніх поясів та краї днища. Не повинно бути тріщин по зварних швах та основного металу, витоків нафтопродукту, вм'ятин. У резервуарів з плаваючим дахом перевіряється наявність відпотин або нафтопродукту в центральній частині та у водоспуску, технічний стан сітки зливоприймача, а в зимовий час - наявність снігу на даху, стан захисних щитків кільцевого затвора, що ущільнює, положення засувки водоспуску. У резервуарів типу ЗБР додатково оглядають покриття та обсіпання, перевіряють наявність нафтопродукту в дренажних колодязях та камері управління засувками.

Не рідше двох разів на місяць перевіряють:

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						32
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

- якість та рівень масла в запобіжному клапані, горизонтальність його ковпака, чистоту сітчастої перегородки;
- Відсутність течії в сальниках сифонного крана, плавність його повороту;
- герметичність зварних швів приймально-роздавальних патрубків;
- роботу зачищувального пристрою для видалення підтоварної води із резервуарів типу ЗБР.

Не рідше одного разу на місяць контролюється:

- Справність та чистота пакетів вогневого запобіжника;
- Наявність прокладок і затягування болтів фланцевих з'єднань люків (світлового, люка-лаза);
- стан ущільнень монтажного фланця та розчинопроводу, зовнішній вигляд генератора піни ГПСС, стан важільного системи та захисної сітки;
- справність шахтних сходів, відсутність захащення сторонніми предметами та кригою;
- правильність показань рівнеміра.

Один раз на квартал у понтонів відкривають кришки люків всіх коробів і відсіків між ними для перевірки наявності відпотину або нафтопродукту в коробках.

Один раз на рік контролюють спрацьовування ручного приводу генератора піни ГПСС, чистоту та змащення його шарнірних з'єднань та розпилювача, герметичність вихідного отвору генератора.

У перші роки експлуатації новозбудованих резервуарів (до закінчення осідання) щорічно проводять нівелювання краю днища або верху нижнього пояса не менше ніж у восьми точках, але не рідше ніж через 6 м. При цьому відхилення від горизонтальності зовнішнього контуру днища незаповненого резервуара місткістю 1000 м³ для двох сусідніх точок за контуром, а для діаметрально протилежних точок — 80 мм. Для заповненого резервуара ці величини повинні становити відповідно 50 і 100 мм.

Після стабілізації основи резервуарів не рідше одного разу на 5 років проводять контрольні нівелювання. У резервуарів місткістю 2000... 10 000 м³ відхилення для двох сусідніх точок не повинні перевищувати 80 мм, а для діаметрально протилежних - 150 мм; місткістю 700... 1000 м³ - 75 % від зазначених величин, а місткістю 100... 400 м³ - 50 %.

3. РОЗРАХУНКОВО-КОНСТРУКТОРСЬКА ЧАСТИНА

3.1 Розрахунок необхідної ємності резервуарного парку

Найбільш точно місткість резервуарного парку нафтобази визначається за графіками надходження та відвантаження нафтопродуктів, складеними на підставі фактичних даних за 2...3 роки, з урахуванням страхового запасу. Оскільки такі графіки відсутні, корисний обсяг резервуарного парку для річкової перевалочної нафтобази визначається за формулою

$$V_i = 1.15 Q_i K_{нв} \left(1 + \frac{\Delta V_i^{ст}}{100} \right) \quad (1)$$

де Q_i - середньомісячне споживання i -го нафтопродукту, м^3 ;

$K_{нв}$ - коефіцієнт нерівномірності споживання нафтопродуктів (табл. 2);

$\Delta V_i^{ст}$ - величина страхового запасу i -го нафтопродукту.

На нафтобазі річний вантажообіг становить 1110 тис. тонн. У тому числі обсяг перевалки бензину $G_б$ становить 480 тис. тонн, дизельного палива $G_д$ - 630 тис. тонн.

Величину коефіцієнта нерівномірності споживання нафтопродуктів $K_{нв}$ приймаємо рівною 1.7 як для сільськогосподарського району згідно з табл. 2.

Середньомісячне споживання i -го нафтопродукту складає

$$Q_i = \frac{G_i}{\rho_i \cdot 12}, \quad (2)$$

де G_i - річний вантажообіг i -го нафтопродукту, кг ;

ρ_i - густина i -го нафтопродукту, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Густина бензину $\rho_б$ за 20°C становить $750 \text{ кг}/\text{м}^3$,

дизельного палива $\rho_д$ - $835 \text{ кг}/\text{м}^3$.

$$Q_б = \frac{480000 \cdot 1000}{750 \cdot 12} = 53298 \text{ м}^3,$$

$$Q_д = \frac{630000 \cdot 1000}{835 \cdot 12} = 62833 \text{ м}^3.$$

Таблиця 2 - Величини коефіцієнта нерівномірності споживання нафтопродуктів

Характеристика районів споживання	$K_{нв}$	
	Усі види палива	Олії, мастила
Промислові міста	1.0	1.3
Промислові райони:		
Промисловість споживає 70%	1.1	1.5
Промисловість споживає 30%	1.2	1.8
Сільськогосподарські райони	1.7	2.5

Величину страхового запасу $\Delta V^{ст}$ для кожного нафтопродукту приймаємо 20%.

Місткість резервуарного парку для бензину:

$$V_6 = 1.15 \cdot 53298 \cdot 1.7 \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 108728 \text{ м}^3.$$

Для дизельного палива:

$$V_{\text{дт}} = 1.15 \cdot 62833 \cdot 1.7 \left(1 + \frac{20}{100}\right) = 128178 \text{ м}^3.$$

Приймаємо резервуари РВСП 10000 з понтоном для бензину та РВС 10000 без понтону для дизельного палива.

Основні дані щодо резервуарів РВС10000 такі:

Номінальний об'єм 10 000 м³;

Діаметр 28,5 м;

Висота 18 м;

Висота конічної покрівлі 0,48 м;

Геометрична місткість без понтону 10 950 м³;

Маса 200,34 т.

Необхідна кількість резервуарів кожного нафтопродукту визначається з урахуванням коефіцієнта користування ємності η_p , що для даних резервуарів становить 0.88 (табл. 3).

Таблиця 3 - Рекомендовані величини η_p

Ємність резервуару	Розмір η_p для резервуарів		
	без понтона	З понтоном	з плаваючим дахом
До 5000 м ³	0.85	0.81	0.80
ключно від 10000 до 30000 м ³	0.88	0.88	0.83

Необхідна кількість резервуарів для і-го нафтопродукту:

$$n_i = \frac{V_i}{\eta_p \cdot V_n}, \quad (3)$$

де V_n - номінальний обсяг резервуарів, м³.

$$n_6 = \frac{53298}{0.88 \cdot 10000} = 12.4 ;$$

$$n_d = \frac{62833}{0.88 \cdot 10000} = 14.5 .$$

Кількість резервуарів для бензину n_6 приймаємо 13,
для дизельного палива n_d – 15.

Сумарний обсяг резервуарного парку становить 280 тис. м³. Відповідно до СНиП 2.11.03-93 [2] дана нафтобаза відноситься до категорії II.

3.2 Розрахунок обвалування резервуарного парку.

Резервуари слід розміщувати групами. Відповідно до п. 3.2. СНиП 2.11.03-93 загальна місткість групи резервуарів має перевищувати 120000 м³, а відстань між резервуарами, які у одній групі має перебувати не більше 0.75D...30 м, де D – діаметр резервуара.

Відповідно СНиП 2.11.03-93 Відстань між стінами найближчих резервуарів, розташованих у сусідніх групах, має бути 40 м. Резервуари слід розміщувати групами.

Відповідно СНиП 2.11.03-93 відстань від стін резервуарів до підосви внутрішніх укосів обвалування слід приймати 6 м і більше.

Відповідно СНиП 2.11.03-93 резервуари у групі об'ємом 10000 м³ слід розташовувати не більше ніж у два ряди.

З урахуванням вищевикладених вимог розташування резервуарів прийнято згідно з рис. 7.

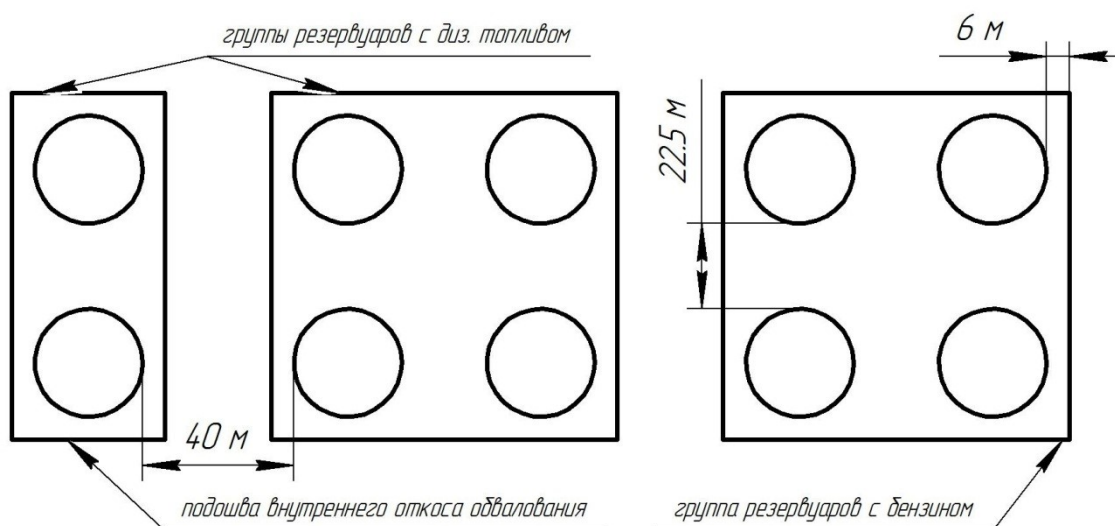


Рисунок 7. Схема розташування резервуарів за групами

Висота обвалування кожної групи резервуарів повинна бути на 0.2 м вище рівня розрахункового обсягу рідини, що розлилася, але не менше 1.5 м.

Висоту обвалування визначимо за такою формулою:

$$h = \frac{V_n}{(2x + y + 2D)^2 - 4 \cdot \frac{\pi \cdot D^2}{4}} + 0.2 \text{ м}, \quad (4)$$

де $x = 6 \text{ м}$ - відстань від резервуара до підосви внутрішнього укосу обвалування;

$y = 22.5 \text{ м}$ – відстань між резервуарами однієї групи;

$D = 28.5 \text{ м}$ – діаметр резервуару РВС10000.

$$h = \frac{10000}{(2 \cdot 6 + 22.5 + 2 \cdot 28.5)^2 - 4 \cdot \frac{3.14 \cdot 28.5^2}{4}} + 0.2 = 1.92 \text{ м}$$

Висоту обвалування приймаємо 1,9 м.

3.3 Розрахунок залізничної естакади

Нафтобази, на які доставляються нафтопродукти залізницею, з'єднуються з головними шляхами залізниці під'їзною гілкою. На території нафтобази влаштовуються сливо-наливні шляхи, часто тупикового типу.

Довжина під'їзної гілки залежить від місцевих умов, довжина і кількість глухих кутів від довжини складів, що приймаються, вантажообігу нафтобази і сортності нафтопродуктів, що прибувають і відвантажуються. Влаштування та експлуатація під'їзних колій та зливних пристроїв ведуться відповідно до існуючих норм і правил будівництва та експлуатації залізниці.

Зливно-наливні естакади, призначені для розвантаження та завантаження залізничних цистерн, розташовуються на прямій ділянці залізничного глухого кута.

Естакади класифікуються за призначенням, за кількістю одночасно обслуговуваних маршрутів, за видом нафтопродуктів, що наливаються (зливаються), за виконанням.

Залежно від призначення розрізняють естакади лише наливу чи зливу нафтопродуктів, і навіть виконання обох операцій.

За кількістю маршрутів, що одночасно обслуговуються, залізничні естакади бувають односторонні та двосторонні. Односторонні естакади передбачаються групи цистерн загальної вагової норми (брутто) менше 700 т, а двосторонні — для норми понад 700 т.

Залізниця постачає нафтопродукти як маршрутами, і одиночними цистернами. При великих вантажообігах нафтопродуктів застосовують маршрутний налив (злив). При заданому річному обороті нафтопродуктів $G_{\text{рік}}$ розрахунок проводять за середньодобовим значенням для нафтопродукту

$$G_{\text{сут.і}} = \frac{G_i K_{\text{из}} K_{\text{нв}}}{365}, \quad (5)$$

де $K_{\text{из}}$ — коефіцієнт нерівномірності подачі цистерн з нафтопродуктом, $K_{\text{из}} = 1.1 \dots 1.3$;

$$G_{\text{сут.б}} = \frac{152000 \cdot 1.2 \cdot 1.7}{365} = 848.0 \frac{\text{т}}{\text{добу}};$$

$$G_{\text{сут.д}} = \frac{248000 \cdot 1.2 \cdot 1.7}{365} = 1385.2 \frac{\text{т}}{\text{добу}};$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						37
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Розрахункова кількість маршрутів N_m , що прибувають на нафтобазу за добу, визначають за формулою:

$$N_m = \frac{G_{\text{добу}}}{G_m}, \quad (6)$$

де $G_{\text{добу}}$ - сумарний добовий обсяг перевалки нафтопродуктів;

G_m - вантажопідйомність маршруту, $G_m = 2 \dots 4$ тис. т.

Вважаючи вантажопідйомність маршруту G_m рівною 3000 т, знаходимо розрахункову кількість маршрутів:

$$N_m = \frac{849.0 + 1385.2}{3000} = 0.745.$$

Приймаємо, що кількість зливно-наливних пристроїв має забезпечувати одночасне зливання половини маршруту $\omega_m = 0.5$. Кількість сливо-наливних пристроїв визначається за формулою для цистерн з тим нафтопродуктом:

$$n_{y,i} = \omega_m \frac{G_{\text{добу},i}}{\rho_i \cdot V_{\text{ц}}}, \quad (7)$$

де $V_{\text{ц}}$ - обсяг вагоно-цистерни, $V_{\text{ц}}$ приймаємо 60 м³.

$$n_{y,б} = 0.5 \frac{848.0 \cdot 1000}{750 \cdot 60} = 9.4;$$

$$n_{y,д} = 0.5 \frac{1385.2 \cdot 1000}{835 \cdot 60} = 13.8.$$

Розрахункова кількість зливно-наливних пристроїв для бензину становить $n_{(y,б)} = 10$, для диз. палива - $n_{(y,д)} = 14$.

Кількість цистерн за сортами нафтопродуктів в одному маршруті розраховується за такою формулою:

$$n_{\text{ц},i} = \frac{G_{\text{добу},i}}{\rho_i \cdot V_{\text{ц}}}. \quad (8)$$

Розрахункова кількість цистерн із бензином на добу:

$$n_{\text{ц},б} = \frac{849.0 \cdot 1000}{750 \cdot 60} = 18.9;$$

з дизельним паливом:

$$n_{\text{ц},д} = \frac{1385.2 \cdot 1000}{835 \cdot 60} = 27.7.$$

Число цистерн з бензином у маршруті приймаємо 19 шт., з дизельним паливом - 28 шт.

Довжину залізничної естакади розрахуємо за формулою:

$$L_{\text{э}} = \sum_{i=1}^{i=k} n_{\text{ц},i} \cdot l_i \quad (9)$$

де k - тип нафтопродукту;

l_i - довжина вагоно-цистерни i -го нафтопродукту.

Розрахунок ведемо вважаючи, що для дизпалива та бензину використовуються вагоно-цистерни моделі 15-890 завдовжки 10.3 м (табл. 4).

$$L_3 = 10.3 \cdot (19 + 28) = 484 \text{ м.}$$

Таблиця 4. Технічна характеристика залізничних цистерн

Нафтопродукт	Модель цистерни	Параметри котла			
		Ємність		Діаметр, м	Довжина, м
		повна	корисна		
Бензин і дизпаливо	15-890	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-892	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-894	61,2	60,0	2,8	10,300
	15-1443	73,1	71,7	3,0	10,770
	15-1427	73,1	71,7	3,0	10,770
	15-1428	73,1	71,7	3,0	10,770
	15-1547	85,6	83,9	3,2	11,194
	15-871	140,0	137,2	3,0	19,990
	15-1500	161,6	156,2	3,2	20,650
В'язкі нафтопродукти	15-897	62,3	60,3	2,8	10,520
	15-1566	73,2	70,0	3,0	10,770

Оскільки встановлено, що зливно-наливні пристрої обслуговують лише половину маршруту, а тип естакади – двостороння, розрахункова довжина естакади буде $0.5 \cdot 0.5 \cdot L_e = 121 \text{ м.}$

При наливі половини маршруту, розрахункова кількість вагонів, що обслуговуються $(n_{ц,б} + n_{ц,д})0.5 = 23.5 \approx 24.$

За розрахунковим числом вагонів-цистерн, що одночасно наливаються, і розрахунковою довжиною естакади приймаємо комбіновану сливноналивну естакаду стоякового типу для світлих нафтопродуктів КС-4 (рис.8) (табл. 5).

Таблиця 5 – Основні відомості про естакади для зливу та наливу світлих нафтопродуктів у залізничні цистерни

Показники	КС-2	КС-3	КС-4	КС-5	КС-6	КС-7	КС-8	КС-9	КС-10
Довжина естакади, м	72	108	144	180	216	252	288	324	360
Число середніх ланок	-	1	2	3	4	5	6	7	8
Число цистерн, що одночасно наливаються.	12	18	24	30	36	42	48	54	60
Вантажопідйомність маршруту за бензином	800	1170	1540	1910	2280	2650	3010	3380	3750

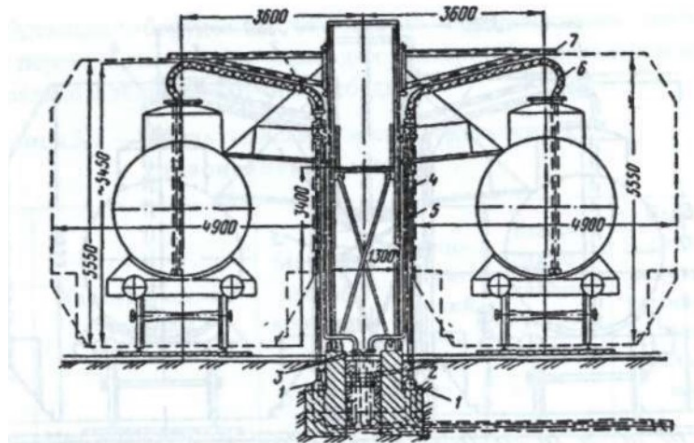


Рисунок 8. Схема двосторонній сливо-наливної естакади типу КС

1 – колектори для нафтопродуктів; 2 – колектори зачисні; 3 – штуцера для зливу із пошкоджених цистерн; 4 – сливозаливний стояк; 5 – зачистний стояк; 6 – гнучкий шланг; 7 – поворотна консоль

Комбінована естакада (КС) може виробляти налив (злив) до чотирьох сортів нафтопродуктів без випорожнення колекторів та стояків. Естакада запроектована на збірних залізобетонних елементах. Технологічний крок стояків прийнято 12 м, що забезпечує прийом чотиривісних цистерн об'ємом 50 і 60 м³.

Установки для нижнього зливу та наливу нафтопродуктів шарнірно – зчленованого виконання випускають 3-х типів: УСН – без підігріву, УСПН – з підігрівом; УСНПЕ – з електропідігрівом. Умовні проходи патрубків: 150, 175, 200, 250 та 300 мм. В даний час розроблені та випускаються установки нижнього зливу та наливу нафтопродуктів типів АСН-7Б (рис. 9), АСН-8Б та СПГ-200.

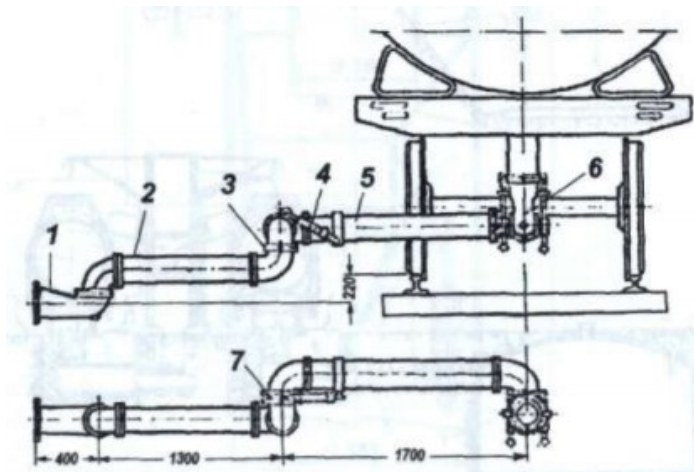


Рисунок 9. – Принципова схема встановлення АСН-7Б

1 – основа; 2 – труба корінна; 3 – шарнір горизонтальний; 4 – пружинний пристрій; 5 – труба кінцева; 6 – приєднувальна головка; 7 – шарнір вертикальний

Установки АСН-7Б застосовуються для зливу та наливу малов'язких нафтопродуктів.

Для зливу/наливу світлих нафтопродуктів приймаємо встановлення АСН-7Б.

3.4 Розрахунок наливу нафтопродуктів в залізничні цистерни

Згідно з попередніми розрахунками, залізнична естакада здатна обслужити половину маршруту, що складається з 47 цистерн. Загальний час заповнення маршруту становить 2 год. Таким чином, необхідний час заповнення половини маршруту, що складається з 24 цистерн, становить не більше $\tau_{\text{тр}}=1$ год.

Припустимо, що бензин та дизпаливо наливаються до цистерн окремими маршрутами. Тип цистерн 15-890. Резервуар та цистерни знаходяться на одному рівні. Висота зливу нафтопродуктів у резервуарах $H_p=1$ м. Злив нафтопродукту здійснюється через два колектори. Кожен колектор обслуговує половину цистерн.

Довжина лінії всмоктування дизпалива становить 270 м, бензину – 335 м. Довжина лінії нагнітання дизпалива становить 50 м, бензину – 60 м. Розрахункова схема аналогічна рисунку 10 з насосом, що перекачує рідину в залізничні цистерни.

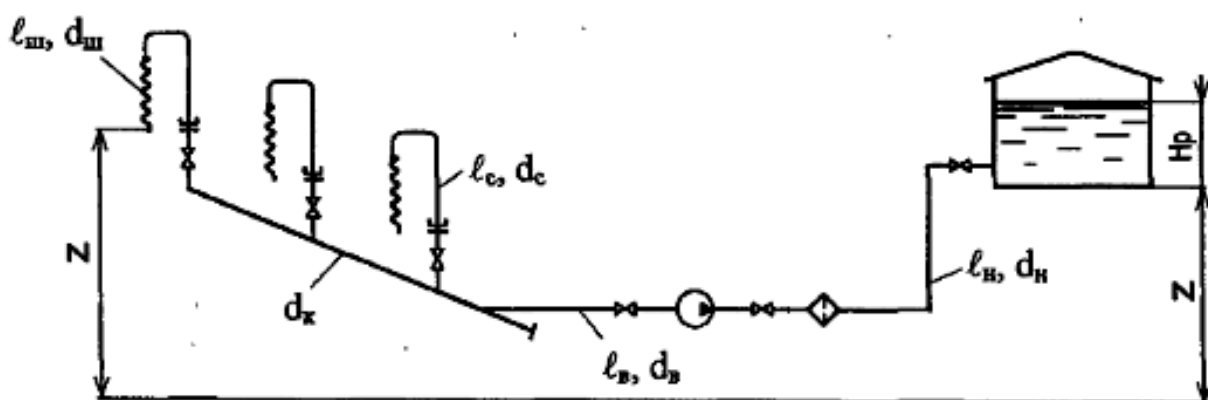


Рисунок 10 –Розрахункова схема сифонного зливу/наливу залізничних цистерн

На лінії наливу дизпалива є такі місцеві опори (табл. 6).

Місцеві опори лінії зливу бензину представлені у таблиці 7.

Запишемо рівняння Бернуллі для перерізів, що відповідають рівню зливу нафтопродуктів у резервуарі та нижній утворювальній цистерні:

$$z_p + H_p + \left(H_0 + a \frac{Q}{n} - b \frac{Q^2}{n^2} \right) = z_{\text{ц}} + h_{\text{ш}} + h_{\text{с}} + h_{\text{к}} + h_{\text{в}} + h_{\text{н}}. \quad (10)$$

Таблиця 6 – Місцеві опори лінії наливу дизпалива

Місцевий опір	Кількість	Коефіцієнт місцевого опору, ζ
пристрій верхнього наливу		
поворот 90°	2	0.23
засувка	2	0.15
поворотний пристрій	1	2
трійник	1	0.32
колектор		
трійник	6	0.32
на лінії нагнітання		
засувка	1	0.15
на лінії всмоктування		
фільтр	1	1.7
поворот 90°	3	0.23
трійник	2	0.32
засувка	5	0.15
вхід у резервуар	1	1

Таблиця 7 – Місцеві опори лінії зливу бензину

Місцевий опір	Кількість	Коефіцієнт місцевого опору, ζ
пристрій верхнього наливу		
поворот 90°	2	0.23
засувка	2	0.15
поворотний пристрій	1	2
тройник	1	0.32
колектор		
тройник	6	0.32
на лінії нагнітання		
засувка	1	0.15
на лінії всмоктування		
фільтр	1	1.7
поворот 90°	3	0.23
тройник	2	0.32
засувка	5	0.15
вхід у резервуар	1	1

Необхідна витрата у всмоктувальному та нагнітальному трубопроводах

$$Q_{\text{тр}} = \frac{V_{\text{ц}} \cdot 24}{\tau_{\text{тр}}}, \quad (11)$$

де $V_{\text{ц}} = 60 \text{ м}^3$ - обсяг цистерни моделі 15-890.

$$Q_{\text{тр}} = \frac{60 \cdot 24}{1} = 1440 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Розрахунок втрат напору у всмоктувальному трубопроводі.

Рекомендована швидкість нафтопродукту лінії всмоктування $W_0 = 1.5 \text{ м/с}$.

Розрахунковий діаметр всмоктувального трубопроводу:

$$d_{0.в} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1440}{3600 \cdot 3.14 \cdot 1.5}} = 0.583 \text{ м}$$

Необхідна витрата у всмоктувальному та нагнітальному трубопроводах

$$Q_{\text{тр}} = \frac{V_{\text{ц}} \cdot 24}{\tau_{\text{тр}}}, \quad (12)$$

де $V_{\text{ц}} = 60 \text{ м}^3$ - обсяг цистерни моделі 15-890.

$$Q_{\text{тр}} = \frac{60 \cdot 24}{1} = 1440 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

Розрахунок втрат напору у всмоктувальному трубопроводі.

Рекомендована швидкість нафтопродукту лінії всмоктування $W_0 = 1.5 \text{ м/с}$.

Розрахунковий діаметр всмоктувального трубопроводу:

$$d_{0.в} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1440}{3600 \cdot 3.14 \cdot 1.5}} = 0.583 \text{ м}$$

Вибираємо стандартний зовнішній діаметр труб всмоктувального трубопроводу рівним $d_{(н.в)} = 630 \text{ мм}$ із товщиною стінки 9 мм. Внутрішній діаметр всмоктувального трубопроводу.

$$d_{\text{в}} = 630 - 2 \cdot 9 = 612 \text{ мм}.$$

Швидкість руху нафтопродукту у всмоктувальному трубопроводі:

$$v_{\text{в}} = \frac{4 \cdot 1440}{3.14 \cdot 0.612^2 \cdot 3600} = 1.36 \frac{\text{м}}{\text{с}}.$$

Число Рейнольдса при перебігу дизпалива та бензину у всмоктувальному трубопроводі:

$$Re_{\text{в.д}} = \frac{1.36 \cdot 0.612}{6 \cdot 10^{-6}} = 138697;$$

$$Re_{\text{в.б}} = \frac{1.36 \cdot 0.612}{1 \cdot 10^{-6}} = 820122.$$

Зона тертя дизпалива та бензину відповідно

$$138697 \cdot \frac{0.2}{612} = 45;$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						43
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$820122 \cdot \frac{0.2}{612} = 264 .$$

Режим руху нафтопродуктів перебуває у зоні змішаного тертя. Коефіцієнт опору за довжиною для дизпалива та бензину за формулою Альтшуля:

$$\lambda_{в.д} = 0.11 \left(\frac{68}{138697} + \frac{0.2}{612} \right)^{0.25} = 0.0186 ;$$

$$\lambda_{в.б} = 0.11 \left(\frac{68}{820122} + \frac{0.2}{612} \right)^{0.25} = 0.0156 .$$

Втрати напору у всмоктувальному трубопроводі для дизпалива та бензину відповідно:

$$h_{в.д} = \left(\frac{0.0186 \cdot 270}{0.612} + 0.23 \cdot 3 + 0.32 \cdot 2 + 0.15 \cdot 5 + 1 + 1.7 \right) \frac{1.36^2}{2 \cdot 9.81} = 1.22 \text{ м} ;$$

$$h_{в.б} = \left(\frac{0.0156 \cdot 335}{0.612} + 0.23 \cdot 5 + 0.32 \cdot 4 + 0.15 \cdot 6 + 1 + 1.7 \right) \frac{1.36^2}{2 \cdot 9.81} = 1.17 \text{ м} .$$

Розрахунок втрат напору у нагнітальному трубопроводі.

Рекомендована швидкість нафтопродукту лінії нагнітання $W_0 = 2.5 \text{ м/с}$.
Розрахунковий діаметр напірного трубопроводу:

$$d_{0.н} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1440}{3600 \cdot 3.14 \cdot 2.5}} = 0.451 \text{ м} .$$

Вибираємо стандартний зовнішній діаметр труб напірного трубопроводу рівним $d_{(н.н)} = 530 \text{ мм}$ із товщиною стінки 10 мм. Внутрішній діаметр напірного трубопроводу:

$$d_н = 530 - 2 \cdot 10 = 510 \text{ мм} .$$

Швидкість руху нафтопродукту в напірному трубопроводі:

$$v_н = \frac{4 \cdot 1440}{3.14 \cdot 0.510^2 \cdot 3600} = 1.958 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

Число Рейнольдса при перебігу дизпалива та бензину в напірному трубопроводі:

$$Re_{н.д} = \frac{1.958 \cdot 0.510}{6 \cdot 10^{-6}} = 166437 ;$$

$$Re_{н.б} = \frac{1.958 \cdot 0.510}{1 \cdot 10^{-6}} = 998619 .$$

Зона тертя дизпалива та бензину відповідно

$$166437 \cdot \frac{0.2}{510} = 65 ;$$

$$998619 \cdot \frac{0.2}{510} = 392 .$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						44
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Режим руху нафтопродуктів перебуває у зоні змішаного тертя. Коефіцієнт опору за довжиною для дизпалива та бензину за формулою Альтшуля:

$$\lambda_{н.д} = 0.11 \left(\frac{68}{166437} + \frac{0.2}{510} \right)^{0.25} = 0.0185 ;$$

$$\lambda_{н.б} = 0.11 \left(\frac{68}{998619} + \frac{0.2}{510} \right)^{0.25} = 0.0161 .$$

Втрати напору в нагнітальному трубопроводі для дизпалива та бензину відповідно:

$$h_{н.д} = \left(\frac{0.0185 \cdot 50}{0.510} + 0.15 \right) \frac{1.958^2}{2 \cdot 9.81} = 0.384 \text{ м} ;$$

$$h_{н.б} = \left(\frac{0.0161 \cdot 60}{0.510} + 0.15 \right) \frac{1.958^2}{2 \cdot 9.81} = 0.4 \text{ м} .$$

Розрахунок втрат напору в колекторі.

Є два колектори, кожен з яких обслуговує 12 зливальних пристроїв. Оскільки всмоктуючий трубопровід підключений до середини колектора, як розрахунковий витрату в останньому приймемо витрату, що дорівнює $0.5 \cdot 0.5 \cdot Q_{тр} = 360 \text{ м}^3/\text{год}$.

Згідно з попереднім зовнішній діаметр труб колектора становить $d_{(к.н)} = 273 \text{ мм}$ із товщиною стінки 8 мм. Внутрішній діаметр колектора $d_k = 257 \text{ мм}$.

Швидкість руху нафтопродукту на вході в колектор:

$$v_k = \frac{4 \cdot 360}{3.14 \cdot 0.257^2 \cdot 3600} = 1.928 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

Число Рейнольдса при перебігу дизпалива та бензину в колекторі:

$$Re_{к.д} = \frac{1.928 \cdot 0.257}{6 \cdot 10^{-6}} = 82571 ;$$

$$Re_{к.б} = \frac{1.928 \cdot 0.257}{1 \cdot 10^{-6}} = 495424 .$$

Зона тертя дизпалива та бензину відповідно

$$82571 \cdot \frac{0.2}{257} = 64 ;$$

$$495424 \cdot \frac{0.2}{257} = 386 .$$

Режим руху нафтопродуктів перебуває у зоні змішаного тертя. Коефіцієнт опору за довжиною для дизпалива та бензину за формулою Альтшуля:

$$\lambda_{к.д} = 0.11 \left(\frac{68}{82571} + \frac{0.2}{257} \right)^{0.25} = 0.022$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		45

$$\lambda_{к.б} = 0.11 \left(\frac{68}{495424} + \frac{0.2}{257} \right)^{0.25} = 0.0191 .$$

Втрати напору в колекторі для дизпалива та бензину відповідно:

$$h_{к.д} = \left(\frac{0.022 \cdot 12 \cdot 6}{0.257} + 0.32 \cdot 6 \right) \frac{1.928^2}{2 \cdot 9.81} \cdot \frac{1}{3} = 0.511 \text{ м} ;$$

$$h_{к.б} = \left(\frac{0.0191 \cdot 12 \cdot 6}{0.257} + 0.32 \cdot 6 \right) \frac{1.928^2}{2 \cdot 9.81} \cdot \frac{1}{3} = 0.46 \text{ м} .$$

Розрахунок втрат у шлангу.

Коефіцієнт гідравлічного опору в шлангу

$$\lambda_{ш} = \frac{0.0125}{\sqrt[3]{d_{ш}}} = \frac{0.0125}{\sqrt[3]{0.1}} = 0.027 .$$

Необхідна витрата через стояк

$$Q_c = \frac{Q_{тр}}{24} .$$

$$Q_c = \frac{1440}{24} = 60 \frac{\text{м}^3}{\text{год}} .$$

Середня швидкість нафтопродуктів у стояку:

$$v_c = \frac{4Q}{\pi \cdot d_{ш}^2} = \frac{4 \cdot 60}{3.14 \cdot 0.1^2 \cdot 3600} = 2.122 \frac{\text{м}}{\text{с}} .$$

Втрати напору у шлангу

$$h_{ш.д} = 0.027 \frac{4}{0.1} \frac{2.122^2}{2 \cdot 9.81} = 0.2473 \text{ м} ;$$

Втрати напору у стояку.

Число Рейнольдса при перебігу дизпалива та бензину у стояку.

$$Re_{с.д} = \frac{2.122 \cdot 0.1}{6 \cdot 10^{-6}} = 35368 ;$$

$$Re_{с.б} = \frac{2.122 \cdot 0.1}{1 \cdot 10^{-6}} = 212207 .$$

Зона тертя дизпалива та бензину відповідно

$$35368 \cdot \frac{0.2}{100} = 71 ;$$

$$212207 \cdot \frac{0.2}{100} = 424 .$$

Режим руху нафтопродуктів перебуває у зоні змішаного тертя. Коефіцієнт опору за довжиною для дизпалива та бензину за формулою Альтшуля:

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						46
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\lambda_{c,d} = 0.11 \left(\frac{68}{35368} + \frac{0.2}{100} \right)^{0.25} = 0.0275 ;$$

$$\lambda_{c,b} = 0.11 \left(\frac{68}{212207} + \frac{0.2}{100} \right)^{0.25} = 0.0241 .$$

Втрати напору в стояку для дизпалива та бензину відповідно:

$$h_{c,d} = \left(\frac{0.0275 \cdot 10}{0.1} + 0.23 \cdot 2 + 0.15 \cdot 2 + 2 + 0.32 \right) \frac{2.122^2}{2 \cdot 9.81} = 1.34 \text{ м} ;$$

$$h_{c,b} = \left(\frac{0.0241 \cdot 10}{0.1} + 0.23 \cdot 2 + 0.15 \cdot 2 + 2 + 0.32 \right) \frac{2.122^2}{2 \cdot 9.81} = 1.26 \text{ м} .$$

Необхідний напір насосів для наливу нафтопродуктів у залізні цистерни:

$$H_n = z_{ц} - z_p - H_p + h_{ш} + h_c + h_k + h_b + h_n . \quad (13)$$

Необхідний напір насоса для дизпалива:

$$H_{n,d} = 0 + 1 + 0.247 + 1.34 + 0.511 + 1.22 + 0.384 = 4.7 \text{ м} .$$

Необхідний напір насоса для бензину:

$$H_{n,b} = 0 + 1 + 0.247 + 1.26 + 0.46 + 1.174 + 0.4 = 4.54 \text{ м} .$$

Вибираємо для дизпалива і бензину насос 12НДсН з ротором 3, характеристика якого представлена рівнянням $H_n = 24.1 - 9.84 \cdot 10^{-6} Q^2$.

Визначимо фактичну витрату дизпалива та бензину при зливі з залізничної цистерни в резервуар.

Для цього представимо рівняння Бернуллі (2.27) у вигляді:

$$z_p + H_p + \left(H_0 + a \frac{Q}{n} - b \frac{Q^2}{n^2} \right) - (z_{ц} + h_{ш} + h_c(Q) + h_k(Q) + h_b(Q) + h_n(Q)) = 0 . \quad (14)$$

Це рівняння є квадратним. Розв'язавши його щодо невідомої величини Q , отримаємо значення фактичної витрати дизпалива $Q_{(ф.д)} = 1439 \text{ м}^3/\text{год}$ і бензину $Q_{(ф.б)} = 1448 \text{ м}^3/\text{год}$. Оскільки дані значення близькі до величини необхідної витрати, уточнення величин опору за довжиною не потрібно.

Фактичний час наливу дизпалива та бензину складе відповідно:

$$\tau_{ф.д} = \frac{24 \cdot 60}{1457} = 1.0 \text{ год} ;$$

$$\tau_{ф.б} = \frac{24 \cdot 60}{1448} = 0.99 \text{ год}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						47
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Час наливу збігається з необхідним, таким чином вважаємо, що трубопровідні комунікації та насоси для наливу нафтопродуктів у цистерни були підібрані правильно.

3.5 Розрахунок втрат нафтопродуктів від "великих диханнях"

Втрати нафтопродукту від "великого дихання" обчислюються за такою формулою

$$G_{б.д} = \left(V_H - V_r \cdot \left(\frac{P_2 - P_1}{P_2 - P_{у.зак}} \right) \right) \cdot \frac{P_{у.зак}}{P_2} \cdot \rho_y, \quad (15)$$

де V_H - обсяг нафтопродукту, що закачується в резервуар;

V_r - обсяг газового простору резервуара перед закачуванням нафтопродукту;

P_2 - абсолютний тиск у газовому просторі наприкінці закачування, $P_2 = P_a + P_{кд}$;

P_1 - тиск на початку закачування, $P_1 = P_a + P_{кв}$;

P_a - атмосферний тиск;

$P_{кд}$ - установки клапанів відповідно тиску та вакууму;

ρ_y - густина парів нафтопродукту.

$$\rho_y = \frac{P_r \cdot M_y}{R \cdot T_r}, \quad (16)$$

де P_r , T_r - абсолютний тиск і температура в ГП;

R - універсальна газова стала, $R = 8314$ Дж/(кмоль·К);

M_y - молекулярна маса парів нафтопродукту, кг/кмоль

- для бензинів

$$M_y = 60.9 - 0.306 \cdot T_{нк} + 0.001 \cdot T_{нк}^2, \quad (17)$$

де $T_{нк}$ - температура початку кипіння нафтопродукту, К;

$P_{(у.зак)}$ - середній розрахунковий парціальний тиск парів нафтопродукту у процесі заповнення резервуару

$$P_{у.зак} = C_{зак.ср} \cdot P_2, \quad (18)$$

де $C_{(зак.ср)}$ - середня концентрація вуглеводнів в ПВС, що витісняється з резервуара при його заповненні.

Величина $C_{(зак.ср)}$ визначається з урахуванням донасичення ГП у ході операцій, що передують заповненню. Незалежно від виду технологічної операції (опорожнення, простий або заповнення резервуара) концентрація вуглеводнів у його ГП знаходиться методом послідовних наближень за таким алгоритмом:

1) задаються середньою (за операцію) концентрацією $C_{ср}$ вуглеводнів у ГП;

2) обчислюють кінематичну в'язкість пароповітряної суміші і коефіцієнт дифузії парів нафтопродукту D_m при цій концентрації і середній температурі процесу T ;

3) обчислюють повний потік маси J і загальну масу Δm_u нафтопродукту, що випаровується;

4) знаходять масову C і об'ємну C_m концентрації вуглеводнів в ГП до кінця аналізованої технологічної операції, а потім і розрахункове значення середньої об'ємної концентрації вуглеводнів в ГП протягом даної операції C (порівн. розр).

Необхідно домогтися рівності величин C_{CP} і C (CP розр).

Основні параметри пароповітряної суміші та пари нафтопродукту обчислюються за формулами:

- Молярна маса ПВС (кг/кмоль)

$$M_{ПВС} = M_y \cdot C_{cp} + M_v \cdot (1 - C_{cp}), \quad (19)$$

– щільність ПВС (кг/м³) – за формулою (17), в яку замість M_y треба підставити $M_{ПВС}$, або як адитивну величину

$$\rho_{ПВС} = \rho_y \cdot C_{cp} + \rho_v \cdot (1 - C_{cp}), \quad (20)$$

– кінематична в'язкість ПВС (м²/с)

$$\nu_{ПВС} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0.1 \cdot T - 14.1} + \frac{C_{cp}}{0.0225 \cdot T - 3.61}}, \quad (21)$$

- Коефіцієнт дифузії пари (м²/год)

$$D_m = a_m + b_m \cdot T, \quad (22)$$

– концентрація насиченої пари (частки)

$$C_s = \frac{P_s}{P_r}, \quad (23)$$

де M_v – молярна маса повітря, $M_v=29$ кг/кмоль;

a_m, b_m – емпіричні коефіцієнти, для автомобільних бензинів $a_m=-0.1170$ м²/год, $b_m=0.000503$ м²/(год·град).

P_s – тиск насиченої пари нафтопродукту при аналізованій температурі та співвідношенні фаз

$$P_s = 1.22 \cdot P_R \cdot e^{-b_s(311-T)} \cdot F(V_{п}/V_{ж}), \quad (24)$$

де P_R – тиск насичених пар нафтопродукту по Рейду ($T_R=311$ К; співвідношення обсягів парової та рідкої фаз = 4);

$F(V_{п}/V_{ж})$ – поправка, що враховує вплив співвідношення фаз тиск насичення (табл. 8).

Таблиця 8 - Рекомендовані величини b_s і $F(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})$

Вуглеводна рідина	$b_m, 1/K$	Вираз до розрахунків $F(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})$	
		При $(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}}) < 4$	При $(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}}) \geq 4$
Авіаційний бензин	0,0325	$1,38-0,25(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{0,5}$	$0,81+0,486(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{-0,68}$
Автомобільний бензин	0,0340	$1,41-0,25(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{0,37}$	$1,15-0,063(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{0,629}$
нафта	0,0250	$1,7-0,35(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{0,5}$	$1,7-0,35(V_{\text{п}}/V_{\text{ж}})^{0,5}$

Максимально можливий тиск насиченої пари Рейду для літніх бензинів А-72, А-76, Аі-91, Аі-93 становить $P_R=66700$ Па. За відсутності даних про величину P_R рекомендується приймати величину $1.22 P_R$, що дорівнює автобензинам 57000 Па.

Інтенсивність процесу випаровування нафтопродуктів у резервуарах характеризується величиною повного потоку маси речовини J , що випаровується, яка показує, скільки кілограмів нафтопродукту випаровується з одиниці його поверхні в одиницю часу. Цей процес поки що вивчений тільки для автобензинів.

Для розрахунку величин J використовуються такі критерії рівняння, справедливі для резервуарів типу РВС:

– при нерухомому зберіганні бензину

$$Kt_{\text{пр}} = 2.17 \cdot 10^{-3} \cdot \Delta\pi^{0.403} \cdot Sc^{0.0932}, \quad (25)$$

– при заповненні резервуарів

$$Kt_{\text{зак}} = Kt_{\text{пр}} (1 + 1.34 \cdot Sc^{1.327} \cdot \Delta\pi^{-0.655} \cdot (Fr \cdot Re)^{0.087}), \quad (26)$$

де Kt - безрозмірний критерій подібності, що характеризує інтенсивність випаровування бензинів

$$Kt = \frac{J}{\rho_{\text{ПВС}} \cdot D_m} \cdot \sqrt[3]{\frac{v_{\text{ПВС}}^2 \cdot M_{\text{ПВС}} \cdot T_6}{g \cdot M_y \cdot T_b}}, \quad (27)$$

де T_b, T_6 - абсолютні температури відповідно повітря та бензину;

$\Delta\pi$ – модуль рушійної сили процесу випаровування

$$\Delta\pi = \frac{C_s - C_{\text{ср}}}{1 - C_s}, \quad (28)$$

де Sc – число Шмідта;

$Fr \cdot Re$ – параметр подібності, що характеризує інтенсивність перемішування бензину в резервуарі під час його заповнення.

Величини Sc і $Fr \cdot Re$ розраховуються за такими залежностями

$$Sc = \frac{v_{\text{ПВС}}}{D_m}; Fr \cdot Re = \frac{W_x^3}{g \cdot v_{\text{ПВС}}}, \quad (29)$$

де W_x - характерна швидкість перемішування нафтопродукту в резервуарі при закачуванні бензину

$$W_x = \frac{W_{\text{зак}}}{1 + \frac{\pi \cdot D_p^2 \cdot H_6}{4 \cdot V_{\text{зак}}}}; \quad (30)$$

$W_{\text{зак}}$ – швидкість бензину кінематичною в'язкістю в приймальному патрубку резервуара;

$V_{\text{зак}}$ - годинний обсяг закачування бензину в резервуар;

D_p, H_6 – відповідно діаметр резервуара і середній рівень бензину у ньому процесі заповнення.

Масова концентрація вуглеводнів $\bar{C}$ в ГП резервуара до моменту закінчення різних технологічних операцій обчислюється за формулами:

– при нерухомому зберіганні нафтопродукту (просте резервуар)

$$\bar{C}_{\text{пр}} = \frac{m_{y,0} + \Delta m_{y,\text{пр}}}{m_{\text{пвс},0} + \Delta m_{y,\text{пр}}}, \quad (31)$$

– при заповненні резервуару

$$\bar{C}_{\text{зак}} = \frac{m_{y,0} + \Delta m_{y,\text{зак}} - \Delta m_{\text{пвс}} \cdot \bar{C}_{\text{ср.зак}}}{m_{\text{пвс},0} + \Delta m_{y,\text{зак}} - \Delta m_{\text{пвс}}}, \quad (32)$$

де $m_{(y,0)}$, $m_{(\text{пвс},0)}$ – маса відповідно вуглеводнів та ППС у ГП резервуара на початку технологічної операції;

Δm_y - маса вуглеводнів, що випарувалися в газовий простір за час технологічної операції τ

$$\Delta m_y = J \cdot F_p \cdot \tau, \quad (33)$$

де F_p - площа "дзеркала" бензину в резервуарі;

$\Delta m_{\text{пвс}}$ – маса ППС, витісненої з ГП резервуара при його заповненні

$$m_{\text{пвс}} = \rho_{\text{пвс}} \cdot V_H; \quad (34)$$

$\bar{C}_{\text{ср.зак}}$ – середня масова концентрація вуглеводнів у ГП у процесі заповнення резервуару.

Для перерахунку об'ємної концентрації вуглеводнів масову, і навпаки, слід користуватися формулами:

$$\bar{C} = C \cdot \frac{M_y}{M_{\text{пвс}}}; \quad C = \bar{C} \cdot \frac{M_{\text{пвс}}}{M_y} \quad (35)$$

або

$$\bar{C} = \frac{C \cdot \frac{M_y}{M_B}}{1 + C \cdot \left(\frac{M_y}{M_B} - 1\right)}; \quad C = \frac{\bar{C}}{\frac{M_y}{M_B} - \bar{C} \cdot \left(\frac{M_y}{M_B} - 1\right)}. \quad (36)$$

Продолжительность роста парциального давления τ в ГП резервуара при его простое, год

$$\tau = 0.5\tau_{\text{дн}} + 3 ; \quad (37)$$

де $\tau_{\text{дн}}$ – тривалість дня у годинах

$$\tau_{\text{дн}} = \frac{2}{15} \arccos(-tg(\varphi) \cdot tg(\psi)) , \quad (38)$$

де ψ - географічна широта місця установки резервуара;

φ – розрахункове відмінювання Сонця (у градусах)

$$\begin{cases} -23.0 + 2.56 \cdot 10^{-2}(N_{\text{д}} - 1)^{1.55} & \text{при } N_{\text{д}} \leq 90 \\ -55.6 + 0.92N_{\text{д}} - 2.59 \cdot 10^{-3} \cdot N_{\text{д}}^2 & \text{при } 90 \leq N_{\text{д}} \leq 273 \\ -23.0 + 1.39 \cdot 10^{-3}(365 - N_{\text{д}})^{2.12} & \text{при } 273 \leq N_{\text{д}} \leq 365 \end{cases} , \quad (39)$$

де $N_{\text{д}}$ - кількість діб до розглянутого дня, включаючи його з початку року.

Метою розділу є розрахунок втрат бензину 19 червня при "великих диханнях" в резервуарі РВС 10000, розташованого наприклад в м. Рені (географічна широта = $45^{\circ} 27''$). Висота зливу бензину $H_{\text{взл}}=1$ м. Висота заповнення – $H_{\text{зап}}=9$ м. Максимальна температура повітря $T_{\text{max}}=305$ К, мінімальна – $T_{\text{min}}=291$ К. Установка клапана вакууму $P_{\text{кв}}=196$ Па, а клапана тиску – $P_{\text{кд}}=1962$ Па. Барометричний тиск дорівнює $P_{\text{а}}=101320$ Па. Температура початку кипіння бензину $T=319$ К. Тиск насиченої пари по Рейду $P_{\text{R}}=44000$ Па. Закачування бензину в резервуар здійснюється з продуктивністю $V_{\text{зак}} = 1000$ м³/год. Резервуар оснащений приймально-роздавальним пристроєм із внутрішнім діаметром 610 мм. Простий резервуар перед закачуванням тривав три доби.

Площа поверхні рідини в резервуарі

$$F_{\text{н}} = \frac{3.14 \cdot 34.2^2}{4} = 918.6 \text{ м}^2$$

Так як бензин зберігався в резервуарі більше 3-х діб, зростання концентрації в ГП починається з її значення при мінімальній температурі повітря $T_{\text{min}} = 291$ К.

Об'єм рідкої та парової фаз у процесі простою

$$V_{\text{ж.пр}} = 918.6 \cdot 1 = 918.6 \text{ м}^3 ;$$

$$V_{\text{п.пр}} = 10950 - 918.6 = 10031 \text{ м}^3$$

Співвідношення фаз і величина функції $F(V_{\text{п}} \setminus V_{\text{ж}})$ у процесі простою

$$\frac{V_{\text{п.пр}}}{V_{\text{ж.пр}}} = \frac{10031}{918.6} = 10.9 .$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 52
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Так як $V_{п.пр}/V_{ж.пр} > 4$, то відповідно табл. 8

$$F(V_{п}/V_{ж}) = 1.15 - 0.063 \cdot (10.9)^{0.629} = 0.867$$

Тиск насиченої пари при даному співвідношенні фаз і температурі T_{min} за формулою (24)

$$P_{s.min} = 1.22 \cdot 44000 \cdot e^{-0.034(311-291)} \cdot 0.867 = 23568 \text{ Па}.$$

Відповідна об'ємна концентрація парів бензину у ГП за формулою (23)

$$C_{s.min} = \frac{23568}{101320 - 196} = 0.233.$$

Молекулярна маса парів бензину за формулою (27)

$$M_y = 60.9 - 0.306 \cdot 319 + 0.001 \cdot 319^2 = 65.1 \text{ кг/кмоль}$$

Щільність парів бензину, повітря та ППС при температурі T_{min} за формулами

$$\rho_{y.min} = \frac{(101320 - 196) \cdot 65.1}{8314 \cdot 291} = 2.72 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3(\text{паров})};$$

$$\rho_{в.min} = \frac{(101320 - 196) \cdot 29}{8314 \cdot 291} = 1.21 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3(\text{возд.})};$$

$$\rho_{пвс.min} = 2.72 \cdot 0.233 + 1.21 \cdot (1 - 0.233) = 1.56 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3(\text{пвс})}.$$

Молярна маса ППС при температурі T_{min} за формулою (29)

$$M_{пвс.min} = 65.1 \cdot 0.233 + 29 \cdot (1 - 0.233) = 37.4 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

Маси ППС та парів бензину в ГП резервуару при температурі T_{min}

$$m_{пвс.min} = 1.56 \cdot 10031 = 15686 \text{ кг};$$

$$m_{y.min} = 2.72 \cdot 0.233 \cdot 10031 = 6356 \text{ кг}.$$

Задаємося середньою об'ємною концентрацією вуглеводнів у ГП у період зростання парціального тиску, що дорівнює $C_{ср} = 0.25$.

Середня температура бензину в процесі зберігання:

$$T_{ср} = 0.5 \cdot (305 + 291) = 298 \text{ К}.$$

Молекулярна маса ППС у процесі простою

$$M_{пвс.пр} = 65.1 \cdot 0.25 + 29 \cdot (1 - 0.25) = 38.0 \frac{\text{кг}}{\text{кмоль}}.$$

Кінематична в'язкість ППС за формулою (31)

$$\nu_{пвс.пр} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0.1 \cdot 298 - 14.1} + \frac{0.25}{0.0225 \cdot 298 - 3.61}} = 6.9 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}}.$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						53
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Тиск насиченої пари при середній температурі при простої

$$P_{s,пр} = 1.22 \cdot 44000 \cdot e^{-0.034(311-298)} \cdot 0.867 = 29901 \text{ Па} .$$

Середня концентрація при простої

$$C_s = \frac{29901}{101320 + 1962} = 0.29 .$$

Щільність ППС при простої

$$\rho_{пвс.пр} = \frac{(101320 + 1962) \cdot 38.0}{8314 \cdot 298} = 1.585 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3} .$$

Коефіцієнт дифузії пар за формулою (2.38)

$$D_m = -0.117 + 0.000503 \cdot 298 = 9.14 \cdot 10^{-6} \frac{\text{м}^2}{\text{с}} .$$

Число Шмідта в період простою за формулою (29):

$$Sc_{пр} = \frac{6.9 \cdot 10^{-6}}{9.14 \cdot 10^{-6}} = 0.758 .$$

Рухаюча сила процесу випаровування за формулою (28)

$$\Delta p_{пр} = \frac{0.29 - 0.25}{1 - 0.29} = 0.056 .$$

Величина Kt – критерій за формулою (25)

$$Kt_{пр} = 2.17 \cdot 10^{-3} \cdot 0.056^{0.403} \cdot 0.758^{0.0932} = 6.1 \cdot 10^{-4}$$

Щільність потоку маси бензину, що випаровується, за формулою (27)

$$J_{пр} = \frac{6.1 \cdot 10^{-4} \cdot 1.585 \cdot 9.14 \cdot 10^{-6}}{\sqrt[3]{\frac{(6.9 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 38 \cdot 298}{9.81 \cdot 65.1 \cdot 298}}} = 0.224 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} .$$

Кількість діб до розглянутого дня з початку року

$$N_d = (31 + 28 + 31 + 30 + 31 + 19) = 170 \text{ доби} .$$

Розрахункове відмінювання сонця в аналізований період за формулою

$$\varphi = -55.6 + 0.92 \cdot 170 - 2.59 \cdot 10^{-3} \cdot 170^2 = 26^\circ .$$

Тривалість дня за формулою

$$\tau_{дн} = \frac{2}{15} \cdot \arccos(-tg(26^\circ) \cdot tg(45^\circ 27'')) = 16 \text{ год} .$$

Тривалість зростання парціального тиску за формулою

$$\tau_{пр} = 0.5 \cdot 16 + 3 = 11 \text{ год} .$$

Маса бензину, що випарувався у період зростання парціального тиску в ГП за формулою

$$\Delta m_y = 0.224 \cdot 918.6 \cdot 11 = 2261 \text{ кг}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						54
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Масова та об'ємна концентрація парів бензину в ГП до кінця періоду зростання парціального тиску за формулою

$$\bar{C}_{\text{пр}} = \frac{6356 + 2261}{15682 + 2261} = 0.48.$$

$$C_{\text{пр}} = \frac{0.48}{\frac{65.1}{29} - 0.48 \cdot \left(\frac{65.1}{29} - 1\right)} = 0.292.$$

Перевіряємо, чи не перевищує знайдена величина концентрації насиченої пари при максимальній температурі повітря

$$P_{s.\text{max}} = 1.22 \cdot 44000 \cdot e^{-0.034(311-305)} \cdot 0.867 = 37935 \text{ Па}.$$

$$C_{s.\text{max}} = \frac{37935}{101320 + 1962} = 0.367.$$

Так як $C_{(s.\text{max})} > C_{\text{пр}}$, то розрахункова середня об'ємна концентрація вуглеводнів у ГП у аналізований період

$$C_{\text{пр.расч}} = \frac{2 \cdot 0.233 + 0.292}{3} = 0.253.$$

Знайдене значення відрізняється від прийнятого на

$$\frac{0.253 - 0.25}{0.25} \cdot 100\% = 1.05\%.$$

Відхилення розрахункового значення прийнятого менше похибки інженерних розрахунків.

Таким чином, на момент початку закачування об'ємна концентрація парів бензину в ГП становила $C_0 = 0.292$, маса ППС була

$$m_{\text{пвс.0}} = 15682 + 2261 = 17943 \text{ кг}.$$

Маса парів бензину у газовому просторі була

$$m_{y.0} = 6356 + 2261 = 8617 \text{ кг}.$$

Парціальний тиск парів бензину в ГП було

$$P_{y.\text{зак.0}} = 0.292 \cdot (101320 - 196) = 29505 \text{ Па}.$$

Середня висота виливу бензину при закачуванні

$$H_{\text{ср.зак}} = 0.5 \cdot (H_{\text{взл}} + H_{\text{зап}}) = 0.5 \cdot (1 + 9) = 5 \text{ м}.$$

Середні обсяги рідкої та парової фаз у резервуарі в процесі закачування

$$V_{\text{ж.зак}} = F_n \cdot H_{\text{ср.зак}} = 918.6 \cdot 5 = 4593 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{п.зак}} = V_p - V_{\text{ж.зак}} = 10950 - 4593 = 6357 \text{ м}^3.$$

Відношення об'ємів парової та рідкої фаз при закачуванні

$$\frac{V_{\text{п.зак}}}{V_{\text{ж.зак}}} = \frac{6357}{4593} = 1.38.$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						55
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Відношення об'ємів парової та рідкої фаз менше чотирьох.

$$F \left(\frac{V_{\text{п.зак}}}{V_{\text{ж.зак}}} \right) = 1.41 - 0.25 \cdot \left(\frac{6357}{4593} \right)^{0.37} = 1.13 .$$

Середній тиск і концентрація насичених парів бензину в ДП за формулами

$$P_{\text{с.зак}} = 1.22 \cdot 44000 \cdot e^{-0.034 \cdot (311 - 298)} = 38921 \text{ Па} ;$$

$$C_{\text{с.зак}} = \frac{38921}{101320 + 1962} = 0.377 .$$

Так як $P_{(\text{с.зак})} > P_{(\text{у.зак.0})}$, то в процесі заповнення резервуара відбуватиметься донасичення ГП парами бензину.

Прийmemo, що середня концентрація вуглеводнів у ГП у процесі заповнення резервуару дорівнює $C_{(\text{пор.зак.0})} = 0.36$.

При цій концентрації обчислюємо:

– молярну масу ППС за формулою (2.35)

$$M_{\text{пвс.зак}} = 65.1 \cdot 0.36 + 29 \cdot (1 - 0.36) = 42.0 \text{ кг/кмоль} ;$$

- Щільність ППС за формулою (2.32)

$$\rho_{\text{пвс.зак}} = \frac{(101320 + 1962) \cdot 42.0}{8314 \cdot 298} = 1.75 \text{ кг/м}^3 ;$$

– кінематичну в'язкість ППС за формулою (2.37)

$$\nu_{\text{пвс.зак}} = \frac{10^{-6}}{\frac{1}{0.1 \cdot 298 - 14.1} + \frac{0.36}{0.0225 \cdot 298 - 3.61}} = 5.56 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с} ;$$

- Число Шмідта в період закачування за формулою (2.45)

$$Sc_{\text{зак}} = \frac{5.56 \cdot 10^{-6}}{9.14 \cdot 10^{-6}} = 0.608 ;$$

– модуль рушійної сили процесу випаровування за формулою (2.44)

$$\Delta \pi_{\text{зак}} = \frac{0.377 - 0.360}{1 - 0.377} = 0.027 ;$$

– величину Kt – критерію при простій резервуару за формулою (2.41)

$$Kt_{\text{пр}} = 2.17 \cdot 10^{-3} \cdot 0.027^{0.403} \cdot 0.608^{0.0932} = 4.39 \cdot 10^{-4} ;$$

- швидкість бензину в приймальному патрубку резервуара

$$W_{\text{зак}} = \frac{4 \cdot 1000}{3.14 \cdot 0.610^2 \cdot 3600} = 0.95 \text{ м/с} ;$$

- середню характерну швидкість перемішування бензину в резервуарі за формулою (2.46)

$$W_x = \frac{0.95}{1 + \frac{918.6 \cdot 5}{1000}} = 0.17 \text{ м/с};$$

– величину комплексного параметра $Fr \cdot Re$ за формулою

$$Fr \cdot Re = \frac{0.17^3}{9.81 \cdot 5.56 \cdot 10^{-6}} = 90.1;$$

– величину Kt -критерію при заповненні резервуару за формулою

$$Kt_{\text{зак}} = 4.39 \cdot 10^{-4} \cdot (1 + 1.34 \cdot 0.608^{1.327} \cdot 0.027^{-0.655} \cdot (90.1)^{0.087}) = 5.22 \cdot 10^{-3};$$

- щільність потоку маси бензину, що випаровується в процесі закачування

$$J_{\text{зак}} = \frac{5.22 \cdot 10^{-3} \cdot 1.75 \cdot 9.14 \cdot 10^{-6}}{\sqrt[3]{\frac{(5.56 \cdot 10^{-6})^2 \cdot 42.0 \cdot 298}{9.81 \cdot 65.1 \cdot 298}}} = 2.373 \frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}};$$

- тривалість закачування

$$\tau_{\text{зак}} = \frac{918.6 \cdot (9 - 1)}{1000} = 7.35 \text{ год};$$

- масу бензину, що випарувався в процесі закачування

$$\Delta m_{y,\text{зак}} = 2.373 \cdot 918.6 \cdot 7.35 = 16017 \text{ кг};$$

– обсяг бензину, що закачується:

$$V_{\text{зак}} = 7.35 \cdot 1000 = 7349 \text{ м}^3;$$

- масу ППС, що витісняється в атмосферу

$$\Delta m_{\text{пвс}} = 1.75 \cdot 7349 = 12860 \text{ кг}.$$

– середню масову концентрацію вуглеводнів у ГП у процесі заповнення резервуару

$$\bar{C}_{\text{ср.зак}} = 0.36 \cdot \frac{65.1}{42.0} = 0.558;$$

- масову концентрацію парів бензину в ГП на момент закінчення закачування за формулою

$$\bar{C}_{\text{зак}} = \frac{8617 + 1617 - 12860 \cdot 0.828}{17943 + 16017 - 12860} = 0.828;$$

– відповідну об'ємну концентрацію парів у ГП за формулою

$$C_{\text{зак}} = 0.828 \cdot \frac{42.0}{65.1} = 0.534;$$

– розрахункову середню концентрацію парів бензину в ГП у процесі закачування

$$C_{\text{ср.зак}} = \frac{2 \cdot 0.292 + 0.534}{3} = 0.373;$$

- відхилення розрахункової величини від раніше прийнятої

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						57
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

$$\frac{0.373 - 0.36}{0.36} \cdot 100\% = 3.5\% < 5\% ,$$

отже, середня концентрація парів бензину в ГП резервуара в процесі заповнення обрана правильно.

Абсолютні тиски спрацьовування клапанів вакууму та тиску:

$$P_1 = 101320 - 196 = 101124 \text{ Па} ;$$

$$P_2 = 101320 + 1962 = 103282 \text{ Па} .$$

Середній парціальний тиск парів бензину в процесі закачування:

$$P_{\text{у.зак}} = 0.36 \cdot 103282 = 37182 \text{ Па} .$$

Щільність парів бензину в процесі накачування

$$\rho_y = \frac{103282 \cdot 65.1}{8314 \cdot 298} = 2.71 \text{ кг/м}^3 .$$

Втрати дизельного палива від великого дихання РВС 10000 за формулою

$$G_{\text{б.д}} = \left(7349 - 10031 \cdot \left(\frac{103282 - 101124}{103282 - 37182} \right) \right) \cdot \frac{37182}{103282} \cdot 2.71 = 6854 \text{ кг} .$$

Таким чином, при закачуванні в резервуар РВС 10000 5512 тонн дизельного палива, ми втрачаємо 6.9 тонн останнього, тобто 0.125% (масових) від загальної кількості продукту, що закачується.

При використанні понтонов в резервуарах РВСП 10000 втрати легких фракцій складають 10% від втрат з резервуарів без понтона типа РВС 10000 тобто зменшуються в 10 разів. Втрати бензину при великих диханнях резервуарів РВСП 10000 складають 0,7 тонни.

4 ОХОРОНА ПРАЦІ

4.1 Техніка безпеки під час експлуатації резервуарів

1. Експлуатація резервуарних парків та окремих резервуарів повинна здійснюватися відповідно до Правил технічної експлуатації резервуарів та керівництва з їх ремонту та Правил технічної експлуатації нафтобаз.

Забороняється експлуатація резервуарів, що дали осаду, що мають негерметичність, а також з несправностями обладнання.

Проведення тимчасових вогневих робіт на діючих резервуарах без застосування заходів, що виключають виникнення пожежі (вибуху), забороняється.

2. Для входу на територію резервуарного парку по обидві сторони обвалування повинні бути встановлені сходи-переходи з поручнями: для окремого резервуару - не менше двох, для групи резервуарів - не менше чотирьох.

Переходи повинні встановлюватися за найбільш зручними для працівників маршрутами та місцями. Перехід через обвалування у невстановлених місцях забороняється.

Не допускається перебування на території резервуарних парків осіб, які не мають безпосереднього відношення до обслуговування резервуарів, обладнання та їх ремонту.

3. Забороняється в'їзд на територію резервуарних парків автомобілів, тракторів, мотоциклів та іншого транспорту, не обладнаного спеціальними іскрогасниками.

4. Ями та траншеї, вириті для проведення ремонтних робіт усередині обвалування, після закінчення цих робіт повинні бути засипані та сплановані. При тривалих перервах у роботах (вихідні та святкові дні) повинні влаштовуватись тимчасові огорожі.

У разі, коли наявність заглиблень (ям, котлованів, канав) на території резервуарного парку викликана технічною необхідністю, слід захистити їх огорожами заввишки не менше 0,7 м із встановленням попереджувальних знаків.

За будь-яких робіт на території резервуарного парку не допускається порушення цілісності обвалування.

5. На території резервуарного парку, а також у місцях можливого скупчення вибухонебезпечних парів та газів (траншеях, колодязях каналізації тощо) забороняється застосування відкритих джерел вогню (сірників, смолоскипів, свічок та газових ліхтарів). Для місцевого освітлення слід застосовувати акумуляторні ліхтарі у вибухобезпечному виконанні, включення та вимкнення яких повинно здійснюватися поза вибухонебезпечними зонами.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 59
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

6. Виробництво робіт з монтажу та налагодження електротехнічних пристроїв (електрообладнання, електричних мереж та проводки, електроосвітлення, заземлювальних пристроїв) необхідно проводити відповідно до ПУЕ та БНіП 3.05.06-85.

7. По краю даху резервуара в обидві сторони від сходів по всьому периметру резервуара повинні бути встановлені перила заввишки 1,0 м, що примикають до поруччя сходів.

Майданчик для обслуговування обладнання на покрівлі резервуара повинен жорстко з'єднуватися з верхнім майданчиком маршових сходів. Застосування для майданчиків настилу із дощок забороняється.

8. Сходи та їх перила необхідно утримувати в чистоті, очищати від бруду, снігу та льоду з дотриманням правил безпеки, встановлених для роботи на висоті.

Не допускається протирати сходи та перила промасленими ганчірками.

Не дозволяється використовувати у роботі несправні сходи.

9. Очищення від снігу металевих люків колодязів, резервуарних сходів та дахів резервуарів допускається проводити лише дерев'яними лопатами.

10. Не допускається засмічувати територію резервуарного парку промасленими ганчірками та іншими матеріалами; вони повинні збиратися у призначені для цієї мети ящики з кришками.

11. Кидати в люк резервуара будь-які предмети (дерев'яні пробки, палиці та ін.) забороняється через можливість накопичення на цих предметах зарядів статичної електрики та її розряду при зіткненні предметів зі стінкою резервуара.

Забороняється експлуатація резервуара за наявності всередині нього сторонніх предметів.

12. Забороняється скидати з резервуара на землю лот, рулетку, інструмент чи інші предмети.

4.2 Розрахунок вентиляції операторної резервуарного парку

Операторна резервуарного парку наприклад підприємства «Одесанафто-продукт» є приміщення з розмірами 8х5х3,5(н) в метрах. Операторна являє собою окрему одноповерхову будівлю. Приміщення має 5 вікон та одні двері. У помешканні знаходяться три постійні робочі місця змінного чергового персоналу. У розташування персоналу є: мнемосхема технологічного процесу, персональні комп'ютери, силовий щит управління, освітлювальні прилади. У приміщення відсутні вуглеводневі рідини і пожежонебезпечні гази.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 60
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Вентиляцію приміщення доцільно виконати з природною вентиляцією з використанням дефлекторів. У літній період рекомендується відкривати вікна або кватирку на них.

Відповідно до призначення приміщення кратність циркуляції повітря (К) може бути прийнята не менше 0,5 обсягу приміщення

Мінімальна витрата свіжого повітря на годину становитиме

$$V_{\Pi} = 8 \cdot 5 \cdot 3,5 = 140 \text{ м}^3;$$

$$V_{\text{св.в}} = K \cdot V_{\Pi} = 0,5 \cdot 140 = 70 \frac{\text{м}^3}{\text{год}}.$$

У відповідність до рекомендацій повітрообмін в операторній проводиться з розрахунку не менше $40 \text{ м}^3 / \text{год}$ на одного працюючого. У разі теплопритоки від роботи комп'ютерів і освітлювальних приладів не беруться до уваги, т.к. сумарна потужність тепловиділень вбирається у $1,6 \text{ кВт}$.

З урахуванням рекомендацій витрата свіжого повітря на годину має бути не меншою

$$V'_{\text{св.в}} = 40 \cdot 3 = 120 \text{ м}^3/\text{год}.$$

Підбір серійного дефлектора слід проводити з урахуванням погодних умов підприємства. Розрахункова швидкість вітру у м. Одеса за СНиП 2.01.01.-82 у розрахунковий теплонапружений період становить 4 м/с . У відповідність до паспортних характеристик вибираємо попередньо дефлектор типу ДВК-N2, який при швидкості вітру 4 м/с і витраті повітря, що відсмоктується з приміщення, забезпечує розрядження в патрубку дефлектора $4,1 \text{ Па}$.

Пропонована система вентиляції є вентиляційним каналом, заслінкою в каналі і дефлектором в кінці каналу.

Приймаємо розмір каналу $200 \times 200 \text{ мм}$. З довідника виписуємо коефіцієнти аеродинамічного опору:

$\xi_1 = 0,277$ - Вхід повітря в канал;

$\xi_2 = 0,05$ - Опір повністю відкритої заслінки;

$\xi_3 = 1,1$ - Поворот каналу на 90° ;

$\xi_4 = 0,153$ - Коефіцієнт опору по довжині каналу.

Сумарний коефіцієнт опору розраховується за такою формулою:

$$\xi = \xi_1 + \xi_2 + \xi_3 + \xi_4 = 0,277 + 0,05 + 1,1 + 0,153 = 1,58$$

Розрахункова швидкість повітря в каналі становитиме

$$W_{\text{в}} = \frac{V_{\text{св.в}}}{0,2 \cdot 0,2} = \frac{120}{3600 \cdot 0,2 \cdot 0,2} = 0,833 \text{ м/с}.$$

Розрахункова втрата розрядження в системі вентиляції становитиме:

$$\Delta p = \xi \frac{\rho \cdot W_{\text{в}}^2}{2} = 1,58 \cdot \frac{1,2 \cdot 0,833^2}{2} = 0,67 \text{ Па}.$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						61
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

де: ρ - прийнята щільність повітря.

Розрахункові втрати розрядження в каналі істотно менші за значення розрядження, яке створює дефлектор при розрахунковій швидкості вітру 4 м/с.

$$0,67 < 4,1 \text{ Па.}$$

Цей результат добрий. Дефлектор типу ДВК-N2 забезпечуватиме ефективний повітрообмін в операторній та при швидкості вітру менше 4 м/с.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						62
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

5. ЕКОНОМІЧНИЙ РОЗДІЛ

5.1 Розрахунок витрат при експлуатації резервуарного парку

Розрахунок плану товарообігу резервуарного парку

План товарообігу - це система адресних завдань з підприємства та доставки продукції споживачам у розгорнутому асортименті, якості та в установленому часі згідно з договором поставок.

Основним показником плану товарообігу є:

1. Обсяг надходження нафтопродукту
2. Витрати нафтопродуктів за власні потреби підприємства.
3. Втрати від випаровування нафтопродуктів.

Витрати нафтопродуктів на власні потреби підприємства приймаються за чинними нормами на підприємство.

Втрати нафтопродуктів під час зберігання у наземних ємностях розраховується за такою формулою:

$$Q_{\text{вт}} = \frac{(N_{\text{п.вт}} \cdot Q_{\text{пер}} \cdot T_{\text{м}})}{1000}; \quad (40)$$

де: $Q_{\text{вт}}$ – природні втрати нафтопродуктів під час прийому, зберігання та відпустці, т.;

$N_{\text{п.вт}}$ - норма природних втрат нафтопродуктів під час приймання, зберігання та відпустки кг/т;

$Q_{\text{пер}}$ - обсяг надходження нафтопродуктів у зазначений період, т.

$T_{\text{м}}$ - час зберігання, місяц.

1000 – для переведення кг. у тони.

$Q_{\text{перб}} = 480000$ т/рік – надходження бензину;

$Q_{\text{пердп}} = 630000$ т/рік – надходження дизельного палива.

1000 – коефіцієнт перевода кг втрат нафтопродукту в тонни.

Норми природного убутку встановлені в кг на одну тонну прийнятого продукту. Прийнята норма убутку 0,12 кг/т.

Приймемо розподіл бензину і дизельного палива протягом року рівномірним

Таблиця 9. Розподіл нафтопродуктів за періодами року

Нафтопродукт	Осінньо-зимовий період	Весняно-літній період
Бензин	240000	240000
Дизельне паливо	315000	315000

$$Q_{\text{перб}} = \frac{(0,12 \cdot 240000 \cdot 6)}{1000} = 172,8 \text{ т};$$

$$Q_{\text{пердп}} = \frac{(0,12 \cdot 315000 \cdot 6)}{1000} = 226,8 \text{ т};$$

Таблиця 10. Розрахунок обсягу втрат нафтопродуктів

нафтопродукт	група	Період зберігання						Загальні втрати, т
		Осінньо-зимовий			Весняно-літній			
		Норма втрат, кг/т	Об'єм реалізації, т	Кількість втрат, т	Норма втрат, кг/т	Об'єм реалізації, т	Кількість втрат, т	
бензин	8	0,12	240000	172,8	0,12	240000	345,6	345,6
дизпаливо	8	0,12	315000	226,8	0,12	315000	226,8	453,6

Обсяг товарного нафтопродукту ($Q_{\text{тов}}$) визначається за формулою:

$$Q_{\text{тов}} = Q_p - Q_{\text{в.т}}; \quad (41)$$

для бензина

$$Q_{\text{товб}} = 480000 - 345,6 = 479654,4 \text{ т/рік}$$

для дизельного палива

$$Q_{\text{товдп}} = 630000 - 453,6 = 629546,4 \text{ т/рік}$$

При розрахунку витрат за експлуатацію резервуарного парку варто виділити такі економічні елементи витрат:

- Фонд заробітної плати;
- амортизаційні відрахування;
- відрахування до ремонтного фонду;
- прийом та відпуск нафтопродуктів;
- Інші грошові витрати;
- збитки від втрат нафтопродуктів.

Розрахунок фонду заробітної плати

Спочатку необхідно дати поняття категорії «заробітна плата» згідно із законодавством, розкрити склад основної та додаткової заробітної плати.

З цією метою слід скласти штатний розклад персоналу, який обслуговує резервуарний парк.

Заробітна плата – винагорода, як правило, у грошовій формі, яку власник майна або уповноважений ним орган виплачує найманому працівникові за виконану роботу [2].

Організація заробітної плати на підприємствах бюджетної форми заснована на тарифній системі та певних формах оплати праці. Ця система може використовуватися як основа і на приватних підприємствах.

Тарифна система – це система ставок та окладів працівників, яка встановлює певні рівні та відповідності в оплаті праці. Вона характеризує якість праці працівників підприємства – кваліфікацію, складність, відповідальність, тяжкість та умови праці.

Основний фонд заробітної плати розраховується за такою формулою:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{м}} \cdot 11, \quad (42)$$

де: $З_{\text{осн}}$ – фонд основної заробітної плати, грн.;

$З_{\text{м}}$ – місячний фонд основної заробітної плати, грн. ;

11 – кількість місяців фактичної роботи виконавців крім відпусток.

Сума додаткової заробітної плати розраховується за такою формулою:

$$З_{\text{доп}} = \frac{(З_{\text{осн}} \cdot Н_{\text{доп}})}{100}; \quad (43)$$

де $З_{\text{доп}}$ – додатковий фонд заробітної плати, грн;

$Н_{\text{осн}}$ – прийнятий із розрахунку відсоток відрахувань додаткову зарплатню від основний зарплати.

Загальний фонд заробітної плати за рік ($З_{\text{заг}}$) розраховується за формулою:

$$З_{\text{общ}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}; \quad (44)$$

Таблиця 11. Штатний розклад персоналу, який обслуговує резервуарний парк

Найменування посад та професій	Розряд	Чисельність осіб	Місячна тарифна ставка, грн.	Тарифний фонд заробітної плати, грн.	Премія		Річний фонд заробітної плати, грн.
					%	Сума, грн.	
Начальник	--	1	22500	247500	10	24750	272250
Майстер	--	3	20000	660000	10	66000	726000
Ст. оператор товарний	5	2	17500	385000	10	38500	423500
Оператор товарний	4	12	14000	1848000	10	184800	2032800
Оператор товарний	3	12	12500	1650000	10	165000	1815000
Ст. машиніст	5	4	17500	770000	10	77000	847000
Машиніст	4	4	16500	726000	10	72600	798600
Ел. слюсар	5	4	16000	704000	10	70400	774400
Ел. слюсар	4	4	15000	660000	10	66000	726000
Робочий	2	6	10000	660000	10	66000	726000
Водій електро-навантажувача	-	6	12500	825000	10	82500	907500
Слюсар	4	4	13000	572000	10	57200	629200
Разом	-	58	-	9707500	-	970750	10678250

Розрахунок єдиного соціального внеску

Єдиний соціальний внесок на загальнообов'язкове державне соціальне страхування (далі ЄСВ) — це консолідований страховий внесок в Україні, збір

якого здійснюється в системі загальнообов'язкового державного страхування в обов'язковому порядку та на регулярній основі.

Згідно діючого законодавства України, підприємства проводять відрахування на соціальні потреби, в формі ЄСВ у розмірі НЄСВ = 22 % від фонду заробітної плати.

Сума ЄСВ $Z_{\text{ЄСВ}}$, грн., визначається за формулою:

$$Z_{\text{ЄСВ}} = \frac{H_{\text{ЄСВ}} \cdot Z_{\text{заг.}}}{100},$$

де $H_{\text{ЄСВ}}$ — ставка єдиного соціального внеску, $H_{\text{ЄСВ}} = 22\%$.

$$Z_{\text{ЄСВ}} = 0,22 \cdot 10678250 = 2349215 \text{ грн}$$

Розрахунок амортизаційних відрахувань.

Амортизація основних фондів у вигляді амортизаційних відрахувань на їхнє повне здійснення розраховуються за встановленими нормами від балансової вартості. Норми амортизаційних відрахувань характеризують річний розмір відрахувань у відсотках балансової вартості основних фондів.

Річна сума амортизаційних відрахувань розраховується за такою формулою:

$$A_p = \frac{\Phi_{\text{п}} \cdot H_{\text{а}}}{100}, \quad (45)$$

де: A_p – річна сума амортизаційних відрахувань, грн.;

$\Phi_{\text{п}}$ - балансова вартість основних фондів, грн. ;

$H_{\text{а}}$ - річна норма амортизаційних відрахувань, %.

Таблиця 12. Розрахунок сум амортизаційних відрахувань

Найменування груп основних товарів	Балансова вартість основних фондів, грн.	Норма амортизаційних відрахувань, %	Сума амортизаційних відрахувань, грн.
Резервуари	65660000	8	5252800
Технологічні трубопроводи	8562300	8	684984
Насоси	6421700	24	1541208
Інші основні фонди	2568700	24	616488
РАЗОМ	83212700	-	8095480

Розрахунок відрахувань до ремонтного фонду

В процесі проведення ремонтних робіт використовують різноманітні матеріали: запасні частини, інструменти, пристрої. В дипломному проєкті сума відрахувань до ремонтного фонду $Z_{\text{рем.}}$ грн., приймається у відсотках від суми амортизаційних відрахувань A_p , грн., і розраховується за формулою:

$$Z_{\text{рем}} = \frac{A_p \cdot H_{\text{рем}}}{100}, \quad (46)$$

де $Z_{\text{рем.}}$ — сума відрахувань до ремонтного фонду, грн.; A_p — річна сума амортизаційних відрахувань, $A_p = 8095480$ грн.; $H_{\text{рем.}}$ — відсоток відрахувань до ремонтного фонду, $H_{\text{рем.}} = 40 \%$. приймаємо.

$$Z_{\text{рем}} = 0,40 \cdot 8095480 = 3238192 \text{ грн}$$

Розрахунок витрат з прийому та відправлення нафтопродуктів

Витрати, які пов'язані з прийомом і відправленням нафтопродуктів, мають в собі: витрати на електроенергію $Z_{\text{ел.}}$, на зачищення резервуарів $Z_{\text{зач.}}$, на матеріали $Z_{\text{мат.}}$, на допоміжні матеріали $Z_{\text{д.мат.}}$.

Розрахунок витрат на зачищення резервуарів

Витрати на зачищення резервуарів визначаються, виходячи із калькуляцій на зачищення одного резервуара та кількості резервуарів, що підлягають зачищенню у поточному році. Витрати на зачищення одного резервуара (розцінка на зачищення одного резервуара) приймаються згідно з чинними «нормами часу та комплексними розцінками на зачищення резервуарів», які встановлені Держкомнафтопродуктів України. Сума витрат на зачищення резервуарів в поточному році $Z_{\text{зач.}}$ грн., розраховується за формулою:

$$Z_{\text{зач}} = C_{\text{зач}} \cdot P_{\text{рез}}, \quad (47)$$

де $Z_{\text{зач.}}$ — сума витрат на зачищення резервуарів на рік, грн.; $C_{\text{зач.}}$ — розцінка на зачищення одного резервуара, $C_{\text{зач.}} = 353750$ грн.; $n_{\text{рез.}}$ — кількість резервуарів, що підлягають зачищенню в поточному році, $n_{\text{рез.}} = 28$ шт.

$$Z_{\text{зач}} = 353750 \cdot 28 = 9905000 \text{ грн.}$$

Розрахунок витрат на матеріали

Згідно з регламентом технічного обслуговування та експлуатації резервуарів, вони щорічно підлягають пофарбуванню. З цією метою необхідно визначити витрати на ґрунтовку та фарбу алюмінієву. Ці витрати залежать від типу резервуарної ємкості, тобто розмірів резервуарів, та кількості резервуарів.

Витрати ґрунтовки при ґрунтуванні резервуарів M_{Γ} , кг, визначаються за формулою:

$$M_{\Gamma} = \pi \cdot D_{\text{рез}} \cdot H_{\text{рез}} \cdot H_{\Gamma} \cdot m_{\text{рез}} \quad (48)$$

де M_{Γ} — витрати ґрунтовки на ґрунтування резервуарів, кг;

π — математична постійна величина, яка дорівнює 3,14;

$D_{\text{рез}}$ — діаметр резервуара, $D_{\text{рез}} = 20,95$ м;

$H_{\text{рез}}$ — висота резервуара, $H_{\text{рез}} = 18,0$ м;

$m_{\text{рез}}$ — кількість резервуарів для нафти у РП, $m_{\text{рез}} = 28$ шт.;

H_{Γ} — питомі витрати ґрунтовки на 1 м² бокової поверхні резервуару, кг (можна прийняти на рівні $H_{\Gamma} = 0,05$ кг/м²).

$$M_{\Gamma} = 3,14 \cdot 20,95 \cdot 18 \cdot 28 \cdot 0,05 = 1657,8 \text{ кг.}$$

Витрати фарби алюмінієвої на пофарбування $M_{\text{а.ф.}}$, кг, визначаються за формулою:

$$M_{\text{ф.а}} = \pi \cdot D_{\text{рез}} \cdot H_{\text{ф.а}} \cdot H_{\text{рез}} \cdot m_{\text{рез}} \quad (49)$$

$H_{\text{а.ф.}}$ — питомі витрати фарби алюмінієвої на пофарбування 1 м² бокової поверхні резервуару, кг (можна прийняти на рівні $H_{\text{а.ф.}} = 0,12$ кг/м²).

$$M_{\text{ф.а}} = 3,14 \cdot 20,95 \cdot 18 \cdot 28 \cdot 0,12 = 3978,6 \text{ кг.}$$

Затрати на ґрунтовку та фарбу алюмінієву $Z_{\text{мат.}}$, грн., визначаються за формулою:

$$Z_{\text{мат.}} = M_{\Gamma} \cdot C_{\Gamma} + M_{\text{ф.а}} \cdot C_{\text{ф.а}} ;$$

де $Z_{\text{мат.}}$ — витрати на ґрунтовку та фарбу алюмінієву, грн.

M_{Γ} — витрата ґрунтовки на ґрунтування резервуарів, $M_{\Gamma} = 1657,8$ кг;

C_{Γ} — ціна за 1 кг ґрунтовки, $C_{\Gamma} = 300,0$ грн.;

$M_{\text{ф.а}}$ — витрати фарби алюмінієвої на пофарбування, $M_{\text{ф.а}} = 3978,6$ кг;

$C_{\text{ф. а.}}$ — ціна за 1 кг фарби алюмінієвої, $C_{\text{ф. а.}} = 400,0$ грн.

$$Z_{\text{мат.}} = 1657,8 \cdot 300 + 3978,6 \cdot 400 = 2088780 \text{ грн. ;}$$

Крім цього, в процесі експлуатації резервуарного парку світлих нафтопродуктів витрачається багато різноманітних допоміжних матеріалів.

Витрати на допоміжні матеріали $Z_{\text{д.мат.}}$, грн., приймаються у розмірі від 25 % до 70 % від основної заробітної плати робітників і розраховуються за формулою:

$$Z_{\text{мат}} = \frac{Z_{\text{осн}} \cdot H_{\text{мат}}}{100} \quad (50)$$

де $Z_{\text{д.мат.}}$ — витрати на допоміжні матеріали, грн.;

$Z_{\text{осн.}}$ — річний фонд заробітної плати, $Z_{\text{осн.}} = 10678250$ грн.;

$H_{\text{д.мат.}}$ — прийнятий у розрахунку відсоток відрахувань на допоміжні матеріали, $H_{\text{д.мат.}} = 55$ %.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		68

$$З_{\text{мат}} = \frac{10678250 \cdot 55}{100} = 5873037 \text{ грн.}$$

Витрати на електроенергію.

Кількість електроенергії, що використовується на роботу насосного обладнання, розраховується за такою формулою:

$$W_{\text{дв}} = \frac{(P_{\text{дв}} \cdot N_{\text{дв}}) \cdot T_{\text{р}} \cdot 24 \cdot K_{\text{ч}} \cdot K_{\text{одн}}}{\eta \cdot K_{\text{м}}}, \quad (51)$$

де $W_{\text{дв}}$ - кількість енергії, що використовується на роботу обладнання, кВт/год;

$P_{\text{дв}}$ - потужність електричного двигуна приводу насоса, кВт.;

$N_{\text{дв}}$ - кількість встановленого насосного обладнання, шт. ;

$T_{\text{р}}$ - річний фонд робочого часу резервуарного парку;

$K_{\text{ч}}$ - коефіцієнт використання електродвигунів за часом;

$K_{\text{одн}}$ - коефіцієнт одночасного використання електродвигуна;

η - ККД;

$K_{\text{м}}$ - коефіцієнт для обліку втрат електроенергії у системі електропостачання.

$$W_{\text{дв}} = \frac{(130 \cdot 3) \cdot 365 \cdot 24 \cdot 0,6 \cdot 0,7}{0,91 \cdot 0,98} = 1608980 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Кількість електроенергії, що використовується для освітлення території резервуарного парку, розраховується за формулою:

$$W_{\text{п}} = \frac{M_{\text{п}} \cdot N_{\text{п}} \cdot T_{\text{к}} \cdot T_{\text{в}}}{1000}, \quad (52)$$

де $N_{\text{п}}$ - кількість прожекторів у резервуарному парку, шт. ;

$M_{\text{п}}$ - потужність одного прожектора, Вт. ;

$T_{\text{к}}$ - річний календарний фонд часу;

$T_{\text{в}}$ - час використання продукції протягом доби;

1000 – для перекладу Вт в кВт.

$$W_{\text{п}} = \frac{500 \cdot 10 \cdot 365 \cdot 11}{1000} = 57007 \text{ кВт} \cdot \text{год}$$

Кількість електроенергії, що використовується на привід запірно-регулюючої арматури, розраховується за формулою:

$$W_{\text{з}} = \frac{I \cdot P_{\text{з}} \cdot N_{\text{з}} \cdot T_{\text{р}} \cdot 24 \cdot K_{\text{в.з}} \cdot K_{\text{одн.з}}}{\eta}, \quad (53)$$

де $P_{\text{з}}$ - потужність електродвигуна заслінки, кВт. ;

$N_{\text{з}}$ - кількість заслінок з електроприводом, шт. ;

$K_{\text{в.з}}$ - коефіцієнт використання за годину;

$K_{\text{одн.з}}$ - коефіцієнт одночасного використання заслінок.

$$W_{\text{з}} = \frac{1 \cdot 5,5 \cdot 16 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 0,1 \cdot 0,5}{0,75} = 51392 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Загальна кількість електроенергії, що використовується в резервуарному парку, розраховується за такою формулою:

$$W_{\text{заг}} = W_{\text{дв}} + W_{\text{п}} + W_{\text{з}} ; \quad (54)$$

$$W_{\text{заг}} = 1608980 + 57007 + 51392 = 1717379 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

Витрати на електроенергію розраховуються за такою формулою:

$$З_{\text{эл}} = W_{\text{заг}} \cdot \beta \quad (55)$$

где β - текущий тариф за 1 кВт/год электроэнергии, грн [1].

$$З_{\text{эл}} = 1717379 \cdot 4,32 = 7419077 \text{ грн.}$$

Расчет затрат на воду.

Вода використовується на технологічні та побутові потреби.

Витрати води на технологічні витрати розраховуються за такою формулою:

$$Q_{\text{в.т.}} = Q_{\text{р}} \cdot \Pi_{\text{р}} , \quad (56)$$

де $Q_{\text{в.т.}}$ - витрати води на технологічні потреби, м³;

$Q_{\text{р}}$ - геометричний об'єм резервуару, м³;

$\Pi_{\text{р}}$ - кількість промивок резервуару.

$$Q_{\text{в.т.}} = 4975 \cdot 6 = 29850 \text{ м}^3.$$

Витрати води на побутові потреби розраховується за такою формулою: Витрати води на побутові потреби розраховується за такою формулою:

$$Q_{\text{в.п.}} = \frac{H_{\text{в}} \cdot \text{ч} \cdot T_{\text{р}}}{1000} ;$$

де $Q_{\text{в.п.}}$ - Витрати води на побутові потреби, м³;

$H_{\text{в}}$ - норма водопостачання на добу з розрахунку на одного робітника, л.;

ч – чисельність працівників, чол;

$$Q_{\text{в.п.}} = \frac{50 \cdot 58 \cdot 365}{1000} = 1059 \text{ м}^3$$

Загальні витрати води за рік розраховуються за формулою:

$$Q_{\text{в.заг}} = Q_{\text{в.т.}} + Q_{\text{в.п.}}$$

$$Q_{\text{в.заг}} = 29850 + 1059 = 3_{\text{в}} = 46110,75 \cdot 10,67 = 492002 \text{ грн}$$

$$\text{м}^3$$

Сума витрат на воду розраховується за такою формулою:

$$З_{\text{в}} = Q_{\text{в.заг}} \cdot Ц_{\text{в}} , \quad (57)$$

де $З_{\text{в}}$ - сума витрат на воду, грн;

$Ц_{\text{в}}$ - поточний тариф за 1 м³ води.

$$З_{\text{в}} = 492002 \cdot 35,16 = 17298790 \text{ грн}$$

Загальні витрати на прийом та відпуск нафтопродуктів розраховується за формулою:

$$З_{\text{приема}} = З_{\text{ел}} + З_{\text{в}} + З_{\text{зач}} + з + З_{\text{мат}} ; \quad (58)$$

$$З_{\text{приема}} = 7419077 + 17298790 + 47922 + 9905000 + 5873037 = 40543826 \text{ грн}$$

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		70

Розрахунок інших грошових витрат.

До складу інших грошових витрат входять відрахування на соціальні потреби, такі як:

- відрахування до пенсійного фонду 33,2%
- відрахування на соціальне страхування 1,5%
- страхування у разі безробіття 1,3%
- страхування у разі виробничого травматизму 1,9%

До інших грошових витрат належать також витрати, що не належать до перерахованих вище елементів – витрати на страховку майна, нагородження за винаходи, оплата робіт за повторний огляд резервуарів представниками Держтехогляду, оплата послуг зв'язку.

Суму цих витрат у розрахунку можна прийняти лише на рівні від 20% до 30%. Загальний відсоток відрахувань до інших грошових витрат визначається за формулою:

$$H_{\text{проч}} = H_{\text{п.з}} + H_{\text{с.с}} + H_{\text{с.в.б}} + H_{\text{с.н.в}} + H_{\text{ост}} ; \quad (59)$$

$$H_{\text{проч}} = 33,2 + 1,5 + 1,3 + 1,9 + 20 = 57,9\%$$

Сума інших грошових витрат розраховується за такою формулою:

$$З_{\text{проч}} = \frac{З_{\text{общ}} \cdot H_{\text{проч}}}{100}, \quad (60)$$

$$З_{\text{проч}} = \frac{10678250 \cdot 57,9}{100} = 6182707 \text{ грн.}$$

Розрахунок збитків від втрат нафтопродуктів

Сума збитків від витрат нафтопродуктів розраховується за формулою:

$$З_{\text{зб}} = O_{\text{вт}} \cdot Ц_{\text{н}} ; \quad (61)$$

$$З_{\text{зб}} = 7816 \cdot 1000 = 7816000 \text{ грн.}$$

$З_{\text{зб}}$ - сума збитків

$O_{\text{вт}}$ – сумарні втрати нафтопродуктів протягом року, кг

$Ц_{\text{н}}$ - цена 1 кг нафтопродукта.

5.2 Кошторис витрат з експлуатації резервуарного парку

Складаємо кошторис поточних витрат з експлуатації резервуарного парку за даними, які отримані в результаті проведення усіх розрахунків (табл. 13).

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						71
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

Таблиця 13. Кошторис витрат на експлуатацію резервуарного парку.

Найменування економічних елементів витрат	Сума, тис. грн	Вага, %
Фонд заробітної платні	10678,250	14,00
Амортизаційні відрахування	8095,480	10,55
Ремонтний фонд	3238,192	4,30
Прийом і відпуск нафтопродуктів	40543,826	52,95
Інші грошові витрати	6182,707	18,00
Збитки від втрат нафтопродуктів	7816,000	10,20
Всього	76554,455	100

ВИСНОВКИ

У вступі розглянуто роль та значення нафтогазової промисловості та системи забезпечення нафтопродуктами у світі та у паливно-енергетичному комплексі народного господарства України.

В загальному розділі розглянуто історія, необхідність, актуальність будівництва і експлуатації резервуарних парків в окремих районах сучасної України.

В технологічному розділі розглянуто: призначення і характеристики резервуарних парків, типи резервуарів в парках, способи та методи зниження втрат нафтопродуктів при експлуатації резервуарів, особливості експлуатації резервуарних парків.

У розрахунково-конструкторській частині виконано наступні розрахунки. Визначено необхідна ємність резервуарного парку:

- для бензину 108728 м³ (13 резервуарів типу РВСП 10000);
- для дизельного палива 128178 м³ (15 резервуарів типу РВС 10000).

Виконано розміщення резервуарів за групами з обвалуванням висотою 1,9 м. Визначено характеристики залізничної естакади:

- кількість залізничних маршрутів на добу два;
- двостороння естакада розрахунковій довжиною 121 м (рекомендована для будівництва типова залізнична естакада КС-4 довжиною 144 м);
- кількість зливо-наливних пристроїв типу АСН-7Б на естакаді для бензину – 10 шт, а для дизельного палива – 14 шт.
- відповідно технологічній схемі і виконанням розрахунком вибран для перекачування насос марки 12НДсН з продуктивністю до 1440 м³/год;
- розрахункові втрати напору на всмоктувальному трубопроводі бензину складають 1,17 м.ст., а при всмоктуванні дизпалива – 1,22 м.ст.;
- розрахункові втрати напору в нагнітальній лінії складають 3,5 м.ст. при перекачуванні бензину і 3.7 м.ст. при перекачуванні дизпалива;
- загальні втрати напору при наливі в цистерни типу 15-890 бензину складають 4,7 м.ст., а при перекачуванні дизпалива 5 м. ст..
- розрахунковій час наливу бензину в цистерни 0,99 год, а дизпалива 1 год.

Визначено втрати легких фракцій нафтопродукту при «великих диханнях» резервуарів. При заповненні резервуару РВС 10000 дизпаливом втрати легких фракцій складають 6,9 тонни. Втрати при заповненні резервуару РВСП 10000 бензином складають 0,7 тонни.

У розділі охорона праці розглянуто основні правила техніки безпеки при експлуатації резервуарного парку, а також виконано розрахунки природної вентиляції операторній резервуарного парку. По результатам розрахунків

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист 73
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

рекомендовано встановлення дефлектору типу ДВК №2 який буде забезпечувати ефективний повітряобмін в операторній.

В економічному розділі виконано розрахунок плану товарообігу резервуарного парку, розрахунок витрат при експлуатації резервуарного парку, складено кошторис витрат з експлуатації резервуарного парку

При виконанні розрахунків використовувалися існуючі методики.

					КРБ.НТІТ.1.51-03.1.5	Лист
						74
Вим.	Арк.	№ докум.	Підпис	Дата		

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Лісафін В.П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: [підруч. для студ. вищ. навч. закл.] / В.П. Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. – 597 с.
2. ВБН В.2.2-58.1-94. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа. [Чинні від 1994-04-01]. – К.: Південдіпронафтопровід, 1994. – 153 с.
3. ДСТУ Б В.2.6-183:2011. Резервуари вертикальні циліндричні сталеві для нафти та нафтопродуктів. Загальні технічні умови. [Чинний від 2012-10 01]. – К.: Мінрегіон України, 2012. – 78 с.
4. Правила технічної експлуатації резервуарів та інструкції по їх ремонту (доповнення та зміни) - [Чинні від 1997-03-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1997. – 121 с.
5. Правила технічної експлуатації та охорони праці на нафтобазах - [Чинні від 1998-04-01]. – К.: Укрнафтопродукт, 1998. – 440 с.
6. ТП 704-1-170.84. Резервуар стальной вертикальный цилиндрический для нефти и нефтепродуктов ёмкостью 10 000 м3. Типовой альбом.
7. Возняк, М. П. Проектування і експлуатація газонафтопроводів: підручник [для студентів вищ.навч.закл.] [Текст] / М. П. Возняк, Г. М. Кривенко. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 664 с.
8. ВБН В.2.2-58.2-94. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів тиском насиченої пари не вище 93,3 кПа. — Київ, Держкомнафтогаз 1994. — 150 с.
9. Лісафін, В.П. Типові розрахунки процесів приймання, зберігання та розподілу нафти і нафтопродуктів: навч. посіб. / В.П. Лісафін, Н.В. Люта. — Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2003. — 248 с.
10. Економіка нафтогазових підприємств: Навч. посіб. / Я. С. Витвицький, У. Я. Витвицька, І. М. Метешоп, В. М. Кузьмин та ін.]; за заг. та наук. ред.. Я. С. Витвицького та О. М. Данилюка. – Івано-Франківськ: Симфонія форте, 2013. – 604 с.