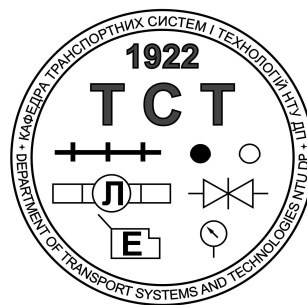


МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
«ДНІПРОВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА»



ЗБЕРІГАННЯ ТА ДИСТРИБУЦІЯ НАФТИ,
НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ

Навчальний посібник

Дніпро
НТУ «ДПУ»
2020

УДК 622.692

3 41

Затверджено до видання вченою радою НТУ «Дніпровська політехніка» як навчальний посібник для студентів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології (протокол № 5 від 24.04.2018).

Рецензенти:

К.К. Софійський – д-р техн. наук, проф. Інституту геотехнічної механіки ім. М.С. Полякова НАН України;

Б.В. Бокій – д-р техн. наук, проф., технічний директор ВАТ «Куб-газ».

3 41 **Зберігання** та дистрибуція нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ«ДП», 2020. – 294 с.

ISBN 976–966–350–724–8

Зміст навчального посібника відповідає робочій програмі дисципліни «Транспортування і зберігання вуглеводнів», що розроблена на основі освітньо-професійної програми підготовки бакалаврів спеціальності 185 Нафтогазова інженерія та технології.

Викладено теоретичні положення застосування комплексів для зберігання нафти, нафтопродуктів і газу, конструктивні особливості їх та методики експлуатаційних розрахунків. Надано рекомендації, що полегшують вибір серійних промислових машин та устаткування відповідних типорозмірів, формують уявлення про його основні технічні показники, що забезпечують експлуатацію в конкретних виробничих умовах.

Буде в пригоді фахівцям, які експлуатують нафтогазове обладнання.

УДК 622.692

© Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко,
С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка,
В.О. Расцветаєв, 2020

ISBN 976–966–350–724–8

© НТУ «Дніпровська політехніка», 2020

ЗМІСТ

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ.....	5
ПЕРЕДМОВА.....	7
1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКСИ ЗБЕРІГАННЯ І ДИСТРИБУЦІЇ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ.....	9
1.1. Історія, сучасний стан та перспективи розвитку комплексів зберігання і дистрибуції нафти та нафтопродуктів.....	9
1.2. Види сховищ нафти і нафтопродуктів.....	17
1.3. Нафтобази.....	17
1.3.1. Типи нафтобаз, їх характеристики та призначення.....	17
1.3.2. Визначення місткості нафтобаз.....	20
1.3.3. Планування нафтобаз.....	24
2. РЕЗЕРВУАРИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ	31
2.1. Сталеві резервуари.....	31
2.1.1. Загальні відомості.....	31
2.1.2. Вертикальні резервуари.....	35
2.1.3. Резервуари з понтонами.....	50
2.1.4. Резервуари з плаваючими дахами.....	57
2.1.5. Резервуари з дихаючими дахами.....	62
2.1.6. Сферичні резервуари.....	64
2.1.7. Резервуари з газокомпенсаторами.....	68
2.1.8. Горизонтальні циліндричні резервуари.....	70
2.1.9. Заглиблені металеві резервуари.....	72
2.1.10. Основи і фундаменти металевих резервуарів.....	75
2.2. Неметалеві резервуари.....	77
2.2.1. Загальні відомості.....	77
2.2.2. Залізобетонні резервуари.....	78
2.2.3. Пластикові та гібридні резервуари.....	87
2.2.4. Склади для зберігання нафтопродуктів у тарі.....	95
2.3. Розрахунки резервуарів.....	99
2.3.1. Розрахунок вертикального циліндричного резервуара.....	99
2.3.2. Розрахунок залізобетонного резервуара.....	102
3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ У МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД.....	110
3.1. Загальні відомості.....	110
3.2. Види підземних сховищ шахтного типу.....	112
3.3. Виробки і пристрої для герметизації.....	120
3.4. Підземне зберігання нафти у вічномерзлих породах.....	128
3.5. Сховища нафти і нафтопродуктів у відкладах кам'яної солі.....	135
4. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКСИ ЗБЕРІГАННЯ ТА ДИСТРИБУЦІЇ СТИСНЕНИХ І ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ.....	152
4.1. Історія, сучасний стан та перспективи розвитку систем зберігання і дистрибуції газів.....	152

4.2. Способи зберігання горючих газів.....	154
4.3. Класифікація резервуарів для зберігання зріджених газів.....	157
4.4. Зберігання компримованого (стисненого) газу.....	158
4.4.1. Зберігання газу в трубопроводі.....	158
4.4.2. Газгольдери змінного об'єму.....	160
4.4.3. Газгольдери постійного об'єму та високого тиску.....	171
4.4.4. Композитні та м'які газгольдери.....	178
4.4.5. Контейнери, модулі та балони для компримованого (стисненого) газу.....	180
4.4.6. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції (АГНКС)..	185
4.4.7. Підземні сховища компримованого (стисненого) газу.....	195
4.5. Зберігання зріджених газів.....	206
4.5.1. Загальні відомості.....	206
4.5.2. Газгольдери.....	208
4.5.2.1. Сталеві газгольдери.....	209
4.5.3. Розрахунок сталевих газгольдерів.....	216
4.5.4. Ізотермічне зберігання зріджених вуглеводневих газів у сталевих та залізобетонних резервуарах.....	223
4.5.4.1. Склади балонів зі зрідженим газом.....	236
4.5.5. Автогазозаправні станції (АГЗС).....	237
4.5.5.1. Розрахунок АГЗС.....	240
4.5.6. Газонаповнювальні станції (ГНС).....	242
4.5.7. Розрахунок процесу зберігання та відпуску газу.....	252
4.5.7.1. Гідравлічні розрахунки трубопроводів.....	253
4.5.7.2. Розрахунки процесу зливання газу.....	256
4.5.7.3. Розрахунки процесу наповнення.....	259
5. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ.....	261
5.1. Загальні відомості.....	261
5.2. Експлуатація газового покладу.....	265
5.3. Моніторинг експлуатації ПСПГ.....	269
5.4. Загальні вимоги безпеки.....	271
5.5. Пожежна безпека.....	277
5.6. Фонтанна безпека.....	279
5.7. Охорона довкілля.....	286
ПІСЛЯМОВА.....	289
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	290

СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АГНКС – автомобільна газонаповнювальна компресорна станція
АПО – атмосферний повітроохолоджувач
БЗГ – база зрідженого газу
БН і П – будівельні норми і правила
ВНК – водонафтовий контакт
ГВК – газоводяний контакт
ГНК – газонафтовий контакт
ГРП – газорозподільний пункт
ГРС – газорозподільна станція
Д_у – умовний діаметр трубопроводу
ЗВГ – зріджений вуглеводневий газ
ЗНГ – зріджений нафтовий газ
ІБД – інформаційна база даних
КПГ – компримований природний газ
КС – компресорна станція
НП – небезпечна подія
НС – насосна станція
ПЛЕ – повітряна лінія електропередач
ПНС – підземне нафто сховище
ПР – підземний резервуар
ПСГ – підземне сховище газу
РВС – резервуар вертикальний сталевий
РВСП – резервуар вертикальний сталевий з понтоном
СПГ – стиснений природний газ
СЗХВТ – система згладжування хвиль високого тиску
ГПА – газоперекачувальний агрегат
ДКС – дожимна компресорна станція
СПЗГ – станція підземного зберігання газу
НПС – нафтоперекачувальна станція
ПРГ – пункт редуціювання газу
ВЗВГ – вузол заміру витрати газу
АВП – аварійно-відновлювальний пункт
ВУ ПЗГ – виробниче управління підземного зберігання газу
ГТК – геолого-технічний контроль
ГДК – гранично допустима концентрація
ГДС – геофізичні дослідження свердловин
ГЗП – газозбірний пункт
ГКР – газоконденсатне родовище

ГКС – газокompресорна служба
ГНВП – газонафтоводопроявлення
ГНС – газонаповнювальні станції
ГР – газове родовище
ДАТ – державне акціонерне товариство
ДБН – державні будівельні норми
ДКС – дотискувальна компресорна станція
ДПЕ – дослідно-промислова експлуатація
КВП і А – контрольно-вимірювальні прилади й автоматика
КПЗГ – комплекс підземного зберігання газу
КРС – капітальний ремонт свердловин
МГ – магістральний газопровід
МКП – міжколонний простір
МКТ – міжколонний тиск
НАК – національна акціонерна компанія
НВС – нагнітально-видобувна свердловина
НД – нормативний документ
НКТ – насосно-компресорні труби
НКГВ– нижня концентраційна границя вибуховості
НТС – низькотемпературна сепарація
ОВС – оперативно-виробнича служба
ОП – обладнання противикидне
ПВГ – пункт вимірювання газу
ПЗГ – підземне зберігання газу
ПЛАС – план локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій
ППР – планово-попереджувальний ремонт
ПРС – поточний ремонт свердловини
РТО – рекуперативний теплообмінник
СТК– стандарт компанії
ТБ – техніка безпеки
ТЕЦ – теплова електростанція
ТК – термометричний каротаж
ТУ У– технічні умови України
УКЗ– установка катодного захисту
УКПГ – установка комплексної підготовки газу
УОГ – установка осушування газу
УМГ – управління магістральними газопроводами
ФА – фонтанна арматура
ЦІТС – центральна інженерно-технологічна служба
ЄТП – єдині технічні правила

ПЕРЕДМОВА

Навчальний посібник «Зберігання та дистрибуція нафти, нафтопродуктів і газу» є другою частиною дисципліни «Транспортування і зберігання вуглеводнів», яка базується на матеріалах дисциплін «Фізика», «Хімія», «Гідравліка», «Теплотехніка», «Технічна механіка і опір матеріалів» і «Транспортні системи і технології».

Мета видання – допомогти студентам у вивченні даної дисципліни.

Очікувані дисциплінарні результати навчання наведені у вигляді таблиці.

Шифр та зміст результатів навчання за освітньо-професійною програмою	Шифр та зміст дисциплінарних результатів навчання
СР2 Пояснювати загальну структуру, взаємозв'язок і функціональне призначення окремих елементів системи забезпечення України вуглеводневими енергоносіями	СР2-1 Ідентифікувати та класифікувати транспортні системи та технології нафтогазових підприємств
	СР2-2 Визначати сферу застосування сховищ нафти, нафтопродуктів і газу
СР3 Використовувати базові поняття, основні закони фізики та хімії для прогнозування та аналізу фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, буріння свердловин, транспортування та зберігання	СР3-1 Характеризувати фізико-хімічні властивості нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, транспортування та зберігання
	СР3-2 Визначати обсяги вантажопотоків нафтогазових підприємств
СР9 Створювати елементи технологічних схем та технічних пристроїв систем видобування, транспортування та зберігання нафти і газу	СР9-1 Визначати сферу застосування об'єктів зберігання та дистрибуції у різних умовах експлуатації нафтогазового виробництва
	СР9-2 Розробляти технологічні системи зберігання та дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газу

Шифр та зміст результатів навчання за освітньо-професійною програмою	Шифр та зміст дисциплінарних результатів навчання
СР11 Аналізувати режими експлуатації складових елементів нафтогазового об'єкта, здійснювати оптимальний вибір технологічного обладнання, оптимізувати режими експлуатації за певним критерієм	СР11-1 Аналізувати режими експлуатації об'єктів зберігання та дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газу
	СР11-2 Здійснювати оптимальний вибір об'єктів зберігання та дистрибуції та їх устаткування
	СР11-3 Оптимізувати режими експлуатації об'єктів зберігання та дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газу за певним критерієм

Навчальний посібник містить передмову, п'ять розділів і післямову, у яких викладенні загальні відомості про комплекси для зберігання і дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газів.

Зокрема кожен з розділів, що присвячений конкретному виду продукту, містить загальні відомості про елементи системи, технологічні характеристики та особливості різних видів обладнання для зберігання і дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газів.

1. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКСИ ЗБЕРІГАННЯ І ДИСТРИБУЦІЇ НАФТИ ТА НАФТОПРОДУКТІВ

Розглянуто: еволюцію розвитку систем та обладнання для зберігання нафти і нафтопродуктів, характеристики вантажів та вантажопотоків, види сховищ нафти, їх переваги та недоліки.

Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:

- характеризувати наливні вантажі та вантажопотоки;*
- класифікувати сховища нафти і нафтопродуктів, а також знати історичні етапи розвитку систем зберігання нафти і нафтопродуктів;*

1.1. Історія, сучасний стан та перспективи розвитку комплексів зберігання і дистрибуції нафти та нафтопродуктів

На даний час відомо 330 родовищ-гігантів нафти. Кожне з них містить понад 70 млн т нафти. Ще близько 30 % її запасів знаходиться на інших родовищах (їх понад 10000).

У 1721 році Г. Жонгинський писав, що в Слободі Рунгурській на Покутті та на Станіславщині біля Стебника та Ясениці Сільної на Львівщині видобували нафту з природних джерел і вживали її для мащення возів, вичинювання шкір, а також наливали в лампади замість масла. Відомо також, що колодязний видобуток нафти в Ріпному почато ще в 1786 році, а в Нагуєвичах – у 1805 р.

Збереглися відомості й про те, що вже в XVII столітті прикарпатську нафту вивозили за межі Галичини та почали освоювати процес її перегонки.

Перші спроби промислової дистиляції нафти були започатковані в 1810 році Йосифом Гекером, який спорудив у Модричі (біля Борислава) перший нафтоперегінний куб (це був перший в Європі нафтопереробний завод). У 1816 році разом з Яном Мітісем вони одержали продукт, придатний для освітлення, і використали його для освітлення Дрогобича, військових кошар у Самборі, а також міст Праги та Відня. Так на вулиці прийшло перше світло [1].

У 1874 році у Слободі Рунгурській тільки дві фірми видобули близько 80 тонн нафти і переробили її в Косівській і Печеніжинській дистиляторнях. З 1880 року обсяги видобування нафти почали різко зростати. І тому виникла потреба будівництва збірників для нафти та спорудження нової рафінерії. Споруджена в 1883 році рафінерія стала

найбільшою в Галичині й третьою в Європі. Тоді ж був збудований перший нафтопровід Слобода Рунгурська – Печеніжин довжиною 13 км. Після 1885 року дебіти свердловин на родовищі Слобода Рунгурська поступово починають падати. Це призвело до пошуків нових родовищ. З 1888 року розпочинають бурові роботи у Східниці. Пробурені свердловини виявилися надзвичайно продуктивними. Знову виникла потреба спорудити збірники для нафти і прокласти нафтопровід до Борислава довжиною 15 км. Третій нафтопровід на Прикарпатті було збудовано в 1895 році також від Східниці до Борислава.

На зламі ХІХ – ХХ століть центр нафтовидобутку перемістився до Борислава, де в 1873 році було видобуто 19,65 тис. тонн озокериту і 12,5 тис. тонн нафти. У 1909 році видобуток нафти на Прикарпатті досяг рекордної для того періоду величини 2053150 тонн (це становило 5 % від світового видобутку).

Першу нафту в Східній Україні було одержано в 1937 році в Роменському районі.

Разом з нафтовою на Прикарпатті розвивалась і газова промисловість. Є відомості, що газ почали видобувати і використовувати ще з ХVІІІ ст., але в значніших обсягах ця галузь почала розвиватися з кінця ХІХ ст., коли, крім супутнього газу, стали видобувати його з чисто газових свердловин.

Перші спроби використання в промислових цілях вуглеводневого газу припадають на початок ХХ століття, коли супутній газ нафтових родовищ почали застосовувати як паливо для парових котлів на бурових майданчиках. У 1912 році побудовано перший газопровід для подачі нафтового газу з м. Борислава до м. Дрогобича. У 1921 році одержано потужний приплив газу на Дашавському родовищі.

Промислове видобування газу розпочалося на Прикарпатті в 1924 році із введенням в експлуатацію Дашавського газового родовища і будівництва першого газопроводу Дашава – Стрий. 1924 рік прийнято вважати початком розвитку газової промисловості України.

Інтенсивний розвиток нафтової і газової промисловості на території України пов'язаний з відкриттям у післявоєнний період значних запасів нафти і газу в регіоні Дніпровсько-Донецької западини, на Прикарпатті та в Причорноморсько-Кримській газоносній області.

На території України знаходяться три нафтогазоносні регіони. Це Західний (Передкарпатський прогин), Східний (Дніпрово-Донецька западина) і Південний (Причорноморсько-Кримський). У надрах цих регіонів початкові потенційні ресурси (видобувні) вуглеводневої сировини оцінюються в 8418 млрд т умовного палива, а сьогодні ще не розвідані 4997 млн т умовного палива.

Перші склади нафти – прообрази сучасних нафтобаз – з'явилися в Росії в XVII столітті. Нафта зберігалася в земляних ямах-коморах глибиною 4 ... 5 м, влаштованих у глинистих ґрунтах, або в підземних кам'яних резервуарах, зацементованих особливим цементом і перекритих кам'яними склепінчастими дахами. Такий спосіб зберігання застосовувався до другої половини XIX століття. Ємність кам'яних резервуарів досягала 50000 м³ і будувалися вони в основному в районі бакинських нафтопромислів [2] .

З початком перевезень нафти і нафтопродуктів річковим, морським і залізничним транспортом мережа нафтобаз в Росії значно розширилася. Основним напрямком транспорту нафтовантажів була водна магістраль Каспійське море – Волга з притоками Камою і Окою – Марійїнська система – Нева. На цьому шляху і розташувалися найстаріші нафтобази: Махачкалінська, Астраханська, Симоновська (Москва), Сормовська та інші.

Про те, якими вони були, можна судити по Симоновській нафтобазі, яка була побудована «Товариством братів Нобель» в 1895 році на березі Москви-ріки неподалік Кремля на землях станції Москва-Симоново.

Завезення нафтопродуктів на нафтобазу в літню пору здійснювалося за допомогою барж (рис. 1.1), а в зимовий період – залізницею в цистернах із самопливним зливом, при цьому на розвантаження барж і цистерн витрачалося досить багато часу.



Рис. 1.1. Річкова нафтова баржа конструкції Шухова

Нафтопродукти, які надходили на Симоновську нафтобазу, розфасовувалися в бочки та бідони і залізницею або гужовим транспортом (рис. 1.2) направлялися споживачам для побутових потреб (гас) і опалення (мазут, пічне паливо і т. п.). Щодня жителям Москви продавалося до 40 пудів освітлювального гасу.



Рис. 1.2. Завантаження гасу в бочки і цистерни для доставки споживачеві гужовим транспортом на нафтобазі

Необхідно відзначити, що на території Росії до початку 80-х років XIX століття використовувалися американські дубові бочки, у яких з-за океану завозився вироблений там гас. Однак у 1881 році «Товариством братів Нобель» в Царицині (нині Волгоград) була збудована механічна бондарка, що випускала восьмипудові бочки. У наступні роки аналогічні виробництва були організовані в Ярославлі, Рибінську, Саратові, Уфі та інших містах. Створення в Росії власної матеріально-технічної бази з виробництва і ремонту дерев'яної і металеві тари різної місткості дозволило нафтолавам, нафтоскладам і нафтобазам більш повно задовольняти запити споживачів щодо асортименту, кількості, якості та термінів доставки замовлених нафтопродуктів.

Велика частина з 10 резервуарів загальною місткістю 50 тис. м³ використовувалася для зберігання паливного мазуту і гасу, в інших зберігалися пічне паливо і мастила. Парові насоси типів «Блек» і «Вартінгтон» застосовували для перекачування нафтопродуктів.

Усього на внутрішньому ринку Росії в 1913 році було реалізовано 5914 т нафтопродуктів, у тому числі: автобензину і лігроїну – 36, гасу освітлювального – 821, мастил – 147, нафтопалив (мазут, пічне паливо та ін.) – 4820, інших – 90.

Перші нафтобазы будувалися стихійно, без плану, експлуатували їх нераціонально, без урахування вимог науки і техніки.

У період громадянської війни нафтобазове господарство було в значній мірі знищено, розкрадено і знаходилося в стані повного розвалу: з 1452 дрібних нафтобаз експлуатувалася тільки 91.

Відновлення та реорганізація нафтобазового господарства здійснилися після націоналізації нафтової промисловості в Росії (1918) шляхом укрупнення нафтобаз, заміни застарілого обладнання, будівництва нових нафтобаз відповідно до швидко зростаючих потреб народного господарства.

Передумовами стрімкого збільшення кількості нафтобаз та їх місткості стали механізація сільського господарства, введення в дію нових автомобільних заводів, розвиток армії, авіації та флоту.

Розвиток нафтобаз (рис. 1.3) супроводжувався вдосконаленням застосовуваного на них обладнання. Наочно це можна простежити на прикладі резервуарів. Необхідність у них виникла відразу з початком промислового видобутку нафти. У перший час для зберігання нафти використовували звичайні дерев'яні бочки – barrel (англ.). Пам'ять про це збереглася в англо-американській системі одиниць виміру: барелем називають обсяг, що дорівнює 159 літрам.



Рис. 1.3. Бочки для перевезення нафтопродуктів на нафтопромислі, на задньому плані – нафтова цистерна з дерева і комора над ямою для нафти

Бочки для зберігання гасу виготовлялися з дуба та осики і просочувалися спеціальними клеями, коли ж бочок не вистачало, в землі копали ями, які спочатку використовували як тимчасові резервуари. Потім земляні резервуари (ями, комори) стали застосовуватися як самостійний засіб зберігання. За своєю будовою вони являли собою котловани (найчастіше прямокутної форми), оточені захисним земляним валом (обвалуванням), що перешкоджає розтіканню рідини, яка зберігається (рис. 1.4). Усередині весь

земляний амбар (яму) облицьовували жирною глиною з метою погіршення проникності стінок і дна, місткість подібних комор досягала 160 тис. м³ і більше.



Рис. 1.4. Зберігання нафти в відкритих котлованах (коморах) на Бакинських нафтопромислах

Однак у процесі експлуатації земляних резервуарів стало ясно, що вони придатні для зберігання тільки рідин, що мало випаровуються: мазутів, гудронів і т. п. У даний час від використання земельних комор і ям відмовилися з екологічних міркувань. Водночас слід зазначити, що при ліквідації аварій на магістральних нафто- і нафтопродуктопроводах їх використовують для тимчасового зберігання нафти і нафтопродуктів, що виливаються з ділянок трубопроводу.

Поява кам'яних резервуарів дозволила підвищити стійкість стінок місткостей для зберігання нафти і нафтопродуктів. Їх будували з місцевого каменю, цегли або штучних блоків, малопроникних для рідини. Низька проникність розчину для кладки забезпечувалася правильним підбором цементу, гранулометричного складу піску, а також за допомогою спеціальних домішок. Для повної непроникності внутрішні поверхні кам'яних резервуарів ізолювалися різними покриттями.

Кам'яні резервуари (навіть при наявності перекриттів) були джерелами значних втрат нафти і нафтопродуктів від випаровування. У водонасичених ґрунтах у зимовий період стінки таких резервуарів руйнувалися внаслідок розширення промерзаючого ґрунту, тому їх стали посилювати залізобетонними поясами.

Логічним продовженням цієї тенденції стала поява залізобетонних резервуарів, перші з яких були споруджені в 1912 році на Бєбі-Ейбатських нафтопромислах у районі Баку і мали об'єм

100 м³. У 30-х роках тут же будувалися залізобетонні резервуари об'ємом до 1000 м³, а в Москві збудували резервуар об'ємом 7000 м³. Резервуари даного типу споруджувалися прямокутної або циліндричної форми і забезпечувалися плоскими або куполоподібними дахами.

У 1864 році в США був змонтований перший великий металевий резервуар об'ємом 1270 м³. У Росії перший резервуар з металу був побудований в 1878 році за проектом видатного інженера В.Г. Шухова. На відміну від американського прямокутного він був циліндричним і, отже, менш металомістким (рис. 1.5).

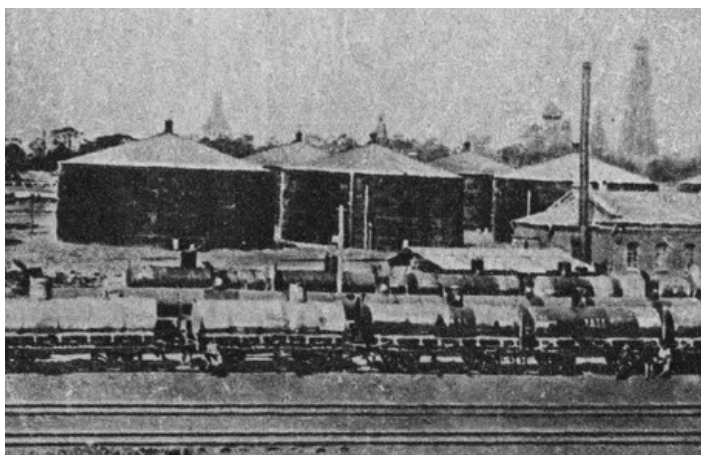


Рис. 1.5. Резервуари конструкції Шухова і залізничні цистерни

Листи металу з'єднувалися між собою за допомогою заклепок, розташованих на невеликій відстані одна від одної. Очевидно, що така технологія будівництва резервуарів була дуже трудомісткою, втім через недосконалість зварювальної техніки вона застосовувалася в нашій країні до початку 50-х років минулого століття, а значна кількість клепаних резервуарів експлуатується до цього часу.

На зміну дерев'яним бочкам прийшли металеві, що дозволило істотно підвищити безпеку та економічність перевезень (рис. 1.6).

Більш дрібні місткості – паяні з жерсті каністри з гвинтовими кришками. Ці каністри були незручними у використанні, паяні шви і гвинтові кришки із шкіряними ущільнювачами призводили до витоку палива, що стало, зокрема, однією з причин загибелі експедиції Роберта Скотта.

Ситуацію змінила друга світова війна, у ході якої використання каністр стало масовим. Найбільш удалим зразком того часу була стандартна зварна штампована 20-літрова каністра, що закривалася поворотом важеля горловини з ущільненням зі спеціальної гуми.

З огляду на зручності використання в післявоєнні роки вона стала фактично світовим стандартом (рис. 1.7).



Рис. 1.6. Бочка сталева 200-літрова із заливною та дренажною горловинами

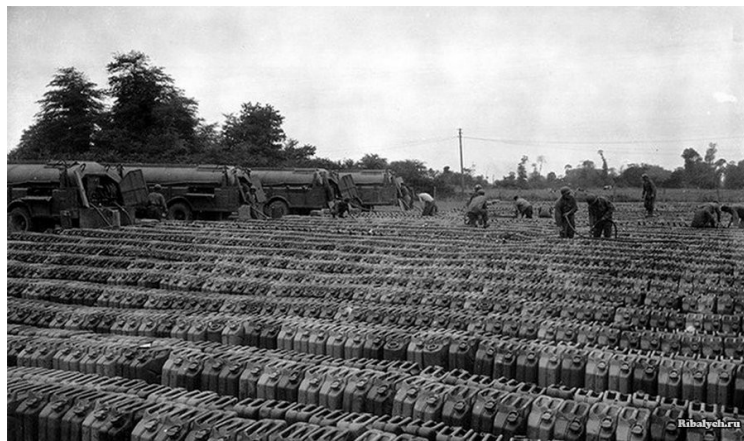


Рис. 1.7. Заправка каністр з бензозаправників у польових умовах

Перший у СРСР державний стандарт (ГОСТ) на зварні резервуари з'явився в 1937 році. Він установлював основні вимоги на параметри резервуарів об'ємом 11,6 та 22,2 м³. Під час Великої Вітчизняної війни (у 1944 році) в зв'язку з удосконаленням зварювальної техніки був введений ГОСТ на зварні резервуари об'ємом до 4600 м³, а до 1951 року максимальний обсяг сталевих зварних резервуарів досяг 10500 м³.

У подальшому резервуари почали споруджувати тільки за допомогою зварювання, а їх максимальний об'єм сягнув 50000 м³.

Стрімке зростання видобутку нафти, викликане відкриттям нових родовищ, привело до збільшення обсягу виробництва нафтопродуктів і, як наслідок, дало потужний імпульс розвитку системи нафтозабезпечення. У цей період вона була об'єднана в Державний комітет – Держкомнафтопродукт РФСР. У кінці 70-х – на початку 80-х років минулого століття ця галузь включала в себе 52

територіальних управління, до складу яких входили 1224 нафтобази, 496 філій нафтобаз, 9893 стаціонарних та пересувних автозаправних станцій. Сумарна ємність вертикальних і горизонтальних резервуарів становила понад 28 млн м³, а споживчий вантажообіг галузі був близько 320 млн т.

1.2. Види сховищ нафти і нафтопродуктів

Нафта і нафтопродукти – масові наливні вантажі, до систем зберігання яких ставляться такі вимоги: збереження кількості та якості продукту; вибухо- і пожежна безпека; мінімізація витрат на зберігання і дистрибуцію; зручність для споживачів.

Нафтосховище – штучний резервуар для зберігання нафти або продуктів її переробки.

У галузі транспортування і зберігання нафти і нафтопродуктів використовуються кілька видів нафтосховищ:

- резервуарні парки насосних станцій та нафтопродуктопроводів;
- сировинні та товарні парки нафтопереробних заводів;
- резервуарні парки морських (річкових) та залізничних терміналів;
- резервуарні парки нафтопромислів;
- нафтобази.

Нафтобази є тим видом нафтосховищ, де найбільш повно представлені споруди і об'єкти, а також технологічні процеси і обладнання зберігання нафти і нафтопродуктів, тому в цьому навчальному посібнику основна увага приділяється саме їм.

1.3. Нафтобази

1.3.1. Типи нафтобаз, їх характеристики та призначення

Нафтобазами називають підприємства, що складаються з комплексу споруд і установок, призначених для приймання, зберігання та відпуску нафтопродуктів споживачам [3, 4, 5].

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

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

Оскільки нафтобази становлять значну небезпеку в пожежному відношенні, а найбільш пожежонебезпечними об'єктами є резервуари, за критерій пожежонебезпеки нафтобаз прийнятий сумарний об'єм резервуарного парку. Його величина, а також максимальний об'єм одного резервуара $V_{p.max}$, покладені в основу поділу нафтобаз на категорії:

I – загальний об'єм резервуарного парку понад 100 000 м³;

II – загальний об'єм резервуарного парку від 20 000 до 100 000 м³;

IIIа – загальний об'єм резервуарного парку від 10 000 до 20 000 м³, $V_{p.max} = 5000$ м³;

IIIб – загальний об'єм резервуарного парку від 2 000 до 10 000 м³, $V_{p.max} = 2000$ м³;

IIIв – загальний об'єм резервуарного парку до 2 000 м³ включно, $V_{p.max} = 700$ м³.

Залежно від категорії нафтобаз будівельними нормами і правилами встановлюються мінімально допустимі (з точки зору пожежної безпеки) відстані до сусідніх об'єктів. Наприклад, відстань від нафтобаз I категорії до житлових і громадських будівель повинна бути не менше 200 м, а від нафтобаз II і III категорій – не менше 100 м.

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

1 – від 500 і більше тис. т / рік;

2 – від 100 до 500 тис. т / рік включно;

3 – від 50 до 100 тис. т / рік включно;

4 – від 20 до 50 тис. т / рік включно;

5 – від 20 і менше тис. т / рік.

За функціональним призначенням (за принципом оперативної діяльності) нафтобази поділяються на чотири види.

1. Перевалочні – призначені для перевантаження (перевалки) нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший. Розміщують їх на берегах судноплавних річок і озер, поблизу морських портів, великих залізничних магістралей, проміжних перекачувальних станцій нафтопродуктопроводів. Роль кінцевого пункту магістрального нафтопродуктопроводу (МНПП) також зазвичай грає перевалочна нафтобаза.

2. Розподільні – використовують для нетривалого зберігання нафтопродуктів та їх постачання споживачам району, що

обслуговується. Їх поділяють на оперативні, які обслуговують лише місцевих споживачів, і сезонного зберігання, що призначені як для задоволення місцевих потреб, так і для компенсації нерівномірності подачі нафтопродуктів на оперативні нафтобази, що входять у зону впливу нафтобази сезонного зберігання.

3. Перевалочно-розподільні – поєднують функції перевалочних і розподільних нафтобаз.

4. Бази зберігання – здійснюють приймання, зберігання і періодичне освіження нафтопродуктів.

За транспортними зв'язками нафтобази поділяються на:

- залізничні;
- водні (річкові, морські);
- водно-залізничні;
- трубопровідні;
- глибинні, що являють собою розподільні нафтобази, розташовані на значній відстані від залізниць і водних шляхів та отримують нафтопродукти в основному автомобільним транспортом, а в деяких випадках – водним.

За номенклатурою нафтопродуктів розрізняють нафтобази:

- загального призначення;
- тільки для легкозаймистих (світлих) нафтопродуктів;
- тільки для горючих (темних) нафтопродуктів.

Класифікація виробничих операцій. Усі виробничі операції, що проводяться на нафтобазах, поділяють на основні та допоміжні.

До основних операцій належать:

- приймання нафтопродуктів, що доставляються на нафтобазу залізничним, водним, автомобільним транспортом і по трубопроводах або відведеннях від них;
- зберігання нафтопродуктів у резервуарах і тарних сховищах;
- відпуск нафтопродуктів у залізничні та автомобільні цистерни, нафтоналивні судна або по трубопроводах;
- замір і облік нафтопродуктів.

До допоміжних операцій належать:

- очищення і зневоднення масел та інших в'язких нафтопродуктів;
- змішування масел і палив;
- регенерація відпрацьованих масел;
- виготовлення і ремонт тари;
- ремонт технологічного обладнання, будівель і споруд;
- експлуатація котелень, транспорту й енергетичних пристроїв.

1.3.2. Визначення місткості нафтобаз

Розрахунок геометричного об'єму резервуарів. Найбільш точно місткість резервуарного парку нафтобази визначається за графіками надходження і відвантаження (завезення – вивезення) нафтопродуктів, складеним на підставі фактичних даних за 2 ... 3 роки, з урахуванням страхового запасу. Для кожного сорту нафтопродуктів необхідний корисний об'єм резервуарів знаходиться як

$$V_i = Q_i^{\text{рік}} \cdot \left(\frac{\Delta\Pi_{\text{max } i} - \Delta\Pi_{\text{min } i} + \Delta\Pi_i^{\text{СТ}}}{100} \right),$$

$Q_i^{\text{рік}}$ – річна реалізація i -го нафтопродукту на базі, м³;

$\Delta\Pi_{\text{max } i}$, $\Delta\Pi_{\text{min } i}$ – відповідно максимальний і мінімальний сумарні місячні залишки i -го нафтопродукту, що спостерігалися за рік, %;

$\Delta\Pi_i^{\text{СТ}}$ – величина страхового запасу i -го нафтопродукту, %.

Рекомендовані норми страхового запасу для розподільних нафтобаз залежно від географічного положення і надійності транспортних зв'язків слід задавати у відсотках від середньомісячної потреби нафтопродуктів (табл. 1.1).

Таблиця 1.1

Норми страхового запасу нафтопродуктів

Тип нафтобази	Місце розташування нафтобази	Норми запасу, %
Залізничні, водні (річкові)	Далі на південь 60° північної широти в європейській частині	До 20
	Далі на північ 60° північної широти в європейській частині, у Сибіру, на Уралі та Далекому Сході	До 50
Водні (річкові) з надходженням нафтопродуктів тільки в навігаційний період		До 50*

* Розраховується від середньомісячної потреби в міжнавігаційний період.

Для трубопровідних і нафтобаз з реалізацією менше 1 тис. т/рік страховий запас не встановлюється.

Геометричний об'єм резервуарів під i -й нафтопродукт знаходиться за формулою

$$V_{pi} = V_i / \eta_p,$$

де η_p – коефіцієнт страхового запасу (табл. 1.2).

Таблиця 1.2

Рекомендовані величини коефіцієнта страхового запасу η_p

Місткість резервуара, м ³	Величина $\eta_{pд}$ для резервуарів		
	без понтона	з понтоном	з плаваючим дахом
До 5000	0,85	0,81	0,80
Від 10000 до 30000	0,88	0,84	0,83

Розрахунок корисного об'єму резервуарного парку. При відсутності графіків надходження і відвантаження нафтопродуктів необхідний корисний об'єм резервуарного парку для кожного з них може бути обчислений такими наближеними формулами:

– для **розподільних залізничних нафтобаз**

$$V_i = \frac{Q_i \tau_{ц} K_{нз} K_{нв}}{30} \left(1 + \frac{\Delta \Pi_i^{ст}}{100} \right),$$

– для **водних (річкових) перевалочних і розподільних нафтобаз**

$$V_i = 1,15 Q_i K_{нв} \left(1 + \frac{\Delta \Pi_i^{ст}}{100} \right),$$

– для **водних (річкових) нафтобаз з надходженням нафтопродуктів тільки в навігаційний період**

$$V_i = 1,15 \cdot Q_i^{мп} K_{нв} \left(1 + \frac{\Delta \Pi_i^{ст}}{100} \right),$$

– для **трубопровідних нафтобаз**

$$V_i = 1,1 \cdot \frac{Q_i^{\text{Від}} K_{\text{НВ}}}{N_i} \cdot \left(1 - \frac{Q_i^{\text{Від}}}{8760 \cdot q_{\text{max}}} \right),$$

де $\tau_{\text{ц}}$ – тривалість транспортного циклу поставки нафтопродукту, діб;
 Q_i – обсяг місячного споживання i -го нафтопродукту, м^3 ;
 $K_{\text{НЗ}}$ – коефіцієнт нерівномірності подачі цистерн з нафтопродуктом,
 $K_{\text{НЗ}} = 1,1 \dots 1,3$; $K_{\text{НВ}}$ – коефіцієнт нерівномірності споживання
нафтопродуктів (табл. 1.3); $Q_i^{\text{МП}}$ – міжнавігаційна потреба в i -му
нафтопродукті (у разі завезення раз на рік – річна потреба, м^3); $Q_i^{\text{Від}}$ –
обсяг i -го нафтопродукту, що відбирається по відводі, $\text{м}^3/\text{рік}$; N_i –
річна кількість циклів, з якою працює відвід; q_{max} – максимальна з
можливих витрат нафтопродукта у відводі, $\text{м}^3/\text{год}$.

Корисна місткість резервуарного парку **морської перевалочної нафтобази** при відсутності графіків надходження і відвантаження визначається за формулою

$$V_i = K_c \left(\frac{Q_i^{\text{Рік}}}{P_p} K_{\text{сн}} K_{\text{мн}} K_{\text{поп}} + 1,25 m_{\text{д}} Q_i^{\text{доб}} \right),$$

де K_c – коефіцієнт сортності, у разі однієї марки нафтопродукту,
 $K_c = 1$, при двох або трьох марках $K_c = 1,05$; P_p – норматив, що
враховує зайнятість причальних споруд упродовж року:

$$P_p = 3,65 n_{\text{П}} K_{\text{зан}},$$

$n_{\text{П}}$ – кількість причалів; $K_{\text{зан}}$ – коефіцієнт зайнятості причалу,
 $K_{\text{зан}} = 0,45 \dots 0,5$; $K_{\text{сн}}$ – коефіцієнт нерівномірності добового
відвантаження, що викликана нерегулярністю підхода танкерів; $K_{\text{мн}}$ –
коефіцієнт місячної нерівномірності прибуття суден; $K_{\text{поп}}$ – коефіцієнт
попиту зовнішньої торгівлі; $m_{\text{д}}$ – число неробочих днів за
метеоумовами; $Q_i^{\text{доб}}$ – середньодобовий обсяг відвантаження i -го
нафтопродукту, м^3 .

Значення параметрів та коефіцієнтів, що входять до формул,
наведено в табл. 1.2 – 1.5.

Таблиця 1.3

Залежність тривалості транспортного циклу $\tau_{ц}$

Відстань до постачальника, км	400	600	800	1000	1200	1600	2000	2600
Транспортний цикл $\tau_{ц}$, діб	7	9	11	13	14	15	17	20

Таблиця 1.4

Значення коефіцієнта нерівномірності споживання нафтопродуктів $K_{не}$

Характеристика районів споживання	Коефіцієнт нерівномірності споживання $K_{не}$	
	усіх видів палива	мастила
Промислові міста	1,0	1,3
Промислові райони	1,1	1,5
Промисловість споживає 70%	1,2	1,8
Промисловість споживає 30%	1,5	2,0
Сільськогосподарські райони	1,7	2,5

Таблиця 1.5

Рекомендовані значення коефіцієнтів

 $K_{сн}, K_{мн}, K_{спр}, m_d$

Порт	Нафтопродукт	$K_{сн}$	$K_{мн}$	$K_{спр}$	m_d
Москальово	Автобензин	3,0	1,4	1,2	4
	Авіабензин	3,0	1,4	1,2	4
Нахідка	Дизпаливо	3,0	1,4	1,2	4
	Автобензин	3,0	1,4	1,2	4
	Авіабензин	3,0	1,4	1,2	4
Новоросійськ	Мазут	2,01	1,6	1,15	7
	Моторне паливо	2,01	1,6	1,15	7
Туапсе	Мазут	2,01	1,06	1,15	7
	Дизпаливо	2,56/2,7	1,6/2,2	1,15	7
	Автобензин	3,0	1,3	1,18	7

Місткість і число резервуарів у складі резервуарного парку нафтобази повинні визначатися з урахуванням:

– коефіцієнта використання місткості резервуара;

– однотипності за конструкцією та одиничною місткістю резервуарів;

– вантажопідйомності залізничних маршрутів, окремих цистерн, а також наливних суден, зайнятих на перевезеннях нафтопродуктів;

– необхідної оперативності нафтобази при заданих умовах експлуатації і можливості своєчасного ремонту резервуарів.

Під кожен нафтопродукт має передбачатися не менше двох резервуарів за винятком таких випадків:

– операції прийняття і відвантаження не збігаються в часі;

– середньорічний коефіцієнт оборотності резервуара < 3 ;

– резервуар використовується як проміжна (буферна) місткість без проміжного виміру кількості нафтопродукту.

1.3.3. Планування нафтобаз

Розміщення об'єктів на території нафтобази (рис. 1.8) має забезпечувати зручність їх взаємодії, раціональне використання території, мінімальну довжину технологічних трубопроводів, водовідвідних (каналізаційних), водопровідних і теплових мереж при дотриманні всіх протипожежних та санітарно-гігієнічних вимог.

Територія нафтобази в загальному випадку розділена на зони (виробнича, підсобна, резервуарний парк) і ділянки. Приймання нафтопродуктів здійснюють по магістральному нафтопродуктопроводу, а відвантаження – по залізниці вагонами-цистернами.

Резервуари під номером 1 – 20 типу РВС-5000 мають загальну місткість 100000 м^3 , об'єм кожного 5000 м^3 , діаметр 22,8 м, висота 12 м. За обсягом резервуарного парку нафтобаза належить до II категорії.

Очисні споруди (48 і 49) згідно з нормами проектування розташовані в найбільш низькому місці майданчика нафтобази.

На генеральному плані нанесена «роза вітрів», довжина «променів» пропорційна частоті вітру в розглянутих напрямках.

Кожна група наземних резервуарів огорожена замкнутим земляним насипом шириною по верху не менше 0,5 м або огорожувальною стінкою з негорючих матеріалів, розрахованою на гідростатичний тиск рідини в разі розливу. Висота насипу повинна бути на 0,2 м вище рівня розрахункового обсягу розлитої рідини.

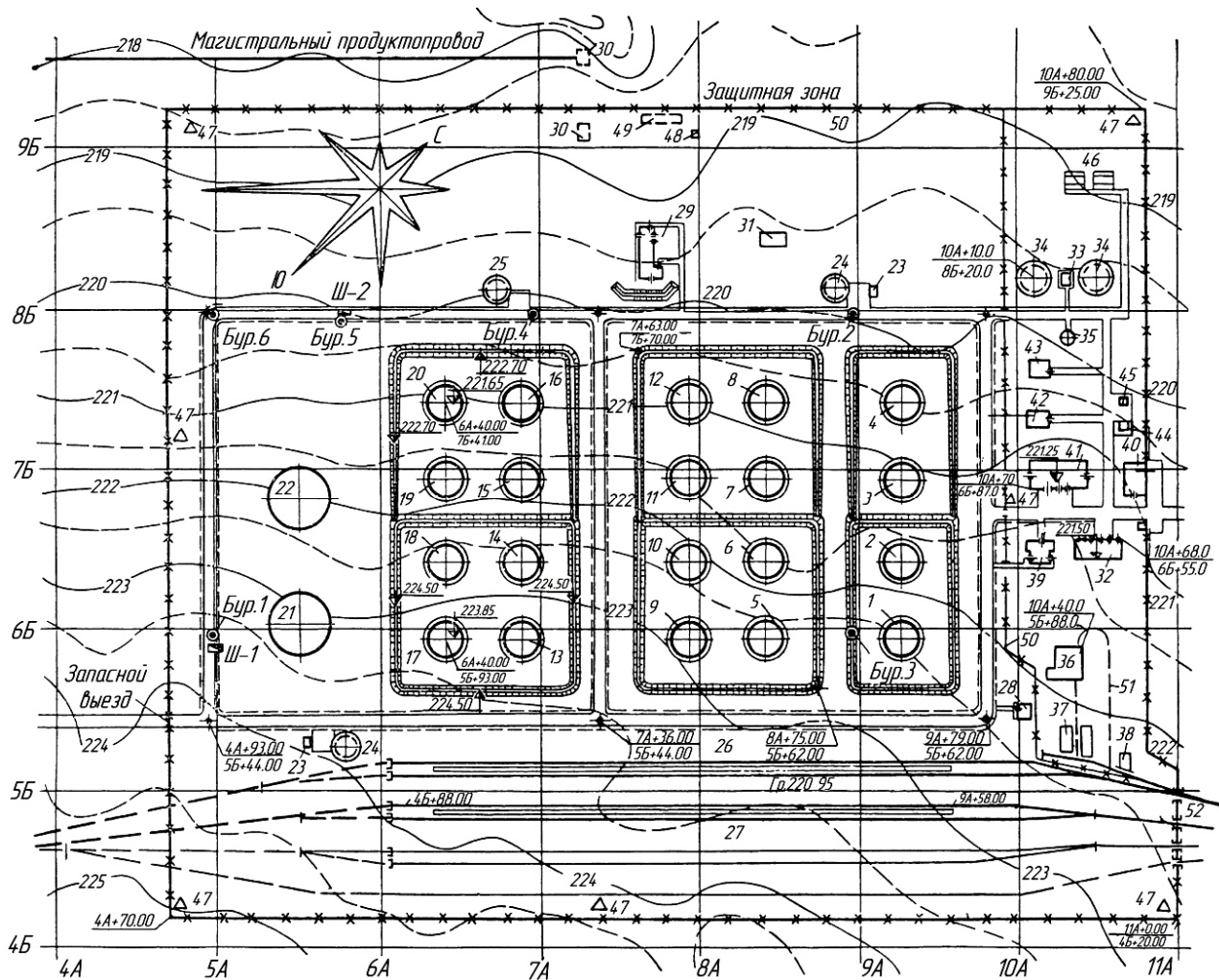


Рис. 1.8. Генеральний план нафтобази: 1 ... 22 – резервуари; 23 – склад пінопорошку; 24 – водойма; 25 – запасна водойма; 26 – 27 – залізничні наливні естакади; 28 – приміщення для наливальників; 29 – наливна насосна; 30 – вузли приймання нафтопродуктів з магістральних трубопроводів; 31 – трансформаторна підстанція; 32 – механічна майстерня; 33 – водоносна; 34 – резервуари для води; 35 – водонапірна вежа; 36 – котельня; 37 – майданчик для палива; 38 – майданчик для золи; 39 – обмивальний пункт; 40 – контора; 41 – пожежне депо; 42 – будівля охорони; 43 – телефонна станція; 44 – лабораторія; 45 – склад проб; 46 – вольєр для собак; 47 – сторожовий пост; 48 – піскопастка; 49 – нафтопастка; 50 – огорожа; 51 – вузькоколійна залізниця; 52 – залізничні колії

Насип виконується з метою запобігання розливу нафтопродукту по площі нафтобази з резервуарів у разі їх пошкодження, що важливо, особливо при пожежних ситуаціях.

Виробнича зона включає такі ділянки операцій:

- залізничні;
- водні;
- автомобільні.

Підсобна зона включає такі ділянки:

- очисних споруд;
- водопостачання та протипожежного захисту;
- підсобних будівель і споруд;
- зовнішнього енергопостачання;
- адміністративно-господарських будівель і споруд.

Резервуарний парк являє собою ділянку зберігання нафтопродуктів.

Ділянки нафтобаз. На ділянці залізничних операцій розміщуються споруди для прийняття та відпуску нафтопродуктів залізницею. До складу об'єктів цієї ділянки входять:

- залізничні тупики;
- зливно-наливні естакади для прийняття та відпуску нафтопродуктів;
- нульові резервуари, розташовані нижче залізничних колій;
- насосні станції для перекачування нафтопродуктів з вагонів-цистерн у резервуарний парк і назад;
- лабораторії для проведення аналізів нафтопродуктів;
- приміщення для відпочинку персоналу (операційна);
- сховища нафтопродуктів у тарі;
- майданчики для прийняття та відпуску нафтопродуктів у тарі.

На ділянці водних операцій зосереджені споруди для прийняття та відпуску нафтопродуктів баржами і танкерами. До них належать:

- причали (пірси) для швартування нафтоналивних суден;
- стаціонарні й плавучі насосні;
- лабораторія;
- приміщення для персоналу.

Ділянка автомобільних операцій призначена для розміщення засобів відпуску нафтопродуктів в автоцистерни, контейнери, бочки та бідони і включає:

- автоестакади та автоколонки для відпуску нафтопродуктів в автоцистерни;
- розливні й розфасовувальні для наливу нафтопродуктів у бочки і бідони;
- склади для зберігання розфасованих нафтопродуктів;

- склади для тари;
- вантажні майданчики для автотранспорту.

На ділянці очисних споруд зосереджені об'єкти, призначені для очищення забруднених нафтою вод від нафтопродуктів. До них належать:

- нафтопастки;
- флотатори;
- ставки-відстійники;
- мулові майданчики;
- шламонакопичувачі;
- насосні;
- берегові станції з очищення баластових вод [6].

Ділянка водопостачання та протипожежного захисту включає водопровідні та протипожежні насосні станції, резервуари або водойми протипожежного запасу, приміщення зберігання протипожежного обладнання.

На ділянці підсобних будівель і споруд, що забезпечують працездатність основних об'єктів нафтобази, знаходяться:

- котельня, що забезпечує паром парові насоси, систему підігріву нафтопродуктів і систему опалення;
- гараж;
- механічні майстерні;
- склади матеріалів, обладнання та запасних частин, а також інші об'єкти.

Об'єкти перерахованих вище ділянок з'єднуються між собою мережею трубопроводів для перекачування нафтопродуктів, їх постачання водою і парою, а також для збирання стічних вод, забруднених нафтопродуктами.

Ділянка зовнішнього енергопостачання являє собою трансформаторну підстанцію.

На ділянці адміністративно-господарських будівель і споруд розміщуються: контора, прохідні, акумуляторна, споруди зв'язку, побутові приміщення.

На ділянці зберігання нафтопродуктів побудовано такі об'єкти:

- резервуарні парки для світлих і темних нафтопродуктів;
- насосні;
- насипи – вогнестійкі огорожі навколо резервуарних парків, що перешкоджають розливу нафтопродуктів при пошкодженнях резервуарів.

Перераховані зони й об'єкти не обов'язково входять до складу кожної нафтобази. Їх набір залежить від типу і категорії нафтобази, призначення і характеру операцій, що проводяться на ній. Так, на багатьох перевалочних нафтобазах немає оперативної зони, а на розподільних нафтобазах, що постачають нафтопродукти за допомогою автотранспорту, не проводяться залізничні й водні операції.

Технічна оснащеність нафтобаз має відповідати таким вимогам:

а) резервуарний парк повинен забезпечувати прийняття, зберігання і відвантаження заданої кількості й асортименту нафтопродуктів;

б) технологічні трубопроводи мають дозволяти вести одночасне приймання і відвантаження різних марок нафтопродуктів без змішування і втрати якості;

в) наливні та зливні пристрої, а також насосне обладнання повинні забезпечувати дотримання нормативів часу щодо зливу і наливу нафтопродуктів.

Резервуарні парки нафтобаз грають дуже важливу роль. Основне їх призначення – виконання ролі буфера між постачальником і одержувачем, що компенсує перебої поставок і споживання нафтопродуктів. До числа інших функцій резервуарних парків відносять: створення запасів на випадок виникнення перебоїв у транспортному ланцюгу, доведення якості нафтопродуктів до необхідного рівня, їх облік.

Резервуарний парк – група (групи) наземних резервуарів, призначених для зберігання нафти і нафтопродуктів та розміщених на території, обмеженій по периметру насипом або огорожувальною стінкою.

Мінімальна відстань між резервуарами, розташованими в одній групі, – 30 м. Резервуари в групі слід розташовувати не більше ніж в 4 ряди об'ємом менше 1000 м³, не більше ніж в три ряди об'ємом від 1000 до 10 000 м³, не більше ніж у 2 ряди об'ємом 10 000 м³ і більше. Відстань між стінками найближчих резервуарів, розташованих у сусідніх групах, має бути не менше 40 м при об'ємі резервуара до 20 000 м³.

Біля кожної групи наземних вертикальних резервуарів, розташованих у два ряди і більше, повинні бути передбачені заїзди всередину насипу для пересувної пожежної техніки. При цьому планувальна відмітка проїжджої частини заїзду має бути на 0,2 м

вище рівня розрахункового обсягу рідини, що розлилася. Мінімальні відстані від будівель і споруд складів нафтопродуктів з вибухопожежонебезпечними виробництвами слід задавати згідно з табл. 1.6.

Таблиця 1.6

Протипожежні розриви основних об'єктів нафтобаз

Назва об'єкта	Відстань, м				
Приміщення та споруди сусідніх підприємств	100	40	40	40	30
Лісові масиви	100	50	50	50	50
Склади (лісових матеріалів, торфу, волокнистих речовин, сіна, соломи)	100	100	50	50	50
Залізниці	150	100	80	60	50
Автомобільні дороги: I-III категорій	75	50	45	45	45
IV-V категорій	40	30	20	20	15
Житлові та громадські споруди	200	100	100	100	100
Роздаточні колонки автозаправочних станцій загального користування (крайньої колонки)	50	30	30	30	30
Очисні каналізаційні споруди і насосні станції, що не відносяться до складу	200	150	100	75	75
Аварійна комора для резервуарного парку	60	40	40	40	40
Технологічні установки з вибухо- та пожежонебезпечними виробництвами і факельним господарством (стовбура факела)	100	100	100	100	100
Повітряні лінії електропередач	150	100	50	50	50

На кожний резервуар, що знаходиться в експлуатації, повинні бути такі документи:

- а) технічний паспорт резервуара;
- б) технічний паспорт на понтон;
- в) градувальна таблиця резервуара;
- г) технологічна карта резервуара і схема технологічних трубопроводів;
- д) журнал поточного обслуговування;
- е) журнал експлуатації блискавкозахисту, захисту від прояву статичної електрики;
- ж) схема блискавкозахисту і захисту резервуара від проявів статичної електрики.

Кожен резервуар повинен бути оснащений повним комплектом устаткування, передбаченим проектом, залежно від призначення та умов експлуатації. У паспорті на резервуар наводяться технічні дані щодо встановленого на ньому обладнання.

Завдання для самоконтролю

1. Охарактеризувати історичні періоди створення сховищ для зберігання нафти.
2. Класифікувати нафтобази за величиною річного вантажопотоку.
3. Визначити вимоги, яким повинна відповідати технічна оснащеність нафтобаз.
4. Визначити корисний об'єм нафтобази.
5. Охарактеризувати функції резервного парку нафтобаз.
6. Визначити протипожежні розриви між основними об'єктами нафтобаз.
7. Навести перелік основних документів, що обов'язково повинні оформлюватися на кожний резервуар нафтобази.

2. РЕЗЕРВУАРИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

Розглянуто: конструкції резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів, їх переваги і недоліки, особливості розрахунку та експлуатації.

Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:

- обґрунтовано обирати типи сховищ для збереження нафтопродуктів та обладнання зливно-наливних станцій;*
- проводити експлуатаційні розрахунки цих об'єктів.*

2.1. Сталеві резервуари

2.1.1. Загальні відомості

За формою металеві резервуари можуть бути циліндричними (вертикальними і горизонтальними), сфероїдальними і спеціальних форм. У свою чергу вертикальні циліндричні резервуари розрізняються залежно від внутрішнього тиску і вакууму в газовому просторі, від форми даху – конічної і сферичної, від конструкції даху – плаваючі, підйомні, дихаючі, безмоментні [7, 8].

Залежно від обсягу та місця розташування резервуари поділяють на три класи:

- I – особливо небезпечні резервуари об'ємом 10000 м³ і більше, а також резервуари об'ємом 5000 м³ і більше, розташовані безпосередньо на берегах річок, великих водойм, а також у межах міської забудови;

- II – резервуари підвищеної небезпеки об'ємом від 5000 до 10000 м³;

- III – небезпечні резервуари об'ємом від 100 до 5000 м³. Для скорочення втрат від випаровування ці резервуари обладнують дихальною арматурою (робочими і запобіжними клапанами), системою газової обв'язки, понтонами або використовують спеціальні конструкції з понтоном або плавучим дахом.

За конструкцією дахів вертикальних циліндричних резервуарів та умов експлуатації розрізняють:

- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом, що працюють під надлишковим тиском 0,002 МПа і з вакуумом 0,001 МПа;

- вертикальні циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом, що працюють при підвищеному тиску 0,069 МПа;
- вертикальні циліндричні резервуари з понтоном або плавучим дахом, що працюють без тиску і вакууму.

У більшості сталевих конструкцій нафтобаз і автозаправних станцій застосовується м'яка низьковуглецева сталь з вмістом вуглецю до 0,22 % різних марок (Ст.0 – Ст.5), яка добре зварюється, майже не гартується і тому є досить зручною для роботи в елементах конструкцій.

За способом виробництва сталь підрозділяється на мартенівську і конверторну. При спорудженні металевих конструкцій нафтобаз в основному застосовують мартенівську сталь, яка значно краще і чистіше конверторної.

Для важких конструкцій і нижніх поясів сталевих резервуарів використовуються низьколеговані сталі (НЛ), що мають більш високі механічні характеристики.

За кліматичними умовами застосування розділяють резервуари, що використовуються в зоні помірних температур (до мінус 20°C), і резервуари, призначені для експлуатації в північних і арктичних районах (до мінус 65°C). При виготовленні резервуарів, що працюють у помірній кліматичній зоні, застосовуються будівельні сталі, у той час як для виготовлення резервуарів, що застосовуються в умовах низьких температур, використовуються спеціальні сталі з вмістом нікелю, хрому та алюмінієві сплави.

При зберіганні нафтопродуктів з підвищеним вмістом сірки для запобігання корозії резервуари мають внутрішнє покриття з алюмінію та алюмінієво-магнієвих сплавів (до 1 – 4 % магнію). Перш за все з цих металів виконують верхній пояс і покрівлю, що контактують з сірчаними парами.

Сталеві листи з'єднуються зварюванням, але у резервуарів, побудованих до середини ХХ століття, листи можуть бути скріплені заклепками.

Сфера застосування резервуарів залежно від сорту нафти або нафтопродуктів визначається, головним чином, з урахуванням умов взаємодії рідини, що зберігається, з матеріалом, з якого виготовлено сховище. При цьому обов'язково враховується необхідність мінімальної витрати металу на його спорудження.

При використанні резервуарів у хімічній промисловості для зберігання кислот, спиртів і т. д., а також у харчовій промисловості

для зберігання рослинних масел, жирів і т. ін., на внутрішні стінки місткості можуть наноситися відповідні покриття для захисту стінок від корозії і збереження властивостей цих рідин.

Вибір оптимальних типів резервуарів за технологічними і конструктивними характеристиками був і залишається основним питанням, від правильного вирішення якого залежить зменшення витрат матеріалів, зниження трудомісткості та вартості їх виготовлення, скорочення втрат нафтопродуктів від випаровування і підвищення загальної надійності та економічності сховищ.

Класифікувати втрати нафти і нафтопродуктів при зберіганні можна як кількісні та кількісно-якісні, коли кількісні втрати супроводжуються погіршенням якості нафти і нафтопродуктів.

Кількісні втрати відбуваються в результаті:

- витоків через нещільності устаткування, зварних швів, фланцевих з'єднань тощо;
- розливів та розбризкування;
- неповного зливу нафтоналивних суден, залізничних та автомобільних цистерн;
- переливів резервуарів, цистерн та ін.;
- аварій.

Усіх зазначених втрат можна уникнути, здійснюючи профілактичні ремонти, уважно ставлячись до роботи і систематично підвищуючи кваліфікацію персоналу нафтобази.

Кількісно-якісні втрати відбуваються від випаровування нафти і нафтопродуктів, від малих і великих «подихів», змішання та ін.

Втрати від великих «подихів» відбуваються в результаті витіснення пароповітряної суміші при заповненні резервуара та при зливі з нього. Таким чином, при заповненні резервуара бензином у літню пору такі втрати приблизно складають $0,55 \text{ кг/м}^3$, а в зимовий час – $0,35 \text{ кг/м}^3$. А при зливі з резервуара нафтопродуктів втрати становлять $0,1 \text{ кг / м}^3$ продукту, що викачується.

Втрати від малих «подихів» відбуваються в результаті витіснення пароповітряної суміші при підвищенні тиску в газовому просторі вище тиску відкриття дихального клапана через добові зміни температури і тиску атмосферного повітря.

Оскільки в процесі випаровування втрачаються найбільш легкі фракції, то якість продукту погіршується за рахунок зміни фракційного складу, підвищення температури початку кипіння, зниження октанового числа, пускових властивостей та ін. Втрати від

малих «подихів» в резервуарах залежать від обсягу газового простору і розрахункового надлишкового тиску. Чим менше об'єм газового простору і більше розрахунковий надлишковий тиск резервуара, тим будуть менше втрати від малих «подихів». Такі втрати можуть бути значно зменшені, якщо відводити пароповітряну суміш, що витісняється з резервуара, по трубопроводу в спеціальний газозбірник – резервуар з дихаючим дахом або газгольдер.

Для зменшення втрат від малих і великих «подихів» необхідно:

- зберігати легкозаймисті нафтопродукти в резервуарах з плаваючою покрівлею або понтоном;
- підвищити розрахунковий газовий тиск у газовому просторі;
- мати робочий об'єм дихаючого даху або газгольдера в частках сумарного об'єму газового простору всіх з'єднаних резервуарів: для середньої кліматичної зони від 0,24 до 0,27; для північної – від 0,18 до 0,22;
- доводити заповнення в резервуарах зі стаціонарною покрівлею до верхньої максимальної межі;
- зберігати нафтопродукти в резервуарах великих обсягів, для яких питомі втрати будуть меншими;
- використовувати обв'язку резервуарів з однаковим нафтопродуктом в одній групі резервуарів;
- встановити диск-відбивач під дихальним клапаном усередині резервуара, за допомогою якого змінюється напрям вхідного повітря з вертикального на горизонтальний;
- вловлювати пари нафтопродуктів і конденсувати їх за допомогою штучного холоду і сорбції (процес сорбції заснований на поглинанні парів чи газів поверхнею рідких або твердих сорбентів);
- фарбувати резервуари в світлі тони, що дає хороший ефект і не вимагає великих витрат.

Одночасне фарбування зовнішньої і внутрішньої поверхні даху резервуара зменшує втрати від випаровування на 30...35 %. Біле забарвлення має не тільки найбільшу здатність до відображення, а й тривале збереження, яке досягає 3 ... 4 років, а алюмінієва фарба – тільки 1,5...2 роки.

Для запобігання замерзання або підвищеного випаровування нафтопродуктів на зовнішні стінки резервуарів можна також наносити теплоізоляцію.

2.1.2. Вертикальні резервуари

Найбільшого поширення на нафтобазах отримали резервуари вертикальні циліндричні сталеві с жорстким дахом (РВС). Основні конструктивні елементи резервуарів підрозділяються на групи (рис. 2.1).

Сталеві вертикальні циліндричні резервуари виготовляються з плоскими, конічними і сферичними дахами і днищем [9].

Днища резервуарів. Основним призначенням днища є забезпечення герметичності резервуара, при цьому найбільшого поширення набули плоскі та конічні днища резервуарів.

При правильному влаштуванні основи, якісному виготовленні, транспортуванні та монтажі будь-яких істотних напружень від зовнішнього навантаження в днищі не виникає, тому товщина листів днища приймається тільки виходячи з умови збереження його цілісності на планований період експлуатації. Виняток становить периферійна частина днища, оскільки в зоні з'єднання днища з циліндричною стінкою при заповненні резервуара нафтопродуктом має місце напружений стан з напругою вигину.



Рис. 2.1. Класифікація елементів вертикальних циліндричних резервуарів

Днище збирається з листів розміром 6000×1500 мм, які з'єднують внапуск або в стик. Днища резервуарів об'ємом $V \leq 1000 \text{ м}^3$ мають однакову товщину $t_{\text{дн}} \geq 4$ мм, а об'ємом $V \geq 2000 \text{ м}^3$ мають центральну частину такої ж товщини і кільцеву кромку, товщина якої залежить від товщини нижнього пояса стінки резервуара $t_{\text{дн. окр}} \geq 6$ мм.

Приклади конструктивних схем днища зображені на рис. 2.2. Для резервуарів об'ємом більше 5000 м^3 крайні листи (кромки) виконують у вигляді сегментів. На кромку безпосередньо спирається циліндрична стінка резервуара, утворюючи вузол з'єднання стінки з днищем. Прийняте значення товщини перевіряється розрахунком на міцність за згинальними напруженнями, які виникають у місці з'єднання кромки днища з циліндричною стінкою резервуара.

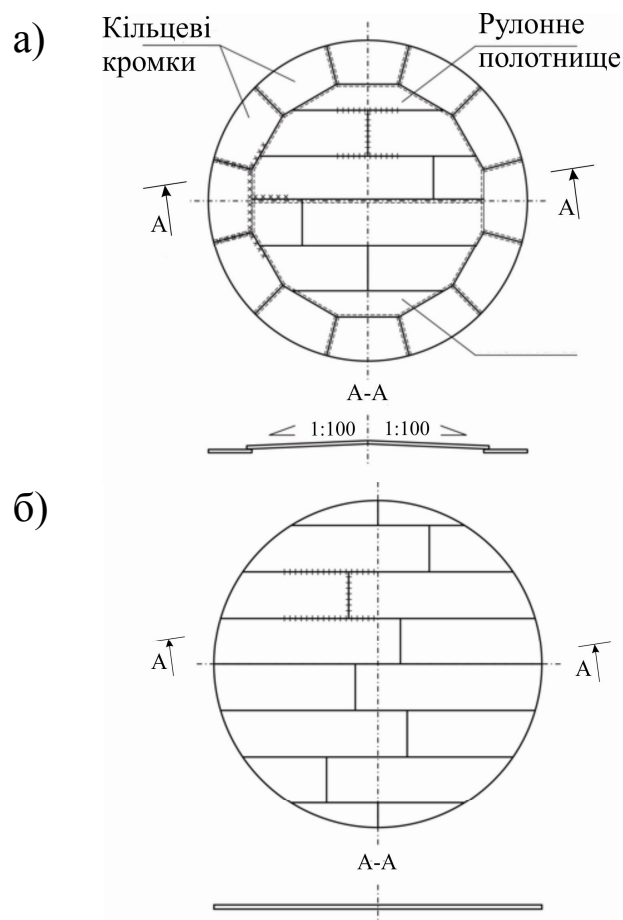


Рис. 2.2. Конструктивні рішення днищ резервуарів: а – конічне з кромками; б – плоске

З'єднання циліндричної стінки резервуара з кромками днища виконується двосторонніми кутовими швами з обов'язковим контролем якості швів фізичними методами. При цьому висота катета зазначених швів повинна бути не менше номінального значення

товщини більш тонкого з елементів, що з'єднуються. Зовнішній контур кромки повинен мати вигляд окружності та виступати за зовнішню поверхню стінки резервуара не менше ніж на 50 мм і не більше 100 мм. Днища резервуарів мають бути конічними з ухилом до центру або від центру, але для резервуарів об'ємом до 1000 м³ включно допускається застосування плоских днищ.

Монтаж днища може здійснюватися двома способами: листовим або рулонним. В основному днище на робочу площадку поставляється у вигляді рулонних заготовок заводського виготовлення. Монтаж виконується шляхом розгортання рулонів з подальшим з'єднанням їх між собою одностороннім швом внапуск. Монтажний стик, що з'єднує окремі полотнища, повинен проходити через центр розгортки конструкції, щоб на монтажі можна було отримати необхідну конічну її форму (з невеликим кутом нахилу в бік центру або навпаки). Шви одного полотнища в місці монтажного стику зміщені відносно аналогічних швів іншого полотнища не менше ніж на 100 – 150 мм, а мінімальна величина в монтажному стику внапуск – 30 мм, але зазвичай становить 50 – 60 мм.

При рулонуванні ширина відправної марки днища має бути менше 12 м і менша за ширину рулонів полотнища стінки. Циліндрична стінка резервуара є головною несучою конструкцією вертикальних циліндричних резервуарів і всі її конструктивні елементи повинні зберігати в процесі експлуатації міцність, стійкість і герметичність.

Як правило, циліндрична стінка збирається з окремих листів розміром 6000 × 1500 мм), хоча можливі й інші параметри листів стінки (6000 × 2000, 8000 × 2000 мм). Положення листів у стінці приймається таким чином, щоб довга сторона кожного окремого листа була направлена по горизонталі (рис. 2.3). Горизонтальні ряди листів стінки називаються поясами і кожен з них складається з листів однієї товщини. Товщина поясів визначається розрахунком і, як правило, збільшується від верхніх поясів до нижніх (відповідаючи закону розподілу гідростатичного тиску).

При листовій збірці резервуара для економії металу нижні пояси роблять з більшою, а верхні – з меншою товщиною листів (рис. 2.4). Однак у міру впровадження індустриальних (рулонних) технологій будівництва резервуарів з технологічних міркувань застосовують стінки, однакові за міцністю і товщиною.

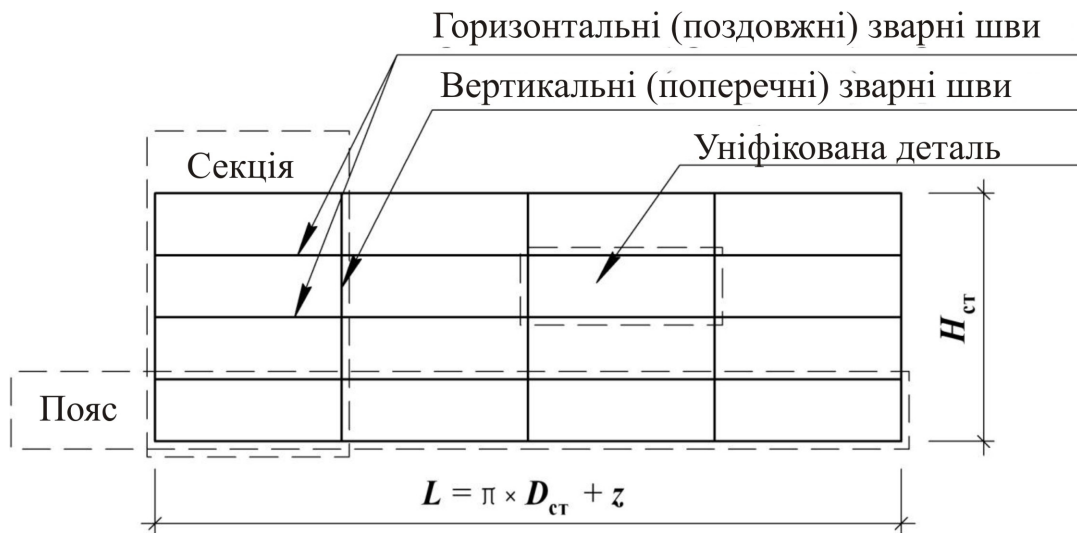


Рис. 2.3. Розгортка бічної стінки резервуара

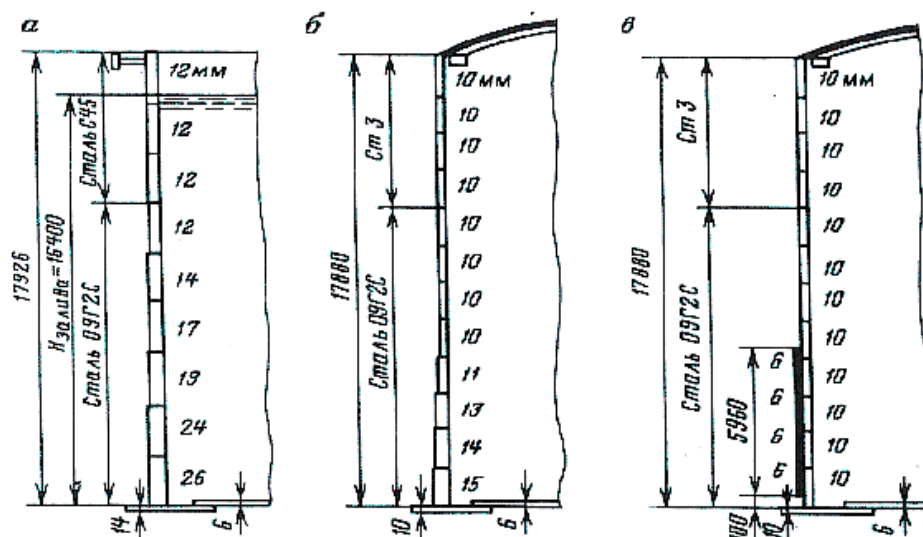


Рис. 2.4. Будова стінки резервуарів: а – телескопічна; б – змішана; в – у стик з кільцем жорсткості в нижньому поясі

Для посилення нижніх поясів резервуарів можуть застосовуватися кільця жорсткості у вигляді сталевих бандажів зі смуг металу зі стяжками або навивка високоміцного дроту (троса) з попереднім натягом (рис. 2.5).

Залежно від розташування поясів розрізняють резервуари з телескопічним, зворотно-телескопічним, ступінчастим, змішаним і стиковим розташуванням поясів (рис. 2.6, 2.7).

Монтаж циліндричної стінки аналогічно днищам може здійснюватися двома способами: листовим або рулонним. Останній має низку переваг: знижуються трудомісткість монтажу, загальні витрати на спорудження резервуара, терміни зведення; підвищується якість зварних швів і надійність резервуарів. Однак максимальне значення товщини листів, що згортаються у рулони, обмежується

16 –18 мм, а ширина полотнища стінки обмежується 18 м за умовами виготовлення на рулонному устаткуванні (рис. 2.8).



Рис. 2.5. Посилення нижнього пояса резервуара бандажами зі сталевих тросів

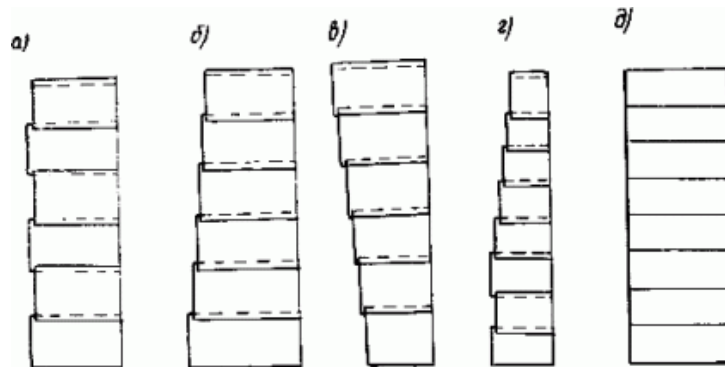


Рис. 2.6. Розташування поясів: а – поетапне; б – телескопічне; в – зворотно-телескопічне; г – змішане; д – стикове

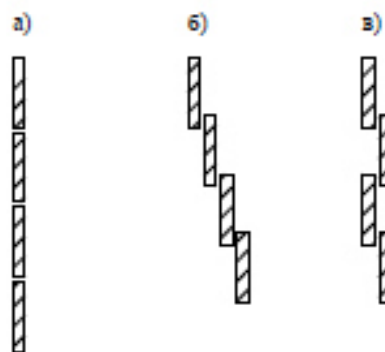


Рис. 2.7. Типи з'єднань поясів за висотою стінки: а – у стик; б – телескопічне; в – ступінчасте

Довжина полотнища повинна бути не більше 66 м за умовами перевезення залізничним транспортом (зовнішній діаметр наведеного на каркас полотнища з урахуванням допустимої нещільності навивання повинен бути не більше 3,2 м), а загальна маса одного рулону – до 60 т. Різниця в товщині суміжних аркушів має бути не більше 2 мм за умовами зварювання без скосу кромek листів.

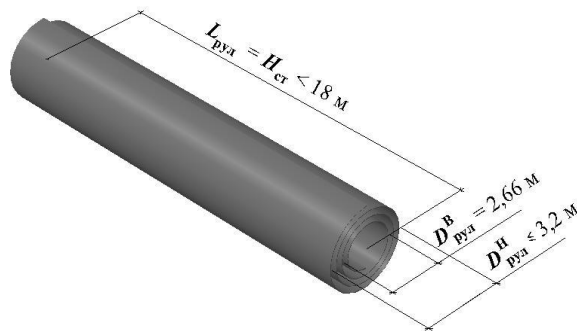


Рис. 2.8. Габарити рулону полотнища стінки

Компонування поверхні циліндричної стінки проводять з використанням різних варіантів.

Для листового способу монтажу компонування може бути найрізноманітнішим, але при цьому потрібно, щоб у будь-якому випадку вертикальні зварні з'єднання листів у суміжних поясах стінки були зміщені відносно один одного на величину $8t$, де t – товщина нижчого пояса (рис. 2.9).

Для резервуарів II і III класу при виготовленні стінки з рулонних полотнищ допускаються вертикальні заводські й монтажні стикові з'єднання без зміщення. Для рулонованих стінок найбільш простим є варіант компонування, показаний на рис. 2.10, а.

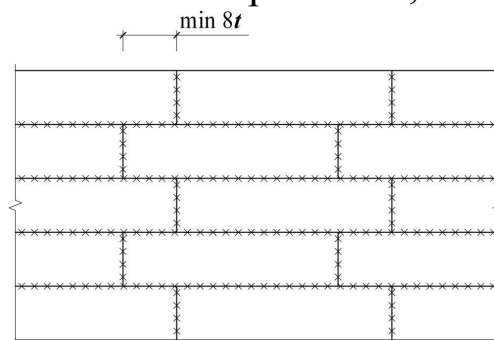


Рис. 2.9. Компонування листів стінки для листового способу монтажу

Однак закордонні стандарти не рекомендують влаштовувати наскрізні на всю висоту стінки зварні стики. Тому іноді застосовують інші види компонування (рис. 2.10, б). У всіх цих випадках монтажні з'єднання рулонів роблять у стик або внапуск. Останнім часом освоюється стикування рулонів з використанням так званих «зубчастих» стиків (рис. 2.10, в), хоча при такому стикуванні трудомісткість виконання монтажного стику значно зростає.

Стінка резервуара повинна мати основне кільцеве ребро жорсткості, яке встановлюється у верхній частині стінки, зовні або зсередини. У резервуарах зі стаціонарним дахом воно має одночасно

служити опорною конструкцією для даху, а його переріз визначається розрахунком. Для забезпечення стійкості стінки можуть встановлюватися проміжні кільцеві ребра, які повинні відстояти не менше ніж на 150 мм від горизонтальних швів стінки, а їх монтажні стики не менше ніж на 150 мм – від вертикальних швів стінки. Конструкція таких кілець не повинна допускати скупчення в них води (рис. 2.11).

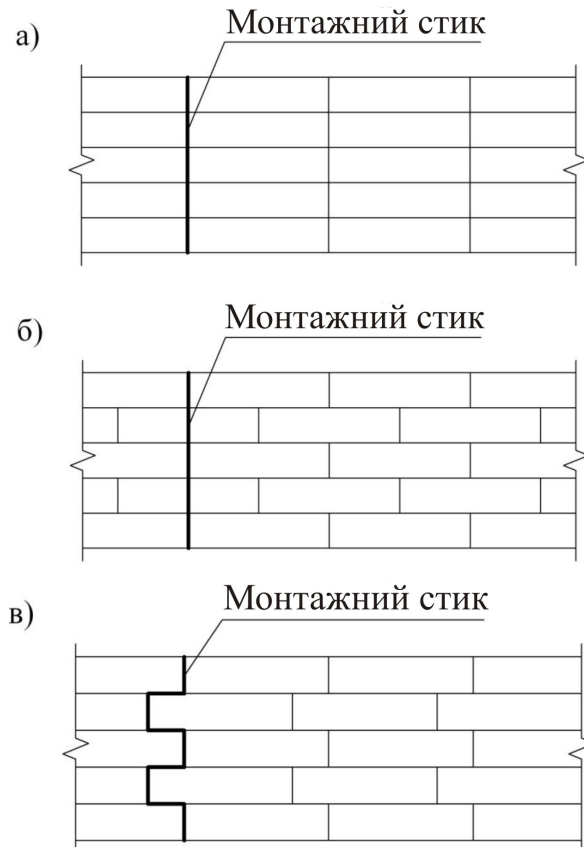


Рис. 2.10. Компонування листів стінки для рулонного способу монтажу

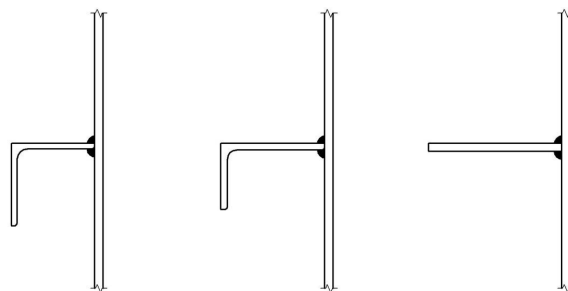


Рис. 2.11. Варіанти перерізів проміжних кілець жорсткості

У ряді випадків можуть бути прийняті рішення посиленої стінки, що передбачають установлення різних додаткових елементів для збільшення її міцності, а саме: додаткова стінка, гнучкі та жорсткі бандажі, високоміцний дріт із зусиллям попереднього напруження.

У деяких випадках конкурентоспроможним може виявитися багатоступеневий резервуар, у якому використовується ідея врівноваження стовпів рідини, що знаходяться одночасно в декількох відсіках. Усі такі рішення стають актуальними в випадках, коли за розрахунком товщини нижніх поясів одношарової циліндричної стінки виявляється більше обмежень, уведених відповідно до товщини поясів для резервуарів, що виготовляються методом рулонування.

Стаціонарна покрівля. Резервуари низького тиску зі стаціонарним дахом залежно від конструкції покриття можуть бути:

- з безкаркасним дахом, з центральним стояком або без нього (конічної або сферичної форми);
- з каркасним дахом, з центральним стояком або без нього (конічної або сферичної форми);
- з безкаркасним дахом і центральним стояком (висяча, «безмоментна покрівля»).

Спираються стаціонарні дахи на стінку резервуара (на кільцевий елемент жорсткості) і центральний стояк або тільки на стінку (розпірна система). Для сферичного даху застосовується тільки розпірна конструкція, а безкаркасні дахи будуються при невеликих снігових навантаженнях (до $1,5 \text{ кН} / \text{м}^2$) і малих об'ємах (до 5000 м^3).

Для резервуарів об'ємом до 5000 м^3 застосовується також каркасна конічна покрівля (рис. 2.12), для резервуарів об'ємом більше 5000 м^3 – каркасне сферичне покриття. Каркас сферичного даху слід виконувати ребристим, ребристо-кільцевим або сітчастим (рис. 2.13). Сітчасті дахи економічніші, ніж ребристі за витратою сталі та трудомісткістю виготовлення.

Кут нахилу твірної конічного даху до горизонтальної поверхні приймається від $\approx 4,7$ (ухил 1:12) до $\approx 9,5$ (ухил 1: 6).

Мінімальний радіус сферичної поверхні дорівнює $0,8D$, максимальний радіус – $1,5D$, де D – діаметр резервуара. Мінімальна товщина настилу для конічної покрівлі дорівнює 4 мм, для сферичної – 5 мм. Конічні та сферичні каркасні дахи зазвичай являють собою збірні секторні щити заводського виготовлення, які складаються з радіальних і поперечних ребер (прокатні або гнуті профілі) та обшивки із сталевих листів. Кількість щитів приймається з умови габаритності при перевезеннях (ширина щита повинна бути в межах 3,2 – 3,85 м). Відстань між поперечними (кільцевими) балками призначається кратною 100 мм (в подальшому уточнюється

розрахунком); довжиною ділянки, що примикає до опорного кільця, зазвичай компенсуються можливі неточності. Монтаж каркасних конічних і сферичних дахів проводиться з тимчасовим центральним стояком. На ньому встановлюється центральне кільце, до якого кріпляться всі щити покрівлі. Щити між собою зварюються внапуск. Діаметр верхнього опорного кільця – 1500 – 2500 мм. Сферичні дахи конструюють у вигляді ребристо-кільцевих куполів для резервуарів об'ємом 6000 м³ і більше та сітчастими при об'ємах 10000 м³ і більше. Допускається застосування стаціонарних дахів з алюмінієвих сплавів.

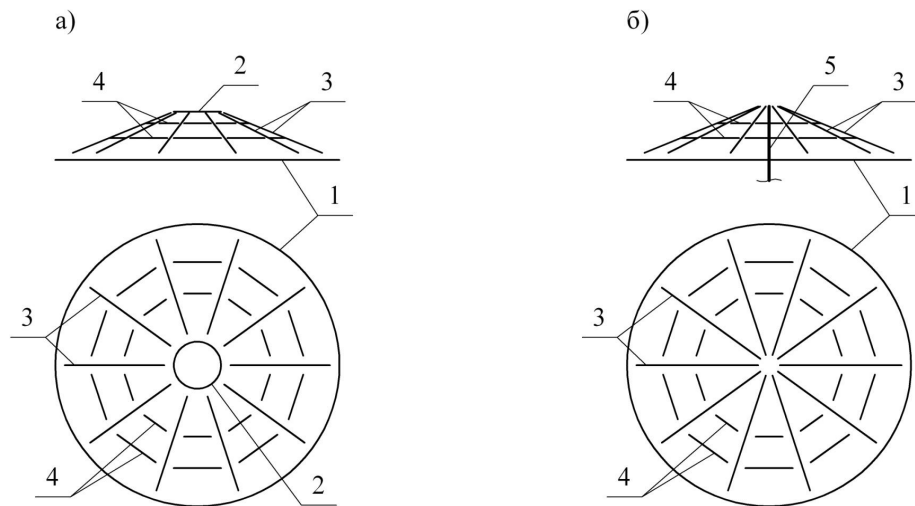


Рис. 2.12. Схеми конічної каркасної покрівлі: а – без центрального стояка; б – з центральним стояком; 1 – нижнє опорне кільце; 2 – верхнє опорне кільце; 3 – поздовжні ребра; 4 – поперечні ребра; 5 – центральний стояк

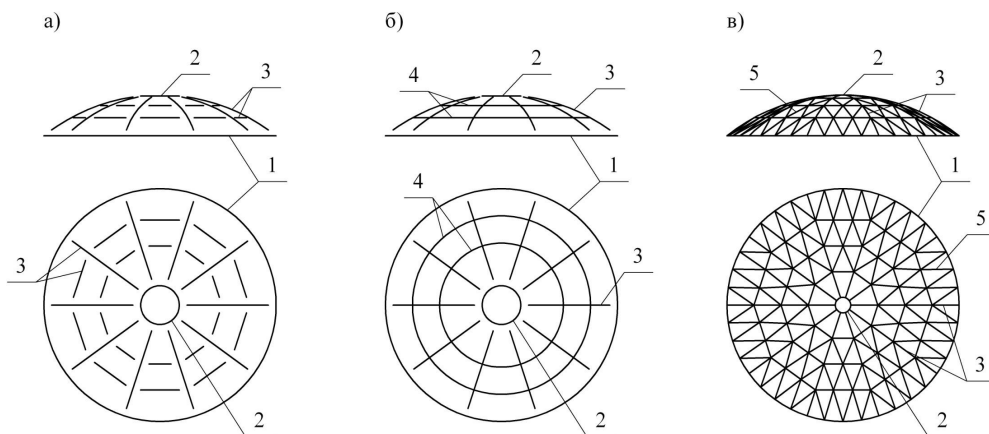


Рис. 2.13. Конструктивні рішення купольних покриттів: а – ребристе; б – ребристо-кільцеве; в – сітчасте; 1 – нижнє опорне кільце; 2 – верхнє опорне кільце; 3 – ребра, 4 – проміжні кільця; 5 – сітка

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари з сфероциліндричним дахом використовуються для зберігання світлих нафтопродуктів, що легко випаровуються, з пружністю парів до 2000 – 3000 мм вод. ст. Зберігання нафтопродуктів під надлишковим тиском своїх парів дозволяє скоротити втрати нафтопродуктів (автобензину, авіабензину), оскільки низькотемпературного фракціонування і втрати легких компонентів (особливо при проведенні зливно-наливних заходів) не відбувається.

Циліндричний корпус і плоске днище виконується аналогічно типовому резервуару, а покрівля складається з циліндричних пелюсток, вигнутих у меридіональному напрямку двома сполученими радіусами по коробовій кривій з плавним переходом до корпусу (не менше 36 пелюсток). Будучи звареними між собою, вони утворюють покрівлю у вигляді поверхні обертання. З корпусом, посиленням зсередини кільцевими та вертикальними ребрами жорсткості для стійкості при вакуумі, покрівля з'єднується через горизонтальний лист, що є обв'язувальним кільцем жорсткості. Покрівля кріпиться до телескопічного стояка і вільно переміщається у вертикальному напрямку.

Істотним недоліком такої конструкції є наявність вузлів з підвищеною концентрацією напруги в місці примикання сфероциліндричної покрівлі до корпусу і в місцях зварювання вертикальних ребер.

Конічна оболонка застосовується для стаціонарних дахів резервуарів об'ємом від 100 до 1000 м³ і виконуються у вигляді гладких конічних оболонок з кутом конусності від 15° до 30°. При товщині оболонки резервуара до 7 мм дах виготовляється на заводі у вигляді рулонованого полотнища. При товщині оболонки понад 7 мм полотнище даху збирається і зварюється двосторонніми стиковими швами під час монтажу (з кантуванням полотнища) (рис. 2.14).

Сферичні оболонки можуть ефективно застосовуватися для резервуарів об'ємом від 1000 до 5000 м³ при товщині оболонки від 6 до 10 мм і відсутності несучих елементів каркасу. Вони складаються із зварених на заводі пелюсток двоякої кривизни, що збираються на спеціальному кондукторі з вальцьованих деталей (рис. 2.15)

Конічні каркасні дахи застосовуються для резервуарів об'ємом від 1000 до 5000 м³ і складаються з виготовлених на заводі секторних каркасів, кільцевих елементів каркаса, центрального щита і рулонних

полотнищ настилу. Монтаж каркасів виконується в міру розгортання рулону стінки аналогічно монтажу традиційних щитових дахів.

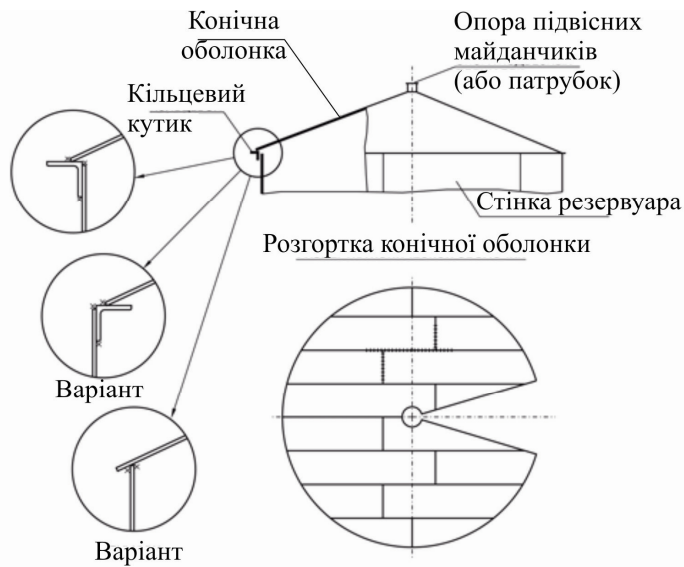


Рис. 2.14. Конічний безкаркасний дах

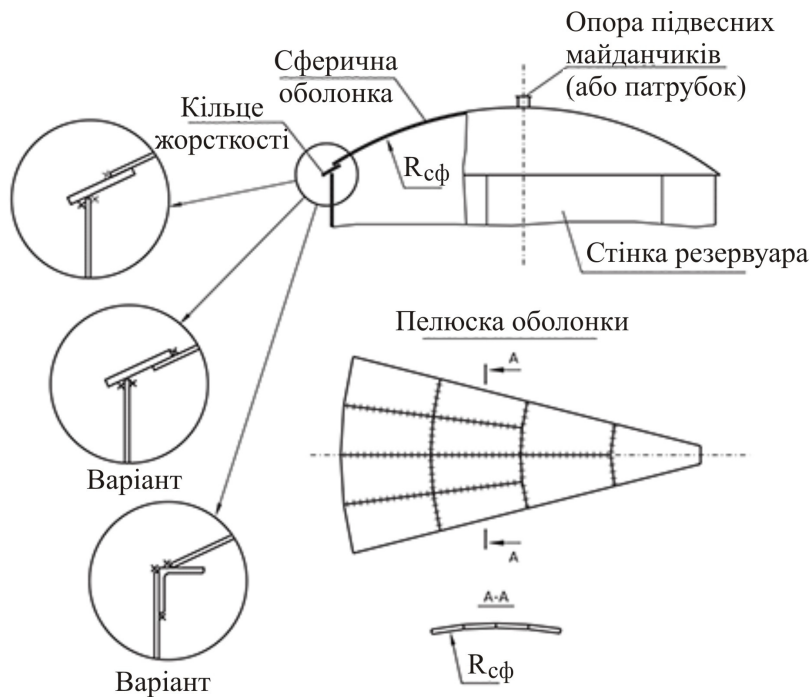


Рис. 2.15. Сферичний безкаркасний дах

Після з'єднання каркасів між собою кільцевими елементами на них укладаються полотнища настилу, попередньо розгорнуті поряд з днищем резервуара. Потім полотнища зварюються між собою радіальними швами і припаюються по периметру до внутрішнього кутка стінки, при цьому кріплення полотнищ до елементів каркаса не допускається.

Проектування каркасних дахів здійснюється у вибухозахищеному виконанні таким чином, що при аварійному перевищенні тиску всередині резервуара, наприклад, під час вибуху або в результаті нагрівання від пожежі сусіднього резервуара, відбувається відрив зварного шва приварки настилу до стіни без руйнування самого резервуара і без відриву стінки від днища.

Вибухозахищений дах виконує роль аварійного клапана, який у критичний момент скине внутрішній тиск і збереже резервуар і продукт, що в ньому зберігається (рис. 2.16).

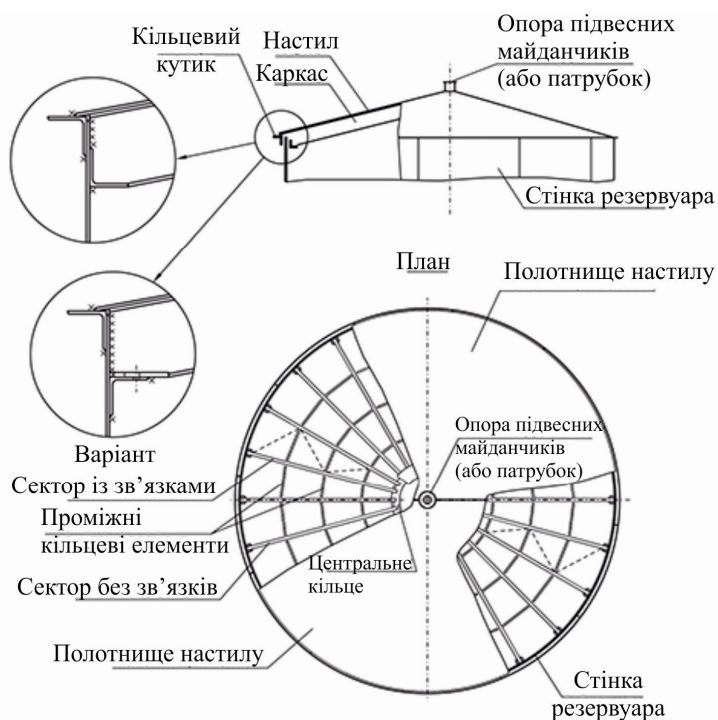


Рис. 2.16. Конічний каркасний дах

Сферичні каркасні дахи застосовуються для резервуарів об'ємом понад 5000 м³ і складаються з вальцьованих радіальних балок, основних і проміжних, кільцевих елементів каркаса, центрального щита і листів настилу, що вільно спираються на елементи каркаса. По периметру стінки є кільце жорсткості, яке сприймає розпирні зусилля купола і забезпечує фіксацію і незмінюваність форми стінки під час монтажу (рис. 2.17).

Конструкція резервуарів низького тиску з щитовим конічним або сферичним покриттям наведена на рис. 2.18 – 2.21.

Для зниження втрат нафтопродуктів від дихання резервуара при його нагріванні та для захисту їх від загустіння при низьких температурах застосовують зовнішню теплоізоляцію резервуарів і нанесення на них світловідбивних покриттів.

Для захисту від аварійних розливів можуть застосовуватися резервуари із захисною стінкою, які часто називають "стакан у стакані" або "резервуар у стакані». Резервуари з захисною стінкою складаються з основного – внутрішнього резервуара, призначеного для зберігання продукту, і захисного – зовнішнього резервуара, призначеного для утримання продукту в разі аварії або порушення герметичності основного резервуара.

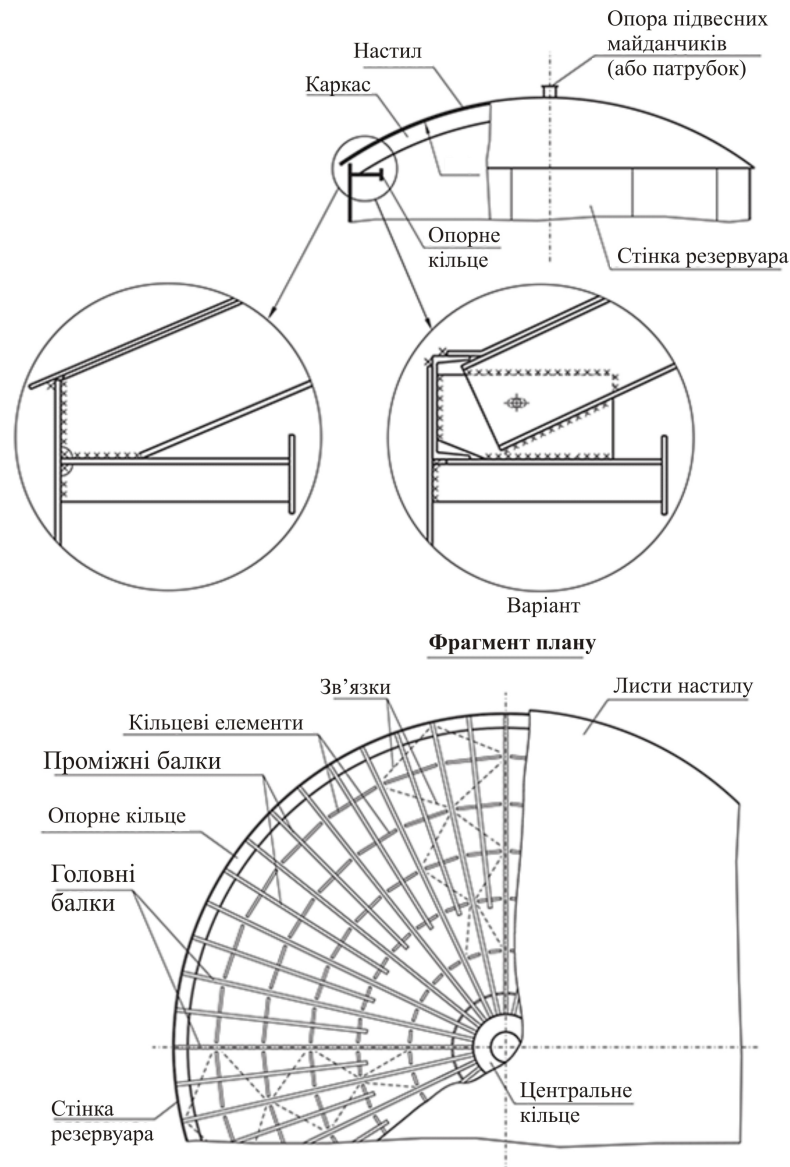


Рис. 2.17. Сферичний каркасний дах

При наявності на захисному резервуарі атмосферного козирка, що перекриває міжстінний простір між зовнішньою і внутрішньою стінками, повинна бути забезпечена вентиляція цього простору шляхом встановлення вентиляційних патрубків, рівномірно розташованих по периметру на відстані не більше 10 м один від одного (рис. 2.22).

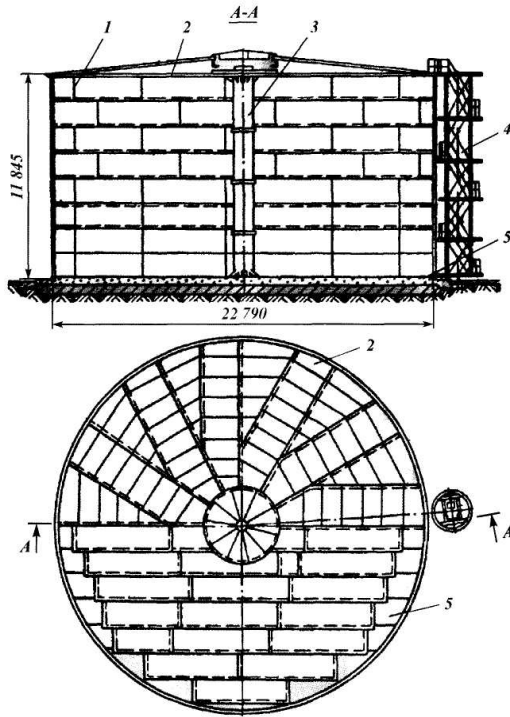


Рис. 2.18. Резервуар об'ємом 5000 м³ з конічним щитовим покриттям:
 1 – корпус; 2 – покриття;
 3 – опорний стояк; 4 – сходи;
 5 – днище

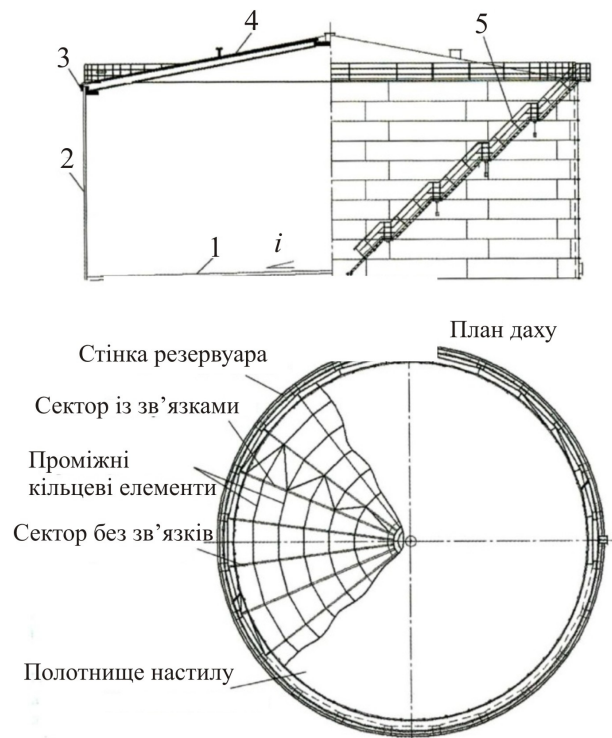


Рис. 2.19. Циліндричний РВС із каркасним конічним дахом:
 1 – днище; 2 – стінка;
 3 – кільцевий куточок; 4 – дах;
 5 – гвинтові сходи

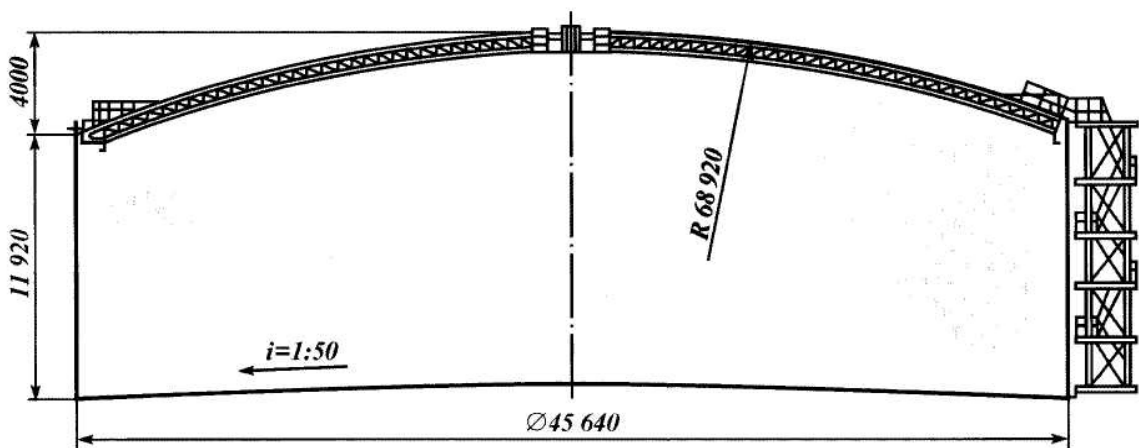


Рис. 2.20. Резервуар об'ємом 20 000 м³ зі сферичним каркасним покриттям

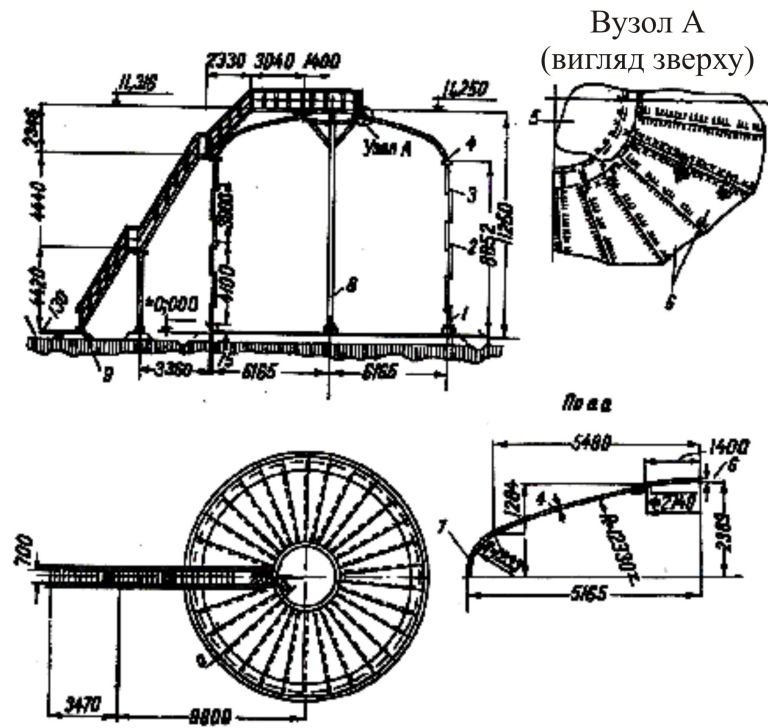


Рис. 2.21. Вертикальні сталеві циліндричні резервуари із сфероциліндричною покрівлею

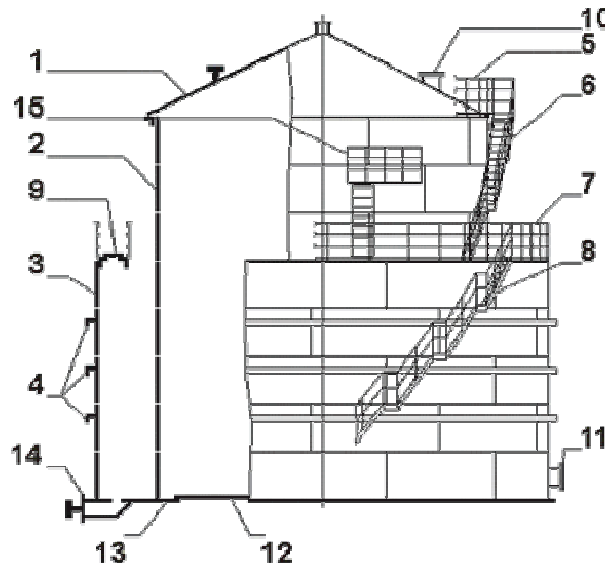


Рис. 2.22. Резервуар із захисною стінкою: 1 – дах; 2 – основна стінка; 3 – захисна стінка; 4 – конструкція захисту; 5 – круговий майданчик з огорожею на даху і внутрішніми сходами; 6 – круговий майданчик з огорожею по кільцю жорсткості; 7 – зовнішні сходи; 8 – кільце жорсткості захисної стінки; 9 – люки і патрубки в даху; 10 – люки і патрубки в стінці; 11 – центральна частина днища; 12 – кромки днища; 13 – зумпф; 14 – майданчик і драбина піногенератора

2.1.3. Резервуари з понтонами

Якщо речовина, що зберігається, має високу леткість, то втрати корисного продукту через пари можуть досягати значних обсягів. Наприклад, втрати легких фракцій нафти часто завдають серйозної економічної шкоди бюджету експлуатуючих організацій. Залежно від умов експлуатації резервуарного парку втрати від випаровування можуть становити від десятих відсотка до декількох відсотків від загального обсягу продукту.

Одним з найбільш ефективних технічних рішень щодо зменшення випаровування летких речовин у вертикальних резервуарах РВС є використання понтонів. Конструкція резервуара з понтоном (РВСП) наведена на рис. 2.23.

Понтони застосовуються для вертикальних циліндричних резервуарів зі стаціонарними дахами без надлишкового тиску. Вони являють собою конструкцію, плаваючу на поверхні нафтопродукту. Понтон встановлюється всередині резервуара між стаціонарною покрівлею і дзеркалом продукту і відокремлює поверхню речовини від порожнього повітряного простору над ним. Понтон плаває на поверхні рідини, підкоряючись закону Архімеда.

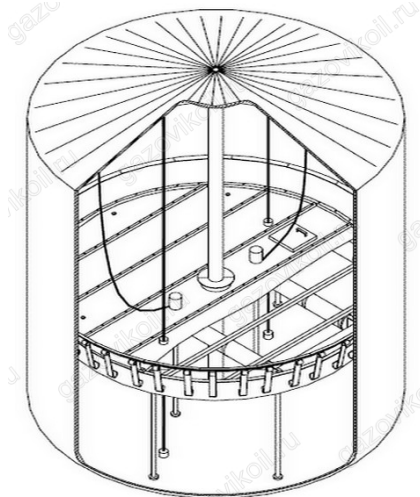


Рис. 2.23. Розміщення понтона в резервуарі РВСП

При наповненні резервуара понтон піднімається до його покрівлі, а під час спорожнення – опускається на встановлені всередині резервуара опори. По периметру понтона розташовані ущільнення різних конструкцій, що перешкоджають витоку парів у газовий простір між понтоном і дахом резервуара. Це запобігає змішуванню парів з повітрям і попаданню вмісту сховища в

навколишнє середовище. Використання понтонів також дозволяє уникнути погіршення якості внаслідок зміни хімічного складу речовини через втрату летких фракцій, знижує пожежо- і вибухонебезпечність об'єкта, зменшує негативний екологічний вплив від потрапляння шкідливих газів в атмосферу (рис. 2.24, 2.25).

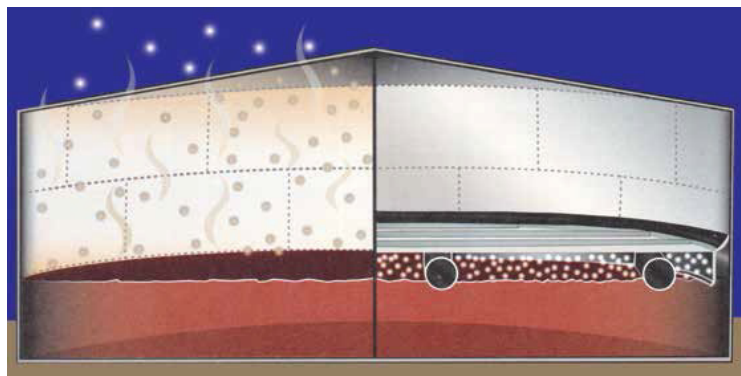


Рис. 2.24. Газовий простір резервуарів РВС і РВСП

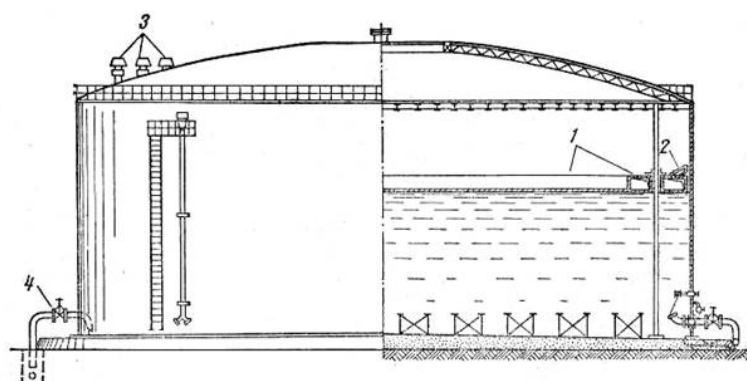


Рис. 2.25. Резервуар вертикальний сталевий з понтоном:
1 – понтон; 2 – затвор; 3 – дихальна арматура; 4 – засувка

Понтони повинні відповідати таким основним вимогам:

- максимально перекривати поверхню продукту, що зберігається;
- експлуатуватися без внутрішнього тиску і вакууму в газовому просторі резервуара;
- всі з'єднання понтона, схильні до безпосереднього впливу продукту або його парів, повинні бути щільними і проконтрольованими на герметичність;
- будь-який матеріал, що ущільнює з'єднання понтона, повинен бути сумісний з товарним продуктом;
- мати запас плавучості (у разі розгерметизації плавучість конструкції повинна зберігатися).

Класифікація та типи понтонів. Головні вимоги до понтонів – це поплавковий ефект і непотоплюваність, тому в їх виробництві застосовуються матеріали, за якими їх поділяють на:

- сталеві;
- сталеві нержавіючі, які рекомендуються для використання при покритті агресивних хімікатів, де алюміній непридатний (різні аромати, демінералізована вода);
- алюмінієві з гарантованою стійкістю до багатьох продуктів на основі вуглеводнів, оскільки алюміній має високу хімічну стійкість і може використовуватися з 80 % вуглеводневих середовищ, які зустрічаються в нафтовій і нафтохімічній промисловості;
- комбіновані (алюміній + нержавіюча сталь) – комбінація цих матеріалів значно знижує втрату, що виникає при випаровуванні під час зберігання в резервуарах агресивних рідин (спиртовмісні або інші речовини, які в рідкому стані поведуться агресивно по відношенню до алюмінію); рівень зниження втрат досягає 95 – 99 % в залежності від речовини, що зберігається;
- неметалеві (майже не застосовуються).

За конструкцією (рис. 2.26) понтони поділяють на:

- 1) чашоподібні однодечні;
- 2) однодечні з периферійним відкритим коробом, розділеним на відсіки;
- 3) однодечні з периферійним закритим коробом, розділеним на відсіки;
- 4) дводечні, розділені на відсіки.

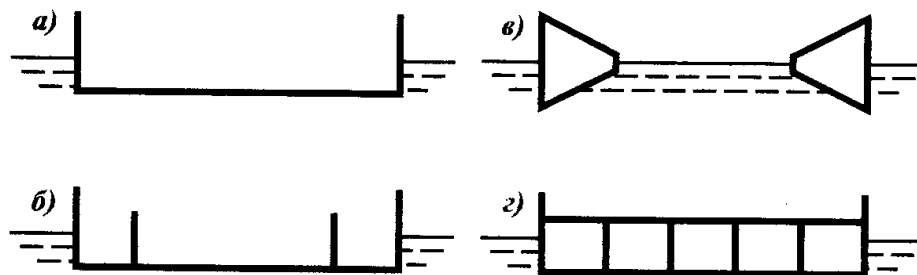


Рис. 2.26. Основні типи металевих понтонів: а – чашоподібний однодечний; б – однодечний з периферійним відкритим коробом, розділеним на відсіки; в – однодечний з периферійним закритим коробом, розділеним на відсіки; г – дводечний, розділений на відсіки

У наш час найбільш поширені понтони з алюмінієвих сплавів, які мають ряд переваг, а саме:

- менша вага в порівнянні з іншими типами понтонів;
- збільшена плавучість, яка легко відновлюється при затопленні;
- регульована кількість поплавків (рис. 2.27);
- швидкість і легкість монтажу і демонтажу;
- простота виготовлення завдяки існуванню типових заготовок і вузлів;
- проведення ремонту без застосування вогневих робіт;
- автоматичне видалення продукту з настилу понтона при будь-якому рівні зливу.

Понтони можуть мати додаткове обладнання: люки, сифонні крани, пробовідбірники, вентиляційні та монтажні патрубки, дихальні клапани, затвори і різні ущільнювачі.

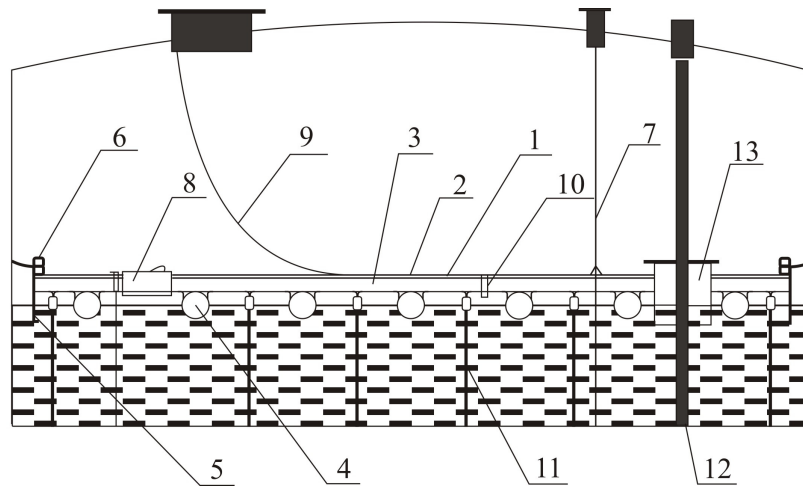


Рис. 2.27. Резервуар з поплавковим понтоном:

- 1 – настил; 2 – верхня балка; 3 – нижня балка; 4 – поплавок;
 5 – периферійна юбка; 6 – периферійний затвор; 7 – протиповоротний пристрій;
 8 – люк-лаз; 9 – кабель заземлення; 10 – дренажний пристрій;
 11 – стаціонарна опора; 12 – напрямна резервуара;
 13 – затвор напрямної

Для запобігання обертання понтона навколо осі через резервуар пропускаються кілька напрямних, що проходять від покрівлі до днища резервуара. Як правило, за одну з них використовується центральний стояк, що підпирає покрівлю, а за інші можуть застосовуватися натягнуті троси або ланцюги.

Рулонований понтон (рис. 2.28) складається з однодечного полотнища заводського виготовлення і формованих на монтажі радіальних і кільцевих відсіків, що забезпечують необхідний запас плавучості.

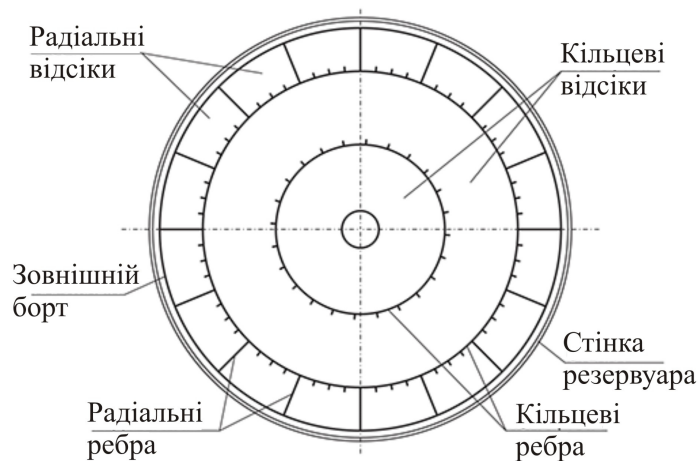


Рис. 2.28. Однодечний рулонований понтон

Щитові понтони складаються з габаритних прямокутних коробів заводського виготовлення, що з'єднуються між собою при монтажі картами листового настилу. Застосування щитових понтонів рекомендується для резервуарів об'ємом від 5000 м³ (рис. 2.29).

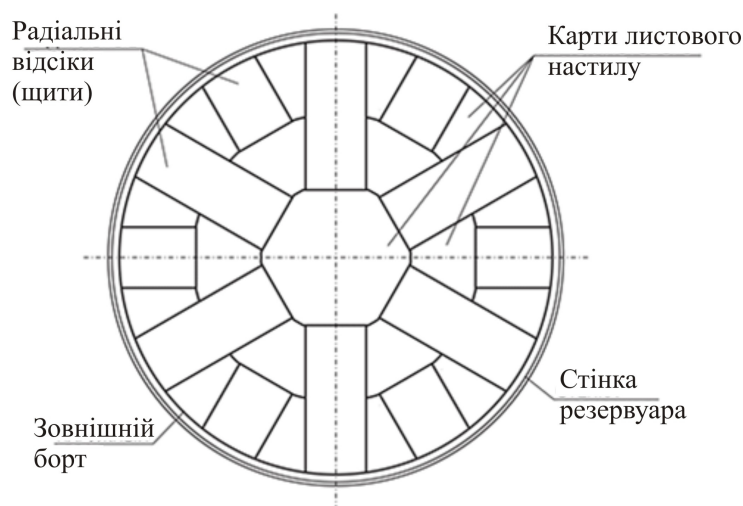


Рис. 2.29. Однодечний щитовий понтон

З метою економії металу можливо металеві понтони в резервуарах замінювати понтонами із синтетичних матеріалів (рис. 2.30). Конструкція таких понтонів розроблена на всі типорозміри резервуарів місткістю до 2000 тис. м³, а про їх ефективність можна судити по резервуару місткістю 1000 м³ – маса металевого понтона 6,7 т, а понтона із синтетичних матеріалів – 2,9 т, у тому числі маса металевих деталей становить 1,6 т. Понтони споруджуються в резервуарах зі стаціонарною щитовою покрівлею, яка запобігає потраплянню атмосферних опадів на поверхню понтона.

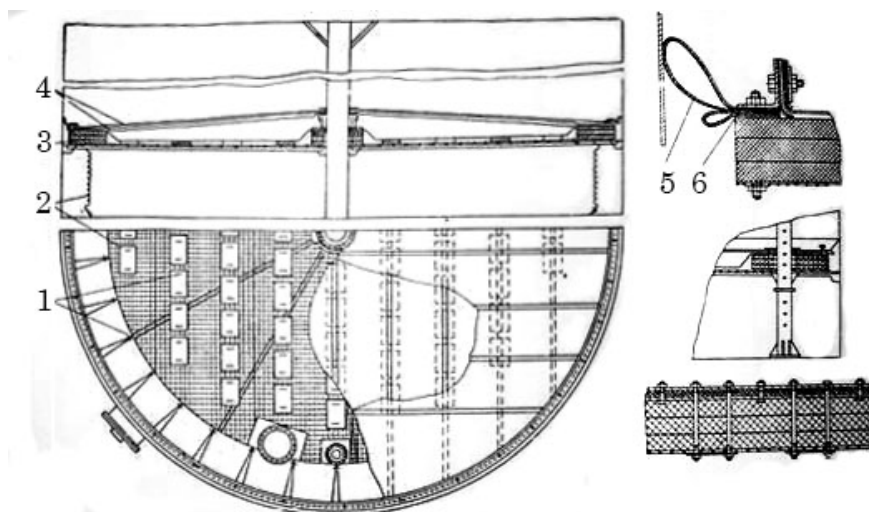


Рис. 2.30. Понтон із синтетичних матеріалів: 1 – кріпильні деталі; 2 – сітка; 3 – поплавки; 4 – верхній і нижній килими; 5 – ущільнювальний затвор; 6 – кільце жорсткості

Верхній і нижній килими 4 служать для відділення вільної поверхні нафтопродукту від газового простору резервуара. Вони виготовляються з хімічно стійкої до вуглеводнів поліамідної плівки шляхом склеювання або зварювання струмами високої частоти. Верхній килим встановлюється з ухилом від центру резервуара. Ущільнювальний затвор 5 призначений для перекриття зазору між понтоном і корпусом резервуара. Він виготовляється з бензо-, масло- і морозостійкої двосторонньої гумованої матерії і має форму петлі. Довжина кожної секції петлі затвора дорівнює довжині секції куточка жорсткості (до 6 м). Кільце жорсткості 6 запобігає згортанню килимів і є основою, на якій монтуються ущільнювальний затвор, поплавки, сітка і килими. Поплави 3 забезпечують плавучість понтона. Вони виготовляються із хімічно стійкого до вуглеводнів плиткового пінопласту. Сітка і заземлення служать для відводу статичної електрики з поверхні нафтопродукту. Понтон із синтетичних матеріалів може бути застосований у резервуарах нафтобаз, перекачувальних станцій і нафтопереробних заводів при температурах нафтопродуктів до 60 градусів. Він може бути змонтований як у споруджуваних, так і в діючих резервуарах зі щитовим дахом. Монтаж понтона проводиться всередині резервуара з попередньо зібраних вузлів без застосування допоміжних механізмів. Всі деталі й зібрані вузли понтона доставляють у резервуар через люк-лаз, а їх кріплення здійснюється різьбовими з'єднаннями. Окрема секція важить до 50 кг. Понтон можна встановити в діючих

резервуарах із покриттям з кроквяних ферм за умови заміни існуючої покрівлі щитовою для збереження корисного об'єму резервуара. При огляді обслуговуючий персонал може переміщатися по периферійному кільцю поплавків. Конструкція понтона дозволяє монтувати в резервуарі прилади для виміру рівня рідини та відбору проб.

Для запобігання випаровуванню нафтопродуктів та заклинюванню понтонів між ними і стінкою резервуара залишають кільцевий зазор, який герметизують за допомогою ущільнювального пристрою. До нього ставляться такі вимоги:

- висока щільність прилягання до стінки;
- стійкість до стирання;
- працездатність у широкому інтервалі температур (від -40 до +80 °С);
- хімічна інертність по відношенню до продукту, що зберігається;
- простота монтажу та експлуатації.

Розрізняють затвори жорсткого і м'якого типів. Відмінною рисою жорстких затворів (рис. 2.31) є використання в їх конструкції черевика з тонколистового металу, що ковзає по внутрішній поверхні резервуара.

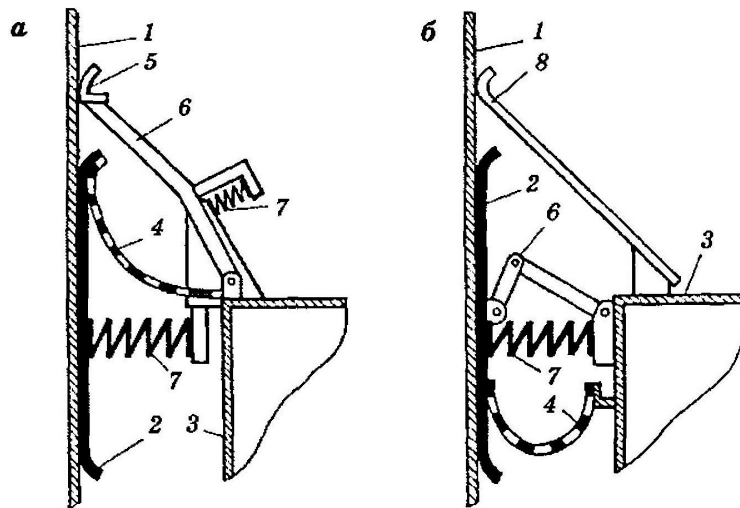


Рис. 2.31. Конструкції найбільш поширених жорстких затворів:
а – шторний; б – РУРП-1; 1 – стінка резервуара; 2 – металева смуга (башмак); 3 – короб понтона; 4 – бензостійка газонепроникна стрічка (мембрана); 5 – напрямна; 6 – шарнірно-стрижнева система; 7 – пружина; 8 – захисний щиток від атмосферних опадів (для плаваючих дахів)

Черевики, з'єднані один з одним, утворюють суцільне кільце, яке притискається до корпусу резервуара системою важелів і пружин. Перевагами затворів жорсткого типу є міцність, зносостійкість, надійне центрування плаваючого покриття в резервуарі, працездатність при негативних температурах. Однак при неякісному монтажі стінки резервуара дані затвори недостатньо щільно прилягають до неї, а це призводить до підвищених втрат нафти і нафтопродуктів від випаровування. Вітчизняними затворами жорсткого типу є шторний, РУРП-1 та інші.

Затвори м'якого типу (рис. 2.32) або цілком виготовляються з пружного матеріалу, або включають оболонку, заповнену будь-яким наповнювачем.

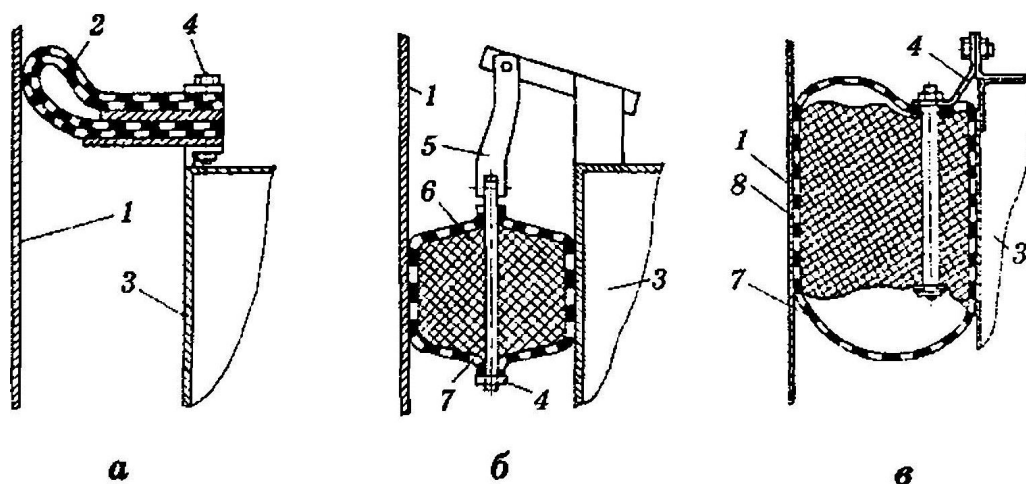


Рис. 2.32. Конструкція найбільш поширених м'яких затворів:

- а – петлевий; б – РУМ-1; в – РУМ-2; 1 – стінка резервуара;
 2 – гнучкий ущільнювальний елемент з бельтинга; 3 – короб понтона;
 4 – деталі кріплення; 5 – підвіска; 6 – еластичний поролон; 7 –
 оболонка з прогумованої тканини; 8 – еластичний пінополіуретан

Суцільнопружними є затвори петлевий (з бельтингу) і типу «язик» (зі спіненого реакто- і термопласта), оболонкову конструкцію мають м'які затвори типів РУМ-1 (заповнений поролоном), РУМ-2 (заповнений пінополіуретаном) і інші. Їх перевагою є хороша герметизація зазорів, обумовлених недосконалістю форми стінки резервуарів. Однак м'які затвори можуть бути пошкоджені об поверхню зварних швів, ґрат і т. п.

2.1.4. Резервуари з плаваючими дахами

Ці резервуари не мають стаціонарного покриття, а роль даху в них виконує диск із сталевих листів, плаваючий на поверхні рідини

(рис. 2.33). Для плавучості диска по його контуру розташовується кільцевий понтон, розділений радіальними перегородками на герметичні відсіки.

Зазор між дахом і стінкою для більшої герметичності виконують з прогумованих стрічок (мембран), що притискаються до стінки важільними пристроями.

Для огляду й очищення плаваючого даху передбачена спеціальна рухома драбина, яка одним кінцем спирається на верхню площадку резервуара, а другим – рухається горизонтально (при вертикальному переміщенні даху) по рейках, укладених на плаваючий дах. Граничне нижнє її положення на висоті 1,8 м від днища резервуара фіксується кронштейнами і стояками. Така конструкція розрахована на вертикальне навантаження 5000 Н, прикладене в середині прольоту драбини при її знаходженні в горизонтальному положенні, а до стінки резервуара вона кріпиться через опорний вузол. При цьому сходи її залишаються горизонтальними при будь-якому куті нахилу.

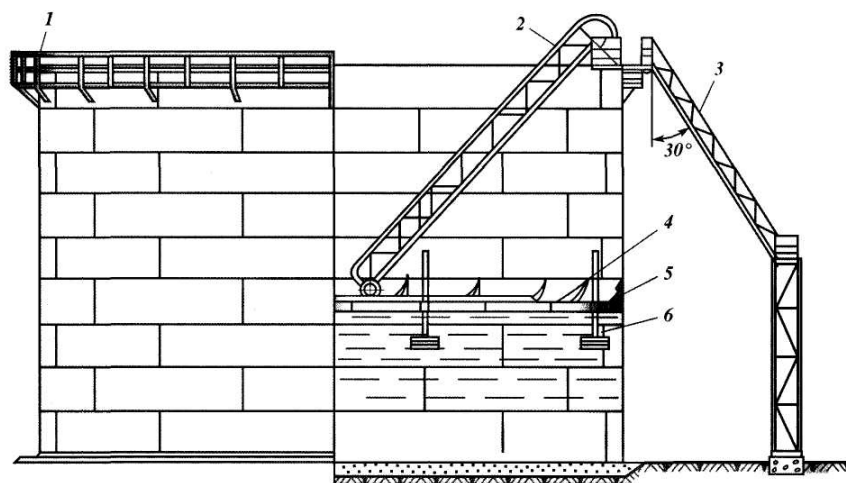


Рис. 2.33. Резервуар з дводечним плаваючим дахом: 1 – перила; 2, 3 – рухомі й нерухомі сходи; 4 – плаваючий дах; 5 – затвор; 6 – опорний стояк

Дощова вода, яка потрапляє на дах, стікає до центру останнього у спеціальний приямок і відводиться шарнірною трубою через шар продукту, що зберігається, в каналізаційну мережу парку. Плаваючий дах обладнано повітряним клапаном, призначеним для випуску повітря під час закачування нафти в резервуар при нижньому положенні даху до його спливання та проникнення повітря під плаваючий дах у нижньому його положенні під час випорожнення резервуара.

Недоліком резервуарів з плаваючим дахом є те, що він може заклинюватися через нерівномірності снігового покриву.

Відомі конструкції плаваючих дахів можна звести до чотирьох основних типів (рис. 2.34): дискова, одношарова з кільцевим коробом, одношарова з кільцевим і центральним коробами, двошарова. Дискові дахи найменш металомісткі, але і найменш надійні, оскільки поява течі в будь-якій їх частині призводить до заповнення чаші даху нафтою і далі – до її потоплення. Двошарові дахи, навпаки, найбільш металомісткі, але і найбільш надійні, бо пустотілі короби, що забезпечують їх плавучість, герметично закриті зверху і розділені перегородками на відсіки.

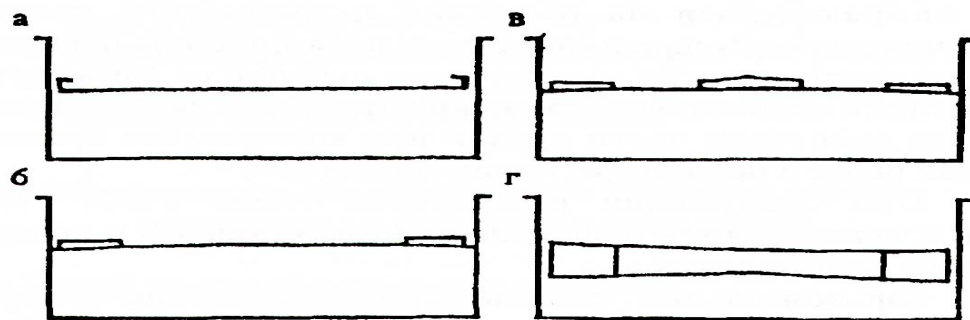


Рис. 2.34. Основні типи плаваючих дахів: а – дисковий; б – одношаровий з кільцевим коробом; в – одношаровий з кільцевим і центральним коробами; г – двошаровий

Застосовуються також плаваючі дахи поплавкового типу. Конструктивно вони схожі з поплавковими понтонами, відрізняючись від них лише ухилом покрівлі до центру диска і наявністю дренажної системи.

Дисковий дах має форму металевого диска з характерним обводом по периферії, жорсткими зв'язками і дренажною системою.

Основні недоліки дискового плаваючого даху у вигляді екрану-настилу:

- обмежена плавучість – при появі течі такий дах швидко тоне;
- невелика остійність – під дією опадів і вітрових навантажень дах легко отримує крен і тоне.

У зв'язку з цим дискові дахи не набули поширення.

Плаваючі дахи застосовуються в резервуарах без стаціонарного даху в районах з нормативним сніговим навантаженням до 1,5 кПа і можуть бути однодечного і дводечного типів (рис. 2.35).

Однодечні плаваючі дахи складаються з листової мембрани (рулонованої або полистової) і кільцевих коробів, розташованих по периметру.

Для забезпечення відведення зливових вод поверхня даху має ухил до центру, де встановлюється водоспуск гнучкого або шарнірного типів зі збірним пристроєм і зворотним клапаном. З одного боку, зворотний клапан дозволяє відводити зливі води за межі резервуара, а з іншого – запобігає потраплянню продукту на поверхню даху. Ухил даху досягається привантаженням його центральної частини.

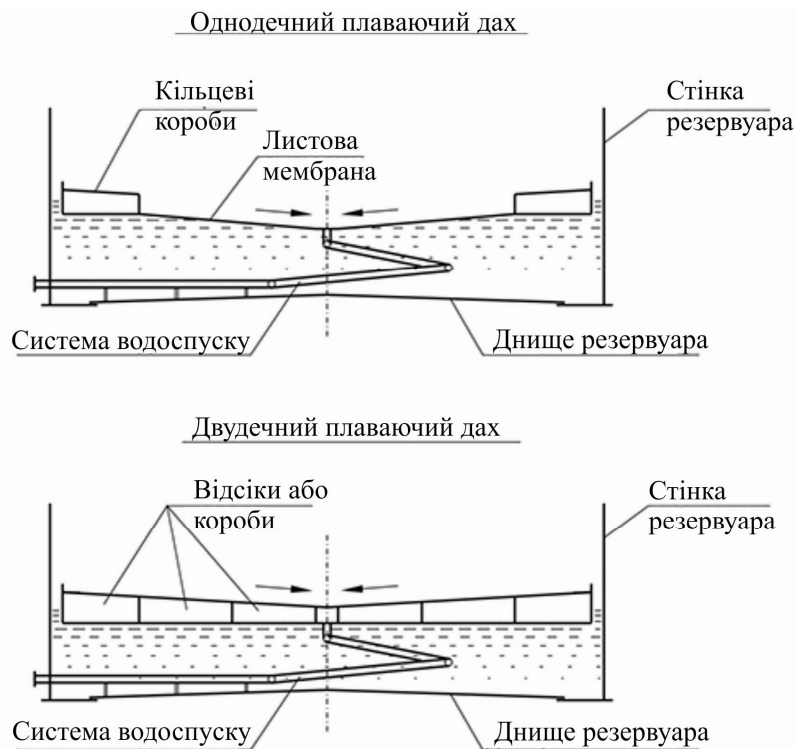


Рис. 2.35. Дисківі плаваючі дахи резервуарів

Однодечні плаваючі дахи рекомендується застосовувати для резервуарів діаметром не більше 50 м і в районах будівництва, де швидкість вітру не перевищує 100 км/год. При більших діаметрах і швидкості вітру виникають значні динамічні навантаження на мембрану даху, які можуть призвести до її пошкодження.

Двудечні плаваючі дахи виготовляють за двома конструктивними варіантами:

– традиційний дах із зовнішніми радіальними і кільцевими відсіками у центральній частині, формування яких проводиться на монтажі (рис. 2.36, а);

– уніфікований дах із радіальними коробами заводського виготовлення, застосування яких скорочує обсяг монтажного складання і зварювання більш ніж на 40 % в порівнянні з традиційним варіантом (рис. 2.36, б).

Переваги дводечних плаваючих дахів:

- підвищена жорсткість, що забезпечує сприйняття максимальних вітрових, снігових і сейсмічних навантажень;
- збільшена плавучість за рахунок розташування герметичних відсіків по всій площі резервуара;
- виключення попадання продукту на верхню деку даху в разі порушення герметичності водоспуску (зворотний клапан на забірному пристрої водоспуску відсутній);
- наявність аварійних водоспусків на поверхні даху, що виключають перевантаження і затоплення даху зливовими водами при виході з ладу основного водоспуску;
- зменшення нагрівання верхніх шарів продукту сонячною радіацією і скорочення тим самим втрат від випаровування.

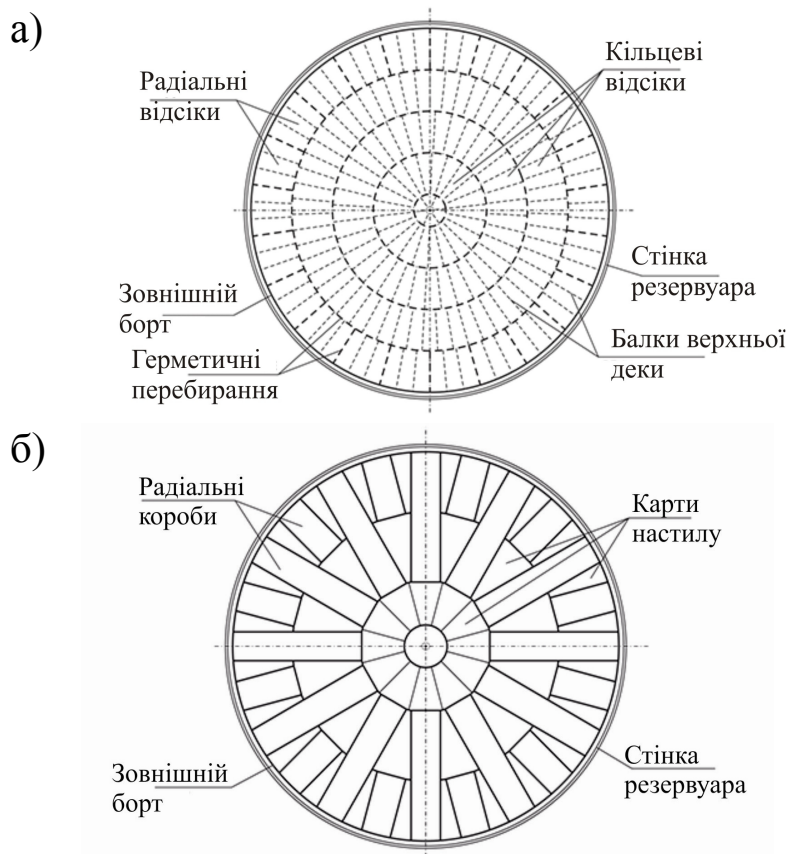


Рис. 2.36. Варіанти конструктивного виконання дводечних плаваючих дахів: а – зібраний на монтажі з окремих деталей; б – з коробів заводського виготовлення

2.1.5. Резервуари з «дихаючими» дахами

Резервуари з «дихаючими» дахами призначаються для зменшення втрат світлих нафтопродуктів від випаровування при малих і великих «подихах» шляхом зміни обсягу газового простору і за принципом дії діляться на два типи: з гнучким мембранним (безмоментним) дахом і підйомним дахом.

Резервуари з мембранним дахом – це вертикальні циліндричні місткості, у центрі яких встановлюється стояк з труби діаметром 100 – 300 мм (в залежності від розміру резервуара), що закінчується зверху металевим зонтиком з листової сталі (рис. 2.37). Простір між зонтиком центрального стояка і корпусом перекрито сталевим дахом із листів товщиною 2,5 – 4 мм, що вільно провисає під власною вагою. Дах працює на розтяг і не відчуває вигину, за винятком області, прилеглої до центрального стояка і крайової зони, прилеглої до корпусу, тому вона називається безмоментною. Центральний стояк виконується на 1,5 – 2 м вище корпусу резервуара, завдяки чому утворюється ухил для стоку атмосферних опадів. У резервуарах з безмоментною покрівлею витрата металу на 10 – 15 % нижче в порівнянні з типовими резервуарами. Вони застосовуються для зберігання світлих нафтопродуктів з надлишковим тиском до 200 мм вод. ст. Виготовляються також резервуари з «дихаючим» дахом і телескопічним (ковзним) центральним стояком. Нижня частина стояка не кріпиться до днища, а вставляється в направляючий стакан, виготовлений з труби більшого діаметра. Телескопічний незакріплений знизу стояк дає можливість даху вільно переміщатися в вертикальному напрямку.

При незаповненому резервуарі або вакуумі середня частина такого даху провисає і покоїться на колонах, встановлених усередині резервуара. При заповненні резервуара і підвищенні тиску пари дах піднімається, обсяг резервуара збільшується; при зменшенні температури і падінні тиску дах під дією власної ваги опускається і обсяг резервуара зменшується; таким чином, резервуари з мембранними пружними «дихаючими» дахами є резервуарами зі змінним об'ємом газового простору.

Пружні гнучкі «дихаючі» (безмоментні) дахи дають зміну обсягу резервуара за рахунок своїх переміщень на 3 – 5 %, чого цілком достатньо для повної ліквідації втрат від «малих подихів» низькокиплячих рідин.

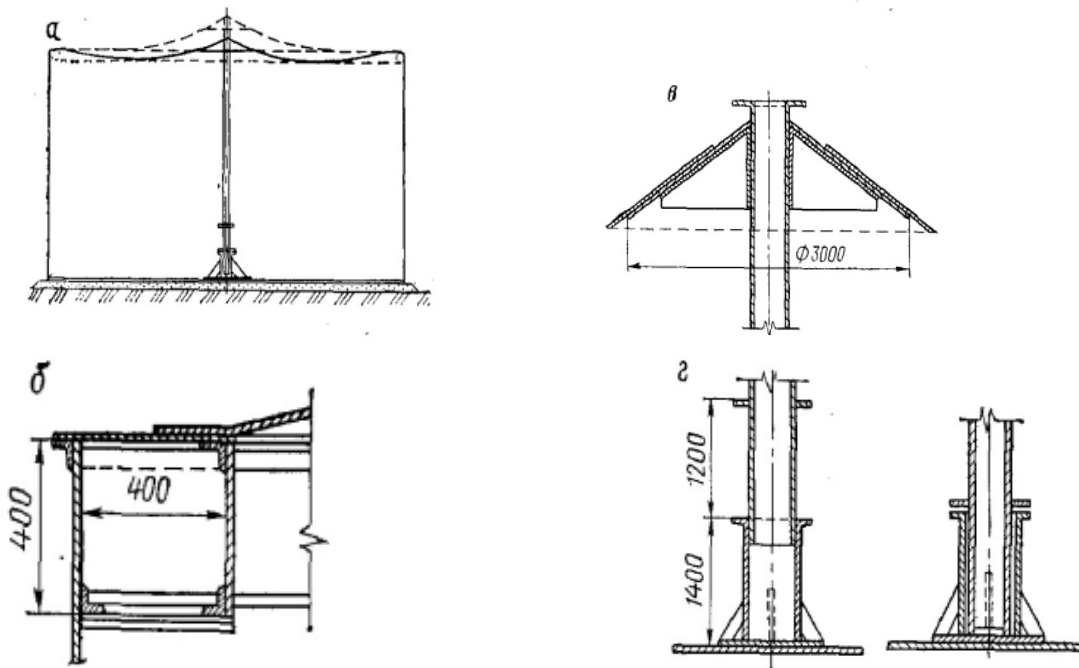


Рис. 2.37. Резервуар з безмоментним (мембранним) «дихаючим» дахом:

а – схема резервуара; б – кільцевий коробчатий каркас;
в – металевий зонтик на опорній колоні; г – телескопічна опора при
максимальному надмірному тиску парів бензину в резервуарі та при
відсутності надлишкового тиску

У резервуарах з підйомним «дихаючим» дахом (рис. 2.38) – газометрах – дах виконано у вигляді дзвону, що переміщається у вертикальному напрямку. При підвищенні тиску в резервуарі він піднімається, а при зниженні – опускається. Герметизація щілини між поясом даху і корпусом резервуара досягається за допомогою гідравлічного запору, який заповнюється маслом, що не застигає, або антифризом і захищається спеціальним кожухом від попадання сторонніх предметів і атмосферних опадів. Кожух у нижній частині має кільце жорсткості, а правильне положення даху досягається спеціальними напрямними. Для полегшення руху даху (дзвону) резервуар забезпечується противагами, при цьому у нижньому положенні він спирається на колони. Газовий простір кількох резервуарів з «дихаючим» дахом, призначених для зберігання одного виду нафтопродуктів (бензину, дизельного палива і т. д.), з'єднують між собою з метою кращого використання парів нафтопродуктів при розбіжності в цих резервуарах зливно-наливних заходів (вирівнювання тиску). Резервуари з «дихаючим дахом» проектуються з урахуванням виникнення надлишкового тиску 70 – 100 мм рт. ст. і

на них обов'язково встановлюються запобіжні клапани, які регулюють тиск і вакуум.

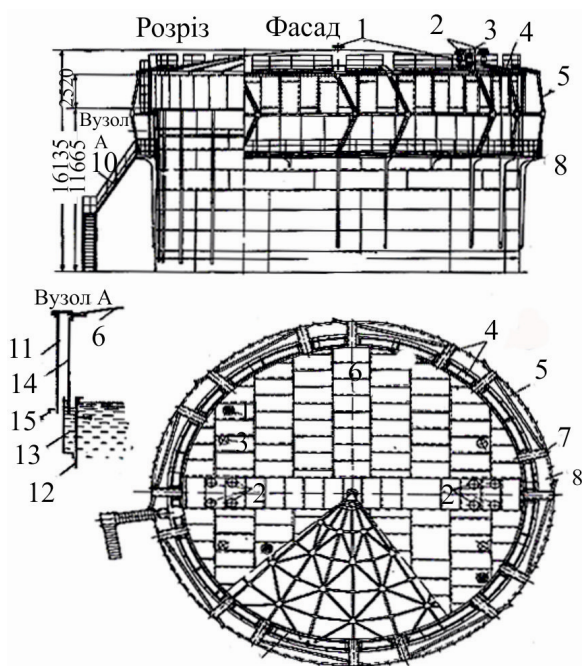


Рис. 2.38. Резервуар з підйомним «дихаючим» дахом (дзвоном): 1 – сигнал світловий; 2 – дихальний клапан; 3 – клапан запобіжний; 4 – майданчик для вантажів; 5 – важільний стабілізатор; 6 – настил даху; 7 – кронштейн стабілізатора; 8 – балкон; 9 – крокви; 10 – драбина; 11 – пояс даху; 12 – корпус резервуара; 13 – гідравлічний затвор; 14 – захисний кожух; 15 – кільце жорсткості

2.1.6. Сферичні резервуари

Для створення значних тисків і вакууму сталеві циліндричні резервуари не підходять, оскільки в резервуарах з внутрішнім опорним кільцем і внутрішніми ребрами жорсткості виникають зони концентрації високих напруг. Щоб такі зони не виникали, розроблені краплеподібні, багатокупольні та сферичні резервуари. До сферичних можна також віднести найбільш близькі за конструкцією резервуари зі сферичною покрівлею і днищем.

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари місткістю до 9000 м^3 зі сферичною покрівлею і днищем (напівсфероїди) витримують більший тиск (до 3000 – 5000 мм вод. ст. і вакуум до 150 мм вод. ст), ніж циліндричні з конічними дахами і плоскими днищами, при цьому їх основна відмітна особливість – безкровняний сферичний дах і сферичне днище (рис. 2.39). Ці резервуари мають знижену витрату металу на 1 м^3 місткості, а от недоліком таких конструкцій є ускладнення і подорожчання монтажу та формування увігнутого фундаменту.

Краплеподібні резервуари застосовують для зберігання нафтопродуктів з високою пружністю парів, що легко випаровуються, коли недоцільно використовувати для цієї мети звичайні вертикальні резервуари, розраховані на тиск 2 кПа. Оболонці резервуара надають

обрис краплі рідини, що вільно лежить на площині та знаходиться під дією сил поверхневого натягу. Завдяки такій формі резервуара створюються умови, при яких усі елементи поверхні корпусу під дією тиску рідини розтягуються приблизно з однаковою силою, відчуваючи одні й ті самі напруги, що забезпечує мінімальну витрату сталі на виготовлення резервуара. У зв'язку з тим, що такі резервуари розраховують на внутрішній тиск у газовому просторі 0,04 – 0,2 МПа і вакуум 5 кПа, нафтопродукти, що легко випаровуються, зберігають майже повністю без втрат від малих «подихів» і пари випускають в атмосферу, головним чином, при наповненні резервуарів (при великих «подихах»).

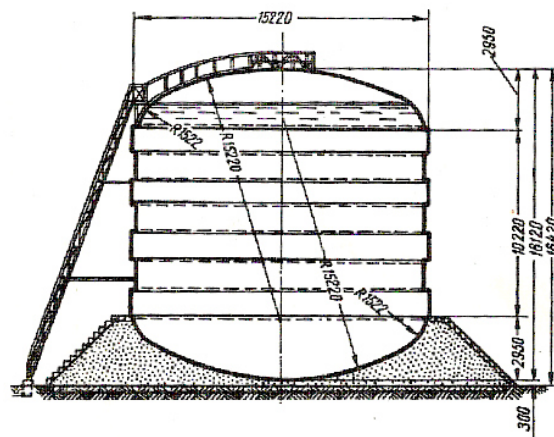


Рис. 2.39. Вертикальний циліндричний резервуар із сферичним дахом і днищем

Залежно від характеру виготовлення оболонки цих резервуарів розрізняють два основних типи: краплеподібні гладкі та багатоторові. До перших належать резервуари з гладким корпусом, які не мають зламів кривої меридіонального перерізу. Такі резервуари споруджують об'ємом 5000 – 6000 м³ з внутрішнім тиском 75 кПа. Резервуари, корпус яких утворюється перерізом декількох оболонок подвійної кривизни, з яких вони утворені, називають багатокупольними або багатоторовими. Їх споруджують об'ємом 5000 – 20 000 м³ на внутрішній тиск до 0,37 МПа. Краплеподібні резервуари обладнують комплектом дихальних і запобіжних клапанів, пристроями для зливу – наливу нафтопродуктів і видалення відстою, приладами виміру рівня, температури і тиску.

Осесиметричні сферичні краплеподібні резервуари розраховані на надлишковий тиск від 0,4 до 2,0 атм. і вакуум до 500 мм вод. ст. Вони являють собою резервуари, що мають у поперечному перерізі форму краплі з екваторіальною опорою і

складаються з тонкостінної сфероїдальної оболонки і днища без внутрішнього каркаса (рис. 2.40) У цих резервуарах усі елементи конструкції розтягнуті з однаковою силою, тому такі резервуари називаються оболонкою рівного опору.

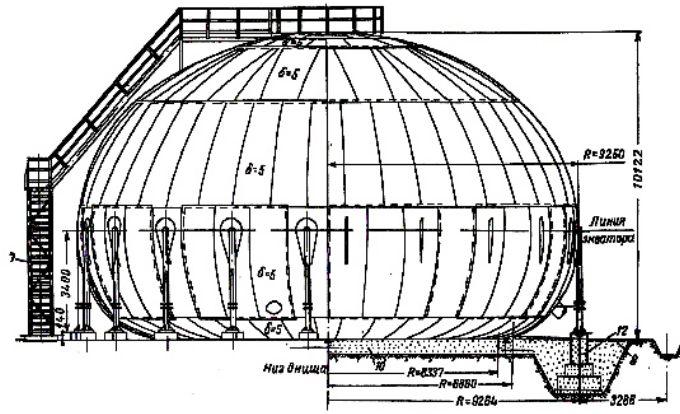


Рис. 2.40. Осесиметричний краплеподібний резервуар з екваторіальною опорою

Осесиметричні сферичні багатокупольні (багатоторові) резервуари застосовують для зберігання великих обсягів нафтопродуктів з невисокою пружністю парів на великих нафтобазах. Місткість таких резервуарів сягає від 10 000 до 25 000 м³. Вони складаються з поясів, причому нижні три пояси лежать на землі. У центрі резервуара встановлена колона, на яку спираються розташовані радіально ферми, що є складовими каркаса жорсткості резервуара. Ці ферми в точках зчленування куполів підтримуються опорними стояками з труб (рис. 2.41).

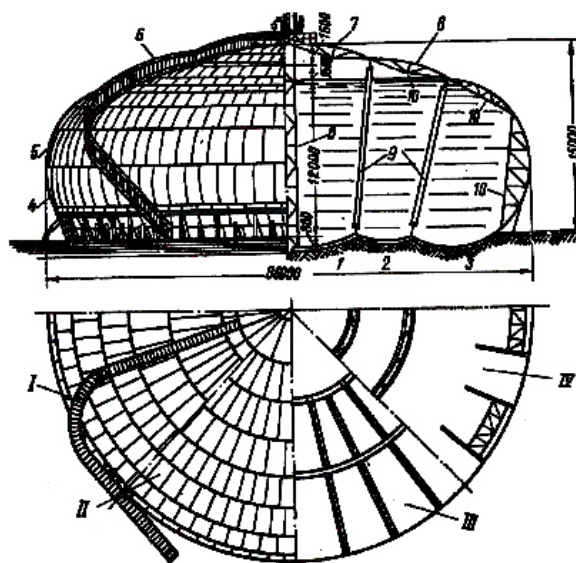


Рис. 2.41. Багатокупольний (багатоторовий) резервуар

У будь-якій точці краплеподібного резервуара діють у меридіональному і широтному напрямку тільки розтягуючі напруги однакової величини. Однак у передекваторіальній частині надмірно нарастають меридіональні та кільцеві зусилля від тиску рідини.

Для усунення цього недоліку використовується система колон (20 опор) у зоні екватора, рівномірно розподілених по колу, які опираються на залізобетонне опорне кільце. Краплеподібна оболонка має товщину вище екватора 5, нижче – 6 мм, а її геометрія має таку форму еліптичних поясів, що радіуси кривизни зменшуються вгору до екватора з таким розрахунком, щоб меридіональні та кільцеві зусилля по всій поверхні від гідростатичного навантаження і надмірного тиску були рівні між собою. Краплеподібні резервуари економічні, витрата металу при інших рівних умовах значно менше, ніж у вертикальних циліндричних, їх експлуатація проста, однак монтаж таких резервуарів складний і витратний. Вони знаходять застосування, головним чином, для нафтопродуктів з низькою температурою кипіння при тривалому їх зберіганні (не менше двох місяців), забезпечуючи при цьому скорочення втрат від «малих подихів». Розроблено резервуари місткістю від 5000 до 50 000 м³.

У даний час, крім сферичних краплеподібних резервуарів, використовуються краплеподібні циліндричні та торокрапельні. Усередині таких оболонок є каркас, що забезпечує стійкість при частковому їх заповненні (рис. 2. 42).

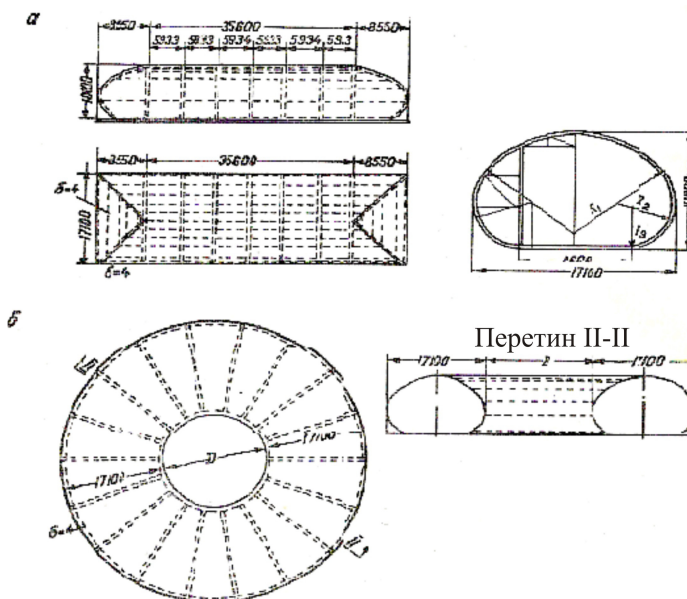


Рис. 2.42. Осесиметричні краплеподібні резервуари:
а – циліндричний, б – торокрапельний

2.1.7. Резервуари з газокомпенсаторами

Для зниження втрат нафтопродуктів застосовуються також резервуари з газокомпенсатором, що забезпечують можливість розширення і стиснення газів в резервуарах без випуску їх в атмосферу. Газокомпенсатор являє собою металеву місткість у вигляді купола, циліндра або сфери, встановлену на даху резервуара і утворюючу з ним єдине ціле (рис. 2.43). Усередині газокомпенсатора поміщається еластична оболонка (мембрана) з бензостійкого та газонепроникного матеріалу (поліхлорвінілу, поліамідних плівок), яка надає обсяг газовому простору.

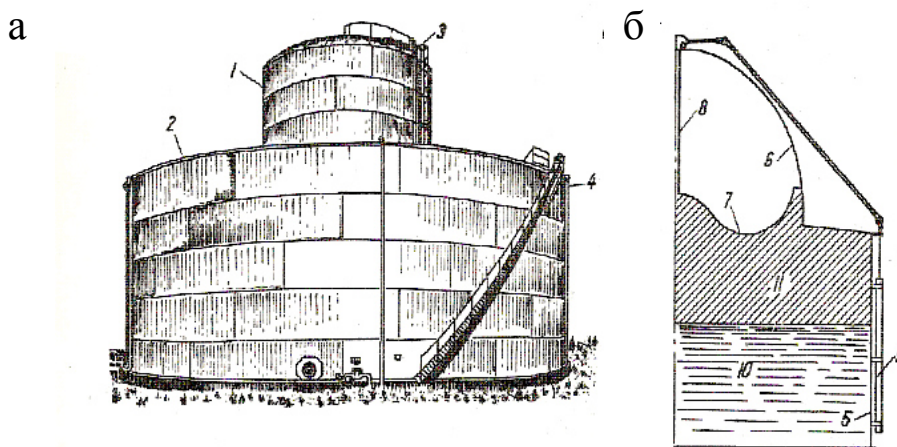


Рис. 2.43. Резервуари з газокомпенсатором: а – циліндричний, б – схема куполоподібного фазокомпенсатора; 1 – циліндричний газокомпенсатор об'ємом 210 м³; 2 – резервуар місткістю 1810 м³; 3 – майданчик для обслуговування; 4 – сходи; 5 – корпус; 6 – напівсферичне покриття; 7 – гнучка мембрана; 8 – трос; 9 – показчик положення мембрани; 10 – нафтопродукт; 11 – газовий простір

Принцип дії газокомпенсатора полягає в тому, що при збільшенні обсягу газів у резервуарі газ надходить усередину газокомпенсатора, піднімаючи гнучку мембрану. Повітря, що знаходиться між гнучкою оболонкою і газокомпенсатором, витісняється назовні, а пари нафтопродукту утримуються всередині резервуара. При зменшенні обсягу парів гнучка оболонка опускається і в простір між гнучкою оболонкою і стінками газокомпенсатора засмоктується зовнішнє повітря. Використання таких типів місткостей дозволяє підтримувати надлишковий тиск не більше 30 мм вод. ст. без випускання парів нафтопродуктів в атмосферу, а

максимальний обсяг таких резервуарів – до 4000 м³ без «обв'язки» газового простору.

Резервуари з купольним газгольдером-рекуператором включають внутрішню герметичну мембрану, з'єднану з внутрішнім об'ємом резервуара, і зовнішню повітрянапірну оболонку. Купольні газгольдери кріпляться безпосередньо на покрівлю резервуара і дозволяють проводити роботи з оснащення резервуарних парків без використання додаткових площ (рис. 2.44). Під час зливу нафтопродукту з резервуарів пари вуглеводнів повертаються в об'єм місткостей, що вивільняються, формуючи замкнуту систему "резервуар – газгольдер", яка виключає викиди (емісію) в атмосферу парів нафтопродуктів.

Найбільш ефективним способом зниження втрат від великих і малих подихів є застосування еластичних газгольдерів для збору і рекуперації легких фракцій парів нафти і нафтопродуктів, які дозволяють скоротити втрати бензину на 95 %.

Еластичні газгольдери вільного розміщення герметично з'єднуються з газозрівняльною обв'язкою резервуарного парку нафтобази і накопичують пари вуглеводнів як під час заповнення резервуарів нафтопродуктом ("великі дихання"), так і під час теплового випаровування ("малі дихання").

Схема обв'язки наземних резервуарів РВС, обладнаних газозрівняльною системою з резервуарами-газгольдерами і системою утилізації легких фракцій нафти і нафтопродуктів під час наливу бензовозів, залізничних цистерн і танкерів, наведена на рис. 2.45.

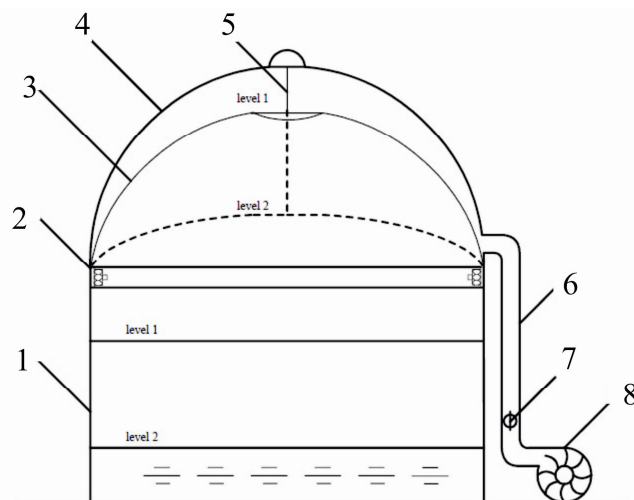


Рис. 2.44. Конструкція купольного газгольдера-рекуператора
1 – резервуар; 2 – кріплення; 3 – мембрана; 4 – зовнішня оболонка;
5 – датчик рівня; 6 – повітряний рукав; 7 – клапан; 8 – вентилятор

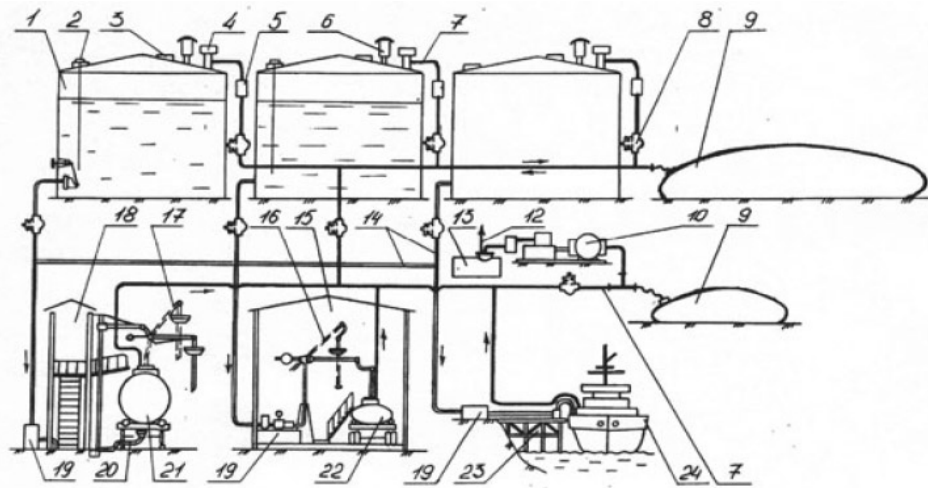


Рис. 2.45. Газова обв'язка з м'якими газгольдерами на нафтобазі:
 1 – резервуар РВС; 2 – система контролю рівня нафтопродукту;
 3 – вимірювальний люк; 4 – клапан дихальний; 5 – вогневий запобіжник;
 6 – клапан запобіжний; 7 – трубопровід газової обв'язки;
 8 – запірна арматура; 9 – еластичний резервуар-газгольдер;
 10 – компресор утилізації парів нафтопродуктів; 11 – теплообмінник;
 12 – повернення сконденсованих парів у резервуар; 13 – бак накопичення конденсату;
 14 – трубопроводи продукту;
 15 – автоналив; 16 – стояк для наливу автоцистерн; 17 – стояк для наливу залізничних цистерн;
 18 – залізнична зливно-наливна естакада; 19 – насосний агрегат; 20 – пристрій нижнього зливу;
 21 – залізнична цистерна; 22 – автоцистерна; 23 – нафтоналивний причал (пірс); 24 – танкер

2.1.8. Горизонтальні циліндричні резервуари

Горизонтальні циліндричні резервуари (цистерни) широко застосовуються на нафтобазах і пунктах зберігання нафтопродуктів унаслідок своєї транспортабельності та, як правило, виготовляються на підприємствах-виробниках. Однак вони є неекономічними в порівнянні з вертикальними резервуарами, оскільки маса металу, що припадає на 1 м^3 місткості горизонтального резервуара обсягом 50 м^3 , перевищує в 2,5 раза масу металу, що витрачається на 1 м^3 вертикального резервуара місткістю 100 м^3 . За конструкцією днищ горизонтальні циліндричні резервуари поділяються так: з плоскими (рис. 2.46, а), конічними (рис. 2.46, б), сферичними (рис. 2.46, в) днищами, а також прямокутні (рис. 2.47).

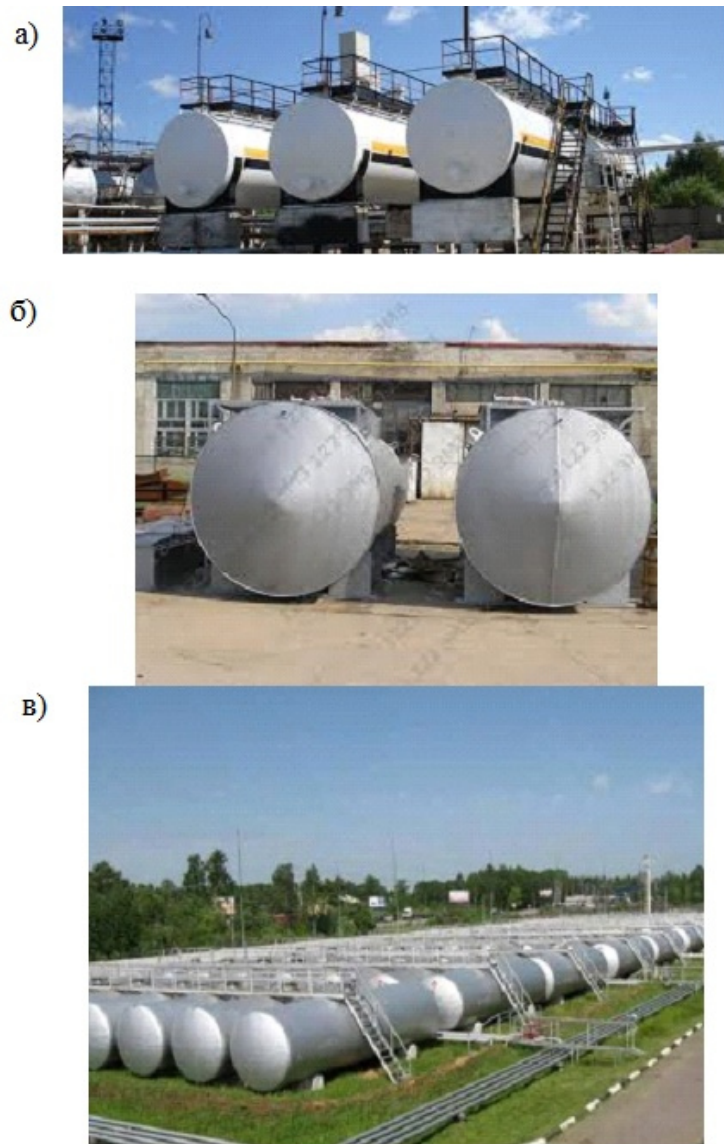


Рис. 2.46. Циліндричні резервуари з різними типами днищ:
а – плоскими; б – конічними; в – сферичними



Рис. 2.47. Прямокутна місткість для нафтопродуктів

Наземні резервуари можуть виготовлятися як стаціонарними, так і пересувними (рис. 2.48). До пересувних горизонтальних резервуарів, що використовуються для транспортування і для зберігання нафтопродуктів, можна віднести також танки-контейнери. Габаритні розміри і конструкція обв'язки резервуарів танк-контейнерів відповідають морським міжнародним контейнерам, що дозволяє транспортувати їх морським, залізничним і автомобільним транспортом (рис. 2.49).



Рис. 2.48. Пересувний горизонтальний циліндричний резервуар (на санчатах)



Рис. 2.49. Танк-контейнер

2.1.9. Заглиблені металеві резервуари

Заглибленням резервуарів досягається зменшення втрат від «малих подихів», оскільки добові температури ґрунту в кілька разів менше коливань температури зовнішнього повітря. Зі збільшенням заглиблення амплітуда коливань носить затухаючий характер, а при заглибленні більше 0,5 м резервуари не піддаються щодобовим «малим диханням». На такі резервуари впливає тільки річна зміна температури ґрунту.

Однак такі резервуари мають ряд недоліків: корозія від ґрунтових вод; навантаження від тиску ґрунту; неможливість зовнішнього огляду; можливе спливання резервуара від дії ґрунтових і паводкових вод.

Місткості заглиблюються в ґрунт або обсипаються ґрунтом, при цьому найвищий рівень рідин, які зберігаються в підземному резервуарі, знаходиться більш ніж на 0,2 метра нижче мінімальної планувальної позначки майданчика, прилеглого до резервуара.

До заглиблених вертикальних належать резервуари: казематного типу; з зовнішньою бетонною оболонкою; з циліндричною оболонкою, посиленою відносно просторової стійкості.

Резервуари казематного типу є вертикальними циліндричними сталевими, що встановлені нижче рівня землі, як правило, на піщану подушку, при цьому стінки каземату виконані з бетону, бетонітів, цегли або кам'яної кладки і розташовуються на такій відстані від стінки резервуара, щоб між ними утворювався прохід. Схема напівзаглибленого резервуара із зовнішнім бетонуванням наведено на рис. 2.50.

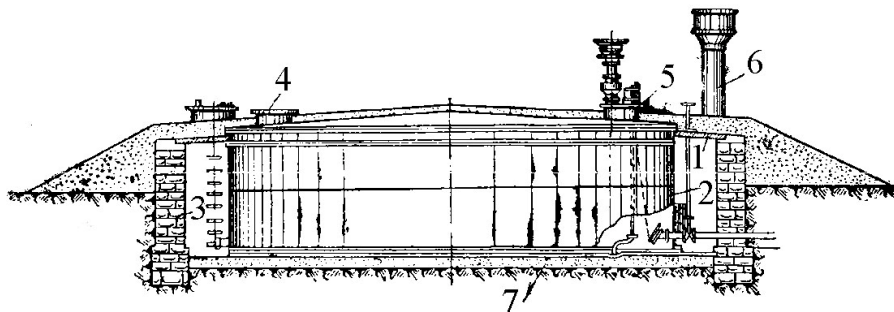


Рис. 2.50. Казематний резервуар: 1 – плити перекриття; 2 – резервуар; 3 – стінка каземату; 4 – світловий люк; 5 – люк керування; 6 – вентиляційна труба; 7 – піщана підсипка

Конструкцію сталевого резервуара з посиленою циліндричною оболонкою і зовнішньою обсіпкою наведено на рис. 2.51.

Горизонтальні циліндричні резервуари також можуть розташовуватися під землею (підземні) (рис. 2.52).

Підземними вважаються резервуари, у яких найвищий рівень рідини нижче нижньої планувальної позначки прилеглої території не менше ніж на 0,2 м. Територією, прилеглою до резервуара, вважається площа, яка знаходиться в межах 6 м від стінки резервуара. До підземних також прирівнюють наземний резервуар у разі, якщо він має ширину не менше 6 м (від стінки резервуара до бровки

обсипання) та обкладання ґрунтом не менше 0,2 м над рівнем рідини в резервуарі.

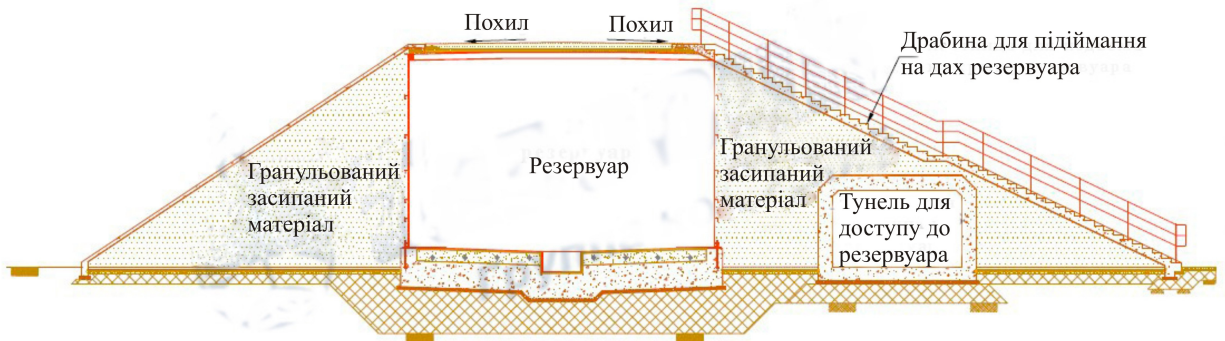


Рис. 2.51. Вертикальний сталевий циліндричний резервуар для авіаційного палива з ґрунтовим насипом



Рис. 2.52. Підземні горизонтальні циліндричні прямокутні резервуари до засипання ґрунту в котлован

Усередині заглиблених резервуарів для охорони їх форми при тиску ґрунту на стінки встановлюються ребра жорсткості (рис. 2.53).

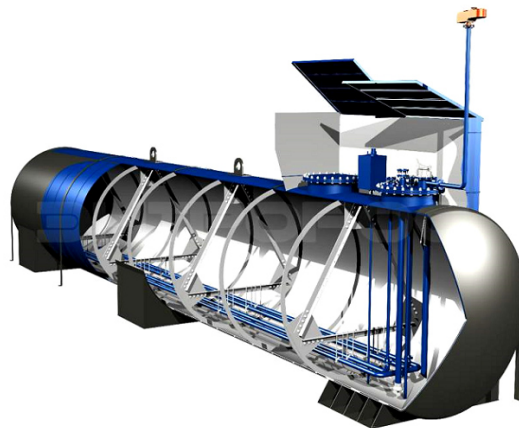


Рис. 2.53. Горизонтальний циліндричний резервуар з внутрішніми ребрами жорсткості

2.1.10. Основи і фундаменти металевих резервуарів

Основами наземних резервуарів, що сприймають тиск резервуара і нафтопродукту, залитого в нього, є насипні подушки з піску, а фундаментами називають несучі будівельні конструкції, що передають навантаження від резервуара на ґрунт.

Як фундамент резервуара може бути використана ґрунтова подушка із залізобетонним кільцем під стінкою (рис. 2.54) або без нього.

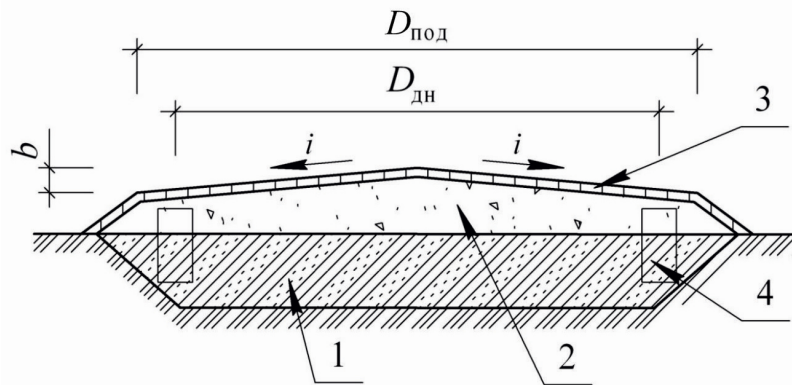


Рис. 2.54. Схема влаштування основи під резервуар:

1 – насипний ущільнений ґрунт (або щебінь); 2 – піщана подушка з ухилом від центру; 3 – гідроізолюючий шар; 4 – залізобетонне кільце

Спорудження резервуарів дозволяється на скельних, напівскельних, великоуламкових, піщаних, глинистих і макропористих ґрунтах. Резервуари на макропористих ґрунтах можна споруджувати тільки за спеціальними проектами, що містять вказівки щодо забезпечення стійкості резервуарів (на ділянках зі слабкими ґрунтами, які мають несучу здатність менше 2 кг/см^2 , при товщині слабого ґрунту більше 6 см необхідно ущільнювати ґрунт). Резервуари місткістю 300 м^3 і менше можна споруджувати на чорноземних і підзолистих ґрунтах. Для ґрунтового підсилення основи, за винятком таких, що споруджуються на макропористих ґрунтах, допускається застосування щебених, гравійних і піщаних ґрунтів. З глинистих ґрунтів підсилення може споруджуватися тільки в тому випадку, якщо їх вологість на момент укладання не перевищує 15 %, а для супіщаних і суглинних ґрунтів – 20 %. Укладання ґрунту при влаштуванні ґрунтового підсилення і піщаної подушки повинно здійснюватися горизонтальними шарами товщиною 15 – 20 см з ретельним пошаровим ущільненням, модуль деформації кожного

шару не нижче 15 МПа. Спочатку видаляють рослинний шар (на глибину до 300 мм). Отриманий заглиблений майданчик засипають чистим ґрунтом або щебенем і ущільнюють катками до поверхні землі. Поверх цього шару укладають і ущільнюють подушку з чистого піску. Подушку роблять висотою до 500 мм з ухилом від центру до країв 1,7 – 2,3 %. Діаметр подушки ($D_{\text{под}}$) на 1,5 – 2,0 м більше діаметра днища ($D_{\text{дн}}$) резервуара. І горизонтальна частина подушки, і укоси повинні бути захищені бетонним вимощенням товщиною 60 – 80 мм.

Поверх насипної подушки влаштовується гідроізолюючий шар, що оберігає метал днища від корозії під дією ґрунтових вод і конденсату. При спорудженні резервуара на макропористих ґрунтах гідроізолюючий шар охороняє їх від зволоження в разі витоку нафтопродукту через днище резервуара. Для приготування гідроізоляційного шару застосовується супіщаний ґрунт з вологістю до 3 % і таким гранулометричним складом: пісок розміром 0,1 – 2 мм – 60 – 85%, піщані пилуваті й глинисті частинки розміром менше 0,1 мм – 40 – 15 %. У піску допускається вміст гравію розміром 2 – 20 мм (не більше 25 % від обсягу всього ґрунту). Супіщаний ґрунт ретельно перемішується з в'язкою речовиною (рідким бітумом, кам'яновугільним дьогтем, гудроном, мазутом), вміст кислот і вільної сірки в такій речовині не допускається. У загальному обсязі суміші в'язкої речовини має міститися 8 – 10 %. Товщина гідроізоляційного шару повинна складати 100 мм, а при макропористих ґрунтах – 200 мм і більше (залежно від категорії просадного ґрунту). Гідроізолюючий шар повинен покрити всю поверхню насипної подушки, а при спорудженні на макропористих ґрунтах – і поверхню укосів подушки з виходом по всьому периметру підстави резервуара смугою шириною 0,5 м. Відведення поверхневих вод від резервуарів забезпечується плануванням і улаштуванням відвідних і нагірних каналів.

При будівництві резервуарів на макропористих ґрунтах і глинистих недренажних ґрунтах планування майданчика під одну позначку забороняється. У цих випадках відведення води з обвалування повинно проводитися в промислову каналізацію. Для резервуарів місткістю 700 м³ і більше берми та укоси основи повинні моститися каменем до виконання монтажних-зварювальних робіт і випробування резервуарів. Резервуари, розташовані на схилах, необхідно захищати від стоку поверхневих вод нагірною канавою.

При великій крутості схилу, а також при близькому до укосу розташуванні резервуара його корпус повинен бути захищений від можливих зсувів і падіння окремих каменів. При зберіганні в резервуарі етилованого бензину укоси підстави (якщо немає бетонного кільця) повинні бути покриті збірними бетонними плитами або монолітною бетонною плитою. Для резервуарів об'ємом 10000 м³ і більше по периметру влаштовують у піщаній подушці залізобетонне кільце (або пальовий ростверк при слабких ґрунтах). Фундаментне залізобетонне кільце повинне мати ширину не менше 1000 мм і товщину не менше 300 мм. Армування кільця проводиться з урахуванням даних розрахунку за деформаціями і міцністю. Після завершення будівництва резервуара і його випробування водою потрібно провести повторне нівелювання по периметру резервуара. Якщо нерівномірне осідання викликало неприпустимі просідання основи, після спуску води з резервуара повинне бути проведене підбивка основи ґрунтом, застосовуванним для гідроізоляційного шару.

Вимоги до основи і фундаментів та порядок їх спорудження наведені в інших дисциплінах.

2.2. Неметалеві резервуари

2.2.1. Загальні відомості

До неметалевих належать резервуари різних форм і конструкцій, виконані з різних матеріалів: залізобетонні, бетонні, цегляні, кам'яні, із синтетичних матеріалів (пластиків), гнучкі оболонки на тканинній основі та з нетканих матеріалів), місткості природного характеру. Неметалеві резервуари споруджуються заглибленими, тобто підземними і напівпідземними, і рідше – наземними. Вони більш довговічні ніж металеві, оскільки в меншій мірі схильні до корозії, а будуються неметалеві резервуари монолітними і збірними.

Матеріали, що застосовуються для будівництва, повинні бути міцними і непроникними для нафти, її продуктів і води. Крім того, вони повинні бути морозостійкими. На форму і розміри резервуара впливають такі показники: величина заглиблення нижче рівня ґрунтових вод; вид будівельного матеріалу, економічні міркування. В цілому неметалеві резервуари можуть бути круглі, прямокутні, сферичні, з похилими стінами і т. д.

Історично першими з'явилися резервуари для нафтопродуктів з кам'яними або цегляними стінами, пізніше кам'яну кладку почали посилювати бетоном, днища і перекриття, зазвичай, також виконуються бетонними (рис. 2.55).

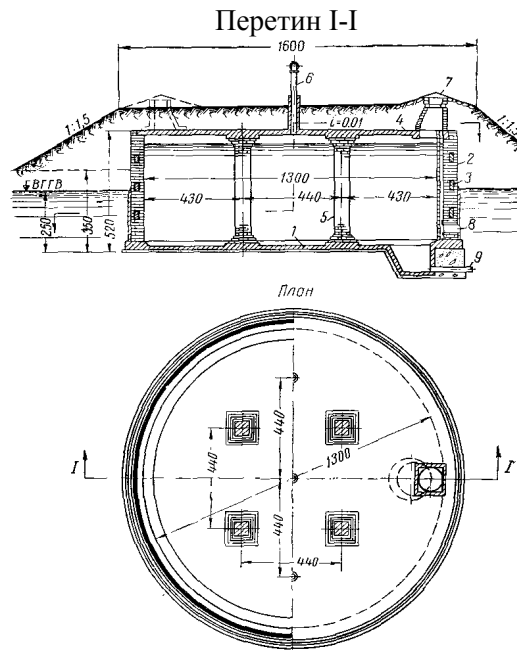


Рис. 2.55. Кам'яний резервуар, посилений залізобетонними кільцями (залізобетонні кільця заштриховані): 1 – залізобетонне днище; 2 – кам'яний (цегляний) корпус, посилений залізобетонними кільцями; 3, 4 – залізобетонні перекриття; 5 – кам'яні колони; 8 – приймально-роздавальний патрубок; 9 – труба для бруду

Застосовувати бетонні, залізобетонні та кам'яні резервуари без покриття не можна, оскільки ці матеріали пропускають нафту і нафтопродукти. З покриттям із цементу і піску (торкретна штукатурка) допускається зберігання мазуту, гудронів, бітумів і відбензинених нафт. Для зберігання світлих нафтопродуктів використовуються покриття, що мають добру бензо- і водостійкість: з вінілових смол, гумових лаків, синтетичної гуми (бутадієновий каучук), а також пластмасові, поліетиленові, фторопластові та металеві.

2.2.2. Залізобетонні резервуари

Залізобетонні резервуари за видом нафтопродукту, що у них зберігається, підрозділяються на резервуари для мазуту, нафти, масел і світлих нафтопродуктів. Оскільки нафта і мазут практично не мають хімічного впливу на бетон і мають здатність тампонувати

дрібнопористі матеріали за рахунок своїх важких фракцій і смол, зменшуючи згодом їх проникність, при зберіганні цих нафтопродуктів у залізобетонних резервуарах не потрібен спеціальний захист стінок, днища і покриття резервуара. При зберіганні мастильних масел, щоб уникнути їх забруднення, внутрішні поверхні резервуарів захищають різними покриттями і облицюваннями. Те саме можна сказати і про резервуари для світлих нафтопродуктів, які, маючи незначну в'язкість, легко фільтруються через бетон. Крім того, покриття в даному випадку повинно мати підвищену герметичність (газонепроникність) для зменшення втрати від випаровування.

Переваги таких резервуарів порівняно з металевими полягають такі:

- термін служби 40 – 60 років;
- низька витрата металу;
- можливість зберігання сірчистих нафтопродуктів;
- низький теплообмін з навколишнім середовищем, це істотно скорочує втрати тепла при зберіганні високов'язких нафтопродуктів, що підігріваються;
- скорочення втрат легких нафтопродуктів від випаровування;
- менший вплив сонячного випромінювання;
- підвищена пожежна безпека.

Внутрішня поверхня резервуарів може бути покрита торкретною штукатуркою для зберігання залишкових нафтопродуктів, а також металевим розбірним облицюванням для зберігання світлих нафтопродуктів і мастил. Днища резервуарів роблять монолітними із залізобетону товщиною 100 – 200 мм, стінки від 8 мм. Розраховані такі резервуари на надлишковий тиск парів нафтопродуктів до 25 мм рт. ст.

Резервуари цього типу за формою в плані споруджують прямокутними (рис. 2.56), круглими (вертикальні та горизонтальні циліндричні) (рис. 2.57) і сферичними.

Площа поверхні й витрата матеріалів у круглих резервуарах однакового обсягу менша, ніж у прямокутних; витрата металу в резервуарах прямокутної форми в середньому на 10 % більше, ніж в циліндричних. Циліндричні резервуари зручніші для попереднього напруження арматури стінок, набагато стійкіші до температурних впливів і мають більшу, ніж в прямокутних резервуарах, геометричну висоту.

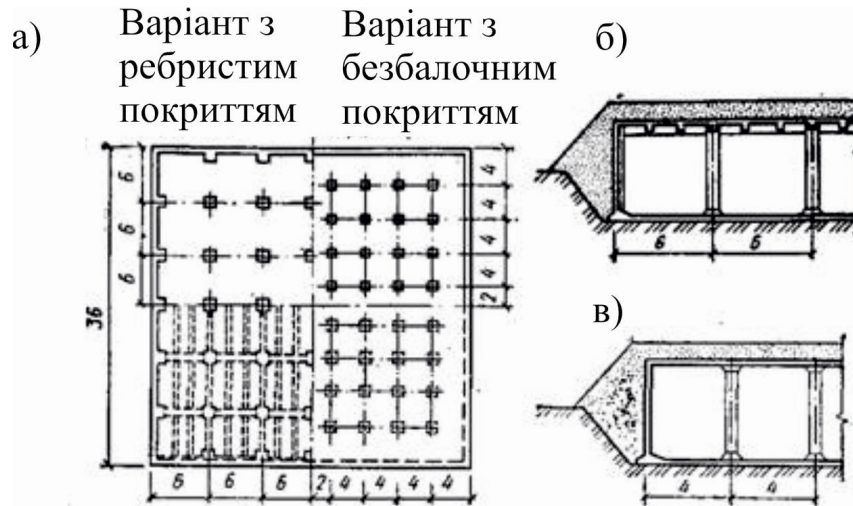


Рис. 2.56. Прямокутний монолітний резервуар: а – план; б – розріз при варіанті з ребристим покриттям; в – те саме з безбалочним покриттям

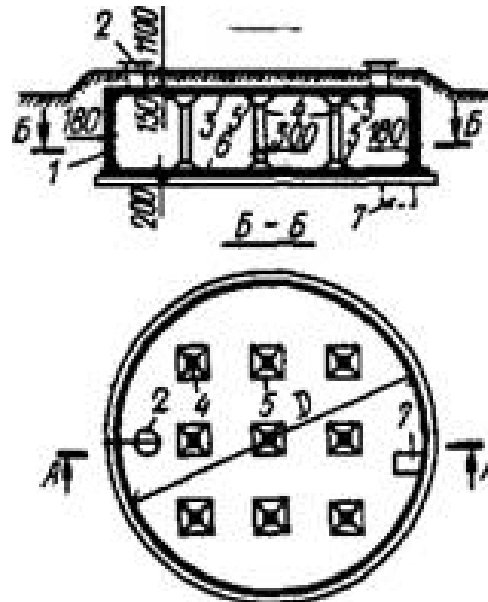


Рис. 2.57. Циліндричний монолітний резервуар з безбалочним покриттям: 1 – стінка; 2 – люк; 3 – безбалочне покриття; 4 – колони; 5 – капітелі; 6 – днище; 7 – приямок

При виборі резервуарів прагнуть використовувати можливо більші обсяги, оскільки з їх збільшенням зменшується питома витрата матеріалів, що дає істотне зниження вартості будівництва. За конструктивним виконанням вони бувають монолітні, збірні та збірно-монолітні.

Як правило, залізобетонні резервуари виконуються заглибленими або напівзаглибленими, рідше застосовуються поверхневі резервуари.

Глибина закладення напівзаглиблених резервуарів, як правило, вибирається виходячи з умов достатності об'єму ґрунту, що виймається, для повного обсіпання резервуара.

Слід уникати заглиблення резервуарів нижче рівня ґрунтових вод, оскільки при цьому ускладнюється виконання робіт (необхідно водозниження на період спорудження) та конструкція днища (воно повинно сприймати тиск води знизу). Необхідно облаштування багат шарової гідроізоляції резервуара від ґрунтових вод.

Заглиблені резервуари зазвичай будують з плоским покриттям і плоским днищем. Для підтримки стаціонарного теплового режиму всередині резервуара покриття утеплюють шаром ґрунту товщиною 0,5 – 1 м або ефективними утеплювачами – бетонами з ніздрюватою структурою, керамзитом і т. п.

Монолітний резервуар, конструктивна схема якого показана на рис. 2.57, складається з плоского безбалочного покриття, що підтримується колонами з капітелями вгорі, зворотними капітелями внизу і гладкою стіною циліндричної форми, та з плоского безреберного днища. У резервуарах малої місткості тріщиностійкість стін може бути забезпечена без попереднього напруження, але при місткості 500 м³ і більше попереднє напруження бетону необхідно. Безбалочне покриття відрізняється малою конструктивною висотою, що зумовлює мінімальне заглиблення резервуара, а також має гладку поверхню знизу, що забезпечує хорошу вентиляцію простору над рівнем збережуваної рідини.

Застосовувалися й інші конструктивні рішення монолітних круглих резервуарів: балкові перекриття по колонах з кроком бхб м і більше; купольні покриття, оперті на стіни; днища з ухілами від стін до центру резервуара, але за рядом причин вони поступилися місцем типовим конструкціям.

При глибині закладення днища збірною залізобетонного резервуара понад 3 метри для зниження тиску ґрунту бічні стінки можуть робити ламаними.

Горизонтальні циліндричні збірні залізобетонні резервуари місткістю 100, 500 і 1000 м³ збираються з однорідних елементів двох типорозмірів – шкаралуп і плоских плит. Змінюючи число шкаралуп отримують резервуари різної місткості, при цьому діаметри резервуарів задані: 3, 5 і 7 м.

Для спорудження циліндрів зазначених діаметрів відповідно потрібно 4, 5 і 8 шкаралуп, що являють собою тонкостінні криволінійні панелі.

Стінки залізобетонного резервуара складаються з попередньо напружених залізобетонних панелей, для забезпечення герметичності шви між стіновими панелями заливують бетоном. Кільцеву арматуру на стінку резервуара навивають за допомогою арматурно-навивальних машин, а покриття виконується із збірних залізобетонних попередньо напружених ребристих плит, що спираються на кільцеві балки (рис. 2.58).

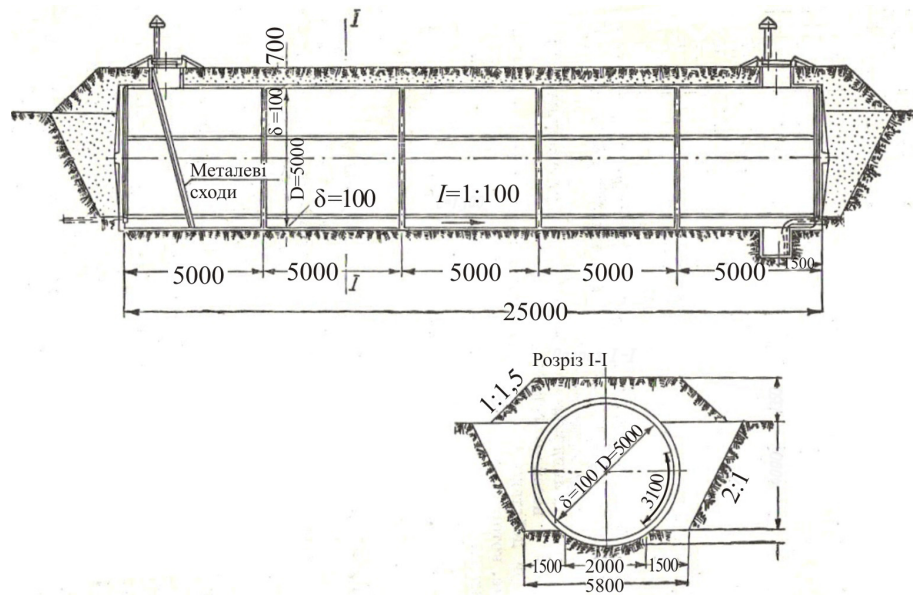


Рис. 2.58. Збірний циліндричний залізобетонний горизонтальний резервуар

Збірно-монолітні залізобетонні резервуари являють собою комбіновану конструкцію, де частину елементів, наприклад покрівлю, роблять із збірного, а частину – з монолітного залізобетону.

Наземні циліндричні збірні залізобетонні резервуари споруджуються з уніфікованих збірних елементів, що застосовуються для резервуарів ємністю 10000 м³ для світлих нафтопродуктів, при цьому стінки і днище виготовляються із щільного бетону марки 300, купол – зі звичайного бетону тієї ж марки.

З метою зменшення випаровування легких фракцій нафти в резервуар вбудований плаваючий понтон у вигляді легкої мембрани з прогумованої тканини марки Л41. Мембрана має плавучість за рахунок надувних циліндричних поплавків, розташованих по її

контуру. Найнижче положення понтона при переміщенні по вертикалі відповідає висоті 2 м від дна резервуара, що дозволяє керувати клапанами на приймально-роздаточних трубах та переміщуватися персоналу під час огляду резервуара (рис. 2.59).



Рис. 2.59. Наземний залізобетонний збірний резервуар з гофрованою еластичною ізоляцією

Оскільки звичайний залізобетон погано працює на розтяг, то резервуари виготовляють попередньо напруженими; для цього корпус залізобетонного резервуара (особливо зі збірного залізобетону) обмотують сталевим дротом з певним зусиллям натягу, при цьому в залізобетонних плитах стінок створюється стискуючі напруження. При зберіганні в такому резервуарі нафти або нафтопродуктів останні повністю або частково компенсуються розтягуючими напруженнями від тиску рідини на стінки.

Залізобетонні резервуари стали широко застосовувати для зберігання нафти і нафтопродуктів з 50-х років минулого століття. У цей період у зв'язку з ростом видобутку і споживання нафти було потрібно споруджувати великі резервуарні парки. Оскільки залізобетонні резервуари вимагають менше металу (на 25 – 30 %), то їм стали віддавати перевагу, але протягом наступних 15 – 20 років з'ясувалося, що експлуатація залізобетонних резервуарів більш складна і дорого коштує у порівнянні із сталевими. Це пояснюється складністю ремонту залізобетонних резервуарів, необхідністю вживати спеціальних заходів для герметизації стінок, встановлювати в підземних резервуарах глибинні насоси для викачування нафти і т. п. Однак, поява нових хімічних домішок, що підвищують стійкість бетону, нових стійких мастик і мембран для створення

захисних покриттів дозволяє підвищити довговічність і знизити витрати на будівництво та експлуатацію залізобетонних резервуарів.

Одним з перспективних напрямів у створенні залізобетонних резервуарів є будівництво сферичних резервуарів з полімерного фібробетона за пневмокаркасними технологіями методом торкретування (рис. 2.60).



Рис. 2.60. Сферичні монолітні фібробетонні резервуари

Як внутрішня опалубка використовується сферичний балон з нетканих матеріалів, наповнений стисненим повітрям, який видаляється після полімеризації фібробетона. Фундамент і дно резервуара армовані базальтовою фіброю з полімерними домішками для створення гідротехнічного бетону, що виключає будь-які протікання.

У розрізі стіни резервуара (рис. 2.61) видно, з яких шарів він складається:

- полівінілхлоридна (ПВХ) оболонка (зовнішня гідроізоляція);
- пінополіуретанова (ППУ) ізоляція (найтефективніший утеплювач на цей час);
- армований торкретбетон (набагато міцніше заливного бетону);
- сечовина (хімічно стійке покриття, що багаторазово поліпшує експлуатаційні характеристики).

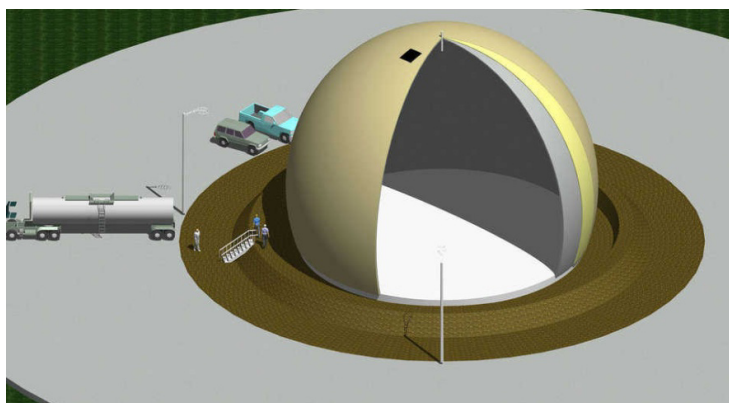


Рис. 2.61. Конструкція сферичного резервуара з фібробетону

Заглиблені комбіновані траншейні резервуари займають проміжне положення між наземними металевими резервуарами і заглибленими залізобетонними (рис. 2.62 і 2.63). Свою назву вони отримали від форми котловану, який роблять у вигляді траншеї. Відмінною особливістю цих резервуарів є комбінована конструкція з листової сталі та збірного залізобетону. Днище і стіни резервуара, що мають в поперечному перерізі криволінійний обрис, виконуються з гнучкого сталевих полотна, що спирається на ґрунтову основу. Покриття резервуара складається зі стандартних збірних залізобетонних елементів.

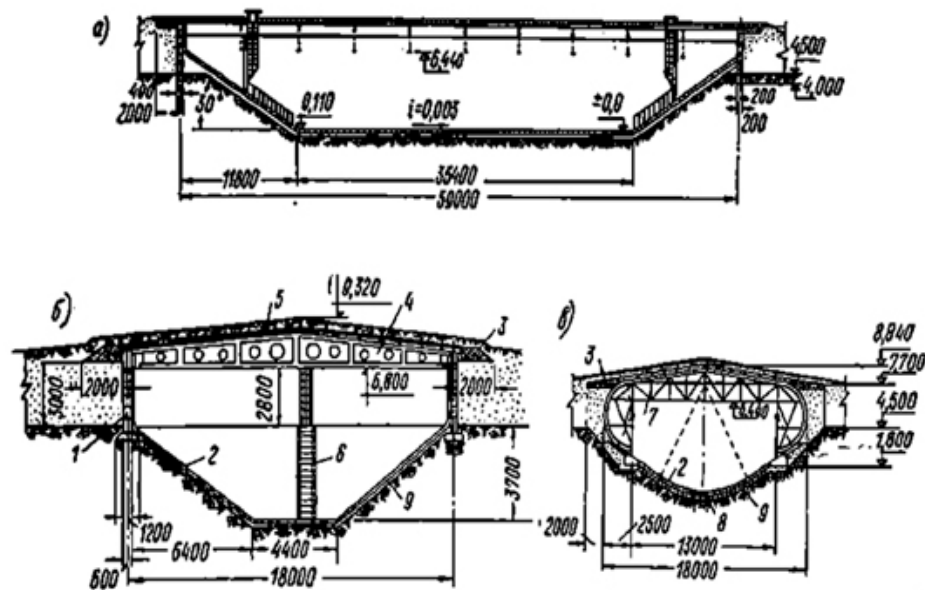


Рис. 2.62. Резервуари траншейного типу місткістю 5000 м³:
 а – поздовжній розріз; б – поперечний розріз резервуара з огорожувальними стінами і залізобетонними балками; в – те саме з металевими фермами (без огорожувальних стін); 1 – захисна стіна з бетонних блоків; 2 – сталеве полотно; 3 – глиняний замок; 4 – залізобетонна балка; 5 – залізобетонні плити покриття; 6 – драбина; 7 – сталеві ферми; 8 – дренажно-контрольний лоток; 8 – гідрофобний ґрунт

Основною перевагою резервуарів траншейного типу є відсутність жорстких вузлів і зацемлень металевої оболонки, що працює самостійно за принципом вільнолежачої пластинки. Це вигідно відрізняє цю конструкцію від залізобетонних резервуарів зі сталевим облицюванням, бо жорсткі сполучення є причинами утворення тріщин у наземних металевих резервуарах при різких перепадах температури. Порівняно із заглибленими залізобетонними

резервуарами краще використовується ґрунтовий котлован (42 – 44% проти 36 – 38% інших типів), що є складовою частиною конструкції. До позитивних факторів належить також використання резервуарів з металевим днищем та гідрофобним ґрунтом замість залізобетону, та конструкцій як несучих елементів покриттів. Ці конструкції найбільш економічні та широко застосовуються в будівництві.

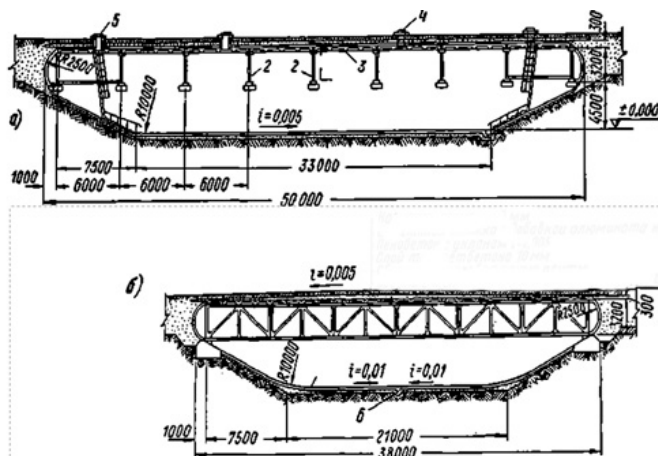


Рис. 2.63. Заглиблений траншейний комбінований резервуар місткістю 10 000 м³ для світлих нафтопродуктів: а – поздовжній розріз; б – поперечний розріз; 1 – сталеві облицювання товщиною 4 мм; 2 – збірні залізобетонні блокові ферми; 3 – збірні залізобетонні плити; 4 – світловий люк; 5 – люк-лаз; 6 – дренажний лоток

Істотним недоліком траншейних резервуарів є різниця в довговічності сталеві оболонки (3 – 20 років) і залізобетонного покриття (більше 50 років).

Термін служби сталеві оболонки залежить від корозії, якій вона піддається. Корозія виникає швидше з внутрішньої поверхні оболонки в результаті виділення з нафтопродуктів води, кислот і солей, а також при конденсації водяної пари з повітря при незаповненому резервуарі.

Траншейні резервуари з огорожувальними стінами і без них, що запропоновані інженером С. Я. Бортаківським, – це підземні прямокутні сховища, у яких тиск рідини сприймається ґрунтовою основою, облицьовані листовою сталлю товщиною 4 мм з рулонованих полотен. Основою днища служить піщана подушка завтовшки 20 см і гідроізоляційний шар 10 – 20 см з бітумом по ґрунту. Підпірна захисна стіна будується з бетонних блоків (товщиною 60 і 80 см) або зі збірних залізобетонних панелей товщиною 10 і 18 см. Покриття резервуара роблять з 18-метрових

збірних залізобетонних балок, на які укладаються збірні залізобетонні плити товщиною 22 см і розмірами 4х1,2 м.

У траншейному резервуарі без огорожувальних стін сталеві облицювання є несучими і вигнуті з боків по циліндричній кривій і приварені до діафрагми, що складається з ґратчастих балок зі шпангоутами. Ґратчасті балки розташовані через 6 м і спираються на стовпові збірні залізобетонні фундаменти. Від внутрішньої корозії сталева оболонка захищається катодними установками і покриттями (перхлорвініл, листовий вініпласт, смола СТЗ-40, етиленова емаль, етиленовий пластик та ін.). Перед нанесенням антикорозійної ізоляції металева оболонка піддається піскоструминному очищенню. Найкращим способом позбавлення від корозії є застосування антикорозійних сталей.

У траншейних резервуарах можливо зберігати світлі нафтопродукти (до 10 000 м³) під тиском 600 – 700 мм вод. ст. і масла (до 5000 м³) при температурі від +80 до -40 °С при сприятливих геологічних та гідрологічних умовах, що виключають обводнення майданчиків при експлуатації.

2.2.3. Пластикові та гібридні резервуари

Промислове освоєння бензостійких синтетичних еластичних плівкових матеріалів і накопичений досвід застосування дозволяють перейти до більш широкого і раціонального використання їх в резервуаробудуванні. Гнучкі оболонки доцільно застосовувати в будівництві заглиблених резервуарів, призначених для зберігання всіх видів нафтопродуктів (світлих, темних і масел) і в усьому діапазоні місткостей (до 40 000 м³ і навіть більше).

Перспективною є конструкція траншейного резервуара комбінованого типу, що складається з ґрунтового котловану, гнучкої оболонки, що облицює котлован, і збірного залізобетонного покриття, розташованого вище рівня землі. Такі резервуари можуть мати в плані прямокутну і круглу форми (рис. 2.64).

Резервуар – це котлован (по типу траншейних), виритий у ґрунті 1 та перекритий склепінним збірним покриттям 5, елементи якого спираються на фундаменти 2 зі збірних бетонних блоків. Збірний елемент покриття являє собою тонкостінне напівсклепіння із залізобетону або армоцементу із замком 6. Непроникність резервуара проти витоку рідини в ґрунт забезпечується еластичною оболонкою 8

з нафто- і бензостійкої поліамідної плівки (ПАК-40), яка армована капроною сіткою.

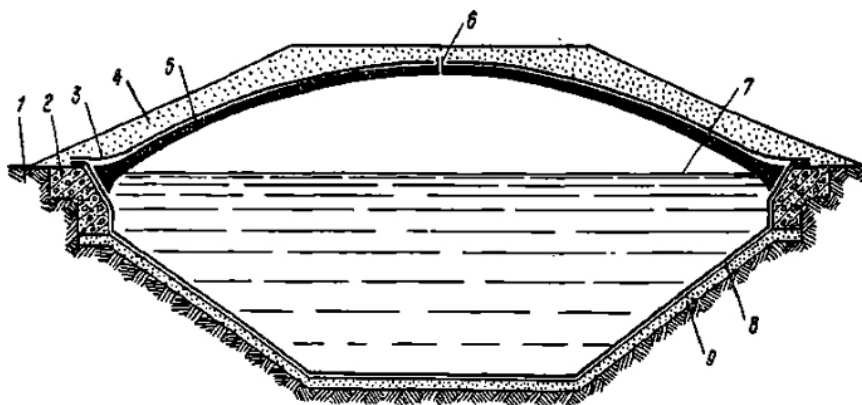


Рис. 2.64. Заглиблений комбінований резервуар з гнучкою оболонкою (за пропозицією Н. М. Оленева)

Еластична замкнута оболонка, що створює герметичну місткість, укладається на внутрішні поверхні резервуара по вирівняній піщаній подушці 9 і не несе ніяких навантажень. Вона монтується з великорозмірних полотен, виготовлених на заводі, що доставляються на майданчик згорнутими в рулон або пакети. В резервуарі проводиться розгортання рулонів і укладання їх в проектне положення, після чого монтажні шви елементів оболонки з'єднуються зваркой. Для запобігання проникнення парів нафтопродуктів через покриття резервуара останнє також покривається поліамідною плівкою 3. Зверху покриття засипається шаром ґрунту 4, при цьому найвищий рівень 7 рідини в резервуарі може перебувати на одній позначці з верхньою площиною фундаменту.

Резервуари можуть мати різну місткість, а її величина змінюється за рахунок глибини або довжини котловану, збірні елементи (напівсклепіння 5 і блок опорного фундаменту 2) при цьому не замінюються і застосовуються одного розміру. Остання обставина дозволяє організувати масове централізоване виготовлення цих елементів.

Розвиток хімії у сфері пластичних матеріалів, стійких до впливу нафтопродуктів, призвело до появи пластикових резервуарів для зберігання нафтопродуктів. Розвиток відбувався за кількома напрямками:

– жорсткі резервуари з пластика або композитних синтетичних матеріалів;

- м'які резервуари з прогумованої тканини або нетканих матеріалів;
- композитні резервуари.

Жорсткі резервуари. На цей час найбільшого поширення набули безшовні місткості з поліетилену і пропілену, виконані методом ротаформування. Ці баки можуть мати різну конфігурацію (рис. 2.65) і місткість від декількох десятків літрів до 10 – 15 м³.



Рис. 2.65. Місткості для зберігання палива безшовні

Для зручності збереження зовнішньої форми, перевантаження, транспортування та монтажу такі баки можуть об'єднувати в касети (рис. 2.66) або поміщати в металеву обв'язку.



Рис. 2.66. Варіант обв'язки пластикових місткостей

Більші місткості (до 50 м³) виготовляються зварюванням з окремих елементів і можуть мати вертикальне (рис. 2.67) і горизонтальне (рис. 2.68) положення та розташовуватися як на поверхні, так і під землею. Як правило, горизонтальні місткості виробляються на основі гофрованої труби, до якої приварюються днища і горловини.



Рис. 2.67. Зварний вертикальний наземний резервуар для нафтопродуктів з поліетилену



Рис. 2.68. Горизонтальний наземний резервуар з поліетилену

Рідше застосовуються полімеркомпозитні резервуари, які виробляються методом накладенням на відповідну матрицю декількох шарів склотканини або ниток з просоченням через їх сполучники на основі епоксидних або поліефірних смол (рис. 2.69). Місткість таких резервуарів може досягати 5000 м^3 , а за виконанням резервуари можуть бути горизонтальними (підземними і надземними) і вертикальними (рис. 2.69).

Переваги пластикових і полімеркомпозитних резервуарів для нафтопродуктів:

- низька вартість;
- високий термін служби;
- висока корозійна стійкість;
- низька вага.

До недоліків слід віднести:

- меншу в порівнянні з металевими резервуарами конструктивну міцність;
- накопичення статичної електрики.



Рис. 2.69. Навивання склотканини на матрицю резервуара з одночасним нанесенням поліефірних смол

Резервуари з поліетилену, поліпропілену і полімеркомпозиту широко використовуються для зберігання нафти, мазуту, гасу, котельного та дизельного палива. Оскільки ці нафтопродукти характеризуються низьким паротворенням, загрози спалаху парів при розряді статичної електрики немає.

Зберігання в пластикових резервуарах рідин, що легко випаровуються (бензинів, спиртів і т. д.) може призвести до спалаху їх парів при переливі палива від іскри, викликаній розрядом статичної електрики, яка виникає при терті нафтопродуктів об діелектричні стінки баків. Тому для зберігання бензину необхідно використовувати резервуари, до складу яких, крім поліетиленів, входить особлива гума й антистатичні добавки, або вводити всередину бака спеціальну металеву шину, що підключається до заземлювальної мережі.

М'які резервуари з прогумованої тканини або нетканих матеріалів. Здавна для зберігання і транспортування нафти використовувалися бурдюки – шкіряні мішки з обробленої шкіри тварин. Згодом з появою бензомаслостійкої гуми з'явилися гумотканинні резервуари, а їм на зміну прийшли резервуари і мембрани з нових синтетичних тканин і нетканих матеріалів.

Композитні резервуари конструктивно об'єднують тканинні елементи або мембрани і жорсткі огорожувальні та несучі конструкції для збереження форми резервуарів. Вони застосовуються як в стаціонарному, так і пересувному, збірно-розбірному варіанті. Гібридні резервуари (рис. 2.70) поєднують у собі міцність традиційних сталевих резервуарів типу РВС, при значно меншій товщині стінки і масі конструкції, з мобільністю і надійністю еластичних резервуарів.

Гібридні резервуари (ГР) призначені для оперативного і тривалого зберігання сирової нафти, світлих і темних нафтопродуктів, технічних рідин (кислоти, луги, рідкі добрива, спирти, аміак і т. д.), а також для організації пожежного водоймища, зберігання води для технологічних процесів.

Гібридний резервуар – це відкритий з торців вертикальний циліндр, зібраний з гофрованих сталевих оцинкованих листів товщиною 0,7 – 1,2 мм і встановлений на кільцевому стрічковому бетонному фундаменті.



Рис. 2.70. Монтаж гібридного резервуара

Гофрований циліндр гібридного резервуара відповідає за механічну міцність та стійкість конструкції до зовнішніх впливів і оснащується трьома видами вкладишів. Перший шар укладається безпосередньо на внутрішню (сталеву) стінку циліндра і зроблений з міцного нетканого полотна, яке забезпечує захист від механічних пошкоджень наступних шарів герметичних оболонок.

Другий шар – стакан із синтетичної тканини з двостороннім покриттям, призначений для герметичності вмісту налитого в нього продукту.

Третій внутрішній вкладиш закритого типу може встановлюватися у виняткових ситуаціях, що вимагають повного захисту і герметичності. На вимогу замовника такі резервуари оснащують зливно-наливними і дренажними відводами (від D_v50 до D_v200 і більше), також можлива комплектація повітряним патрубком для випуску повітря. Після того, як установили і підключили вкладиші, на резервуар установлюється покрівля з оцинкованого листа або гнучкої полівінілхлоридної (ПВХ) мембрани (рис. 2.71).

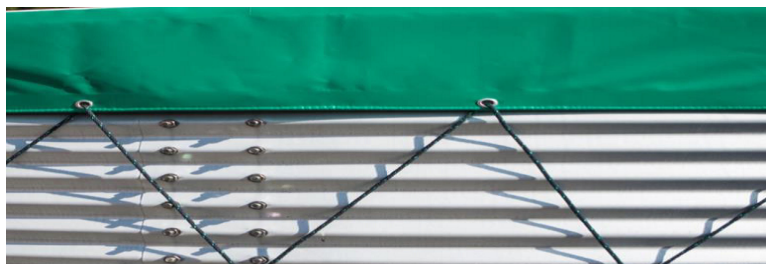


Рис. 2.71. Покрівля гібридного резервуара з гнучкою ПВХ мембраною

Гібридні резервуари призначені для експлуатації в усіх кліматичних зонах, включаючи арктичну, при цьому діапазон температури їх використання становить від -65 до $+55$ °С.

Під час монтажу ГР, який виконують при температурах до -45 °С, не потрібно застосування спеціалізованої вантажопідійомної техніки, а також зварювальних і вогневих робіт, оскільки він розгортається з транспортного положення у робоче протягом одного-двох днів бригадою з 6 – 8 осіб. Гібридні резервуари встановлюються на кільцевому стрічковому бетонному фундаменті або вирівняних ґрунтових майданчиках на піщану подушку висотою 0,5 – 1,5 м. Для облаштування фундаменту на вічномерзлих ґрунтах передбачені спеціальні гвинтові палі.

Гібридні резервуари демонтуються протягом декількох днів, упаковуються і можуть бути повторно встановлені на новому місці.

До переваг гібридних резервуарів слід віднести:

- забезпечення зберігання нафтопродуктів і сирової нафти при значному зниженні втрат від великих і малих “подихів” за рахунок відсутності пароповітряної фази над продуктом, що також виключає потрапляння в продукт конденсату води, а також забезпечує високу вибухобезпечність цих резервуарів;
- можливість заміни внутрішніх вкладишів-стаканів у міру необхідності новими, що полегшує використання резервуара для різних продуктів і речовин;

- стійкість оцинкованих листів до корозії як із зовнішнього боку, так і з середини через відсутність контакту сталеві стінки з наливним продуктом або підтоварною водою;
- місткість ГР від 100 до 5000 м³ при терміні експлуатації до 25 років.

Полімерні вкладиші – лейнери, що являють собою полімерні еластичні резервуари, призначені для герметичного зберігання нафти, дизельного палива, хлору, кислот, лугу, води, рідких мінеральних добрив, харчової продукції, можуть також застосовуватися при відновленні герметичності надземних резервуарів (рис. 2.72).

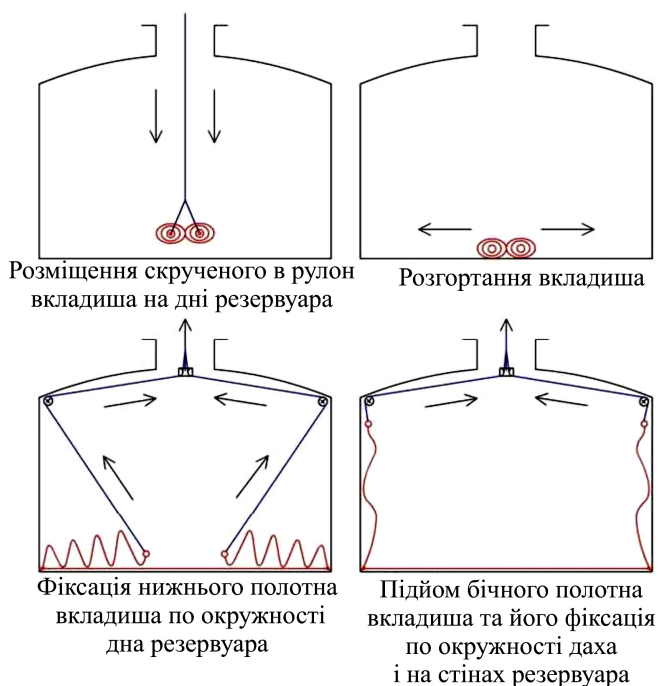


Рис. 2.72. Ремонт резервуара за допомогою монтажу полімерного лейнера

Переваги ремонту при використанні полімерного лейнера:

1. Збереження пожежної безпеки за рахунок того, що зварні (вогневі) роботи на пожежонебезпечних об'єктах не проводяться.
2. Висока швидкість монтажу (від 3 днів).
3. Термін служби більше 20 років.
4. Полімерний лайнер випускається об'ємом від 1 до 5000 м³.
5. Можливість застосовувати існуючі бетонні або сталеві резервуари для зберігання харчових і агресивних рідин.

Вкладиші використовують для укладання в ложі котловану (комори), щоб тимчасово зберігати нафту і нафтові відходи (рис. 2.73), а також для локалізації шламових відходів при бурінні свердловин. Їх застосування виключає забруднення ґрунтового

покриву і запобігає фільтрації забруднюючих речовин у підземні горизонти.

Вкладиш виготовляється з герметизуючого матеріалу, що стійкий до впливу нафти, а також бензину, масел та інших різних хімічно агресивних рідин при температурі навколишнього повітря від -45 до $+50^{\circ}\text{C}$. Він являє собою конструкцію у вигляді вертикальних і горизонтальних полотен, з'єднаних між собою методом теплового зварювання. По верхньому периметру вкладиша розташовані люверси (отвори) для кріплення по краю котловану.



Рис. 2.73. Зберігання нафти у котловані з полімерним вкладишем

Недоліком усіх відкритих резервуарів є втрата нафтопродуктів за рахунок випаровування та зниження їх якості через потрапляння сторонніх домішок (дощ, сніг, пил, листя і т. п.). Висока також пожежна та екологічна небезпека.

2.2.4. Склади для зберігання нафтопродуктів у тарі

При реалізації нафтопродуктів у невеликих кількостях доставка їх споживачам у вагонах-цистернах недоцільна. У таких випадках нафтопродукти транспортують, зберігають і відпускають у дрібній тарі. Основні вимоги, що висуваються до тари такі: достатня міцність, забезпечення збереження вмісту, зручність в обігу і портативність.

Умови зберігання в тарних складах різних сортів нафтопродуктів залежно від температури спалаху парів регламентуються вимогами, наведеними в табл. 2.1.

Будинки тарних складів повинні бути не нижче 2-го ступеня вогнестійкості, за винятком нафтобаз II і III категорій, для яких дозволяється будувати тарні склади 3-го ступеня вогнестійкості в разі зберігання нафтопродуктів зі спалахом парів понад 120°C . Для таких

же нафтопродуктів на нафтобазах III категорії дозволяється будувати підземні тарні склади місткістю до 60 м³ з горючих матеріалів (за винятком підлоги) із засипанням покриттів утрамбованою землею шаром в 0,3 м.

Таблиця 2.1

Умови зберігання нафтопродуктів

Умови зберігання	Температура спалаху парів нафтопродуктів, °С			
	28 і нижче	28 – 45	45 – 120	Вище 120
Місткість наземних складів, м ³				
Одноповерхових	300	300	1500	1500
Двоповерхових	Не допускається		1500	1500
Триповерхових	Не допускається		1500	1500
Чотириповерхових	Не допускається			
Місткість напівпідземних і підземних складів, м ³				
Одноповерхових	50	50	250	250
Двоповерхових	Не допускається			
Вид тари	Металева		Різна	
Кількість ярусів	1	2	2	2
Те саме з механізованим укладанням на стелажах	1	3	5	5

Стіни для тарних складів. Тарні склади розділяються брандмауерними стінами (без прорізів) на окремі секції. Секції з площею підлоги понад 100 м² повинні мати по два виходи назовні.

Допускається зберігання всіх сортів нафтопродуктів в одному тарному складі за умови розміщення в окремих секціях нафтопродуктів з температурою спалаху парів 45°С і нижче, при цьому загальна кількість таких нафтопродуктів повинна бути не більше 30 м³.

У напівпідземних і підземних складах для завантаження і розвантаження влаштовуються пандуси (похилі ходи), які повинні мати кут нахилу не більше 30° і ширину не менше 1,8 м.

Для горизонтального транспорту нафтопродуктів тарні склади забезпечуються бочкопідіймальниками, а багатоповерхові склади мають і вертикальний транспорт у вигляді ліфтів і елеваторів,

побудованих у вогнестійких шахтах, ізольованих від інших приміщень.

Підлоги тарних складів робляться з ухилами і стоками для збору випадково розлитих нафтопродуктів, що відводяться через гідравлічні затвори в нафтопастки. У дверях наземних тарних складів влаштовують пороги-пандуси висотою 0,15 м, що перешкоджають розтіканню нафтопродуктів по території нафтобази в разі аварії.

Головні проходи між штабелями бочок повинні бути не менше 1,8, а допоміжні – не менше 1 м. У штабель укладається не більше 30 бочок, при ширині штабеля в 2 бочки, а встановлюються бочки обов'язково отворами вгору. Одна з вимог до тарних складів – вентиляція – має бути природною або з механічним приводом.

Укладання бочок на стелажі здійснюється за допомогою самохідних або пересувних механізмів. Найбільшого поширення набули збірно-розбірні металеві стелажі, виготовлені зі сталевих труб, які легко встановлюються однією людиною і дозволяють зберігати бочки в кілька рядів (рис. 2.74).

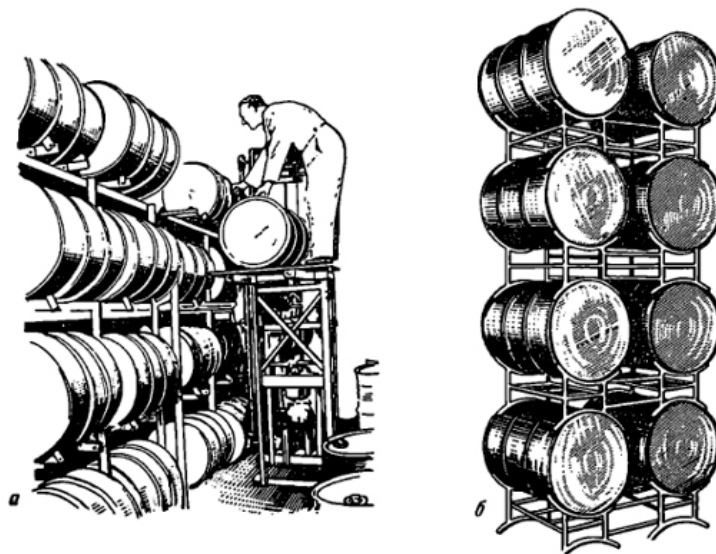


Рис. 2.74. Навантаження й зберігання бочок на стелажі:
а – навантаження бочок штабелеукладачами; б – стелаж із сталевих труб

Будову тарних складів, що споруджуються за типовими проектами і мають номінальну місткість 500 і 1000 бочок, показано на рис. 2.75.

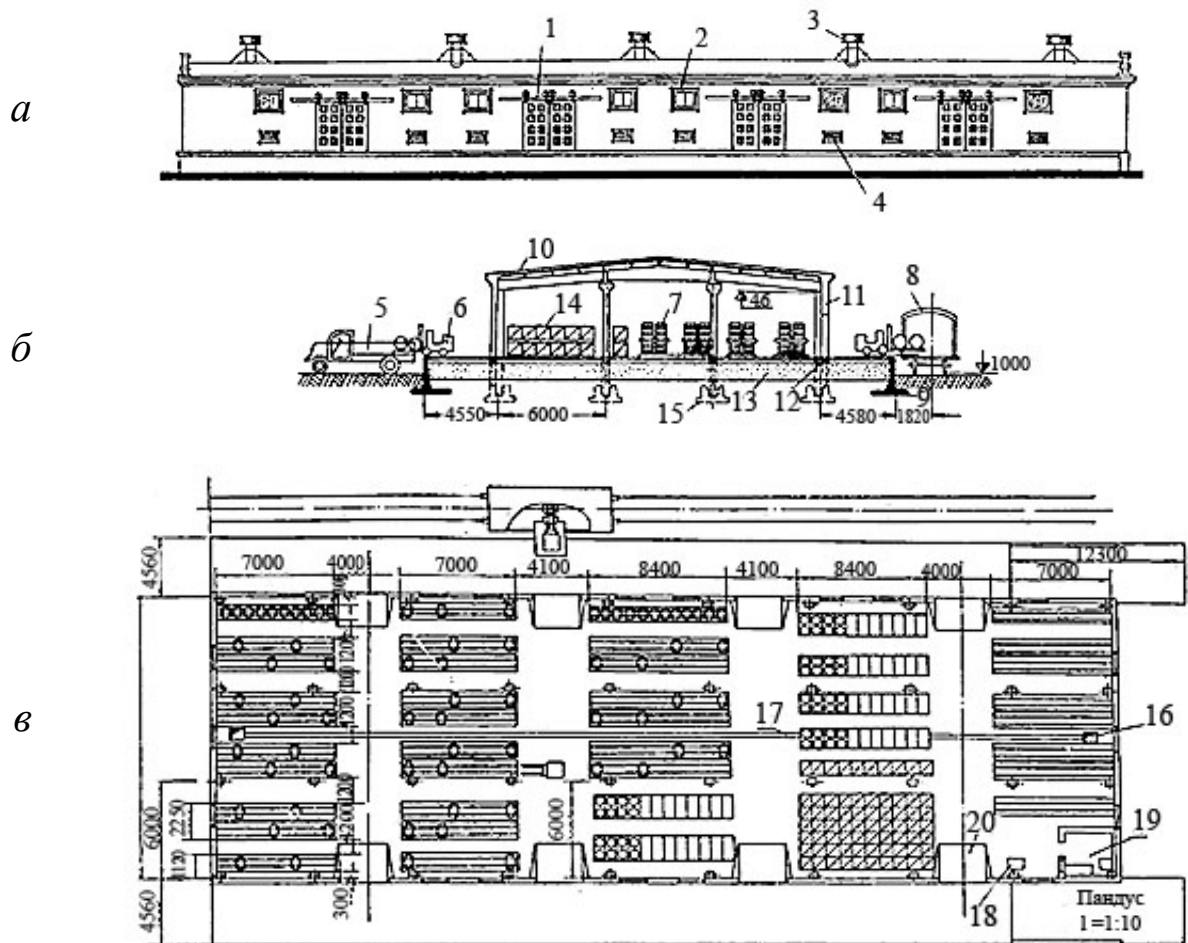


Рис. 2.75. Типовий тарний склад: а – фасад; б – поперечний розріз; в – план; 1 – ворота; 2 – вікно; 3 – дефлектор; 4 – вентиляційний отвір з жалюзійними ґратами; 5 – автомашина; 6 – автонавантажувач; 7 – ділянка зберігання бочок на піддонах; 8 – вагон; 9 – підпірна стінка платформи; 10 – збирне залізобетонне покриття; 11 – стіна з великих блоків; 12 – фундаментна балка; 13 – засипка; 14 – ділянка зберігання бочок на стелажах; 15 – фундамент під колону; 16 – прямок; 17 – стічний канал; 18 – ваги контрольні; 19 – приміщення комірника; 20 – пандус

Зберігання нафтопродуктів у тарі на відкритих майданчиках допускається тільки для рідин з температурою спалаху парів вище 45°C , при цьому дерев'яна тара заборонена, оскільки вона розсихається, що призводить до збільшення втрат, а іноді й до помутніння масел.

Майданчики будуються на 0,2 м вище поверхні землі й можуть бути захищені земляним валом або негорючою стіною заввишки 0,5 м

з пандусами в місцях сполучення. Навколо майданчиків влаштовуються кювети для відводу стічних вод у нафтопастки.

У межах однієї огорожі допускається розміщувати не більше чотирьох двоярусних штабелів розміром 25 x 15 м. Відстань між штабелями має бути не менше 10 м, між рядами бочок – 1 м і між штабелями двох сусідніх майданчиків – не менше 20 м. Штабелі можуть захищатися навісами, покрівля яких виготовлена з негорючих матеріалів.

2.3. Розрахунки резервуарів

2.3.1. Розрахунок вертикального циліндричного резервуара

Визначення об'єму резервуара. На рис. 2.76 показаний вертикальний резервуар і еюра тиску від рідини уздовж стінки. Резервуар перебуває під постійним тиском дихального клапана (2000 Н/м^2), який відповідно до закону Паскаля передається в усі точки резервуара без зміни. Стінки додатково сприймають тиск рідини, який змінюється від висоти H і визначається за формулою

$$P = \rho g H , \quad (2.1)$$

де ρ – щільність нафтопродукту, кг/м^3 ; g – прискорення вільного падіння, $g = 9,8 \text{ м/с}^2$.

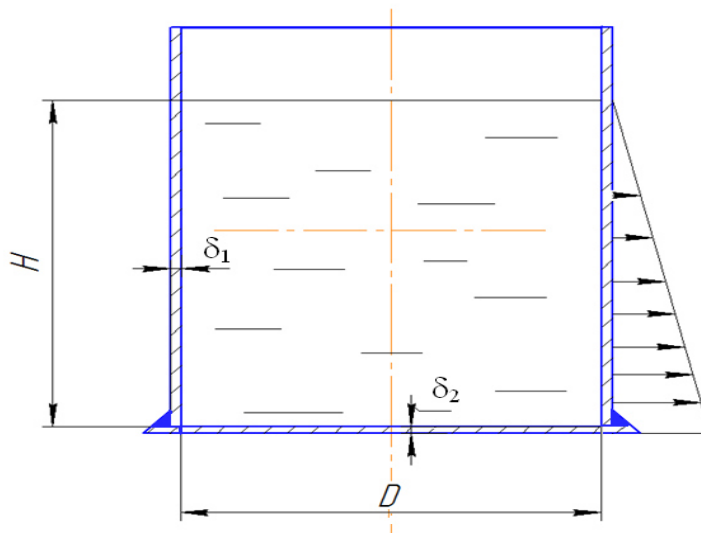


Рис. 2.76. Розрахункова схема вертикального резервуара

Для резервуара вертикального сталевого марки РВС-1000 з висотою наповнення 8 м і щільністю нафтопродукту 900 кг/м^3 надлишковий тиск біля підставки складе 70560 Н/м^2 . Якщо врахувати наявність дихального клапана, що підтримує тиск парів палива

2000 Н/м², то загальний розрахунковий надлишковий тиск біля підставки резервуара складе 72560 Н/м².

Обсяг вертикального резервуара залежить від площі його підставки $\pi D^2/4$, де D – внутрішній діаметр резервуара, і висоти резервуара H_p

$$V_p = \left(\pi D^2/4\right)H_p = \pi R_p^2 H_p, \quad (2.2)$$

де R_p – радіус резервуара, м.

Розрахунок на міцність стінок резервуара. У ході експлуатації резервуара його стінки зазнають напруги розтягування і стиснення. При заповненні резервуара нафтопродуктом його стінки розширюються від тиску стовпа рідини і тиску в газовому просторі, величина якого залежить від тиску відкриття дихального клапана (2000 Па). Під час зливу нафтопродукту резервуар стискується і тиск в ньому стає менше атмосферного та визначається тиском відкриття клапана розрідження (вакуумметричний тиск 200 Па).

Міцність матеріалу циліндричної частини резервуара на одиничній висоті ($h = D$) при розтягуванні знаходять з виразу

$$\sigma_B = N/F_2, \quad (2.3)$$

де σ_B – межа витривалості (міцності) матеріалу при розтягуванні (для сталі марки Ст 2 – 334 МПа); $N = PF_1 = PDD$ – сила, що розтягує циліндричну поверхню резервуара на одиничну висоту, Н; F_2 – площа перерізу металу резервуара, на яку діє сила, що його розтягує, м², $F_2 = 2D\delta_1$.

Скорочуючи чисельник і знаменник складових виразу (2.3) на D (для спрощення розрахунків), отримаємо

$$\sigma_B = \frac{pD}{2\delta_1}, \quad (2.4)$$

звідки товщина стінки резервуара буде

$$\delta_1 = \frac{pD}{2\sigma_B}. \quad (2.5)$$

Для резервуара марки РВС -1000

$$\delta_1 = 72560 \cdot 12,3 / (2 \cdot 334 \cdot 10^6) = 0,0014 \text{ м або } 1,4 \text{ мм.}$$

З урахуванням запасу міцності (1,5 – 3,0) вибираємо $\delta_1 = 4$ мм. Збільшення товщини стінки пов'язано з навантаженням від ваги даху, температурною деформацією, деформаціями від «вдиху» і «видиху», вітровим навантаженням і можливими поштовхами в результаті землетрусу.

У процесі експлуатації резервуара можлива деформація його стінки через перевищення допустимих напружень або утворення тріщин унаслідок «втоми» матеріалу.

У 1883 р. академік В.Г. Шухов запропонував визначати оптимальні розміри резервуарів з урахуванням мінімальної витрати металу на будівництво резервуарів зі змінною по висоті товщиною стінки. Дане рішення стало класичним і донині використовується при будівництві резервуарів. На рис. 2.77 показаний резервуар зі змінною по висоті товщиною стінок, що знижує витрату металу і підвищує стійкість.

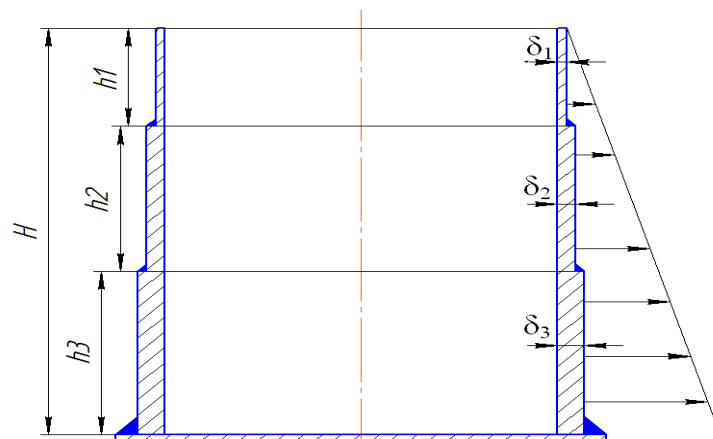


Рис. 2.77. Резервуар зі змінною по висоті товщиною стінок

Висота резервуара H_p складе

$$H_p = V_p / R. \quad (2.6)$$

Товщину стінки резервуара можна знайти з виразу (2.5)

$$\delta_1 = \rho g H_p 2R_p / 2\sigma_B = \rho g V_p / (\sigma_B \pi R_p^2). \quad (2.7)$$

Формула (2.7) дозволяє встановити зв'язок між усіма параметрами резервуара.

Епюра тиску подана у вигляді прямокутного трикутника (рис. 2.76). Тиск рідини пропорційно підвищується від верхньої

частини резервуара до нижньої. Резервуар складається з трьох поясів висотою h_1 , h_2 , h_3 і різною товщиною стінок δ_1 , δ_2 і δ_3 .

Гранична товщина окремих листів стінки в різних поясах резервуарів, що знаходяться в експлуатації, показана в табл. 2.2.

Таблиця 2.2

Гранична мінімальна товщина листів стінки сталевих резервуарів

Місткість резервуара, м ³	Марка сталі	Номер пояса							
		1	2	3	4	5	6	7	8
100	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
200	ВСТЗ	2,0	2,0	1,5	1,5				
400	ВСТЗ	2,5	2,0	1,5	1,5				
700	ВСТЗ	3,0	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5		
1000	ВСТЗ	3,5	3,0	2,5	2,5	2,0	2,0	1,5	1,5
	09Г2С	3,2	2,4	2,4	2,0	2,0	2,0	1,5	1,5
2000	ВСТЗ	5,5	5,0	4,0	3,5	3,0	3,0	2,0	2,0
	09Г2С	4,3	4,2	3,8	3,2	2,8	2,0	2,0	2,0
3000	ВСТЗ	7,0	6,0	5,0	4,0	3,5	2,5	2,0	2,0
	09Г2С	5,2	4,8	4,5	3,5	3,0	2,0	2,0	2,0
5000	ВСТЗ	7,8	6,8	5,9	4,8	3,8	2,7	2,0	2,0
	09Г2С	6,0	5,3	4,5	3,9	3,5	2,5	2,0	2,0
10000	ВСТЗ	10,5	10,0	8,5	7,0	5,5	4,0	3,0	3,0
	09Г2С	9,0	8,0	7,0	6,0	4,8	3,0	3,0	3,0
20000	09Г2С	12,0	11,0	10,0	9,0	8,0	6,0	6,0	6,0

2.3.2. Розрахунок залізобетонного резервуара

Залізобетонні резервуари за геометричною формою поділяються на циліндричні та прямокутні (квадратні, траншейні). Найбільшого поширення набули циліндричні резервуари, що зручні в експлуатації і мають конструктивні переваги.

Стінки циліндричних резервуарів, відчуваючи переважно осьові розтягуючі зусилля, можуть мати невелику товщину (практично це не менше 8 – 10 см). Армування стінок складається з горизонтальних стрижнів, які утворюють замкнуті кільця, і вертикальних. Найбільш відповідальним вузлом резервуара є поєднання стінки з днищем, яке

здійснюється за допомогою армованих вутів і додаткових стрижнів для сприйняття розтягуючих зусиль. Горизонтальні стрижні сприймають кільцеві зусилля, які збільшуються до нижньої частини резервуара (рис. 2.78), однак, починаючи приблизно з $\frac{2}{3}$ висоти від верхньої частини, кільцеві зусилля завдяки жорсткому зв'язку стінки з дном перестають зростати і поступово зменшуються до нижньої частини.

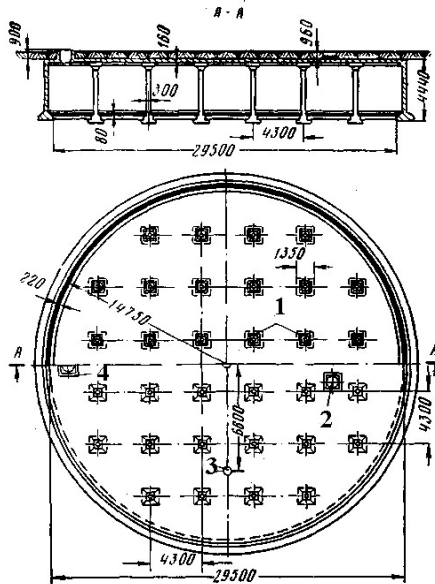


Рис. 2.78. Циліндричний залізобетонний резервуар: 1 – колони; 2 – оглядовий люк; 3 – отвори для витяжної труби; 4 – зливний люк

У зв'язку з цим переріз кільцевої арматури, обчислений за найбільшим зусиллям, зазвичай постійний у нижній частині стінки, у верхній же – він зменшується відповідно до зменшення кільцевих зусиль. Вертикальні стрижні є не тільки монтажними для утримання кілець під час бетонування, але вони необхідні також і для сприйняття згинальних моментів, що діють у вертикальних площинах. Ці стрижні зазвичай задають трохи меншим діаметром, ніж кільцеві, і розташовують на відстані 10 – 20 см один від одного. У резервуарах великого діаметра перекриття будується з окремих плит, що спираються на проміжні стояки: іноді по концентричних колах, а частіше – прямокутною сіткою з кроком осей 3,5 – 4,5 м. Переріз стояків квадратний, не менше 25×25 см. Перекриття циліндричних резервуарів зазвичай безбалочне, а для резервуарів діаметром до 15 м – купольне без проміжних стояків. На даний час розроблені типові проекти на різні місткості об'ємом від 500 до 30 000 м³ з безбалочним перекриттям, у якому товщина плити перекриття і днища повинна

бути не менше 12 см, а купольного покриття – не менше 8 см. Внутрішня поверхня днища резервуара влаштовується з ухилом 1:100 у бік збірного колодязя.

Фундаменти під стояками при безбалочній конструкції перекриття влаштовуються на рівні з підшовою днища у вигляді зворотних капітелей. При відсутності ґрунтових вод фундаменти можна розташовувати і нижче днища, що менш надійно з точки зору утворення тріщин, але обходиться дешевше.

Стінки прямокутних резервуарів (рис. 2.79) працюють на вигин у горизонтальному і вертикальному напрямках і зазвичай мають більшу товщину, ніж стінки циліндричних резервуарів тих же розмірів. Слабким місцем прямокутних резервуарів є кути, які зазвичай посилюються вутами з додатковою арматурою для забезпечення жорсткого зв'язку стінок між собою.

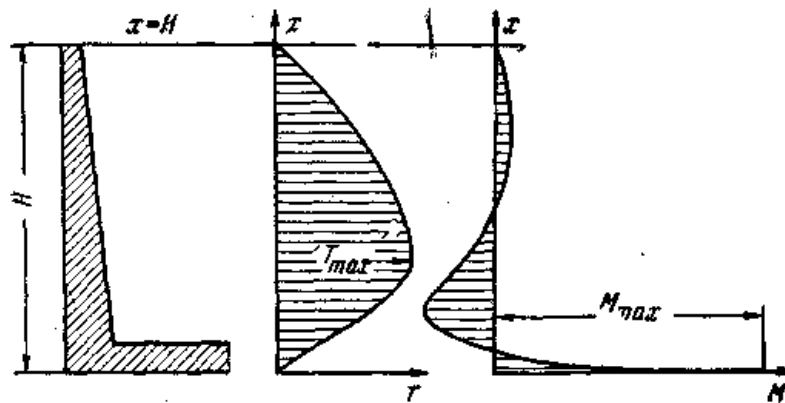


Рис. 2.79. Епюри зусиль і моментів у стінці циліндричного залізобетонного резервуара

Однак у цих резервуарах можна використовувати наявну площу, коли потрібно розташувати кілька резервуарів поруч: розміри їх у плані нічим не обмежені, а висота рідко буває більше 6 м. У резервуарах малого обсягу стінки мають вигляд простих плит, які можуть бути постійної товщини по всій висоті. Резервуари великого об'єму можуть бути розділені на камери з однією або декількома проміжними стінками, а при великій довжині резервуара роблять ребра жорсткості.

Для перекриття у прямокутному резервуарі використовують плити, що розміщують по контуру. Найбільшого поширення набуло безбалкове перекриття. Днище при стійкому ґрунті може бути бетонне товщиною 30 – 50 см, причому в цьому випадку необхідно, щоб воно було міцно з'єднано із залізобетонними стінками, це

досягається закладкою коротких стрижнів. Найчастіше днище роблять залізобетонним з потовщенням під стінами і стояками.

Розрахунок прямокутних і багатокутних резервуарів. Спосіб розрахунку стінок резервуара, що мають у плані обрис прямокутника, залежить від прийнятої конструкції і співвідношення розмірів резервуарів (рис. 2.80).

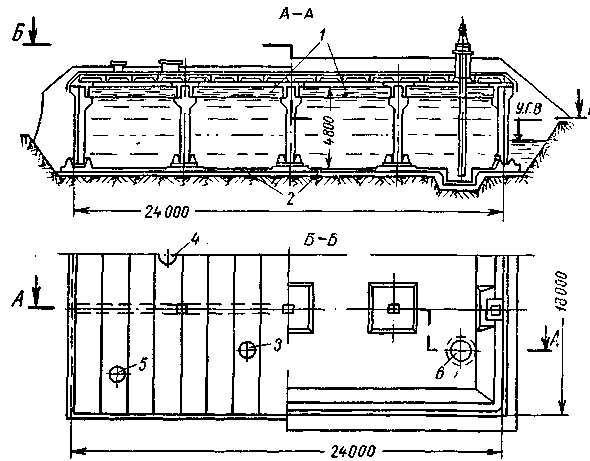


Рис. 2.80. Прямокутний збірний залізобетонний резервуар об'ємом 2000 м³: 1 – збірне перекриття; 2 – монолітне днище; 3 – світловий люк; 4 – люк-лаз; 5 – вентиляційний патрубок; 6 – прямик

Відкриті прямокутні резервуари зі стінками без ребер при відношенні висоти до більшого розміру в плані більше двох для розрахунку розбиваються по висоті на окремі пояси-рами. Кожен пояс являє собою замкнуту горизонтальну раму з прольотами a й b (рис. 2.81), навантажену внутрішнім тиском p , який викликає в елементах рами поздовжні сили і згинальні моменти

$$N_a = \frac{pa}{2}; N_b = \frac{pb}{2}, \quad (2.8)$$

де p – гідростатичний тиск у заданому перерізі, Па.

Кутові моменти можна визначити за теоремою трьох моментів, розглядаючи замкнутий контур як нерозрізану балку. Для резервуарів квадратного перерізу в плані (при $a = b$) кутові моменти будуть мати формули:

$$M_a = \frac{pa^2}{24}; M_E = -\frac{pa^2}{12}. \quad (2.9)$$

Ці формули можна застосувати і для резервуарів, що мають у плані форму правильного багатокутника, оскільки внаслідок симетрії

не відбувається поворотів кутів і, отже, всі елементи будуть жорстко закріплені. Таким чином, для багатокутного резервуара справедливі формули (2.9), а поздовжні сили можуть бути розраховані за формулою

$$N = \frac{pd}{2}, \quad (2.10)$$

де d – діаметр вписаного кола, м.

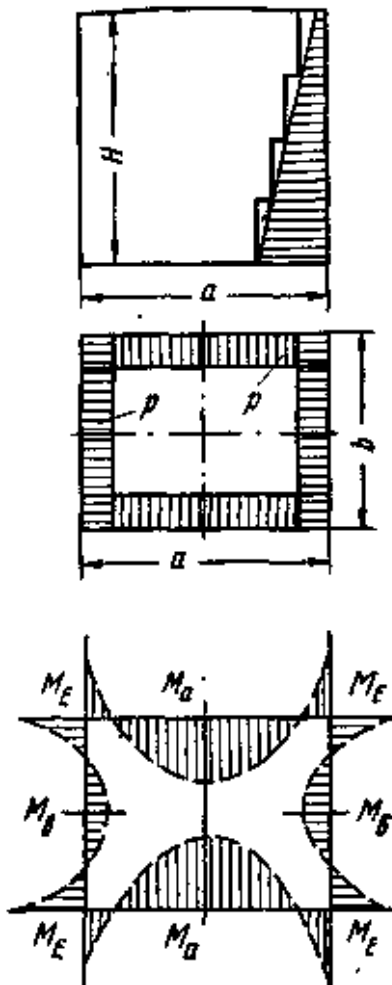


Рис. 2.81. Епюри зусиль і моментів у стінці прямокутного залізобетонного резервуара

Розрахунок прямокутного резервуара, розділеного на два відділення внутрішньою перегородкою, проводиться так само, як і розрахунок горизонтальної двопрогової замкнутої рами. Для траншейних резервуарів зручно застосовувати проміжні зтяжки по довжині, а розтягуючі зусилля в зтяжках і моменти в стінках знаходяться з розрахунку відповідних рам або за готовими формулами.

Згинальні моменти і поздовжні розтяжні сили в стінках прямокутного резервуара з відношенням сторін від 0,5 до 2 від дії гідростатичного навантаження можуть бути визначені за спеціальними таблицями.

Розрахунок циліндричних залізобетонних резервуарів. Найбільш небезпечними напруженнями в залізобетонних

резервуарах є напруження розтягу. Тому елементарний розрахунок циліндричних резервуарів за стадією руйнування зводиться до підбору перерізу кільцевої сталеві арматури, що сприймає кільцеві розтяжні зусилля, і до визначення товщини бетонної стінки. Переріз бетонної стінки корпусу розраховується також при роботі бетону на розтягання за умови отримання необхідного запасу міцності як захисту проти утворення тріщин.

При розрахунку статично невизначена конструкція циліндричного резервуара може бути розчленована на більш прості елементи: стіну (замкнуту циліндричну оболонку), днище (плиту на пружній основі) і перекриття. Це припущення можливо, оскільки товщина і висота стінки резервуарів відповідно до теорії розрахунку оболонок такі, що крайові зусилля в них, прикладені до верхнього контуру циліндричної стінки, практично не впливають на величину зусиль, що виникають при сполученні стінки з днищем.

Визначення площі перерізу кільцевої арматури. Оскільки гідростатичний тиск змінюється по висоті резервуара, стінку резервуара розбивають на декілька перерізів через рівні між собою проміжки (наприклад, через 1 м), а переріз арматури кожного пояса визначають за максимальним тиском, тобто трикутну епюру тисків замінюють ступінчастою.

Кільцеве зусилля розтягання на одиницю довжини горизонтального перерізу стінки резервуара (в Н/м) складе

$$T = \rho g R h, \quad (2.11)$$

де h – глибина занурення розрахункового перерізу нижче рівня нафтопродукту, м.

Площа поперечного перерізу кільцевої арматури визначається з умови, що все кільцеве зусилля сприймається арматурою, тобто

$$F_a = \frac{\rho g h R}{\sigma_T} k, \quad (2.12)$$

де k – загальний коефіцієнт запасу міцності, $k = 1,8$; σ_T – середнє значення межі текучості сталі, Па.

Товщина стінки пояса резервуара δ для кожного перерізу визначається за умови монолітності залізобетонного резервуара, при якій арматура і бетон працюють сумісно. Отже,

$$T k_{тр} = F_b \sigma_{б.р} + F_a \sigma_a, \quad (2.13)$$

де T – кільцеве зусилля розтягання, Н/м; $k_{тр}$ – коефіцієнт тріщиностійкості (при тиску до 0,1 МПа $k_{тр} = 1,3$); F_b – площа поперечного перерізу бетонної стінки, яка припадає на одиницю довжини; $\sigma_{б.р}$ – межа міцності бетону на розтягання, Па;

$$\sigma_{\text{б.р}} = \frac{1}{2} \sqrt[3]{\sigma_{\text{б}}^2}; \quad (2.14)$$

де $\sigma_{\text{б}}$ – межа міцності кубічного зразка бетону на стискання (тобто марка бетону), Па; $\sigma_{\text{а}}$ – допустима напруга розтягання в сталевій арматурі, Па.

З умови монолітності, відносні деформації арматури і бетону повинні бути рівні, тобто

$$\varepsilon_{\text{а}} = \varepsilon_{\text{б}} = \varepsilon. \quad (2.15)$$

Отже,

$$\sigma_{\text{а}} = \varepsilon_{\text{б}} E, \quad (2.16)$$

де E – модуль пружності сталі, Па.

Численними дослідями встановлено, що до моменту утворення тріщин граничне відносне подовження бетону $\varepsilon_{\text{б}} = 0,0001$, тоді напруга в сталевій арматурі в цей момент буде

$$\sigma_{\text{а}} = \varepsilon_{\text{б}} E = 0,0001 \cdot 20,5 \cdot 10^{10} \approx 20,5 \text{ МПа.}$$

Підставивши значення $F_{\text{а}}$, $F_{\text{б}}$ і $\sigma_{\text{а}}$ в (2.13), отримаємо

$$Tk_{\text{тр}} = \delta \sigma_{\text{б.р}} + Tk \frac{\sigma_{\text{а}}}{\sigma_{\text{т}}},$$

звідки товщина стінки резервуара

$$\delta = \rho ghR \left(\frac{k_{\text{тр}} \sigma_{\text{т}} - k \sigma_{\text{а}}}{\sigma_{\text{б.р}} \sigma_{\text{т}}} \right). \quad (2.17)$$

Якщо підставити рекомендовані значення $k_{\text{тр}}$, k , $\sigma_{\text{а}}$ і прийняти $\sigma_{\text{т}} = 250$ МПа, то остаточно отримаємо δ (в м)

$$\delta = 1,15 \frac{\rho ghR}{\sigma_{\text{б.р}}}. \quad (2.18)$$

Для попередження утворення тріщин допустиме навантаження, знайдене з розрахунку появи тріщин, повинне бути завжди більшим навантаження, що визначається на підставі умови передачі всього зусилля розтягання на арматуру, тобто

$$\frac{F_b \sigma_{б.р} + F_a \sigma_a}{k_{тр}} \geq \frac{F_a \sigma_r}{k}.$$

З останньої умови неважко знайти необхідне насичення стінки резервуара арматурою, при якому не виникає в бетоні тріщин. Позначивши коефіцієнт армування через $\mu = F_a / F_b$ і розділивши обидві частини нерівності на F_b , отримаємо

$$\mu = \frac{\sigma_{б.р}}{\frac{k_{тр} \sigma_r}{k} - \sigma_a}. \quad (2.19)$$

Насправді стінка циліндричного резервуара закріплена біля днища і перекриття і, крім зусиль розтягання, вона піддається ще вигину по утворюючій. Тому при розрахунку циліндричних резервуарів великого об'єму і прямокутних резервуарів необхідно також розраховувати і вертикальну арматуру.

Завдання для самоконтролю

1. Навести переваги і недоліки сталевих резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів.
2. Визначити об'єм вертикального циліндричного резервуара для зберігання нафти і нафтопродуктів.
3. Яка структура вертикального циліндричного резервуара?
4. Класифікація резервуарів за формою даху.
5. Охарактеризувати матеріали, з яких споруджуються резервуари для зберігання нафти і нафтопродуктів.
6. Навести основні джерела втрат продукту в резервуарах для зберігання нафти і нафтопродуктів.
7. Класифікація резервуарів за формою днищ.
8. Визначити основні розрахункові параметри резервуарів.

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ У МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Розглянуто: структуру природних і штучних сховищ для зберігання нафти і нафтопродуктів, способи їх спорудження, обладнання та експлуатації.

Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:

- обґрунтовано вибирати типи підземних сховищ для збереження нафтопродуктів;
- проводити експлуатаційні розрахунки цих об'єктів;
- визначати основні параметри в конкретних умовах експлуатації.

3.1. Загальні відомості

Один з найбільш ефективних способів підземного зберігання нафти і нафтопродуктів полягає у використанні природних або штучних пустот у гірських породах (відпрацьованих кар'єрів, штолень, шахт, старих копалень і т. п.) за умови достатнього тиску з боку ґрунтових або пластових вод, верхній рівень яких повинен знаходитися вище рівня нафтопродукту, що зберігається. Такий стан рівня ґрунтових вод створює підпору, що запобігає витоку продукту зі сховища. Споруджуються також виробки в гірських породах спеціально під сховища.

Порівняно з наземними нафтосховищами вони більш безпечні, характеризуються меншими втратами від випаровування, меншими витратами тепла на підтримання необхідної температури в сховищі й меншими питомими витратами на спорудження та експлуатацію.

У підземних сховищах можливе зберігання різних вуглеводнів. Після багаторічних дослідів розроблені методи зберігання важких і легких нафт, дизельного палива, гасу, палива для реактивних двигунів і бензину.

До складу підземних нафтосховищ входять підземні резервуари (виробки-місткості, допоміжні гірничі виробки, свердловини та ін.).

Наземні будівлі та споруди. Як резервуари для зберігання нафти використовують природні або штучні пустоти.

До природних пустот належать: вичерпувані нафтові й газові родовища, тріщини, каверни, печери в товщах гірських порід та ін.

На рис. 3.1 наведена схема підземного сховища нафтопродукту в природній западині. Це сховище підготовлено фірмою «Жеосток» (Франція), яка створює і здійснює експлуатацію навіть великих сховищ для сирової нафти, нафтопродуктів і природного газу в

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

найрізноманітніших геологічних формаціях (породах певного генезису).

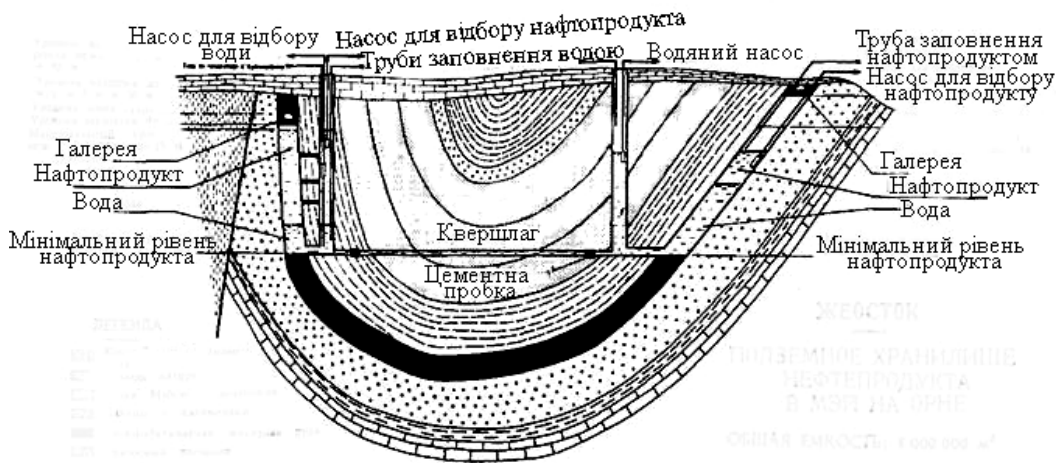


Рис. 3.1. Підземне сховище нафтопродукту в природній западині

Однак у разі відсутності природних пустот їх доводиться створювати штучно (рис. 3.2).

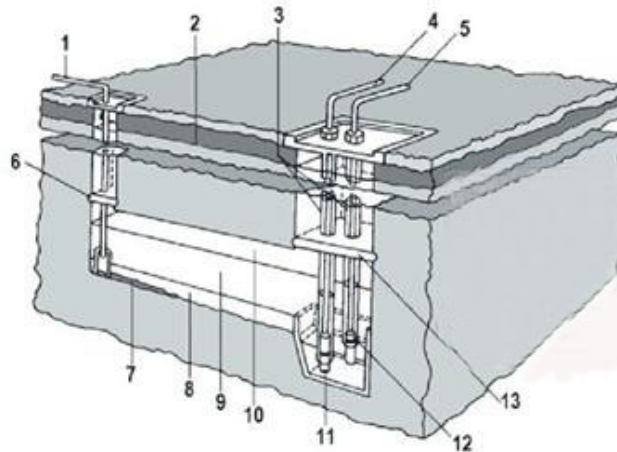


Рис. 3.2. Підземне сховище сирої нафти: 1 – прийняття продукту; 2 – рівень ґрунтових вод; 3 – труба-оболонка; 4 – відкачка води; 5 – видача продукту; 6, 13 – бетонна перемичка; 7 – осадок; 8 – водяна подушка; 9 – рідкий продукт; 10 – газоподібний продукт; 11 – водяний насос; 12 – насос для продукту

До штучних пустот належать:

- сховища в гірничих виробках закритих гірничих підприємств;
- сховища в спеціально побудованих для цієї мети гірничих виробках;
- сховища у відкладах кам'яної солі;
- льодогрунтові сховища;
- сховища, створені камуфлетними вибухами;
- сховища, отримані ядерними вибухами.

3.2. Види підземних сховищ шахтного типу

Підземні сховища, які зводяться гірничим способом, використовують як товарно-сировинні парки нафтопереробних, нафтохімічних і хімічних заводів, як перевалочні та розподільні бази зберігання, а також як сховища для покриття пікових і сезонних нерівномірностей споживання рідких вуглеводнів великими містами і промисловими центрами тощо.

Резервуарними міскостями в таких сховищах є спеціально створювані або проведені раніше гірничі виробки, як правило, камерного типу. У загалі сховище являє собою систему розкривних, приствольних, підхідних, допоміжних виробок і власне виробок-міскостей. Від зовнішнього середовища або допоміжних виробок виробки-міскості відокремлюють спеціальними пристроями – герметичними перемичками. Сховища цього типу споруджують як на один, так і на кілька видів продуктів (комплексні сховища). У них зберігають нафту, мазут, дизельне паливо, гас, бензин, граничні (бутан, пропан, етан) та ненасичені (бутилен, пропилен, етилен) зріджені вуглеводневі гази.

Визначальним фактором при встановленні принципової можливості створення шахтних сховищ і виборі їх виду є наявність сприятливих геологічних і гідрогеологічних умов.

На рис. 3.3 наведено класифікацію підземних сховищ шахтного типу.

Відповідно до класифікації підземні сховища шахтного типу поділяють на три види, що розрізняються способом досягнення герметичності виробок-міскостей. Сховище кожного виду може бути подано виробками-міскостями як у спеціально створюваних гірничих виробках, так і в існуючих виробках відпрацьованих родовищ корисних копалин і підземних споруд, що не використовуються.

Сховища, у яких герметичність виробок-міскостей при експлуатації забезпечується підпором підземних вод, частіше застосовують у районах, ускладнених тріщинуватими кристалічними породами. Спочатку такі сховища будували для сирової нафти і нафтопродуктів, що зберігаються практично без надлишкового тиску. Пізніше виробки-міскості цього вигляду стали використовувати для зберігання зріджених нафтових газів. Необхідною умовою експлуатації сховищ є наявність такого місцевого рівня підземних вод, при якому тиск стовпа води на поверхню виробок перевищує

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

внутрішній тиск продукту у виробці-місткості (рис. 3.4). Принцип експлуатації цих сховищ заснований на тому, що вуглеводневі рідини легше води. При водовідливні рух підземних вод спрямований по нормалі до поверхні виробки-місткості (область депресії) та перешкоджає витоку продукту з резервуара.



Рис. 3.3. Класифікація підземних сховищ шахтного типу

Виробки-місткості, герметичність яких забезпечується непроникністю вміщувальних порід, будують у районах, де в межах глибин до перших сотень метрів розвинені водотривкі товщі достатньої потужності. Під практично непроникними породами розуміють породи, здатні служити екранами для нафти, нафтопродуктів і зріджених газів при тисках, відповідних висоті стовпа і пружності парів продуктів, що зберігаються, при температурі породного масиву на глибині закладення виробок-місткостей. Оцінку екрануючої здатності порід здійснюють відповідно до спеціальної класифікації порід-екранів. У загальному випадку це породи з проникністю менше $4 \cdot 10^{-4}$ мкм.



Рис. 3.4. Принципова схема герметизації резервуара з притоком підземних вод у виробку-місткість: 1 – ствол; 2 – перемичка; 3 – парова фаза; 4 – рідкі вуглеводні у виробці-місткості; 5 – вода

Шахтні сховища цього вигляду в основному споруджують у стійких гірських породах, які не потребують для підтримки виробок-місткостей суцільних дорогих кріплень, у таких як кам'яна сіль, гіпс, ангідрити, глинисті сланці та вічномерзлі породи.

Там, де відсутні стійкі непроникні породи, шахтні сховища створюють у щільних непроникних, але нестійких породах – глинах. Для підтримки виробок-місткостей у стійкому стані в даному випадку використовують кріплення.

Принципова схема шахтного сховища в непроникних породах з позитивною температурою показана на рис. 3.5, а в вічномерзлих породах – на рис. 3.6.

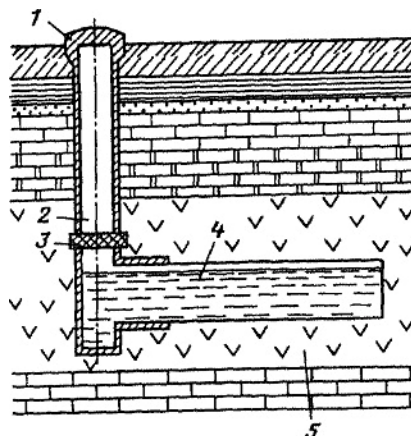


Рис. 3.5. Схема сховища шахтного типу в непроникних породах з позитивною температурою: 1 – оголовок ствола; 2 – ствол; 3 – герметична перемичка; 4 – виробка-місткість; 5 – товща непроникних порід

Створення підземних сховищ шахтного типу в практично непроникних вічномерзлих породах відрізняється певною специфікою. При експлуатації таких сховищ потрібно дотримуватися необхідних температурних умов. Це пов'язано з тим, що міцність і фільтраційні властивості мерзлих порід і крижаного облицювання виробок-місткостей істотно залежать від температури продуктів, що надходять у сховища: чим нижче температура порід, тим надійніше збереження крижаного облицювання.

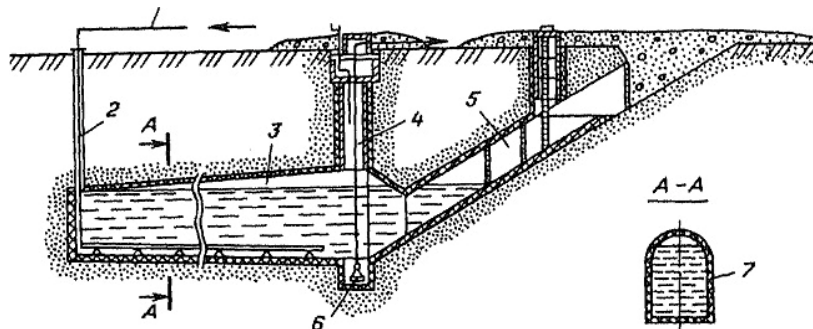


Рис. 3.6. Схема шахтного резервуара в вічномерзлих породах:

1 – трубопровід; 2 – технологічна свердловина для заливки нафтопродуктів у підземні виробки-місткості; 3 – виробка-місткість; 4 – технологічний колодязь; 5 – похилий ствол; 6 – занурений насос; 7 – крижане облицювання

Герметичність підземних виробок сховища забезпечується тоді, коли максимальна природна температура робочої товщі (масив, у якому проводять виробку) нижче температури його відтавання, а саме: для дисперсних порід на 3°C , а для скельних – на 1°C . У зв'язку з цим стає очевидним, що найважливішою умовою використання підземних сховищ у вічномерзлих породах є дотримання теплового режиму резервуара як у період його будівництва, так і в процесі експлуатації.

До сховищ третього типу відносять виробки-місткості з ізоляцією стін металом, бетоном, пластмасою та іншими матеріалами для нафтопродуктів, а також для зберігання зріджених вуглеводневих газів (ЗВГ), зрідженого природного газу (ЗПГ) та етилену, що експлуатують при низьких температурах. В останньому випадку в виробках-місткостях зазвичай роблять теплоізоляцію.

Шахтні сховища зі штучною ізоляцією можна споруджувати в різних гідрогеологічних умовах, вони відрізняються різноманітністю конструкцій, принципами і матеріалами герметизації залежно від виду товарного продукту.

Підземні сховища зі штучною ізоляцією в проникних гірських породах менш поширені, їх будують значно рідше, ніж сховища в непроникних і тріщинуватих обводнених породах з підпором підземними водами. Обмежене застосування таких сховищ пов'язано з їх більш складним конструктивним виконанням, труднощами при зведенні облицювань і великими капітальними витратами.

Умови експлуатації підземних сховищ у спеціально проведених гірничих виробках в однаковій мірі схожі на умови сховищ, які створюють в існуючих виробках відпрацьованих рудних і нерудних родовищ, що знаходяться в аналогічних гідрогеологічних умовах. У цьому випадку можна використовувати весь вироблений простір гірничодобувного підприємства, його частину або навіть окремі виробки. Як приклад на рис. 3.7 зображена схема переобладнання під сховище нафтопродуктів усього комплексу виробок однієї із соляних копалень.

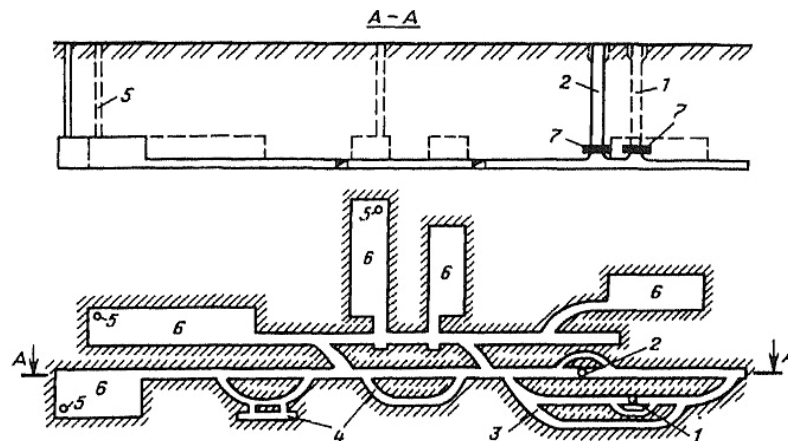


Рис. 3.7. Схема підземного сховища в гірничих виробках соляного рудника:

- 1, 2 – вертикальні стволи рудника; 3 – пристовбурний двір;
4 – камери електродепо і склади вибухових речовин; 5 – вентиляційні свердловини; 6 – виробка після відпрацювання корисної копалини;
7 – герметичні перемички

Можливість пристосування під сховище визначають, виходячи з гідрогеологічних умов, що забезпечують герметичність і стійкість виробок, а також з технічної можливості проведення інженерних заходів щодо їх переобладнання (водовідлив, тампонаж тріщинуватих зон, посилення ціликів та ін.). На практиці можливі ситуації, коли горизонтальні виробки пристосувати під сховище неможливо або недоцільно, але на іншому горизонті за геологічними умовами можливе спорудження виробок-місткостей. У цьому випадку

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

доцільно використовувати тільки існуючі розкривні виробки, поглиблюючи кожну з них на необхідну глибину.

У такій ситуації витрати на створення підземного сховища знижуються на 15 – 25 % порівняно з витратами на будівництво нового сховища за рахунок використання поряд з розкривними виробками існуючої інфраструктури підприємства.

Проведення виробок підземних сховищ шахтного типу здійснюють відомими способами, що знайшли широке застосування в практиці підземного будівництва: буровибуховим у міцних породах, з використанням прохідницьких комбайнів (найчастіше в кам'яній солі, гіпсі, вічномерзлих породах) і прохідницьких щитів у слабких породах типу глин зі спорудженням суцільного кріплення.

Специфічними особливостями проектування і будівництва підземних сховищ є вибір об'ємно-планувальних рішень і конструкцій виробок, технологія герметизації виробок-місткостей, заходи, що забезпечують стійкість і герметичність виробок у вічномерзлих породах при будівництві та експлуатації, пристосування існуючих гірничих виробок для зберігання палива.

Для порід середньої міцності (вічномерзлих, гіпсів, солей та ін.) можливість збільшення поперечного перерізу виробок полягає в використанні комбайнової проходки, у результаті якої практично не утворюється ослаблена зона навколо виробок, характерна при застосуванні буровибухового (підривного) способу. Гірничо-будівельні вимоги істотно впливають на вибір раціональної схеми розташування виробок-місткостей за умовами максимального спрощення системи провітрювання виробок і транспортування породи в період ведення прохідницьких робіт.

Вплив особливостей технології експлуатації проявляється в розрахунку параметрів-місткостей у вічномерзлих породах. Відомо, що в міру зниження температури порід у цих умовах їх міцність зростає, при цьому розміри ціликів, що забезпечують стійкість виробок-місткостей, зменшуються. Відповідно з підвищенням температури міцність порід знижується. Таким чином, чим вище теплове навантаження на породу, тим меншим повинен бути переріз виробок-місткостей і більшою ширина ціликів між ними для забезпечення стійкості резервуара. Існуючий досвід переконливо показав, що шахтні сховища можна успішно експлуатувати в умовах заповнення їх продуктом з позитивною температурою, що не викликає відтавання породи, і це дозволило значно розширити сферу

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

їх використання. З досвіду експлуатації подібних сховищ ширина цілика в 10 – 15 м між суміжними протяжними виробками-місткостями, як правило, достатня для забезпечення їх стійкості та запобігання теплової взаємодії при природній температурі породи 5...-7°C.

Загальний обсяг проектованого сховища має суттєвий вплив, наприклад, на вибір числа розкривних виробок і їх переріз, на число і загальну протяжність виробок-місткостей і т. д. При цьому слід враховувати, що при визначенні об'єму виробок-місткостей заданий обсяг зберігання продукту слід коригувати з урахуванням коефіцієнта місткості резервуара, який при зберіганні нафти і нафтопродуктів не повинен перевищувати 0,97, а при зберіганні зріджених газів – 0,9.

Різносортні продукти при одночасному зберіганні потребують обов'язкової наявності приствольної (колекторної) виробки, що в період експлуатації не є корисною місткістю, і герметичних перемичок (число яких дорівнює числу продуктів, що одночасно зберігаються) в підхідних виробках. У сховищах на один вид продукту герметичну перемичку, як правило, споруджують у стволі, а колекторна виробка відсутня. Розміщення герметичної перемички в стволі забезпечує повне використання горизонтальних виробок (включаючи приствольні виробки, а іноді й ствол) і роботу перемички без безпосереднього підпору рідкою фазою товарного продукту.

Залежно від типу експлуатаційного насосного обладнання (заглибні або незаглибні насоси) визначають переріз ствола, необхідність створення підземних насосних камер для установки незаглибних насосів або буріння спеціальних свердловин для насосів заглибного типу.

Аналіз планувальних схем сховищ показує, що серед них можна виділити два основних типи:

- камерний із замкнутою системою виробок-місткостей (рис. 3.8);
- камерний з відокремленими виробками-місткостями (рис. 3.9).

Сховище першого типу являє собою систему виробок-місткостей, сполучених між собою за допомогою збійок, які проводять таким же перерізом, що і виробки-місткості. Спорудження збійок викликає істотне скорочення розмірів сховища в плані, унаслідок чого полегшується провітрювання і транспортування відбитої породи при проведенні виробок-місткостей. Крім того, наявність збійок дозволяє ефективніше застосовувати

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

високопродуктивне гірничопрохідницьке обладнання. Прохідницькі комбайни, самохідні бурові верстати та навантажувальні машини використовують для одночасного проведення декількох виробок при змінному переміщенні обладнання з одного вибою в інший. Для поліпшення провітрювання при проходці та скорочення транспортних плечей у схемі сховища із замкнутою системою виробок-місткостей приймають центральне розташування розкривної виробки. Замкнута система виробок-місткостей і проведення їх за допомогою високопродуктивного прохідницького обладнання приводять до скорочення термінів будівництва сховищ.

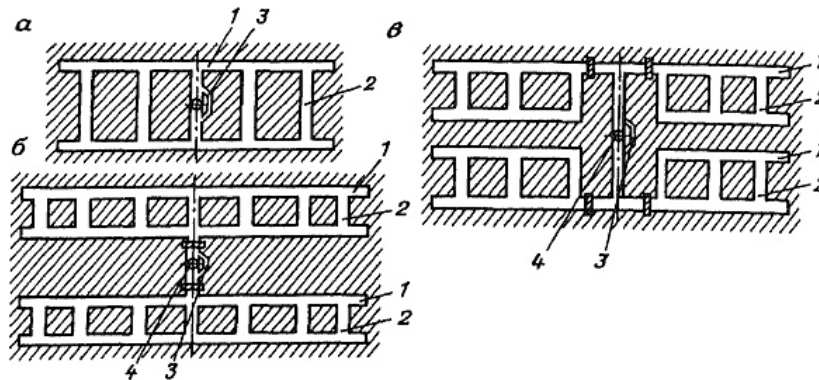


Рис. 3.8. Схеми шахтних сховищ камерного типу із замкнутою системою виробок-місткостей для одного (а), двох (б) і чотирьох (в) продуктів: 1 – виробки-місткості; 2 – збійки між виробками-місткостями; 3 – обхідна виробка; 4 – розкривна виробка

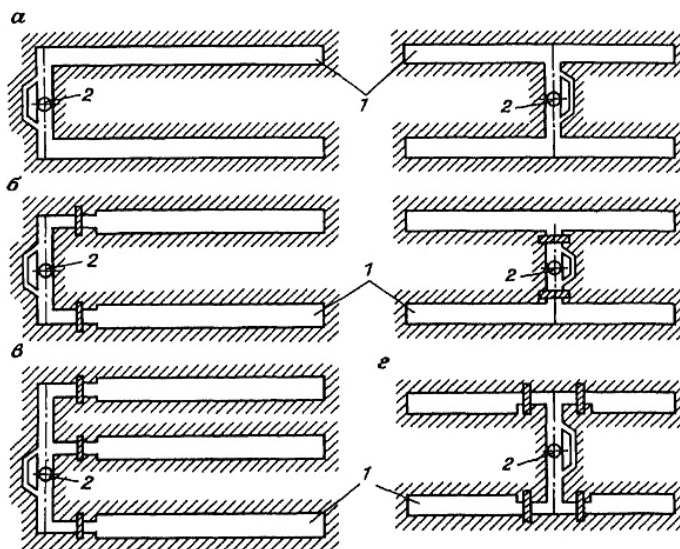


Рис. 3.9. Схеми шахтних сховищ камерного типу з відокремленими виробками-місткостями для одного (а), двох (б), трьох (в) і чотирьох (г) продуктів: 1 – виробка-місткостями; 2 – розкривна виробка

У сховищах з відокремленими виробками-місткостями при порівняно невеликій їх протяжності будівництво можна здійснювати глухими вибоями і розташування розкривних виробок у схемі сховища на процес гірничопрохідницьких робіт істотно не впливає.

3.3. Виробки і пристрої для герметизації

Як розкривні виробки (будівельні підходи) при спорудженні шахтних сховищ залежно від гірничо-геологічних умов застосовують горизонтальні виробки – штольні, вертикальні й похилі стволи (рис. 3.10). При проектуванні розкривних виробок підземних газонафтосховищ використовують такі основні вихідні дані: призначення сховища (види продуктів, які зберігаються), обсяг сховища, геологічний розріз місця розташування сховища з докладною характеристикою порід, що перетинаються виробкою, водоносних горизонтів і положення робочої товщі, основне експлуатаційне обладнання (насоси) і термін введення сховища в експлуатацію.

Можливість різноманітного поєднання основних вихідних даних приводить до різних конструктивних рішень розкривних виробок, які можуть зустрітися в практиці проектування і будівництва. Однак, залежно від призначення, об'ємно-планувальних схем і гірничо-геологічних умов будівництва підземних сховищ і вимог, що висуваються до конструкції розкривних виробок, ці сховища можуть бути розділені так:

- виробки-місткості для розміщення продукту по всій довжині виробки;
- виробки-місткості для розміщення продукту в межах непроникного шару до герметичної перемички;
- виробки для сполучення поверхні з підземними виробками-місткостями і розміщення технологічних, підйомно-транспортних і спеціальних комунікацій.

У першому випадку кріплення розкривних виробок роблять продукто- і водонепроникними, що досягається, наприклад, використанням металевої обсадної труби для кріплення ствола на всю його глибину і тампонуванням простору між нею та породами непроникними розчинами. Герметична перемичка, розташована у верхній частині ствола, дає можливість використовувати майже весь його обсяг як виробки-місткості для зберігання продукту.

У другому випадку вимоги до непроникності кріплення поширюються лише на ділянку розкривної виробки, пройденої в непроникній товщі порід, у межах якої здійснюють тампонування простору непроникними розчинами. Герметична перемичка складає єдине ціле з ділянкою непроникного кріплення, що дає можливість використовувати нижню частину виробки для розміщення продукту.

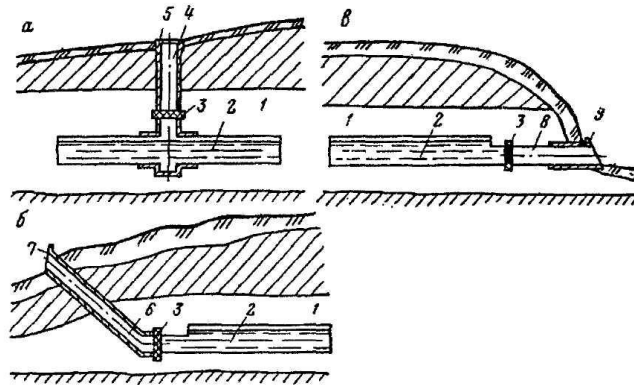


Рис. 3.10. Схеми шахтних сховищ з вертикальною (а), похилою (б) і горизонтальною (в) розкривними виробками: 1 – товща непроникних порід; 2 – виробка-місткість; 3 – герметична перемичка; 4 – вертикальна розкривна виробка; 5 – оголовок; 6 – похила розкривна виробка; 7 – устя; 8 – горизонтальна розкривна виробка; 9 – портал

У третьому випадку розкривну виробку в період експлуатації використовують виключно для розміщення технологічних, підйомно-транспортних і спеціальних комунікацій. Герметичні перемички, розташовані в підхідних виробках, виключають використання розкривної виробки для зберігання продукту.

Таким чином, якщо віднести розкривну виробку до одного з розглянутих випадків, то можна встановити обґрунтовані вимоги до конструкції та матеріалів кріплення, визначити навантаження на неї: зовнішній гідростатичний і внутрішній тиски і сфери їх дії, очікуваний гірський тиск і тиск, викликаний тампонуванням простору між кріпленням і породами, тобто вресі-решт запроектувати розкривну виробку.

Основні параметри розкривних виробок (переріз, тип кріплення і т. д.) підземних газонафтосховищ визначають не тільки залежно від призначення сховища, геологічних і гідрогеологічних умов, типу експлуатаційного обладнання і способу герметизації виробок-місткостей, а й пов'язують зі способами і технологічними схемами проходки виробок.

Горизонтальні виробки-місткості мають площі поперечного перерізу від 20 до 600 м², а форми їх поперечних перерізів показані на рис. 3.11.

До експлуатаційного обладнання, розміщеного у виробках-місткостях, відносять глибинні насоси, трубопроводи для закачування продукту, а в сховищах нафти і нафтопродуктів – також дихальні трубопроводи для випуску парової фази при закачуванні продукту. Відкритий кінець дихальної труби розташований, як правило, у штрабі, створеній у найвищій точці покрівлі виробки.

Виробки-місткості проектують з ухилом (не менше 0,002) для забезпечення вільного стоку продуктів до місця установлення насосів. У місцях відбору продукту в підшві виробок-місткостей передбачаються насосні зумпфи. Глибина зумпфів визначається залежно від необхідного підпору на лінії всмоктувальних насосів (зазвичай 6 м) і вони мають, як правило, круглий поперечний переріз.

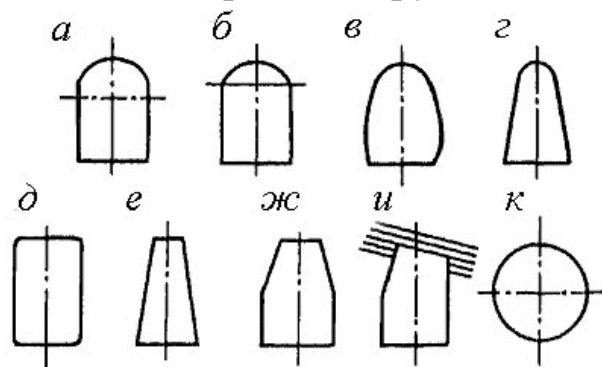


Рис. 3.11. Форми поперечних перерізів виробок-місткостей:
а – прямокутно-склепінчаста з напівциркульним склепінням;
б – прямокутно-склепінчаста з коробовим склепінням; в – арочна (підковоподібна); г – трапецієподібно-склепінчаста; д – прямокутна;
е – трапецієподібна; ж – прямокутно-трапецієподібна;
и – прямокутно-трапецієподібна з похилою покрівлею;
к – кругла

У зв'язку з високими швидкостями руху продуктів у зумпфах при відкачці для запобігання можливого розмиву поверхневого шару породних стінок зумпфи облицьовують металоізоляцією з легованих конструкційних сталей, яку виконують з обичайок на зварюванні, а простір між нею і породою цементують.

У підшві виробок-місткостей при зберіганні продуктів без водяної подушки передбачено влаштування бетонних підлог мінімальної товщини для забезпечення кращого стоку продуктів до місць їх видачі (рис. 3.12).

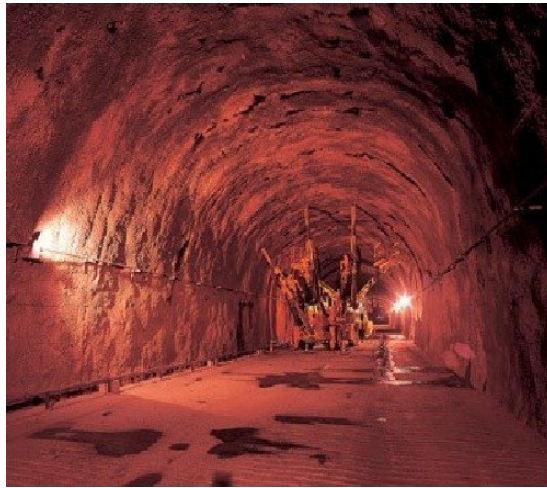


Рис. 3.12. Виробка-місткість з бетонною підлогою

З економічних міркувань проводити виробки-місткості потрібно без зведення кріплення, вони повинні зберігати стійкий стан протягом усього періоду експлуатації сховищ, однак при необхідності створення сховищ у нестійких породах міцність виробок-місткостей забезпечується суцільним кріпленням. Доцільність будівництва таких сховищ у кожному конкретному випадку визначають техніко-економічними розрахунками. При цьому місткості в нестійких породах мають, як правило, круглу форму поперечного перерізу, що пов'язано з тим, що для їх проведення застосовують щитовий, комбайновий або буропідливний спосіб проходки. Спосіб проходки визначає також розміри перерізу виробок-місткостей і конструкцію суцільного кріплення. За своїми конструктивними особливостями найбільш близькі виробкам-місткостям підземних сховищ перегінні та станційні тунелі метрополітенів, тому при створенні сховищ застосовують комплекси прохідницького обладнання та кріплень, які використовуються в практиці метробудування. При цьому перерізи виробок-місткостей коливаються в межах 20 – 70 м², а для їх кріплення використовують уніфіковані збірні залізобетонні елементи. Розрахунок такого кріплення не містить специфічних особливостей і здійснюється методами, прийнятими в практиці тунелебудування.

До виробок допоміжного призначення відносять приствольні (колекторні) й підхідні виробки, камери підземних насосних станцій та експлуатаційні свердловини.

Приствольні (колекторні) виробки передбачаються в комплексних сховищах, призначених для розміщення двох видів продуктів або більше, а також для з'єднання виробок-місткостей з розкривними виробками. Колекторні виробки в період будівництва

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

служать для забезпечення виконання робіт з проведення виробок-місткостей і маневрових робіт у розкривних виробках. Протяжність колекторних виробок при електровозній відкатці в приствольній частині приймають, виходячи з гірничо-будівельних вимог залежно від мінімальної довжини поїздів навантажених і порожніх вагонеток, а також схеми розташування стрілкових переводів та з'їздів, що забезпечують маневрові операції електровоза в період ведення гірничопрохідницьких робіт. Протяжність колекторних виробок у межах їх примикання до виробок-місткостей визначається шириною виробок-місткостей і ціликів між ними. Колекторні виробки в приствольній частині мають перерізи, що забезпечують пропуск рухомого складу при двоколійній відкатці породи і двох проходах для людей відповідно до правил безпеки.

Форму поперечного перерізу колекторних виробок приймають залежно від гірничо-геологічних умов за аналогією з типовими перерізами відкотних гірничих виробок.

Колекторні виробки в кожний бік від осі розкривної виробки на протязі не менше 15 м кріплять постійним кріпленням з негорючих матеріалів. По всій довжині виробки мають ухил у бік розкривної виробки для вільного стоку води в зумпф. В період експлуатації в колекторних виробках розміщують технологічні, вентиляційні, кабельні та інші трубопроводи, а також проходи для людей і транспортування експлуатаційного обладнання при його ремонті або заміні.

Підхідні виробки служать для сполучення колекторних виробок з виробками-місткостями і розміщення герметичних перемичок. Протяжність підхідних виробок задають мінімально можливою, але не менше 15 м за умовами розміщення герметичних перемичок. Розміри поперечного перерізу підхідних виробок також беруть мінімальними за умовами проведення гірничопрохідницьких робіт, виходячи з найбільших габаритів обладнання, що застосовується для спорудження виробок-місткостей. Проведення підхідних виробок малого перерізу здійснюють також з міркувань зменшення розмірів герметичних перемичок і спрощення робіт при їх зведенні. Для максимально можливого збереження герметичності порід на ділянках спорудження перемичок підхідні виробки в слабких породах проводять без застосування підривних робіт, а в міцних – з використанням ослаблених зарядів ВВ. Протяжність таких ділянок підхідних виробок становить не менше 10 м.

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Камери підземних насосних станцій передбачаються в сховищах, відкачування продуктів з яких здійснюють незаглибленими насосами. У комплексних сховищах залежно від числа видів продуктів, які зберігаються, їх обсягів, необхідної продуктивності видачі й типу насосного обладнання споруджують одну або кілька камер для розміщення підземних насосних станцій. Камери насосних станцій проводять або на позначці колекторної виробки, або вище її, але з урахуванням всмоктуючої здатності насосів. У сховищах, призначених для зберігання одного продукту, насосну станцію розміщують у розкривній виробці або камері, що примикає до неї. Розмір камер насосних станцій у плані залежить від числа встановлених насосних агрегатів з урахуванням проходів навколо них відповідно до правил безпеки. Висота камер визначається вертикальними габаритами насосного обладнання та підйомно-транспортних пристроїв, її задають не менше 3 м. Розкривні, колекторні та підхідні виробки і камери підземних насосних станцій обладнують системами припливної та витяжної вентиляції із штучним спонуканням, при цьому передбачається резервування всіх припливних і витяжних вентиляторів.

Годинна кратність повітрообміну в розкривних, колекторних і підхідних виробках становить 6 оборотів, у камерах підземних насосних станцій – 20 оборотів. Припливна вентиляція у цих виробках здійснюється шляхом зосередженої подачі повітря безпосередньо під виробки. Швидкість повітря в живому перерізі виробок не повинна перевищувати 8 м/с. Під живим перерізом розуміють переріз виробок за винятком площі, зайнятої підйомно-транспортним устаткуванням, сходовим відділенням, технологічними і вентиляційними трубопроводами і т. д. Припливне повітря в камери насосних станцій подають у робочу зону цих приміщень. Витяжку повітря здійснюють з нижньої (2/3 всього обсягу повітря) і верхньої (1/3 всього обсягу повітря) зон камер. У камерах насосних станцій на додаток до загальнообмінної вентиляції передбачають улаштування місцевих відсмоктувачів у місцях можливих витоків збережених продуктів (сальники насосів, засувки і т. п.).

Експлуатаційні свердловини будують у підземних газонафтосховищах, відкачування продуктів з яких здійснюється зануреними насосами, для проведення зливно-наливних операцій і вимірів рівня продуктів. Свердловини обсаджують металевими трубами з цементацією затрубного простору. Діаметр

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

експлуатаційних свердловин визначають залежно від поперечних розмірів заглибних насосів, засобів вимірювання рівня продуктів і пропуску газової фази. Глибина свердловин визначається глибиною закладення виробок-місткостей. До експлуатаційних свердловин висувають вимоги повної герметичності. Свердловини бурять безпосередньо у відповідних виробках сховища до їх проходки, що дозволяє з високою якістю провести всі роботи зі спорудження свердловин.

Герметичні перемички в породах з позитивною температурою призначені для ізоляції виробок, заповнених продуктом, від інших виробок сховища або зовнішнього середовища. Вони повинні витримувати розрахункове навантаження (тиск, що створюється продуктом), забезпечувати достатню герметичність як самої перемички, так і її контакту із вміщувальними породами і закладними деталями технологічних комунікацій, а також зводитися з матеріалів, що не піддаються агресивному впливу продуктів, що зберігаються.

За призначенням підземних сховищ пристрої для герметизації підрозділяють на перемички для нафтопродуктів і зріджених газів, а відносно тиску, що ними сприймається, – на перемички низького і високого тисків. За розташуванням у підземних сховищах перемички проектують двох типів: горизонтальні в вертикальних стволах сховищ і вертикальні в похилих стволах і підхідних виробках. Найбільш часто вживаними на практиці є пристрої, засновані на принципі гідрозатвора (рис. 3.13, а, б, в), коли тиск рідини в порожнині перемички перевищує тиск продукту, що зберігається у виробці-місткості.

У сховищах, що експлуатуються з підпором підземними водами, як ізолюючу рідину використовують воду (рис. 3.13, в). Тиск у порожнині гідрозатвора підтримують за рахунок природної гідростатики. У сховищах, що споруджуються в практично непроникних породах, порожнину перемички заповнюють ізолюючою рідиною, до якої висувають вимоги тривалої стабільності й утворення гідравлічної завіси в навколишньому масиві порід, а також на контакті стінок з металевими закладними деталями і породою (рис. 3.13, а, б).

Непроникні бетонні стінки перешкоджають фільтрації ізолюючої рідини, а тонкодисперсні глинисті частинки тампонує пори в зонах контакту бетону з породою і закладними деталями, що забезпечує достатню герметичність порожнини гідрозатвора. У той же час певна

водовіддача ізолюючої рідини під тиском призводить до утворення в навколишніх породах водяної завіси.

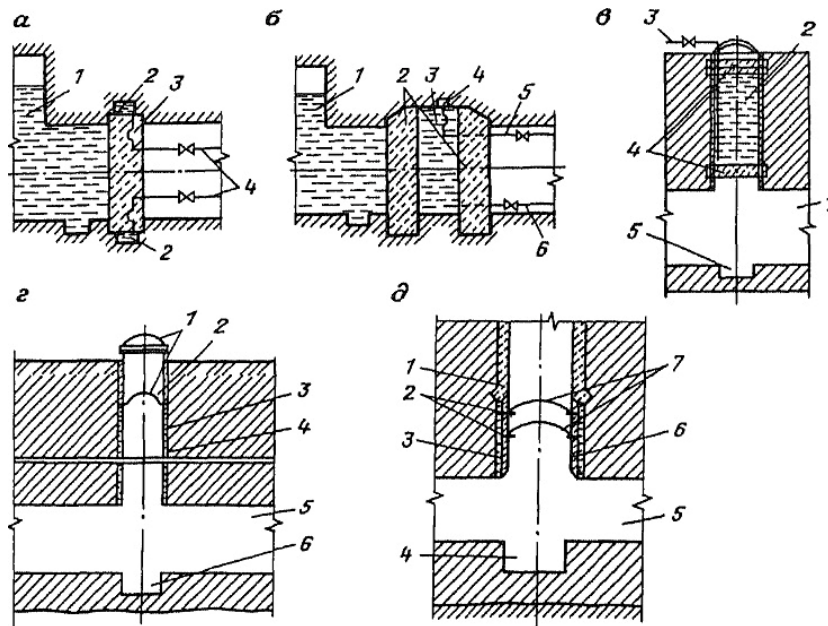


Рис. 3.13. Конструкції герметизуючих пристроїв:

а – бетонна перемичка з контурним гідрозатвором: 1 – виробка-місткість; 2 – порожнини контурного гідрозатвора; 3 – напірна стінка; 4 – система трубопроводів для заливу і перемішування ізолюючої рідини; б – подвійна бетонна перемичка: 1 – виробка-місткість; 2 – напірні стінки герметичної перемички; 3 – порожнина гідрозатвора з ізолюючою рідиною; 4 – штроба; 5 – трубопровід для випуску повітря з гідрозатвора; 6 – трубопровід для заповнення гідрозатвора; в – подвійна бетонна перемичка з гідрозатвором, розташованим під розкривною виробкою: 1 – місткість; 2 – порожнина гідрозатвора з ізолюючою рідиною; 3 – трубопровід для заповнення гідрозатвора; 4 – бетонні стінки герметичної перемички; 5 – зумпф; г – подвійна металева перемичка, розташована у верхній частині ствола: 1 – металеві перемички в обсадній трубі; 2 – устя ствола; 3 – продуктонепроникний розчин; 4 – обсадна труба; 5 – виробка-місткість; 6 – зумпф; д – подвійна бетонна перемичка з гідрозатвором, розташованим під розкривною виробкою: 1 – опорний вінець кріплення ствола; 2 – кільцеві металеві коміри; 3 – залізобетонна сорочка; 4 – зумпф; 5 – виробка-місткість; 6 – металева зварна обичайка; 7 – металеві перемички

Для виробок-місткостей, що споруджуються в кам'яній солі, ізолююча рідина в порожнині гідрозатвора готується на основі насиченого хлорнатрієвого розсолу.

Зведення перемичок здійснюють на кінцевій стадії будівництва після проведення всіх виробок. Потужність зони підвищеної проникності в місці спорудження перемички визначають за фактичними значеннями газопроникності в масиві. Для цього по контуру виробок бурять парні паралельні шпури (нагнітальний і наглядовий) з відстанню між ними 5 см. Устя шпурів герметизують за допомогою спеціального пристрою, потім нагнітальний шпур з'єднують з джерелом стисненого повітря, наглядовий – з U-подібним водяним манометром. В нагнітальний шпур подають повітря під необхідним тиском і одночасно в наглядовому шпурі реєструють інтенсивність зміни перепаду тиску в трубках диференціального манометра з точністю до 0,00001 МПа (1 мм вод. ст.). Створення перепаду тиску в колінах манометра свідчить про наявність проникності порід у масиві між шпурами. Аналогічним шляхом при переміщенні приладу вздовж наглядового шпура з подальшою герметизацією його на певних відстанях від відслонення здійснюють зняття характеристик проникності порід у глибину масиву. Дослідження проникності проводять у напрямку від відслонення в глиб масиву, при цьому вимірювання виконують через кожні 5 см по довжині шпура. Під час вимірювань між шпурами відбувається фільтрація, яка в міру поглиблення в масив порід загасає і на деякій відстані від відслонення не проявляється, при цьому меніски в колінах диференціального манометра залишаються нерухомі протягом часу проведення вимірювань. Порівняння інтенсивності зростання перепадів тиску в диференціальному манометрі при різних заглиблених живильниках у нагнітальному шпурі дозволяє отримати картину зміни проникності порід у масиві й визначити межі зони підвищеної проникності.

3.4. Підземне зберігання нафти у вічномерзлих породах

Як розкривні виробки переважно використовують похилі стволи, проходку яких здійснюють під кутом 14 – 25° до горизонту. Кут нахилу вибирають залежно від способу проходки.

Устеву частину ствола довжиною не менше 5 м кріплять суцільно неповними дверними окладами, іншу частину ствола кріплять так само, але врозбіг з кроком 2 м. З'єднання похилого ствола з центральною виробкою роблять суцільним, довжина кріплення у цих виробках повинна бути не менше 4 м. Розміри і форму поперечного перерізу розкривних виробок задають щодо

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

умови забезпечення їх стійкості на періоди будівництва та експлуатації сховища. Закріплений простір розкривних виробок герметизують пошаровим заморожуванням від низу до верху водонасиченого піску. Герметизацію похилого ствола здійснюють на заключній стадії будівництва після закінчення технологічного облаштування сховища. Спочатку встановлюють органне кріплення з земної поверхні трохи вище місця сполучення похилого ствола та оглядового шурфу (колодязя). Кріплення із зовнішньої сторони обшивають дошками, на які накладають гідроізоляцію. Потім в устевій частині ствола встановлюють кріплення – неповний дверний оклад і органним кріпленням перекривають переріз ствола, далі його також обшивають дошками, а на них кріплять гідроізоляцію (рис. 3.14).

Впритул до гідроізоляції весь ствол засипають зволженим ґрунтом і проморожують пошарово, при цьому товщина шару не повинна перевищувати 0,5 м. Над устем ствола роблять пошарову відсипку і проморожують ґрунт висотою не менше 1,5 м відносно рівня земної поверхні. Для герметизації розкриваних виробок передбачають перемички. Перемичка, що перекриває похилий ствол нижче оглядового шурфу (колодязя), призначається для додаткової ізоляції підземного резервуара від талих вод, а також для ізоляції ствола й оглядового шурфу від продукту, що зберігається.

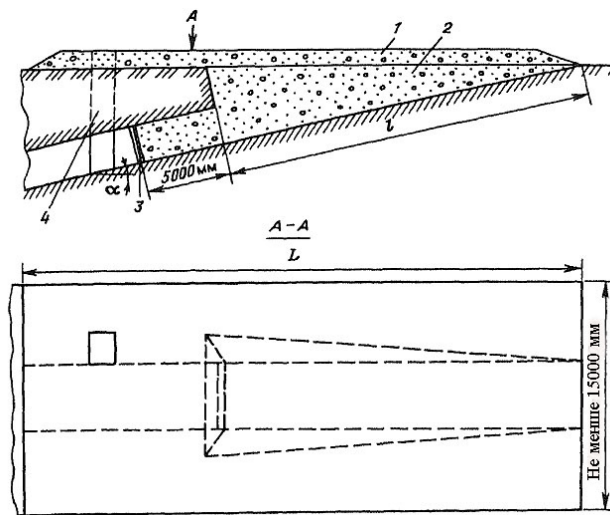


Рис. 3.14. Схема герметизації устя ствола:

1 – породна відсипка; 2 – льодопородна закладка; 3 – органне кріплення; 4 – оглядовий колодязь

Для доступу людей у сховище в стінках перемички влаштовують двері розміром 1,5х0,6 м, які з двох боків обшивають

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

гідроізоляційним матеріалом. Величини L і t визначаються кутом нахилу ствола α .

Горизонтальні виробки-місткості і герметизуючі пристрої підземних сховищ у вічномерзлих породах являють собою систему горизонтальних виробок-місткостей, що примикають з одного боку або з двох боків до центральної виробки. При двобічному примиканні вони розташовуються в шаховому порядку. В першу чергу проводять виробки, що забезпечують створення наскрізної вентиляції. Вентиляційні свердловини для провітрювання виробок бурять до початку прохідницьких робіт. Не слід допускати надходження в виробки повітря з температурою вище $-3...-4^{\circ}\text{C}$. Підземні виробки проводять буропідривним способом або із застосуванням комбайнів, а транспортування породи, як правило, – за допомогою канатних скреперів.

Рекомендовані форми поперечних перерізів центральної і бокових виробок показані на рис. 3.15. Центральна виробка повинна мати ухил по ґрунту не менше 0,002 у бік приствольного двору і підйом по покрівлі в напрямку її торця для забезпечення стоку продукту в зумпф і видалення повітря з виробки через дихальні свердловини при заповненні резервуара водою і паливом. Кут примикання бокових виробок-місткостей до центральної виробки слід задати таким, що дорівнює 90° при буропідривному способі проходки і 60° при проходці виробок-місткостей гірничопрохідницьким комбайном. Бічні виробки-місткості мають ухил не менше 0,002 по ґрунту в бік центральної виробки (для стоку палива) і підйом по покрівлі в напрямку центральної виробки для видалення повітря з виробок через дихальну свердловину, розташовану в торці центральної виробки. Переріз бічних виробок змінюється по довжині; в області сполучення з центральною виробкою бокова має висоту 3,6 м, а в торці – 2,7 м.

Для герметизації підземного резервуара і запобігання відтаванню мерзлої породи в період експлуатації сховища на внутрішній поверхні виробок-місткостей необхідно наморожувати крижане облицювання товщиною 50 – 100 мм. У практиці знайшов застосування спосіб заморожування шляхом заповнення всього обсягу виробок прісною водою з витримкою її протягом розрахункового періоду часу (20 – 25 днів) і наступною відкачкою незамерзлої води при досягненні крижаним облицюванням проектною товщини. Розрахунки і досвід показали, що заповнювати виробки

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

водою і відкачувати її після замороження крижаного облицювання доцільно з максимально можливою продуктивністю, передбачивши заходи, що виключають гідравлічне руйнування вічномерзлих порід.

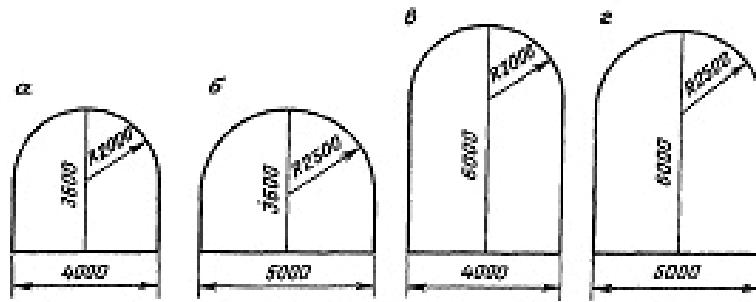


Рис. 3.15. Форми поперечних перерізів виробок-місткостей

Тривалість заповнення водою виробок-місткостей підземного сховища обсягом 25 тис. м³, як правило, не перевищує трьох діб.

Відкачування води після наморожування крижаного облицювання здійснюють безперервно, при цьому виконують тарування резервуара. Для цього контролюють рівень води у розкривній виробці. Виробки-місткості можна вважати герметичними, якщо за період наморження крижаного облицювання, не враховуючи перші дві доби після заповнення водою, зниження рівня води у розкривній виробці не відбувається.

У підземному резервуарі передбачають, як правило, зберігання одного виду продукту, але у разі наявності в резервуарі продуктів декількох видів необхідно їх ізолювати один від одного за допомогою перемичок. Конструкцію і матеріал перемичок вибирають з умови забезпечення герметичності резервуара і пропуску технологічних трубопроводів. У перемичках обов'язково обладнуються люки-лази розмірами не менше 0,6 x 0,7 м у просвіті.

Розробку порід на ділянках спорудження герметичних перемичок і сполучень виробок здійснюють відбійними молотками і ослабленими зарядами вибухових речовин. Зводять перемички тільки в морозний період року шляхом пошарового укладання гравійно-піщаної суміші висотою не більше 0,1 м, заливки її водою і проморожування. Контроль за проморожуванням суміші виконують за показаннями датчиків температури, розміщеними в перемичці.

При будівництві сховищ у вічномерзлих породах проходять ряд допоміжних виробок, до яких відносять такі:

- оглядовий колодязь (для періодичного огляду підземного резервуара і виконання ремонтних робіт);

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

- бункерну яму, яку переобладнують після закінчення прохідницьких робіт у зумпф для прийняття і відбору нафтопродуктів;

- вентиляційні й дихальні свердловини;

- технологічні свердловини для заповнення виробок-місткостей водою, прийняття і відбору нафтопродуктів.

Оглядовий колодязь являє собою вертикальну виробку прямокутної або круглої форми, розташовану з боку ходового відділення ствола в тій його частині, яка закріплена і відділена від устя герметичною перемичкою.

Бункерна яма на період проведення виробок-місткостей перекривається зверху суцільним накатником з колод і металевим листом або залізобетонними плитами. Після закінчення прохідницьких робіт перекриття демонтують, а бункерну яму розширюють до розмірів 3х3х3 м.

Тимчасові вентиляційні свердловини діаметром до 400 мм обсаджують трубами з поверхні землі на глибину 2 – 3 м. Після закінчення прохідницьких робіт їх ліквідують шляхом тампонажу в місці сполучення їх з покрівлею виробок-місткостей і далі пошарово засипають і проморожують водонасиченою породою.

Розташування дихальних свердловин визначається об'ємно-планувальними рішеннями. Дихальну свердловину обсаджують трубами діаметром 150 мм на всю її довжину, а затрубний простір герметизують. На поверхні землі оголовок свердловини облаштовують дихальним клапаном.

Як технологічні свердловини для подачі води в шахту доцільно використовувати вентиляційні свердловини, обсажені трубами з поверхні землі до глибини 1,5 – 2,0 м. В свердловину опускають водовід, останній став якого перфорований і встановлений на залізобетонну плиту або вільно підвішений у нижній частині виробки. До введення підземного сховища в експлуатацію вузол подачі води повинен бути демонтований, а свердловина ліквідована. Злив нафтопродуктів у підземні резервуари, незалежно від того, яким видом транспорту вони доставлені до сховища, здійснюють через технологічні свердловини.

Як правило, нафтопродукти надходять у технологічні свердловини з позитивною температурою, що перевищує, хоча б на короткий період, твердомерзлий стан вміщувальних порід. Тому технологічна свердловина повинна бути теплоізолювана.

Технологічні свердловини (рис. 3.16) для зливу нафтопродуктів у сховище обладнують двома співвісно розташованими трубами по всій глибині. Зовнішня труба 219x9 мм є обсадною, а внутрішня 108x14 мм – технологічною, по якій зливають продукт у резервуар.

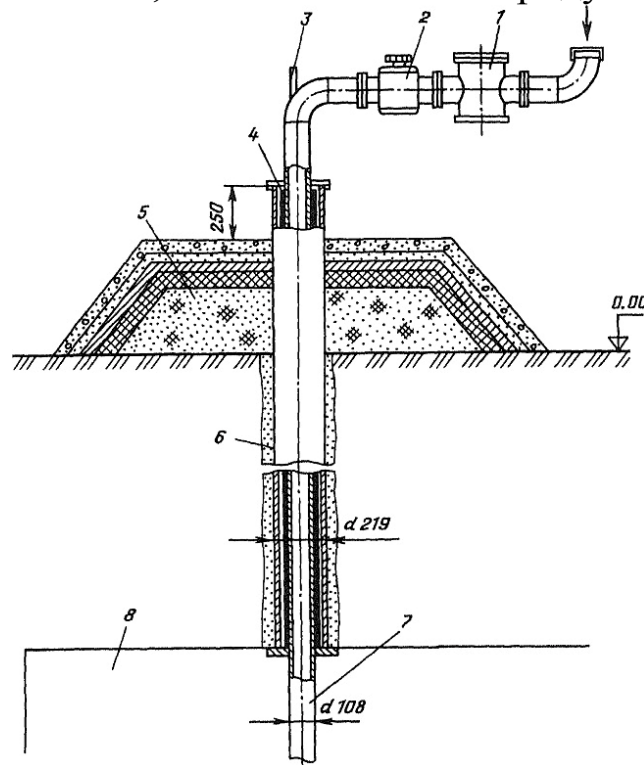


Рис. 3.16. Схема технологічної свердловини для заповнення виробок-місткостей нафтопродуктом: 1 – сітчастий фільтр; 2 – рідинний лічильник; 3 – термокишеня; 4 – теплоізоляція; 5 – теплогідроізоляція оголовка свердловини; 6 – обсадна колона; 7 – внутрішня (робоча) колона; 8 – виробка-місткість

Затрубний простір обсадної колони свердловини герметизують шляхом пошарового проморожування пісчаної пульпи, після виконують теплогідроізоляцію її оголовка. Загальна висота теплогідроізоляційного шару складає 0,5 – 0,6 м. Розрахунки і практика показали, що такий шар теплогідроізоляції забезпечує збереження теплового режиму оголовка свердловин.

Досвід експлуатації підземних сховищ, побудованих у вічномерзлих породах, свідчить про необхідність надійного забезпечення стійкості та герметичності технологічних свердловин. При закачуванні нафтопродуктів з позитивною температурою через нетеплоізольовану колону труб обсадна колона і заморожена водопісчана суміш нагріваються, у результаті чого в затрубному просторі утворюється пульпа, яка починає надходити в виробку-

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

місткість. При цьому технологічна свердловина втрачає стійкість і стає негерметичною. Подальша експлуатація нетеплоізолюваної свердловини може призвести до опускання обсадної колони і обвалення порід у зоні сполучення свердловини з виробкою-місткістю.

Слід підкреслити, що трудомісткість і вартість робіт з теплоізоляції технологічних колон значною мірою залежать від товщини шару теплоізоляції. Ров'язання задачі розрахунку товщини теплоізоляції, мінімально допустимої за умови збереження в мерзлому стані матеріалу затрубної обсадної колони свердловини, наведено в СНиП 2-11-04-85 «Подземные хранилища нефти и нефтепродуктов и сжиженных газов».

Технологічні свердловини (колодязі) для відбору палива розташовують безпосередньо над зумпфом у центральній виробці. Вузол відбору палива і виміру його рівня в виробках-місткостях розміщують у технологічному колодязі або в технологічних свердловинах, обсаджених трубами діаметром не менше 500 мм.

Видачу продукту зі сховища здійснюють зануреним насосом, розміщеним у зумпфі. На земній поверхні продукт, що видається з підземного резервуара, надходить у наземний металевий резервуар об'ємом 50 м³. Далі з наземного металевого резервуара паливо відцентровим насосом подають споживачеві.

У ряді випадків, коли натиск насосу досить високий, продукт можна подавати безпосередньо в бензовоз, тоді він проходить через фільтр і лічильник, минаючи наземний металевий резервуар.

У період закачування палива в виробки-місткості, під час зберігання, а також у процесі відбору палива ведуть спостереження за рівнем рідини.

Одним з перспективних напрямків у будівництві льодогрунтових сховищ є будівництво сховищ у пластах викопного льоду.

Використання для створення резервуара однорідного льоду, що практично не містить твердих вкраплень, істотно спрощує роботу. Замість будівництва шахтним способом можна вдатися до розмиву, який не вимагає присутності людей в очисному просторі. Високі темпи ведення робіт і ступінь їх механізації, можливість будівництва як в зимовий, так і в літній період, можливість використання для підігріву води місцевих енергоносіїв робить його дуже економічним. Таким способом можна створювати сховища об'ємом до 20 000 м³.

Розмив пласта може здійснюватися як через одну (рис. 3.17, а), так і через дві (рис. 3.17, б) свердловини.

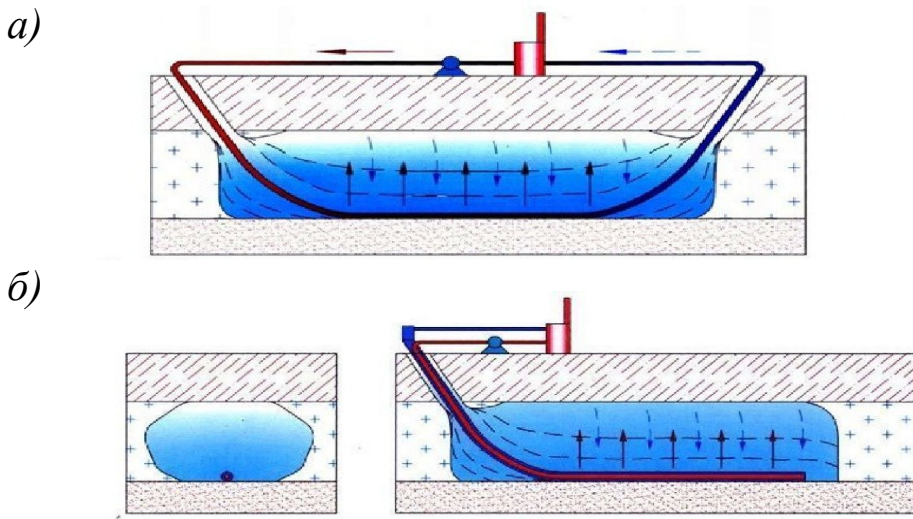


Рис. 3.17. Спорудження сховищ у товщі льоду: а – розмив одиночною свердловиною; б – розмив двома свердловинами

3.5. Сховища нафти і нафтопродуктів у відкладах кам'яної солі

У практиці підземного зберігання найбільшого поширення набули безшахтні підземні сховища (ПС) у відкладах кам'яної солі. Їх використовують для різних цілей, у тому числі для розміщення стратегічних запасів сирової нафти і світлих нафтопродуктів як товарно-сировинних баз для нафтохімічного і хімічного виробництва, для створення пікових і аварійних сховищ природного газу. У підземних резервуарах (ПР) відкладів кам'яної солі може зберігатися практично вся гамма рідких і газоподібних вуглеводневих продуктів. Перспективно використання підземних резервуарів у кам'яній солі як технологічних апаратів для підготовки нафти і газу. ПС можуть бути також використані для зберігання гелію, азоту та інших газів, для поховання або депонування промислових відходів.

Ідея будівництва підземних сховищ вуглеводнів у кам'яній солі була вперше сформульована в період першої світової війни в Німеччині, однак відповідна технологія розроблена тільки в 40-х роках в Канаді. В Європі перші підземні сховища в кам'яній солі (спочатку зрідженого газу, а потім і природного) вступили в експлуатацію на початку 50-х років у Франції, Великобританії, Німеччині та інших країнах. На відміну від підземних сховищ шахтного типу, що зводяться гірничопрохідницьким способом,

безшахтні підземні резервуари будують методом підземного розчинення кам'яної солі через свердловини.

Підземний резервуар складається з виробки-місткості, що використовується для розміщення і збереження продукту, та експлуатаційної свердловини, обладнаної для закачування і видачі продукту. Виробка-місткість має, як правило, симетричну форму і склепінчасту покрівлю, причому віссю симетрії є свердловина, проліт до 80 м, висоту до декількох сотень метрів і місткість від десятків тисяч до мільйона кубометрів. Підземні резервуари можуть мати одну або кілька експлуатаційних свердловин, у яких розміщують колони труб, які використовуються спочатку для спорудження, а потім для експлуатації резервуарів.

Широке застосування безшахтних підземних сховищ у кам'яній солі зумовлено в першу чергу фізичними, фізико-хімічними та хімічними властивостями кам'яної солі як гірської вміщувальної породи виробки-місткості. Здатність кам'яної солі до розчинення прісною або слабомінералізованою водою робить можливим застосування дешевої, безпечної та ефективної свердловинної гідротехнології для спорудження виробок. Концентрований розчин хлориду натрію, який отримують при спорудженні підземного резервуара, є цінною хімічною сировиною, практично готовою до утилізації.

Хімічна інертність кам'яної солі по відношенню до вуглеводнів у сукупності з відсутністю кисню і стабільністю температури і тиску забезпечують збереження якості товарних вуглеводневих продуктів. Тріщини у виробках-місткостях ПС в кам'яній солі, які з'явилися з тієї чи іншої причини, здатні самоликвідуватися внаслідок в'язкопластичних деформацій солі, що забезпечує практичну непроникність соляних масивів і герметичність підземних резервуарів. Технологія спорудження безшахтних резервуарів не передбачає їх кріплення, тому для забезпечення стійкості при великих глибинах закладення виробки-місткості експлуатують під надлишковим тиском, що є перевагою при зберіганні вуглеводневих продуктів.

Підземні сховища в кам'яній солі ідеально підходять для зберігання таких вуглеводнів, як бутан, пропан, пропілен, бутилен та інші, які в термобаричних умовах підземного резервуара здатні перебувати в зрідженому стані. Зберігання природного та інших газів під високим тиском забезпечує високу ефективність використання

геометричного обсягу сховища. Підземні резервуари в кам'яній солі будують у соляних покладах усіх морфологічних типів і різного віку (від кембрію до неогену).

З точки зору технології будівництва велике значення мають склад соленосних відкладів, глибина їх залягання і температура порід. Так, серйозні труднощі виникають при наявності в розрізі калійних солей, які відрізняються високою швидкістю розчинення, що має місце в Печоро-Камському, Прикарпатському і багатьох інших басейнах. Вміст нерозчинних включень у кам'яній солі змінюється також у широкому діапазоні навіть у межах одного родовища (наприклад, у тому ж Печоро-Камському басейні), а на основі світового досвіду він не повинен перевищувати 35 %. Усі існуючі в світі підземні резервуари розташовані в соляних товщах, що залягають, як правило, в діапазоні глибин 300 – 1400 м.

Теоретичні розрахунки показують, що максимально можлива глибина закладення підземних резервуарів (з точки зору забезпечення їх стійкості) не перевищує 3000 м. При створенні резервуарів малої місткості, коли їх висота не перевищує 10 м, мінімально допустима потужність соляного покладу становить 20 м.

Важливим аспектом при виборі майданчиків будівництва ПС у кам'яній солі є наявність джерел водопостачання для подачі води при створенні виробок-місткостей і умов видалення розсолу, що утворюється при будівництві. Для водозабезпечення використовують слабомінералізовані промислові стоки або здійснюють водозабір з поверхневих водойм і водотоків. У ряді випадків застосовують водозабір з підземних вод, у тому числі мінералізованих. Технологія створення підземних резервуарів у кам'яній солі пов'язана з необхідністю утилізації великої кількості будівельного розсолу – при створенні 1 м³ геометричного обсягу виробки-місткості утворюється до 10 м³ розсолу.

При проектуванні таких сховищ *основними технологічними параметрами*, що визначають їх об'ємно-планувальні схеми, є: призначення резервуарного парку, номенклатура продуктів, необхідна місткість, діапазон зміни експлуатаційного тиску в підземних резервуарах, продуктивності закачування і видачі збережених продуктів, схема експлуатації, можливі продуктивності систем водопостачання та утилізації розсолу.

Основні гірничо-геологічними чинники, що впливають на вибір проектних рішень: потужність пласта кам'яної солі, у якому можливе

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

спорудження підземних резервуарів, глибина розташування соляного тіла і пов'язаний з глибиною його напружено-деформований стан, тип соляної структури, її неоднорідність і анізотропія, хімічний склад солей в інтервалі закладення підземних резервуарів, наявність пропластків нерозчинних порід і розсіяних нерозчинних включень, а також проникних або ослаблених зон вище і нижче інтервалу закладення ПР. Значущим може також бути наявність сусідніх гірничо-видобувних підприємств і наземних об'єктів або споруд у межах зони впливу підземного комплексу ПС.

Залежно від призначення підземного сховища і номенклатури продуктів, які зберігаються, слід враховувати, що в сховищі, призначеному для пікового, аварійного або стратегічного резервування, передбачають не менше двох резервуарів для одного продукту, а при використанні ПС в технологічному циклі спільно з наземними резервуарами допускається наявність одного резервуара для кожного продукту. Місткість одиничного резервуара тісно пов'язана з гірничо-геологічними умовами. З метою здешевлення сховища доцільно споруджувати ПР максимального одиничного обсягу. У той же час розміри виробки-місткості обмежуються межовим прогоном, що визначається на підставі розрахунку її стійкості з урахуванням діапазону змін експлуатаційного тиску в резервуарі. Крім того, геометричні розміри виробок-місткостей залежать від обов'язкової наявності ціликів у покрівлі та ґрунті виробок, а також між сусідніми резервуарами. Продуктивність закачування і видачі продукту впливають на діаметр обсадних і підвісних колон експлуатаційних свердловин. У деяких випадках для забезпечення високих темпів закачування (відбору) потрібно спорудження двох або навіть трьох свердловин на один резервуар. При цьому слід враховувати, що можливе одночасне закачування або видача з декількох резервуарів.

Кількість подачі води та утилізації розсолу обмежують темпи розчинення солі та відповідно темпи приросту обсягу виробництва. При великій подачі можливе одночасне створення групи резервуарів. Чим більше потужність соляного тіла, тим більшу місткість можуть мати одиночні підземні резервуари. При великій потужності можливо багатоярусне розташування резервуарів, а також спорудження на одній свердловині двох резервуарів гірляндного типу. При збільшенні глибини закладення ростуть навантаження на масив солі навколо підземних резервуарів. З їх збільшенням для підтримки стійкості

резервуара слід зменшити прогін виробки-місткості або збільшити мінімальний експлуатаційний тиск у резервуарі.

Тип соляної структури і пов'язані з цим неоднорідність і анізотропія проявляються таким чином: при пластовому заляганні кам'яна сіль і вищезалягаючі породи характеризуються спокійним заляганням і практично ізотропні в горизонтальній площині, а при розташуванні резервуарів у соляних куполах, штоках і подібних структурах істотно проявляється неоднорідність і анізотропія масиву. Внаслідок цього при розрахунках слід збільшити коефіцієнт запасу на асиметричність виробки-місткості при визначенні мінімальної відстані між підземними резервуарами, а також зменшити коефіцієнт надійності за навантаженням при визначенні максимально допустимого тиску в резервуарі.

Хімічний склад кам'яної солі має істотне значення при передачі розсолу як хімічної сировини для переробки. Для отримання розсолу необхідного складу може виникнути необхідність пошарового розчинення солі таким чином, щоб склад одержуваного кондиційного розсолу не виходив за допустимі межі. Наявність пропластків нерозчинних порід в інтервалі закладення підземних резервуарів може істотно ускладнити процес їх спорудження і подальшу експлуатацію. Для запобігання негативного впливу пропластків (ускладнення при розчиненні солі в процесі будівництва й обвалення їх при експлуатації) необхідно передбачати спеціальні заходи щодо їх знеміцнення й обвалення в процесі будівництва.

Наявність нерозчинних включень, що випадають на дно виробки-місткості під час її спорудження, призводить до втрати потрібної місткості резервуара і збільшення капітальних витрат. У той же час при винесенні великої кількості тонких фракцій нерозчинних включень розсолом виникає проблема його очищення, яка особливо актуальна в разі необхідності поховання будівельного розсолу. Проникні пропластки й ослаблені зони в покрівлі й подошві соляного тіла вимагають наявності ціликів, необхідних для забезпечення стійкості та герметичності підземних резервуарів. Із вищевикладеного випливає, що при проектуванні підземних сховищ слід одночасно враховувати всю сукупність технологічних і гірничо-геологічних факторів.

Взаємне розташування підземних резервуарів залежить в основному від розмірів і форми соляного тіла. Принципові об'ємно-планувальні схеми підземних сховищ наведені на рис. 3.18.

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

Вертикальні ПР мають розташування на одному рівні, як правило, в умовах пластового залягання кам'яної солі (рис. 3.18, а). У соляних куполах та інших структурах великої потужності зазвичай розташовують вертикальні резервуари на різних рівнях (рис. 3.18, б).

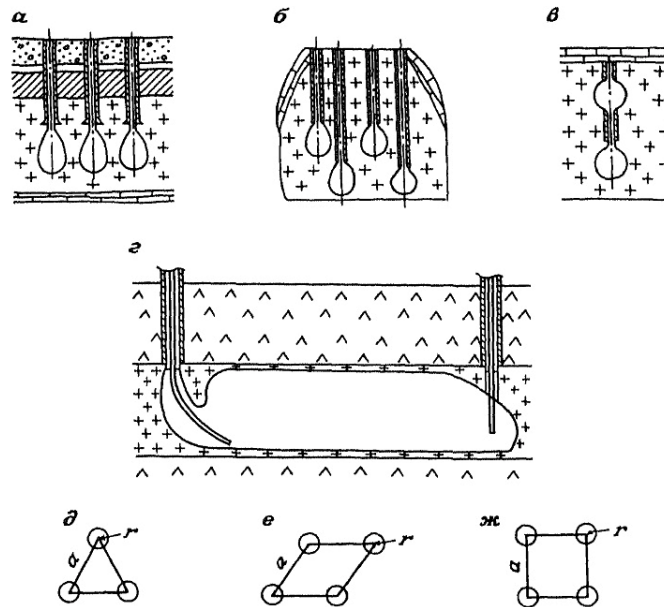


Рис. 3.18. Принципові об'ємно-планувальні схеми безшахтних резервуарів у кам'яній солі (а – г) і плани розташування виробок-місткостей за трикутною (д), ромбічною (е) і квадратною (ж) сітками

Таке розташування резервуарів дозволяє зробити ПС більш компактним, скоротити земельний відвід і врахувати індивідуальні вимоги за величиною експлуатаційного тиску для різних продуктів. Двох'ярусне розташування ПР на одній вертикальній свердловині (рис. 3.18, в) може застосовуватися при великій потужності соляного тіла або при наявності в розрізі двох соляних пластів, розділених нерозчинними породами. При цьому нижню виробку-місткість можна використовувати для зберігання рідких вуглеводнів або зрідженого газу, а верхню – як сховище розсолу. В такому випадку витіснення продукту, що зберігається, проводять перепуском розсолу під дією власної ваги в нижню виробку. Виробки-місткості тунельного типу (рис. 3.18, г) застосовують на малопотужних пластах кам'яної солі, коли виробка-місткість вертикального типу може мати лише малу місткість, що різко погіршує техніко-економічні показники ПС.

Розташування виробок-місткостей у плані (рис. 3.18, д – ж) здійснюють, виходячи з місцевих умов, зручності прокладки комунікацій і т. п. При цьому обов'язкова наявність бар'єрних ціликів

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

між ПР і сусідніми гірничодобувними підприємствами, а також ціликів між підземними резервуарами.

У потужних соляних покладах відстань між устями свердловин може бути зменшена за рахунок двох- або багатоярусного розташування виробок-місткостей.

Технологічні схеми будівництва підземних резервуарів у кам'яній солі засновані на принципі циркуляційного впливу води на поверхню солі.

Визначальним фактором інтенсивності процесу масообміну у виробці в період її будівництва є коефіцієнт швидкості розчинення кам'яної солі. Його величина залежить від фізико-хімічних властивостей речовини, що розчиняється (коефіцієнта дифузії), властивостей розчинника (в'язкості, температури, концентраційного напору), швидкості руху розчинника (продуктивності його подачі й швидкості руху внаслідок природної і вимушеної конвекції), геометрії поверхні, що розчиняється. Одним з важливих факторів, що впливають на швидкість розчинення солі, є кут нахилу поверхні, що розчиняється, до горизонту. Зокрема, горизонтальна покрівля виробки розчиняється значно швидше, ніж бічні стінки. В реальних умовах концентрація рідини неоднакова за висотою й максимальна в нижній частині виробки. При неконтрольованому розчиненні виробка може набути форми усіченого конуса з розвиненою покрівлею, нестійкою до проявів гірського тиску при певній площі її відслонення.

Для створення виробки-місткості заданої форми і розмірів процесом розчинення керують шляхом закачування в неї нерозчинника в поєднанні з різними варіантами розташування відносно висоти рівнів введення води та відбору розсолу. Нерозчинник служить для ізоляції покрівлі й інших ділянок поверхні кам'яної солі в верхній частині виробки, розчинення яких на даному етапі споруди небажано. Як нерозчинник використовують гази або рідини з питомою вагою, меншою ніж у води, інертні по відношенню до кам'яної солі, практично не розчинні у воді, вартість яких відносно невелика. Як рідкий нерозчинник зазвичай використовуються нафтопродукти, а як газоподібний – повітря, природний або інертний газ.

Поверхня солі, що розчиняється нижче рівня розчинника, називається активною поверхнею. Частина виробки-місткості, яка розташована нижче черевика центральної підвісної колони, заповнена

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

насиченим розсолем. Вона практично не бере участі в масообмінних процесах і називається зоною консервації. Існують два основні режими подачі розчинника в свердловину: прямоточний (рис. 3.19, а), при якому розчинник (воду) подають по центральній підвісній колоні труб, а розсол відбирають по міжтрубному просторі підвісних колон, і протиточний (рис. 3.19, б), коли вода надходить у свердловину по міжтрубному просторі зовнішньої і центральної підвісних колон, а розсол видають по центральній колоні.

Прямоточний режим сприяє максимальному примусовому перемішуванню рідини у виробці та при його використанні зростання виробки по висоті найбільш рівномірне. Недоліком прямоточного режиму є невисока концентрація розсолу, що видаляється з виробки. Протиточний режим ефективний для виносу з виробки розсіяних нерозчинних включень і його застосування забезпечує отримання розсолу максимальної концентрації. Недоліком цього режиму є збільшене розчинення верхньої частини виробки. Окрім того, виділяють режим так званої «зближеної протитечії» (рис. 3.19, в), що являє собою протитечію з подачею розчинника в нижню частину створюваного контуру виробки, невисоко над башмаком центральної підвісної колони. Застосування зближеної протитечії поєднує в собі переваги двох інших режимів і дозволяє отримувати концентрований розсол при рівномірному розвитку виробки за висотою.

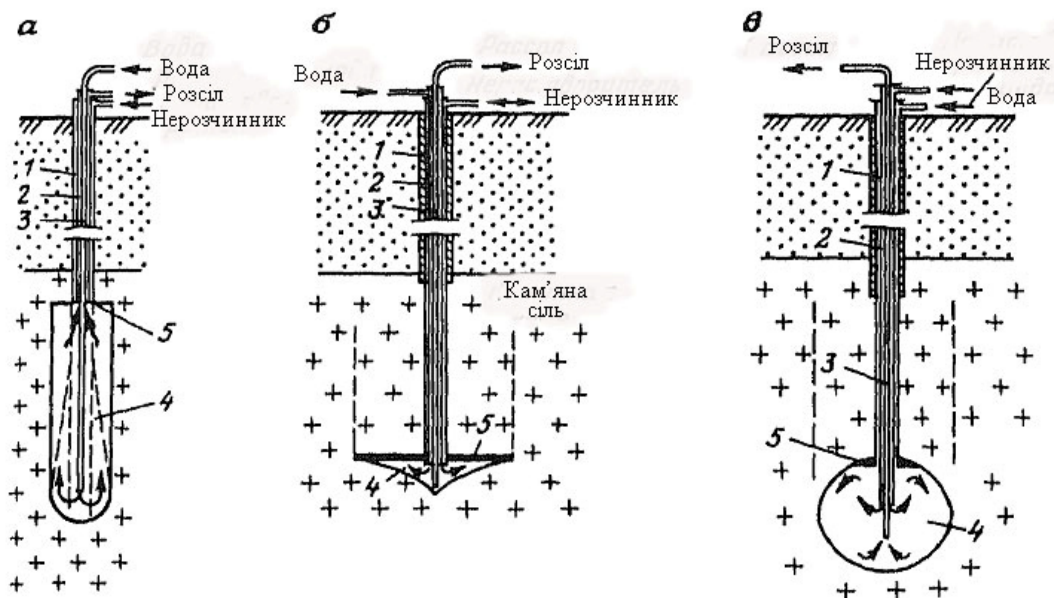


Рис. 3.19. Схеми основних технічних режимів подачі розчинника:

1 – обсадна колона; 2, 3 – відповідно зовнішня і центральна підвісні колони труб; 4 – виробка-місткість; 5 – нерозчинник

У даний час найбільш поширеною технологією створення підземних резервуарів є пошарова, що застосовується зазвичай при обмеженій потужності пласта і для отримання розсолу високої концентрації. Розчинення масиву кам'яної солі здійснюють ступенями від низу до верху при подачі води в зону покрівлі виробки і протиточному відборі розсолу в її нижній частині з переміщенням зовнішньої робочої колони на кожному етапі (рис. 3.20). При наявності потужної товщі кам'яної солі використовують зближену протитечією з накопиченням нерозчинника. Цю технологію застосовують при спорудженні резервуарів у пластах кам'яної солі різної потужності. Розчинення кам'яної солі здійснюють зверху вниз без переміщення зовнішньої робочої колони на зближеній протитечії з поступовим накопиченням нерозчинника у верхній частині виробки-місткості (рис. 3.21). На першому етапі (рис. 3.21, а) передбачається створення початкової прямої виробки в чистій солі (в забрудненій створюють гідровруб). Другий етап (рис. 3.21, б) полягає в ступінчастому I і безступінчастому II підкачуванні нерозчинника. Технологія дозволяє формувати покрівлю виробки заданої форми. Існує також комбінована технологія, при якій нижню частину виробки створюють за пошаровою технологією, а верхню – за технологією з накопиченням нерозчинника (рис. 3.22). Ця технологія дозволяє надійно формувати виробки-місткості проектних розмірів і отримувати висококонцентрований розсол із застосуванням енергії затоплених струменів – різновид прямої режиму. При цьому розчинник подають у виробки за допомогою спеціальних насадок, які формують струмені заданої геометрії, що забезпечує турбулізацію потоку рідини в нижній частині виробки. Це дозволяє скоротити терміни будівництва, кількість нерозчинника і число операцій спуску-підйому робочих колон. Застосовується при спорудженні виробок-місткостей порівняно невеликого об'єму.

При проектуванні регламенту спорудження виробки-місткості слід виходити з того, що вибір технологічної схеми споруди залежить від геологічної будови інтервалу кам'яної солі, що відпрацьовується, а також призначення підземного сховища. Наприклад, застосування технологій з накопиченням нерозчинника або комбінованої доцільно при створенні стратегічних резервів, коли будівництво поєднується зі зберіганням, введення сховища в експлуатацію прискорюється, а швидкого обороту застосовуваного нерозчинника не планується. Використання технологій, які передбачають протиточну подачу

розчинника, переважають при необхідності отримання концентрованого розсолу, призначеного для переробки. Прямоточні методи кращі при необхідності якнайшвидшого спорудження виробки-місткості. На першому етапі спорудження виробки-місткості створюється гідровруб, призначений для збору нерозчинних включень, що випадають в осад, і максимально можливого відслонення поверхні солі для подальшого інтенсивного розчинення.

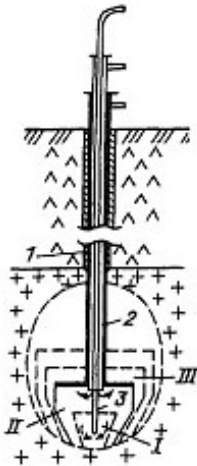


Рис. 3.20. Схема споруди підземної виробки-місткості ступенями від низу до верху: 1 – обсадна колона труб; 2, 3 – відповідно зовнішня і центральна підвісні колони труб; I, II, III – ступені

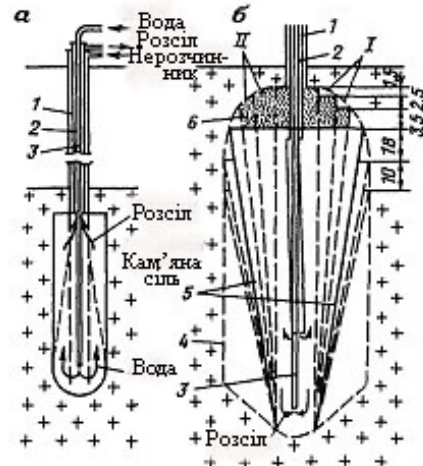


Рис. 3.21. Схема споруди підземної виробки-місткості зверху вниз: 1, 2, 3 – відповідно обсадна, зовнішня і центральна колони труб; 4 – проектний профіль; 5 – ступені; 6 – нерозчинник

Необхідна величина (обсяг) гідровруба визначається як вмістом нерозчинних включень, так і технологією спорудження виробки на наступних етапах. Загальне число ступенів (етапів) споруди виробки-місткості визначається виходячи з її проектних розмірів та ймовірних термінів її роботи. При переході з рівня на рівень у загальному випадку можлива зміна режиму подачі розчинника, положення башмаків підвісних колон, рівня нерозчинника. У конкретних умовах залежно від прийнятої технологічної схеми число змінних параметрів може бути меншим. Наприклад, при використанні пошарової технології з режимом зближеної протитечі при переході на наступний ступінь піднімають позначку кордону розділу розчинника і нерозчинника, а також башмак проміжної підвісної колони (укорочують колону). При необхідності центральну підвісну колону

піднімають у міру зашламування дна виробки нерозчинними включеннями.

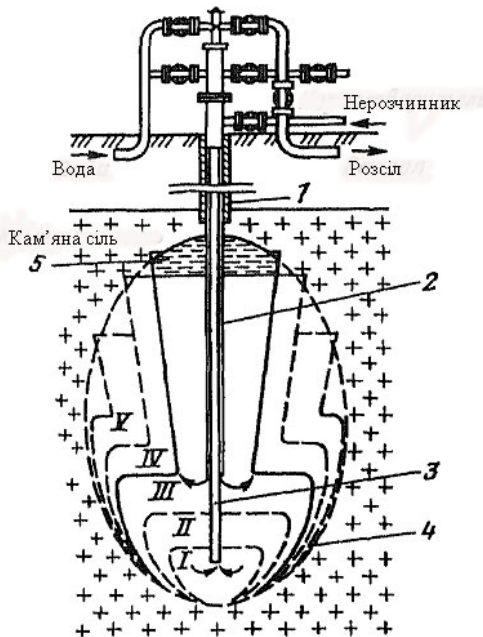


Рис. 3.22. Схема комбінованого методу спорудження підземної виробки-місткості: 1 – обсадна колона труб; 2, 3 – відповідно зовнішня і центральна підвісні колони; 4 – контур проекційної виробки-місткості; 5 – нерозчинник; I, II, III, IV, V – ступені

Будівництво виробки-місткості та подальше використання підземного резервуара здійснюють через експлуатаційну свердловину. Ці свердловини бурять звичайними методами із застосуванням обладнання, що використовується при бурінні нафтових і газових свердловин.

Конструкцію експлуатаційної свердловини слід вибирати з урахуванням конкретних гірничо-геологічних умов для забезпечення: умов безпечного ведення робіт на всіх етапах будівництва та експлуатації резервуара; охорони надр і навколишнього середовища, міцності й довговічності свердловини; необхідних продуктивностей із закачування і видачі продукту при експлуатації та для розміщення в свердловині необхідного для експлуатації резервуара обладнання.

Типова конструкція свердловини підземного резервуара показана на рис. 3.23. В процесі будівництва місткості ведеться безперервний контроль технологічних параметрів. Періодично фіксуються параметри розчинника і розсолу (концентрація, витрата, температура, тиск), а також нерозчинника (тиск, кількість у резервуарі).

За концентраціями і витратою розраховують масу піднятої на земну поверхню солі, збільшення обсягу виробництва і досягнутий нею обсяг. Основним параметром, за яким приймають рішення про перехід на наступний ступінь, є досягнутий обсяг виробки. Значні відхилення параметрів, що фіксуються, від розрахункових

(проектних) можуть служити попередженням про вихід процесу вилуговування з-під контролю. Зниження витрати і тиску розсолу вказує на зашламування розсільної колони, а зростання тиску і зниження витрати води свідчать про закупорку водоподавальної колони або завал її башмака при прямоточному режимі. Різде підвищення концентрації розсолу може вказувати на відслонення покрівлі через підйом рівня нерозчинника внаслідок його витоку. Для контролю положення рівня нерозчинника при необхідності слід застосовувати геофізичні методи, які дозволяють визначити рівень без підйому підвісних колон.

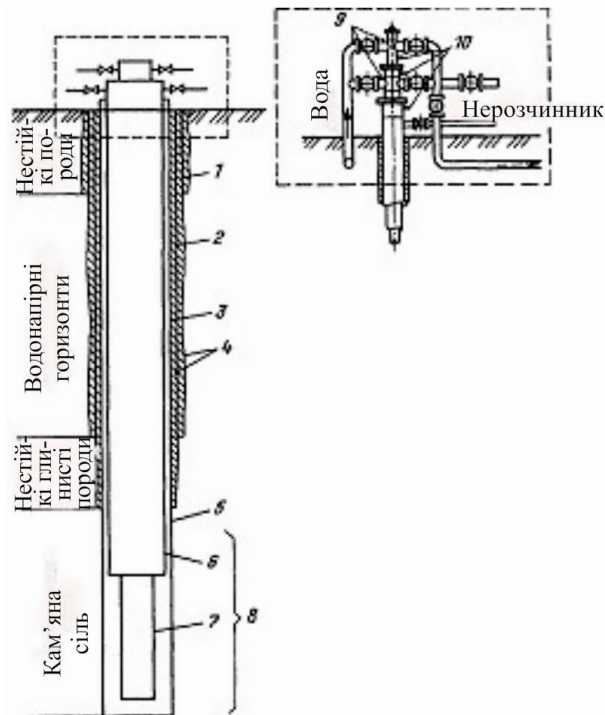


Рис. 3.23. Конструкція свердловини, підготовленої до спорудження безшахтного резервуара: 1 – напрямок; 2 – кондуктор; 3 – основна обсадна колона; 4 – цементний камінь; 5 – необсаджена частина свердловини; 6, 7 – відповідно зовнішня і центральна підвісні колони; 8 – інтервал залягання підземного резервуара; 9 – термокишеня; 10 – пробовідвідні крани

Для контролю форми виробки-місткості використовують звуколокацію, яку проводять за допомогою приладу, що спускається в свердловину, і є випромінювачем-приймачем ультразвукових коливань. Прилад генерує вузький промінь і фіксує його відображення від стінок виробки. За рахунок повороту випромінювача на певний кут і його азимутальній прив'язці фіксується горизонтальний переріз для будь-якої заданої позначки по

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

висоті виробки. Форму виробки визначають за сукупністю горизонтальних перерізів, а її об'єм розраховують як суму елементарних об'ємів між перерізами. Є звуколокатори, що фіксують і вертикальні перерізи. При звуколокації через підвісні колони без їх підйому визначення форми виробки здійснюється з дещо меншою точністю і без азимутальної прив'язки. За результатами звуколокації визначають форму та об'єм виробки і, в разі необхідності, коригують регламент її будівництва.

Після закінчення будівництва підземного резервуара проводять його випробування на герметичність шляхом створення надлишкового тиску випробувального середовища. Залежно від продукту, що зберігається, таке середовище можна зробити з рідких нафтопродуктів, газів або розсолу. При випробуваннях перевіряють окремо герметичність підвісної колони труб, устєвої обв'язки свердловини із зацементованою обсадною колоною і виробки-місткості.

Після випробувань проводиться переобладнання підземного резервуара на експлуатацію, однак у ряді випадків цього не потрібно. Наприклад, при створенні підземного резервуара для рідких продуктів за технологією накопичення нерозчинника до моменту закінчення спорудження виробки резервуар виявляється заповненим збереженим продуктом. Тоді устєве обладнання та підвісні колони, що залишилися від періоду будівництва, використовують і при експлуатації. Переобладнання на експлуатацію в загальному випадку включає: випуск нерозчинника; підйом підвісних колон; демонтаж устєвого обладнання; монтаж свердловинного і устєвого обладнання і підвісних колон на експлуатацію; відмивання підземного резервуара від нерозчинника; перше заповнення резервуара. Випуск нерозчинника необхідний, щоб уникнути його змішування з новим продуктом і для виконання будь-яких монтажних робіт на усті свердловини, оскільки для цього потрібно знизити надмірний тиск у свердловині. Підйом підвісних колон і демонтаж устєвого обладнання необхідні в разі, коли вони не можуть бути використані в період експлуатації або їх компонування вимагає зміни.

При монтажі обладнання в свердловині можуть бути розташовані зйомна захисна колона з пакером, клапани-відсікачі для запобігання аварійній розгерметизації резервуара, одна або дві підвісні колони з необхідними пристроями. При зберіганні рідких продуктів по висоті підвісної колони можуть бути встановлені

пристрої для відбору проб. На башмаку підвісної колони можливе розміщення демпфуючого пристрою для запобігання її розгойдуванню при закачуванні та відборі продукту. При зберіганні газів за безрозсільною схемою на підвісній колоні може бути встановлений хвостовик, що забезпечує максимальний відбір розсолу з виробки-місткості. Як приклад на рис. 3.24 показана схема обладнання підземного резервуара для зберігання світлих нафтопродуктів.

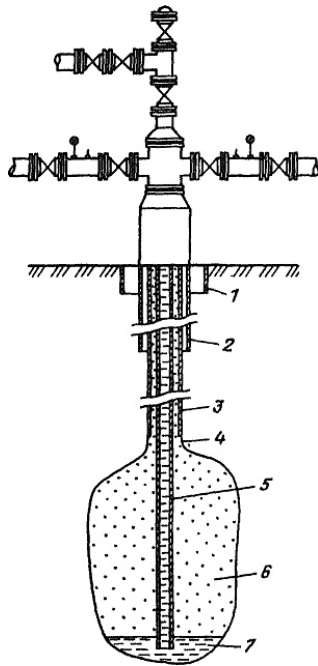


Рис. 3.24. Схема обладнання підземного резервуара для зберігання світлих нафтопродуктів: 1 – напрямок; 2 – кондуктор; 3 – обсадна колона; 4 – незакріплена ділянка свердловини; 5 – експлуатаційна колона; 6 – рідкі вуглеводні; 7 – розсіл

Відмивання підземного резервуара від нерозчинника необхідне при зберіганні товарних і особливо чистих хімічних продуктів. Це викликано тим, що деяка кількість нерозчинника може бути залишена в нерівностях бічних поверхонь і найчастіше – у покрівлі виробки (у так званих «кишенях»). Тому при закачуванні нового продукту відбувається його змішування із залишками нерозчинника, що погіршує якість товарного продукту. Для відмивання виробки-місткості в її верхню частину закачують прісну воду, яка слабо розчиняє стінки і покрівлю, що призводить до вивільнення і відтоку нерозчинника в свердловину. Щоб усунути залишки після цієї операції в верхню частину резервуара закачують порцію товарного продукту (або сумісної з ним рідини), яку потім випускають і утилізують.

Перше заповнення підземних резервуарів, що експлуатуються за розсільними схемами, аналогічно підкачці нерозчинника при спорудженні виробки-місткості. При безрозсільній схемі експлуатації

3. ПІДЗЕМНЕ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ В МАСИВІ ГІРСЬКИХ ПОРІД

при першому заповненні потрібно витягти з виробки максимальну кількість розсолу, а вивільнений простір і визначить корисну місткість резервуара.

Перше заповнення підземного резервуара для зберігання газу за безрозсільною схемою має свої особливості. Підвісна колона, по якій витісняється розсіл, у принципі не потрібна при експлуатації. Навіть у тому випадку, коли закачування і відбір газу ведуться як по міжтрубному просторі, так і по цій колоні, вона чинить додатковий опір руху газу, а її наявність призводить до ускладнення устєвої обв'язки. Для усунення зазначених недоліків та підвищення експлуатаційної надійності резервуара після витіснення розсолу цю колону видаляють, не знижуючи тиск газу в резервуарі нижче допустимого.

Склад наземного комплексу підземного сховища залежить від призначення ПС, номенклатури продуктів, які зберігаються, і схеми експлуатації. Наземний комплекс підземного сховища рідких вуглеводнів, наприклад, світлих нафтопродуктів, який експлуатується за розсільною схемою, включає насосне обладнання для закачування в резервуари нафтопродуктів і розсолу, трубопроводи, буферні наземні резервуари, наземні й підземні розсолосховища, інженерні мережі та термінали (рис. 3.25).

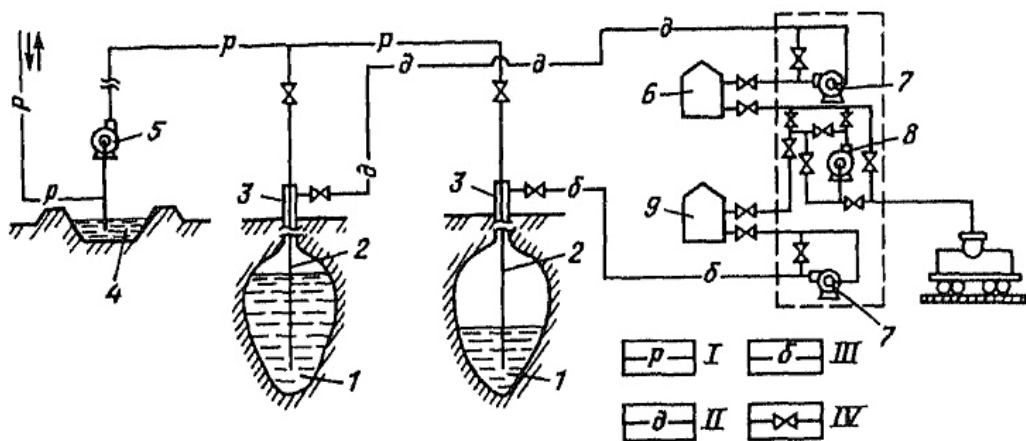


Рис. 3.25. Принципова технологічна схема підземного сховища нафтопродуктів: 1 – підземний резервуар; 2 – розсільна колона; 3 – свердловина; 4 – розсолосховище; 5 – насос для розсолу; 6 – буферний резервуар для дизельного палива; 7,8 – насоси відповідно високого і низького тиску; 9 – буферний резервуар для бензину; I – розсіл; II – дизельне паливо; III – бензин; IV – запірний пристрій

При розсільній експлуатації витіснення товарного продукту здійснюється розсолем, а при закачуванні продукту в резервуар на земну поверхню видавлюється розсіл. Для функціонування такого підземного сховища створюють систему оперативного розсолостачання. Призначення системи полягає: з одного боку, у постачанні сховища розсолем, тобто накопиченні, виробництві або отриманні необхідної кількості розсолу певної концентрації і його закачуванні в підземні резервуари; з іншого боку, ця система повинна забезпечувати приймання розсолу при його видачі з резервуарів і подальше складування або утилізацію. Схема системи оперативного розсолостачання наведена на рис. 3.26.

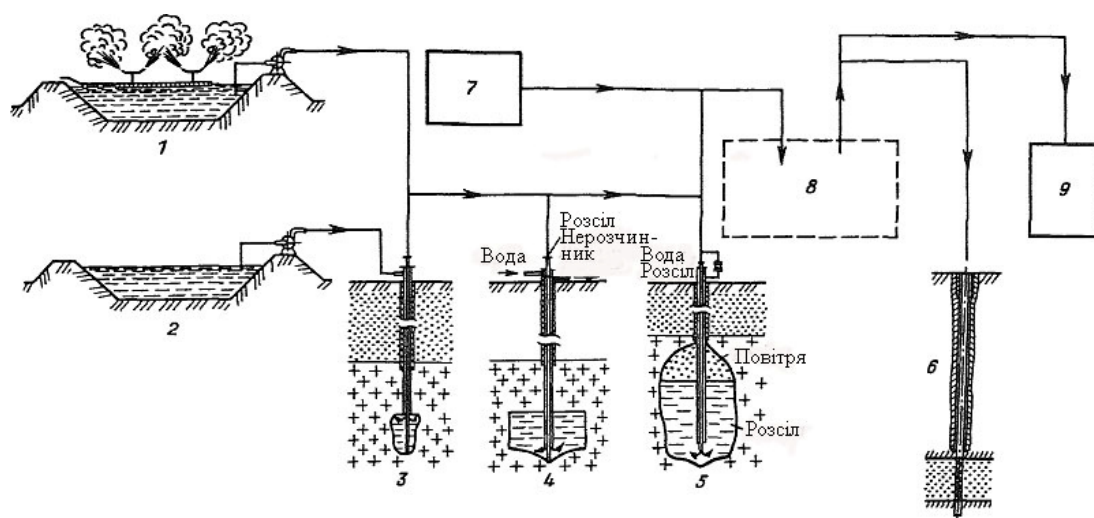


Рис. 3.26. Схема оперативного розсолостачання:

- 1 – розсолосховище із системою підтримки концентрації розсолу;
- 2 – розсолосховище зі свердловиною донасичення розсолу;
- 3 – свердловина донасичення розсолу;
- 4 – підземне розсолосховище ;
- 5 – підземне розсолосховище з пружною газовою подушкою;
- 6 – нагнітальна свердловина для поховання розсолу в глибокі водоносні горизонти;
- 7 – розсолодобувне підприємство;
- 8 – підземні резервуари;
- 9 – розсолоспоживаюче підприємство

Система розсолостачання включає: наземні розсолосховища, що являють собою відкриті, екрановані по внутрішній поверхні басейни. До складу наземних розсолосховищ можуть входити системи підтримки концентрації розсолу. Такі системи здійснюють, наприклад, збір поверхневого опрісненого шару і його змішання з основною масою розсолу або випаровування. До складу системи також входять свердловини донасичення, що використовуються для збільшення концентрації розсолу, і підземні розсолосховища. Існують

різні їх типи, але найбільш поширені такі, що являють собою аналог камер розсолодобутку. Їх експлуатація проводиться шляхом закачування води протитоком і вилучення насиченого розсолу. Така експлуатація можлива при досить великій місткості розсолосховища.

Другий тип підземних розсолосховищ – аналог підземних сховищ. При такій експлуатації розсіл зберігають у виробках-місткостях і вилучають звідти самопливом (верхня виробка-місткість резервуара гірляндного типу) або видавлюванням стисненим газом (розсолосховище з пружною газовою подушкою). До технологічного комплексу включено насосну установку для перекачування розсолів, свердловини для закачування розсолу в глибокі водоносні горизонти, систему комунікацій, яка зв'язує систему оперативного розсолостачання із сусідніми розсолодобувними підприємствами, систему комунікацій, що зв'язана із сусідніми розсолоспоживаючими підприємствами.

Детально питання підземного зберігання вуглеводневих енергоносіїв розглядаються в інших дисциплінах.

Завдання для самоконтролю

1. Навести переваги і недоліки підземних сховищ для зберігання нафти і нафтопродуктів.
2. Класифікувати підземні сховища залежно від гірських порід, у яких вони розташовуються.
3. Визначити елементи, з яких складається система підземного сховища у відкладах кам'яної солі.
4. Окреслити основні типи, на які поділяються планувальні схеми підземних сховищ для зберігання нафти і нафтопродуктів.
5. Обґрунтувати призначення герметичних перемичок у підземних сховищах для зберігання нафти і нафтопродуктів.
6. Навести основні способи спорудження підземних сховищ у відкладах кам'яної солі.
7. Класифікувати виробки, які проводяться під час будівництва підземних сховищ у гірських породах.
8. Окреслити основні складові комплексу системи розсолостачання підземних сховищ у відкладах кам'яної солі.

4. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКСИ ЗБЕРІГАННЯ ТА ДИСТРИБУЦІЇ СТИСНЕНИХ І ЗРІДЖЕНИХ ГАЗІВ

Розглянуто: історичні етапи промислового використання газу для потреб людства, класифікацію газосховищ, їх конструкції та особливості експлуатації.

Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:

- обґрунтовано обирати типи сховищ для збереження газу та їх обладнання;
- проводити експлуатаційні розрахунки цих об'єктів;
- планувати комплексні заходи з підвищення продуктивності та безпеки праці на комплексах зберігання і дистрибуції стиснених та зріджених газів.

4.1. Історія, сучасний стан та перспективи розвитку систем зберігання і дистрибуції газів

Виходи природного газу на поверхню землі й гарячі факели були здавна відомі в Азербайджані, Китаї, Персії, Бухарі та інших місцях. З усіх відомих на той час гарячих факелів найбільш потужні були в Азербайджані. Уже в ті далекі часи природний газ використовувався для освітлення, опалення, приготування їжі тощо. Відомо, що в Китаї за 200 років до н. е. були пробиті бамбукові свердловини для природного газу, який використовувався для опалення, освітлення, приготування їжі та виварювання солі. У XIV столітті на Апшеронському півострові природний газ у місцях його виходу використовувався для побутових цілей.

Однак незважаючи на те, що природний газ відомий з давніх пір, спочатку його не могли активно використовувати. Ще в середині XIX в. був відсутній практичний спосіб зберігання газу, на відміну від дерева, вугілля чи нафти. І часто при виявленні газ спалювали або просто «випускали в повітря», що призводило до великих втрат. Фактично природний і нафтовий газ використовували лише поблизу місць його видобутку, транспортувати його на великі відстані ще не вміли.

Як паливо для світильників, плит та нагрівачів почали використовувати штучний (світильний газ) газ, спосіб отримання якого з кам'яного вугілля був відкритий у кінці XVIII століття і для виробництва якого поблизу великих міст будувалися заводи (рис. 4.1).

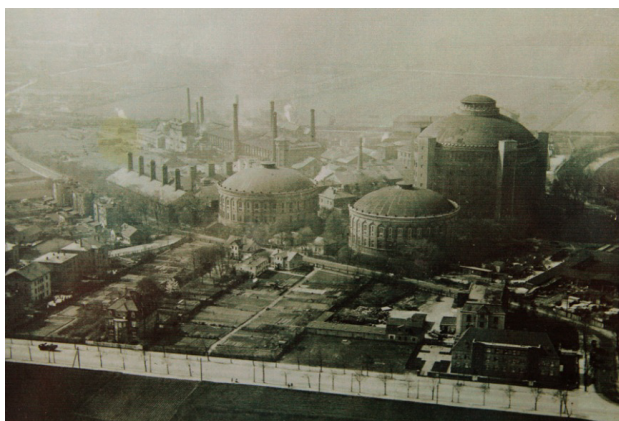


Рис. 4.1. Газовий завод з мокрими газгольдерами
(м. Дрезден, 1920)

Пізніше штучний газ стали отримувати не тільки з кам'яного вугілля, торфу, коксу, дров, але і з рідких нафтопродуктів. У 1888 році Д.І. Менделєєв уперше в світі обґрунтував можливість підземної газифікації кам'яного вугілля. У Росії промислове використання газу починається з 1835 року, коли в Санкт-Петербурзі був уперше побудований завод штучного газу.

Для зберігання світильного газу газові компанії будували величезні резервуари-газгольдери (рис. 4.2), які стали невід'ємною деталлю пейзажу великих міст і являли собою плаваючий у басейні з водою залізний дзвін, під яким збирався газ. Дзвін робився телескопічним з 2, 3, 4-х і більше частин та був схожий на перевернутий дорожній складаний стакан. Коли газгольдер був порожній, усі його частини були занурені в воду, а в міру наповнення газом вони починали підніматися. Кільцеві пазухи між частинами були заповнені водою і тому герметичні, а газ знаходився в газгольдері під тиском, що визначався вагою всіх плаваючих у воді конструкцій.

Розвиток повітроплавання призвів до створення заводів з отримання водню і балонів для його транспортування на великі відстані. Для зберігання в польових умовах і транспортування водню на невеликі відстані застосовувалися м'які газгольдери (рис. 4.3).

Тільки після відкриття потужних газових родовищ і створення системи магістральних газопроводів високого тиску з'явилася можливість широкого використання природного газу як в побутових цілях, так і в промисловості та тепло- й електроенергетиці.



Рис. 4.2. Цегляний газгольдер (м. Санкт-Петербург)



Рис. 4.3. Заправка м'якого газгольдера від дирижабля-газовоза

4.2. Способи зберігання горючих газів

Основні параметри газу та закони газового стану детально розглянуто в першій частині дисципліни, що описана в [17].

У містах і населених пунктах в першу чергу газ подається в житлові будинки для задоволення побутових потреб населення, а також підприємствам і установам комунально-побутового і культурного обслуговування.

Природний газ застосовується в хімічній промисловості, що використовує газ як сировину, а також у металургії, машинобудуванні та інших галузях.

Річний графік споживання газу містом має велике значення для експлуатації системи газопостачання і будується на основі річних графіків усіх категорій споживачів (рис. 4.4).

Річна нерівномірність споживання зумовлена, в першу чергу, сезонними змінами середньомісячної температури. Споживання газу протягом року і доби також є нерівномірним. При цьому розрізняється нерівномірність сезонна (місячна), добова і годинна. Сезонна викликана додатковою витратою газу на опалення в зимовий

період, а також деяким зменшенням споживання газу влітку на комунально-побутові потреби. Протягом тижня в окремі дні також може бути нерівномірне споживання газу внаслідок укладу життя населення, режиму роботи підприємств та зміни температури зовнішнього повітря.

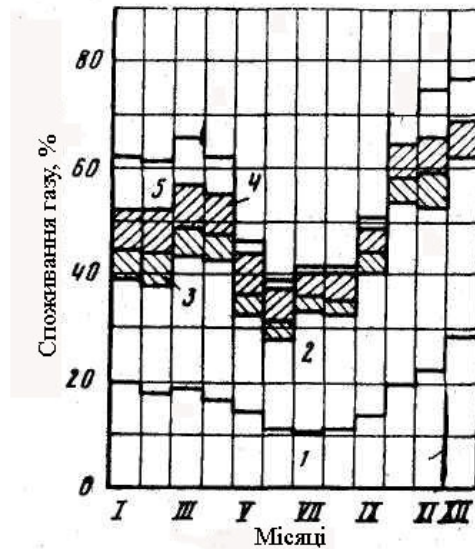


Рис. 4.4. Річний графік добового споживання газу в великому місті: 1 – промисловістю; 2 – електростанціями; 3 – комунально-побутове; 4 – у житлових будинках; 5 – на опалення і вентиляцію будівель

Ця нерівномірність споживання газу називається добовою. Протягом доби газ також споживається нерівномірно (годинна нерівномірність). Найбільша годинна нерівномірність спостерігається у побутових і комунальних споживачів. Режим споживання газу промисловими підприємствами визначається головним чином числом робочих змін (рис. 4.5).

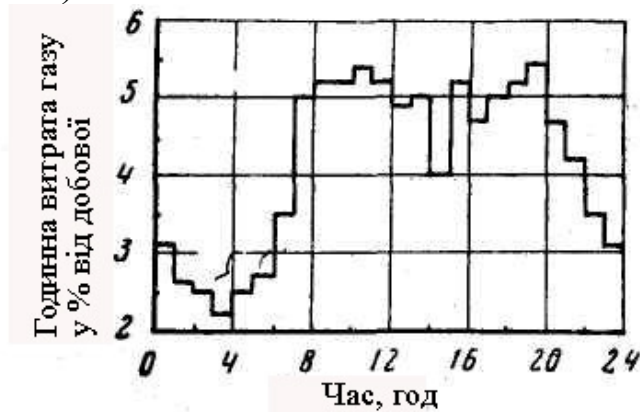


Рис. 4.5. Добовий графік споживання газу

Нерівномірність споживання газу характеризується коефіцієнтами нерівномірності.

1. Коефіцієнт сезонної нерівномірності K_1 визначається як відношення витрат газу за даний місяць до середньомісячної витрати. Для районів, де опалювальний сезон триває 212 днів, при 10%-ному опалювальному навантаженні коефіцієнт сезонної нерівномірності: $K_1 = 1,30$, а при 50%-ному – $K_1 = 1,75$.

2. Коефіцієнт добової нерівномірності K_2 розраховується як відношення витрат газу за дану добу до середньодобової витрати за тиждень. Для квартир, у яких газ використовується для приготування їжі, найбільший коефіцієнт добової нерівномірності споживання газу $K_2 = 1,96$.

3. Коефіцієнт нерівномірності K_3 визначається як відношення витрат газу за одну годину до середньогодинної витрати за добу. Найбільший коефіцієнт нерівномірності K_3 в міських квартирах залежно від обсягу газопостачання і характеру газообладнання змінюється в межах 1,6 – 2,2, а для комунально-побутових споживачів $K_3 = 2,62$.

Норми витрати газу. Для проектування системи міського газопостачання необхідні дані про річне споживання газу різними споживачами, при цьому розрахунок річного споживання ведеться за встановленими нормами.

Будівельними нормами і правилами встановлено витрати газу на рік (на одну людину), а саме:

– 600 000 ккал – на приготування їжі в квартирних умовах (без підігріву води, що витрачається на господарські та санітарно-гігієнічні потреби);

– 700 000 ккал – на приготування їжі та підігрів води, на господарські потреби в квартирних умовах без задоволення санітарно-гігієнічних потреб і без прання білизни;

– 780 000 ккал – на випічку 1 т хліба на хлібозаводах і т. д.

Годинну витрату газу (в $\text{м}^3/\text{год}$) на опалення помешкань і громадських будівель можна визначити за формулою

$$Q = \frac{Vq(t_1 - t_2)}{Q_H \eta}, \quad (4.1)$$

де V – геометричний об'єм опалювальних будівель, м^3 ; q – середня питома теплова характеристика опалювальних будівель, $\text{Дж}/(\text{м}^3 \cdot \text{ч} \cdot ^\circ\text{C})$; t_1 – розрахункова температура повітря всередині опалюваних

приміщень, °С; t_2 – розрахункова температура зовнішнього повітря, °С; Q_n – нижча теплотворна здатність газу, Дж/м³; η – ККД опалювальних установок ($\eta = 0,65 \dots 0,80$).

Витрата газу промисловими підприємствами визначається розрахунковим шляхом на підставі даних проекту або за даними витрати рідкого або твердого палива з урахуванням підвищення ККД при переведенні установок на газ.

Витрата газу розраховується за формулою

$$Q_p = k_m \frac{Q_r}{\tau} \quad (4.2)$$

Для міських розподільних газопроводів розрахункові витрати газу Q_p (в м³/рік) визначаються за річними нормами і коефіцієнтами нерівномірності споживання газу, тобто

$$k_m = k_{1m} k_{2m} k_{3m} \quad (4.3)$$

де k_m – найбільше значення коефіцієнта нерівномірності споживання газу за рік; Q_r – річне споживання газу, м³; τ – число годин на рік; k_{1m} , k_{2m} і k_{3m} – максимальне значення коефіцієнта сезонної нерівномірності за рік, добової нерівномірності за тиждень і годинної нерівномірності за добу відповідно.

Максимальне значення коефіцієнта нерівномірності за рік k_m визначається з умови збігу максимальних значень коефіцієнтів k_{1m} , k_{2m} і k_{3m} .

У разі поставок газу автомобільним, залізничним або водним транспортом нерівномірність роботи газових мереж буде визначатися також об'ємом партії, періодичністю та ритмічністю поставок.

Для згладжування зазначених нерівномірностей необхідне створення газових сховищ.

4.3. Класифікація резервуарів для зберігання зріджених газів

Залежно від агрегатного стану газу, необхідних обсягів його зберігання, технічних і технологічних умов експлуатації виділяють такі способи зберігання:

- газгольдери різної конструкції з жорсткими стінками;
- м'які та композитивні газгольдери;
- балони і контейнери;
- підземні сховища [10];

- траншейні сховища;
- підводні сховища;
- трубопроводи.

Газгольдери є інженерними спорудами, де зберігається газ різного призначення і походження. Вони забезпечені спеціальними пристроями, необхідними для регулювання основних параметрів продуктів, що зберігаються. Залежно від свого призначення газгольдери можуть виконувати як одну, так і декілька функцій, основними з яких є:

- короткочасне або тривале зберігання газу;
- вирівнювання тиску газу в замкнутій розподільчій системі;
- акумулювання енергії тиску газу, що зберігається;
- вимірювання кількості видобутого або газу, що виробляється;
- надійний розподіл газу під час наповнення цистерн, балонів та іншого схожого обладнання;
- змішування, а також перемішування газу різних концентрацій або складів;
- оповіщення про стабільність або порушення встановленого технологічного процесу.

4.4. Зберігання компримованого (стисненого) газу

4.4.1. Зберігання газу в трубопроводі

Частина магістрального газопроводу, що примикає до великого споживача – міста, називається останньою (кінцевою) ділянкою. Відмітна особливість цієї ділянки полягає в тому, що в ній може накопичуватися газ під високим тиском у періоди мінімальних витрат. Акумулююча здатність останньої ділянки відрізняє її від інших, проміжних ділянок магістрального газопроводу, у яких витрата газу однакова на початку і в кінці ділянки. При цьому в останній ділянці витрата газу залишається незмінною тільки в його початку, а в кінці він змінний і дорівнює витраті газу в місті, яке споживає в денний час більше газу, ніж у нічний.

У нічні години після заповнення газгольдерного парку починається накопичення газу в останній ділянці при відповідному підвищенні в ньому тиску. Якщо в денний час у процесі витрати в кінці ділянки тиск різко знижується, досягаючи 1 – 1,5 МПа, то в нічний час при відсутності витрати відбувається накопичення газу і

тиск підвищується до розрахункового, що розвивається компресорною станцією (5 – 10 МПа).

Робота кінцевої ділянки магістрального газопроводу від компресорної станції (КС) до ГРС характеризується нестационарним режимом (постійно змінюється відбір газу). У нічний час споживання газу менше і газ накопичується в газопроводі, що викликає підвищення тиску в ньому, при цьому кількість газу, яку може акумулювати остання ділянка газопроводу, залежить від максимально можливого тиску в ньому. При досягненні максимально допустимого тиску в газопроводі подальше накопичення газу припиняється, тобто акумулююча здатність газопроводу вичерпується. Якщо відбір газу не стане більшим чи буде дорівнювати його приросту, то необхідно зменшити подачу газу на КС. У денний час споживання газу перевищує подачу і газ, акумульований в останній ділянці газопроводу, надходить у місто і його тиск падає [11, 12].

Режим руху газу в кінцевій ділянці характеризується нестационарністю процесу, навіть у той момент, коли кількість газу дорівнює споживанню. Для стабілізації режиму потрібен деякий час, тобто тиск газу в кінцевій ділянці газопроводу встановлюється не відразу, а оскільки споживання газу змінюється безперервно, то стабільна крива тиску не встановлюється і, отже, у кінцевій ділянці газопроводу режим залишається нестационарним.

Можна визначити акумулюючу здатність трубопроводу приблизно за розрахунковим режимом кінцевої ділянки газопроводу в момент, коли навантаження відповідає середньогодинній витраті (режим умовно стаціонарний). При цьому акумулюючий об'єм магістрального газопроводу, визначений за наближеною методикою, виявляється на 10 – 15% менший за дійсний.

Для визначення кількості газу, яку здатний акумулювати газопровід, необхідно визначити кількість його в газопроводі при режимах, відповідних моменту закінчення накопичення, і при режимах, коли споживання газу зменшується і стає таким, що дорівнює середньогодинній подачі (тобто моменту початку накопичення газу). Різниця між кількостями газу, що знаходяться в газопроводі в першому і в другому випадках, дорівнює акумулюючій здатності газопроводу [13], тобто

$$Q_{\text{ак}} = \frac{\pi D^2}{4} l \frac{T_0}{T} \cdot \frac{1}{Z} \cdot \frac{P_{\text{ср max}} - P_{\text{ср min}}}{P_0}, \quad (4.4)$$

де $p_{cp \max}$ і $p_{cp \min}$ – середні значення тиску в газопроводі, що відповідають режимам з максимальним і мінімальним тиском та визначаються таким чином:

$$p_{cp} = \frac{1}{l} \int_0^l p(x) dx,$$

$$p(x) = \sqrt{p_H^2 - (p_H^2 - p_K^2) \frac{x}{l}}.$$

$$p_{cp} = \frac{2}{3} \cdot \frac{p_H^3 - p_K^3}{p_H^2 - p_K^2} = \frac{2}{3} \left(p_H + \frac{p_H^2}{p_H - p_K} \right). \quad (4.5)$$

Оцінку акумулюючого об'єму газопроводу $Q_{ак}$ (при $T_0 = 273,15$ К і $p_0 = 0,1$ МПа) можна визначити також з рівнянь стаціонарного режиму газопроводу.

4.4.2. Газгольдери змінного об'єму

Мокрі газгольдери являють собою резервуари низького тиску, який залишається постійним протягом усієї експлуатації, а їх головною відмітною рисою є здатність легко змінювати обсяг газу, що зберігається в них.

До складу мокрого газгольдера входить нерухомий резервуар, який наповнюється водою і в якому знаходиться рухома ланка, що має форму дзвону, куди по трубопроводу подається газ. Вода, якою наповнений резервуар, грає роль гідравлічного ущільнювача і її завдання полягає в перешкоджанні виходу газу, що накопичився під дзвоном. При заповненому газом резервуарі дзвін знаходиться у верхній позиції, а в міру зменшення обсягу газу він опускається по напрямних вниз. Саме застосування води як гідрозатвора дало привід назвати даний газгольдер мокрим (рис. 4.6).

Через наявність води в газгольдері необхідно підтримувати температуру не нижче $+ 5^\circ$ С, що утруднено в зимовий період. Для вирішення цієї проблеми газосховища мокрого типу встановлюють у спеціальних будівлях, які захищають сховище від атмосферних впливів, але при цьому навколо газосховища створюється закритий простір, що недоцільно з точки зору вибухобезпеки [14, 15]. Крім того, спорудження будівлі значно здорожчує всю споруду, тому частіше здійснюється підігрів води або добавка до неї антифризу.

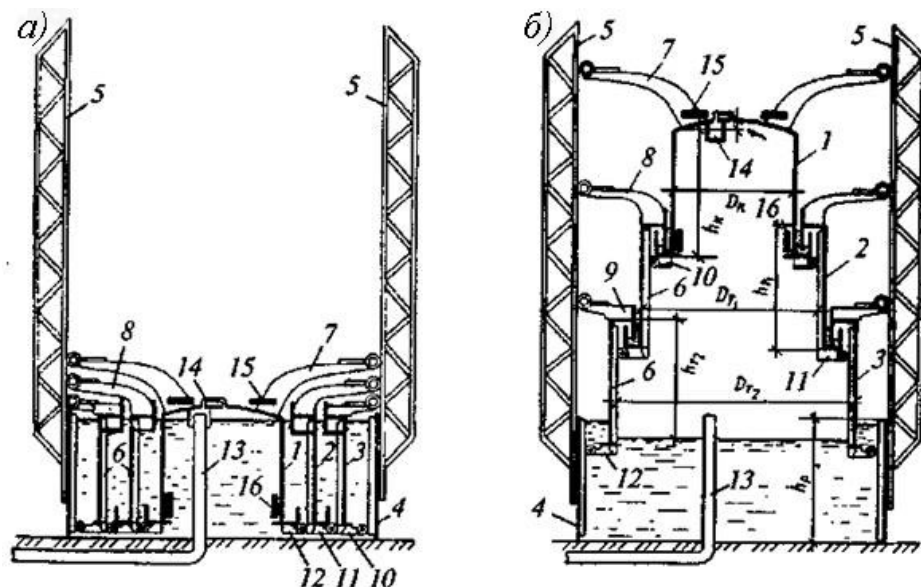


Рис. 4.6. Схема мокрого газгольдера з вертикальними напрямними

- а – рухомі ланки опущені; б – рухомі ланки підняті тиском газу:
 1 – дзвін; 2 – 1-й телескоп; 3 – 2-й телескоп; 4 – резервуар;
 5 – зовнішні напрямні; 6 – внутрішні напрямні; 7 – верхній ролик дзвону;
 8, 9 – верхні ролики телескопа; 10 – нижній ролик дзвону;
 11, 12 – нижні ролики телескопа; 13 – газовід; 14 – ковпак над газовводом з перепускною трубою;
 15 – верхні бетонні вантажі;
 16 – нижні чавунні вантажі

Для забезпечення рівномірного, без перекосів, підйому рухливих ланок монтуються напрямні різних типів, виходячи з конструктивних особливостей яких мокрі газгольдери поділяють на дві групи:

- з вертикальними напрямними (рис. 4.7);
- з гвинтовими напрямними (рис. 4.8).

Висота дзвону визначає висоту водного резервуара або басейну. Проте, щоб не збільшувати надмірно висоту резервуара, крім дзвону, часто встановлюють одну або кілька ланок – телескопічних кілець або просто телескопів, число яких у газосховищі зазвичай не перевищує п'яти, які герметично з'єднані з верхньою частиною і між собою за допомогою гідравлічних затворів (рис. 4.9). При цьому повинна виконуватися умова – висота стовпа рідини в затворах має бути більше висоти, що відповідає внутрішньому надлишковому тиску в газосховищі.

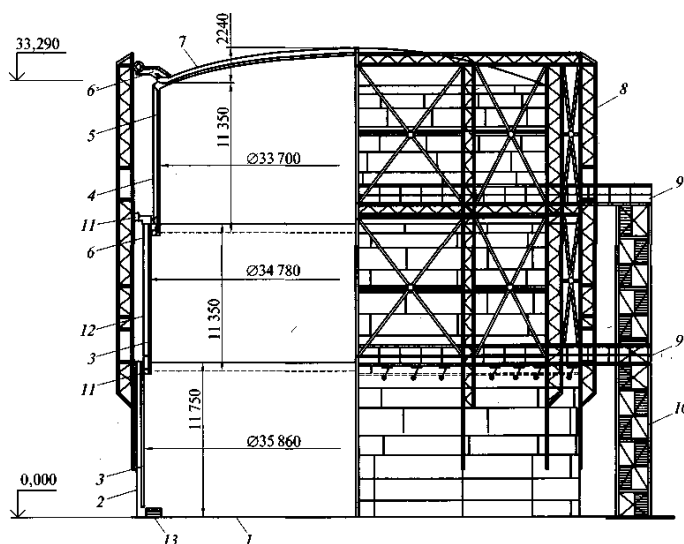


Рис. 4.7. Мокрий газгольдер низького тиску з вертикальними напрямними (усі рухомі секції складені) обсягом 20 000 м³:
 1 – днище; 2 – корпус резервуара; 3 – внутрішні напрямні;
 4 – корпус дзвону; 5 – стояки дзвону; 6 – нижній і верхній ролики дзвону; 7 – покриття дзвону; 8 – зовнішні напрямні;
 9 – обслуговуючі майданчики; 10 – сходи; 11 – нижній і верхній ролики телескопа; 12 – корпус телескопа; 13 – опорні підкладки

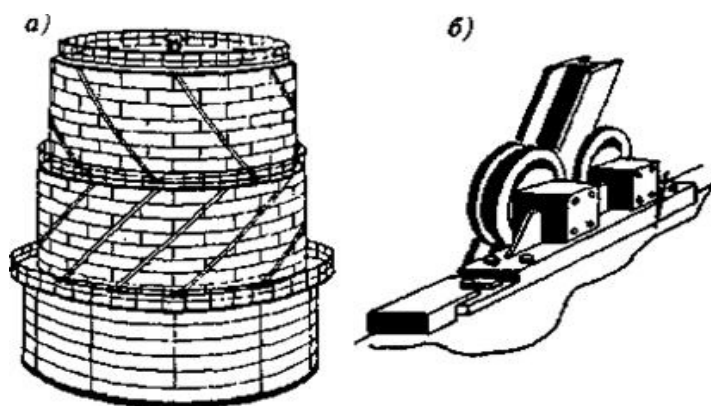


Рис. 4.8. Мокрий газгольдер з гвинтовими напрямними: а) загальний вигляд (рухомі секції розсунуті); б) конструкція роликів і гвинтової напрямної

Верхній край кожної ланки газосховища зігнутий у формі жолоба всередину, а нижній – назовні. Коли дзвін під тиском газу піднімається вгору, жолоби («чашки») рухомих ланок входять один в одний і вода, що знаходиться в кожному нижньому жолобі, створює гідравлічний затвор (рис. 4.10).

Висота гідравлічного затвора визначається висотою h_1 стовпа води, що розвиває тиск, який дорівнює найбільшому тиску в газгольдері, запасною висотою h_2 на випадок перекосу рухомої ланки,

додатковою висотою h_3 , необхідною для запобігання просочування газу, висотою зазору h_4 і висотою утворення хвиль на поверхні води h_5 .

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5 .$$

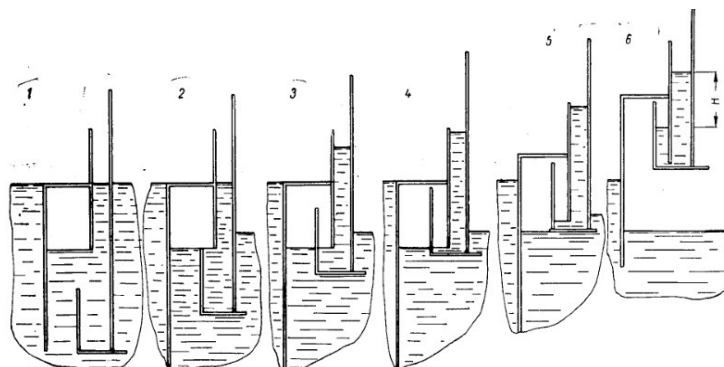


Рис. 4.9. Положення рівнів води в гідрозатворах: 1 – резервуар, заповнений водою (в порожнині верхнього гідрозатвора знаходиться повітряний міхур); 2 – вертикальний лист нижнього гідрозатвора дійшов до нижнього рівня повітряного міхура в верхньому гідрозатворі; 3 – вертикальний лист нижнього гідрозатвора на половину висоти ввійшов у зону верхнього гідрозатвора; 4 – вертикальний лист нижнього гідрозатвора ввійшов на всю висоту в зону верхнього гідрозатвора; 5 – гідрозатвор піднімається разом з рухомими ланками вгору (тиск повітря приблизно дорівнює 520 мм вод. ст.); 6 – гідрозатвори піднялися (перепад рівнів води в пазухах гідрозатворів дорівнює тиску газу в газгольдері H , мм вод. ст.)

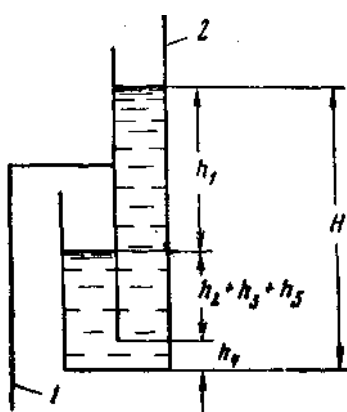


Рис. 4.10. Будова гідравлічного затвора: 1 – стінка резервуара; 2 – стінка дзвона або рухомої ланки

Запас води гідравлічного затвора на випадок перекосу ланки визначається залежно від діаметра резервуара D ($h_2 = 0,0021D$), а інші складові набувають таких значень: $h_3 = 50$ мм; $h_4 = 30$ мм; $h_5 = 30$ мм.

Таким чином, дзвін і телескопи є рухомими ланками газосховища, які створюють і підтримують тиск газу в ньому.

Співвідношення між діаметром газосховища і його висотою вибирають, виходячи з умови найменшої витрати матеріалів. Товщину сталевих листів рухомих ланок газосховища визначають розрахунком, причому в більшості випадків вона дорівнює 2 – 3 мм; листи з'єднують заклепками на прокладці або зварюють. Місткість закритих газосховищ мокрого типу не перевищує 15 000 – 20 000 м³.

Крім сталевих, використовуються і мокрі газгольдери, виконані з попередньо напруженого залізобетону, як монолітного, так і збірного. Існують також газгольдери композитної конструкції, у яких резервуар виконаний із залізобетону, а телескоп і дзвін – сталеві. Процес будівництва резервуара монолітного газгольдера з попередньо напруженого залізобетону за допомогою навивальної машини показано на рис. 4.11.

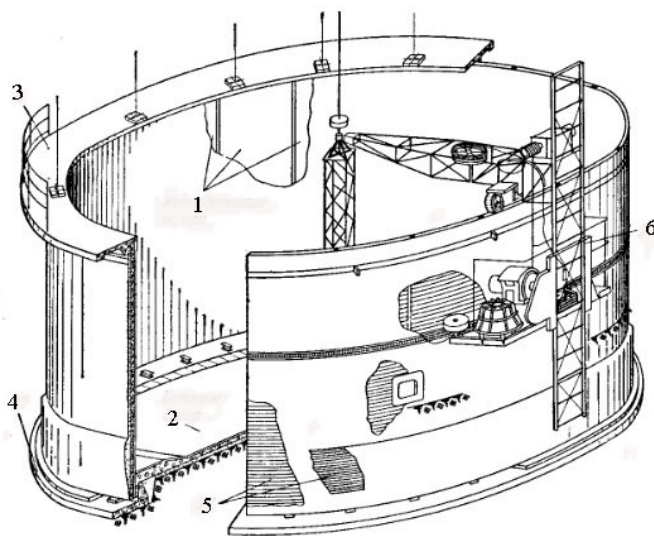


Рис. 4.11. Будова попередньо напруженого залізобетонного газгольдера: 1 – залізобетонні панелі; 2 – бетонне днище; 3 – кільцевий майданчик; 4 – підготовка з бетону; 5 – кільцева арматура з високоміцного дроту; 6 – арматурно-навивальна машина АНМ-5

Сухі газгольдери також належать до газгольдерів низького тиску зі змінним об'ємом, які бувають таких типів:

- поршневого;
- мембранного (з гнучкою секцією).

Сухі газгольдери застосовують у разі, коли гази, що зберігаються, не допускають зволоження (етилен, пропілен та ін.),

при цьому об'єм цих споруд коливається в межах від 10 до 600 тис. м³.

Газгольдери поршневого типу. Конструкція сухих газгольдерів (рис. 4.12) складається з циліндричної оболонки (обшивки) 4, звареної з плоским днищем, що покоїться на піщаній подушці підстави, і зі сферичним дахом, виконаним з листів товщиною 3 – 4 мм, які кріплять до каркаса у вигляді радіально розташованих гнутих швелерів. У середині циліндричного корпусу переміщається спеціальна конструкція у вигляді поршня (шайби) 3, яка щільно прилягає до внутрішньої поверхні корпусу, при цьому за формою поршень буває плоским або пологим сферичним.

Шайба має несучий каркас і зовнішню обшивку з листової сталі. Каркас утворюється просторовою конструкцією, що складається з радіально розташованих сталевих балок або ферм, обладнаних на кінцях роликами, які ковзають по стінках корпусу газгольдера.

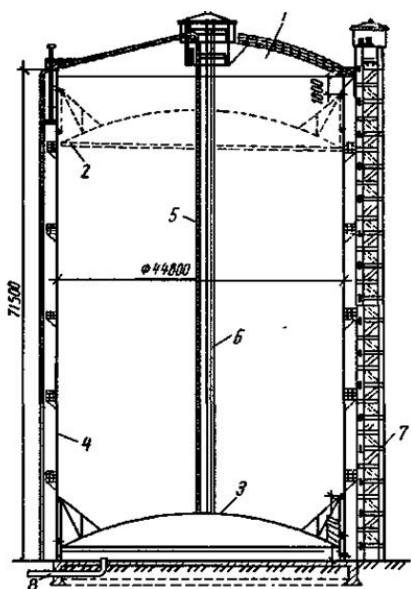


Рис. 4.12. Схема сухого газгольдера поршневого типу об'ємом 100 000 м³:

1 – майданчик ліхтаря; 2 – шайба в верхньому положенні; 3 – шайба в нижньому положенні; 4 – обшивка; 5 – ланцюжкова драбина; 6 – підйомна кліть; 7 – зовнішній підйомник; 8 – підведення газу

Найбільш складною і відповідальною конструкцією сухого газгольдера є затвор, який перекриває зазор між шайбою і корпусом. Розрізняють затвори з консистентним і рідким мастилом, причому останні набули найбільшого поширення у вітчизняній практиці (рис. 4.13). За допомогою важеля 1 з вантажами 2 притисне еластичне кільце 3 з фартухом 4, 5 утримує газгольдерне масло 6 усередині затвора. Частина масла просочується через нещільності затвора і стікає по стінках униз, потрапляючи в кільцевий жолоб на днищі газгольдера. Після очищення масло по зовнішньому трубопроводу подається наверх, звідки через отвори в стінці корпусу газгольдера стікає по внутрішній поверхні стінки в затвор.

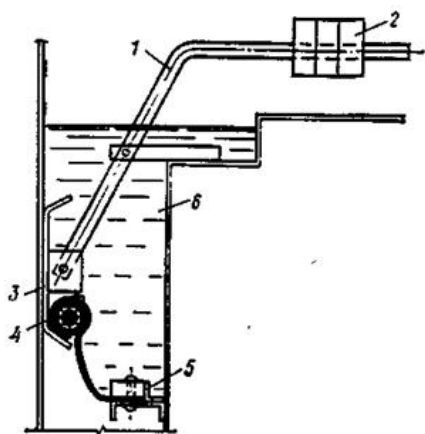


Рис. 4.13. Поперечний розріз затвора сухого газгольдера з рідинним ущільненням: 1 – важіль; 2 – вантажі; 3 – кільце; 4, 5 – фартух; 6 – масло

Поршневі газгольдери можуть досягати досить великих розмірів: найбільший у світі сухий газгольдер (Німеччина) має обсяг 600 тис. м³ і висоту 150 м.

Газгольдери мембранного типу (з гнучкою секцією). Описані вище мокрі та сухі газгольдери поршневого типу не можуть бути використані для зберігання зневоднених газів і газів високої концентрації (наприклад, етиленових та інших газів з концентрацією 99,9 % і вище). Мокрі газгольдери не придатні для зберігання зневоднених газів тому, що вологість газу, що в них зберігається, неминуче підвищується внаслідок випаровування води в резервуарі; при цьому частина газу розчиняється в воді [16].

У сухих газгольдерах поршневого типу неможливо зберігати гази високої концентрації, оскільки вони забруднюються в результаті зіткнення з газгольдерним маслом або мастилом, що покриває внутрішні стінки резервуара, у цьому випадку порушуються кондиційні якості газу. Сухі газгольдери поршневого типу недостатньо безпечні в ході експлуатації, а також трудомісткі при виготовленні та монтажі. Витоки газу через ущільнення можуть призвести до утворення в просторі над шайбою вибухонебезпечного середовища.

Вирішенням цієї проблеми став газгольдер змінного обсягу з гнучкою секцією. У сталевому циліндричному вертикальному корпусі нового сухого газгольдера, що має днище і покрівлю, поміщається шайба, яка переміщається по висоті. Замість рідинних контактних затворів в сухому газгольдері нового типу між корпусом і шайбою розташовується гнучка секція (мембрана) з прогумованої тканини, герметично прикріплена як до резервуара, так і до рухомої шайби. При підйомі шайби оболонка мембрани розпрямляється,

створюючи місткість для зберігання газу, при опусканні гнучка оболонка вкладається в зазори між стінкою корпусу і шайбою, дозволяючи їй доходити до верху підкладних балок, на які шайба спирається в нижньому положенні. Принципова схема газгольдера мембранного типу подана на рис. 4.14.

Таким чином, у цьому типі сухого газгольдера газовий простір герметично ізолювано від навколишньої атмосфери. Переваги сухих газгольдерів з гнучкою секцією перед усіма видами газгольдерів низького тиску значні: досягається максимальна герметичність, створюється можливість зберігання зневоднених газів; газ не стикається з повітрям, водою і маслами, зберігаючи високу чистоту; спрощується обслуговування і зменшуються витрати при експлуатації.

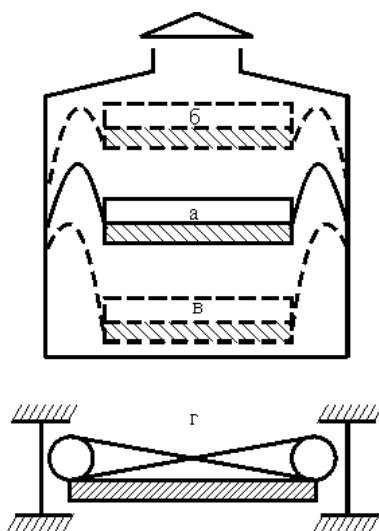


Рис. 4.14 . Принципова схема сухого газгольдера мембранного типу (з гнучкою секцією): а – середнє положення; б – заповнений; в – порожній; г – схема вирівнюючого пристрою

Шайба при своєму русі повинна зберігати горизонтальне положення, для чого на ній передбачається компенсаційний пристрій, що складається із системи роликів, через які в зустрічних напрямках проходять два канати. Принцип такого вирівнювання широко застосовується при кресленні, коли рейшина переміщається паралельно самій собі за допомогою нескладного пристосування з роликів і ниток. Щоб при підйомі шайби ролики не торкалися гумової мембрани, яку вони можуть порвати, вони підняті вгору над днищем шайби (на верх каркаса шайби). Конструкція газгольдера наведена на рис. 4.15.

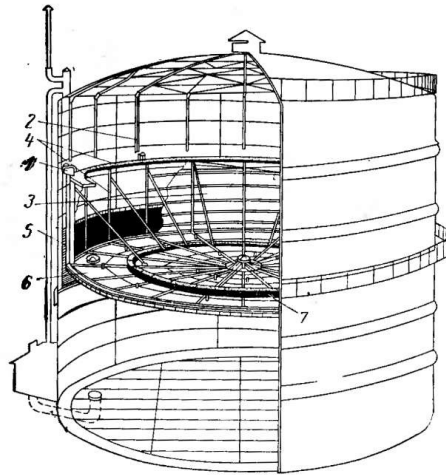


Рис. 4.15. Конструктивна схема сухого газгольдера з гнучкою секцією: 1 – ролики вирівнювальної системи; 2 – троси; 3 – захисна стінка шайби; 4 – каркас шайби; 5 – гнучка секція з прогумованої тканини; 6 – нижній листовий настил; 7 – бетонні вантажі

Визначимо *геометричні параметри мокрого газгольдера*, розрахункова схема якого подана на рис. 4.16.

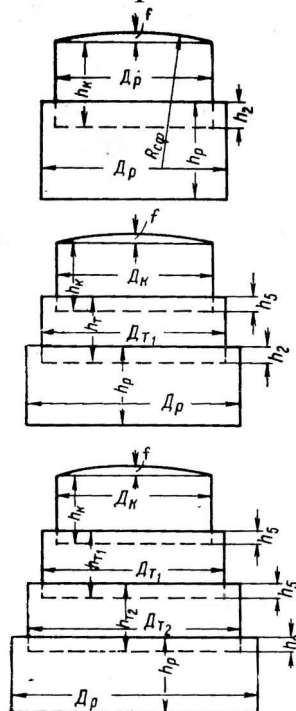


Рис. 4.16. Розрахункова схема газгольдера з вертикальними напрямними

Корисну (номінальну) місткість газгольдера визначають при найвищому положенні ланок без включення сегмента сферичної покрівлі [10, 18, 19], оскільки при опусканні рухомих ланок вода доходить до верху циліндричної стінки дзвону і не витісняє газ, розташований у просторі під його куполом:

– для одноланкових газгольдерів

$$V_1 = \frac{\pi D_k^2}{2} (h_k - h_2); \quad (4.6)$$

– для дволанкових газгольдерів

$$V_2 = \frac{\pi D_k^2}{4} h_k + \frac{\pi D_{T1}^2}{4} (h_{T1} - h_5 - h_2); \quad (4.7)$$

– для триланкових газгольдерів

$$V_3 = \frac{\pi D_k^2}{4} + \frac{\pi D_{T1}^2}{4} (h_{T1} - h_5 - h_2) + \frac{\pi D_{T2}^2}{4} (h_{T2} - h_5), \quad (4.8)$$

де D_k – внутрішній діаметр дзвону; D_{T1} , D_{T2} , D_{T3} – внутрішній діаметр телескопів; h_k – висота циліндричної секції дзвона; h_{T1} , h_{T2} – висота циліндричної стінки телескопів; h_2 – величина занурення дзвону (або телескопа) у воду резервуара (мінімальна); h_5 – величина, що втрачається від перекриття частин верхнього і нижнього гідрозатворів.

Визначення геометричних параметрів сухих поршневих газгольдерів

– при $V = 1000 \dots 20000 \text{ м}^3$

$$D = 1,05 \cdot \sqrt[3]{V},$$

– при $V > 20000 \text{ м}^3$

$$D = \sqrt[3]{V}.$$

Уточнимо діаметр газгольдера з урахуванням використання сталевих листів розміром 1500x6000 мм. Фактична довжина листа з урахуванням обрізки його країв $b_{\text{л}} = 6000 - 10 = 5990$ мм.

Кількість листів в одному кільці стінки газгольдера знайдемо за формулою

$$n_{\text{л}} = \frac{\pi D}{b_{\text{л}}}. \quad (4.9)$$

Висота поршня

$$H_{\text{п}} = h_{\text{см}} = 0,26 D. \quad (4.10)$$

Висота газгольдера H визначається за формулою

$$H = \frac{4V}{\pi D^2} + H_n + h_1 \quad (4.11)$$

і уточнюється кількістю царг. Тут $H_n = h_{\text{см}}$ – висота поршня; $h_1 \approx 200$ мм. При ширині листа, що дорівнює 1500 мм, для обрізки країв листа залишають 10 ... 15 мм.

Кількість кілець по висоті стінки розраховуємо за формулою

$$n_k = \frac{H}{b_{\text{л}}}. \quad (4.12)$$

Ход поршня буде:

$$X_n = H - H_n - h_1. \quad (4.13)$$

Фактична ємність газгольдера дорівнює номінальній, однак може відрізнятись від неї на 2...3 %

$$V_{\text{ф}} = \frac{\pi D^2}{4} X_n. \quad (4.14)$$

Визначення геометричних параметрів сухих газгольдерів з гнучкою секцією. Визначати параметри сухого газгольдера – окремих елементів і всього газгольдера в цілому – необхідно в певній послідовності. Висоту резервуара задають з урахуванням досвіду проектування типових газгольдерів шляхом зміни співвідношень висоти і діаметра споруди. Для газгольдерів великих місткостей необхідно враховувати можливість виготовлення полотнища стінки резервуара передбачуваної висоти на рулонній установці, а також можливу максимальну висоту гнучкої секції, яка може бути виготовлена на заводі (рис. 4.17).

Розташування місць закріплення гнучкої секції по відношенню до низу і верху шайби встановлюють конструктивним шляхом. Необхідно визначити висоту закріплення гнучкої секції над днищем шайби і висоту b закріплення гнучкої секції до стінки резервуара (по відношенню до верху шайби), а також положення верху шайби відносно верху стінки корпусу h_6 .

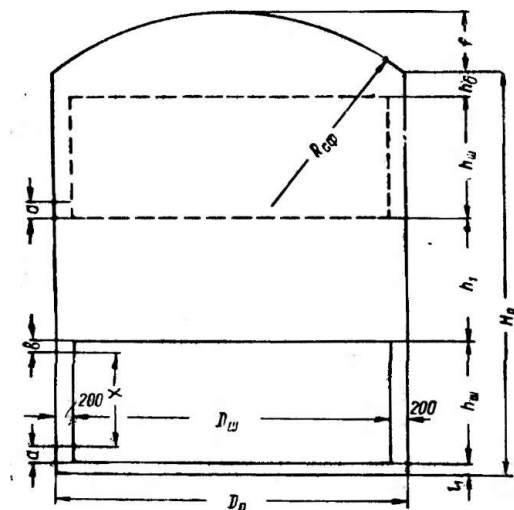


Рис. 4.17. Геометрична схема сухого газгольдера з еластичною секцією

Далі визначають складову частину висоти шайби за формулою

$$x = \frac{H - h_{ш} - l_1 - a - b}{3}, \quad (4.15)$$

де l_1 – висота підкладних опорних балок під шайбою. Потім розраховують такі складові:

– висоту шайби

$$h_{ш} = x + a + b; \quad (4.16)$$

– відстань між верхнім и нижнім положеннями шайби

$$h_1 = x - a - b. \quad (4.17)$$

– висоту газового простору

$$H_{г.п} = h_{ш} + h_1. \quad (4.18)$$

– діаметр резервуара газгольдера

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi H_{г.п}}}, \quad (4.19)$$

де V – заданий номінальний об'єм газгольдера, м^3 .

4.4.3. Газгольдері постійного об'єму та високого тиску

Ці споруди мають незмінний геометричний об'єм, але тиск у них у міру наповнення або спорожнення змінюється. Незважаючи на те, що обсяг газгольдерів цього класу набагато менше обсягу

газгольдерів низького тиску, кількість газу, який зберігається в них, може бути значною завдяки високому тиску. Так, якщо в мокрому газгольдері об'ємом 100 м^3 під тиском 4000 Па можна зберігати 104 м^3 газу, то в газгольдері з тиском $1,6 \text{ МПа}$ того ж геометричного обсягу – 1700 м^3 , тобто майже в 17 разів більше.

Газгольдери високого тиску (рис. 4.18) поділяють на такі види:

- циліндричні горизонтальні;
- циліндричні вертикальні;
- сферичні (кульові).

Циліндричні газгольдери мають геометричний об'єм від 50 до 270 м^3 і, оскільки стандартний внутрішній діаметр їх дорівнює $3,2 \text{ м}$ при товщині стінки до 30 мм . Вони розрізняються лише довжиною циліндричної частини – обечайки, до якої з обох сторін приварені напівсферичні днища. Для контролю за тиском газу в газгольдері використовуються манометри, а запобіжні клапани створюють безпечні умови в разі підвищення тиску вище за допустимий [20, 21].

Газгольдери встановлюють на фундамент горизонтально (рис. 4.19) або вертикально (рис. 4.20), розраховують на тиск від $0,25$ до 2 МПа і можуть використовувати для зберігання зріджених газів, легкозаймистих рідин і таких рідин, що швидко випаровуються, а також кислот під тиском.

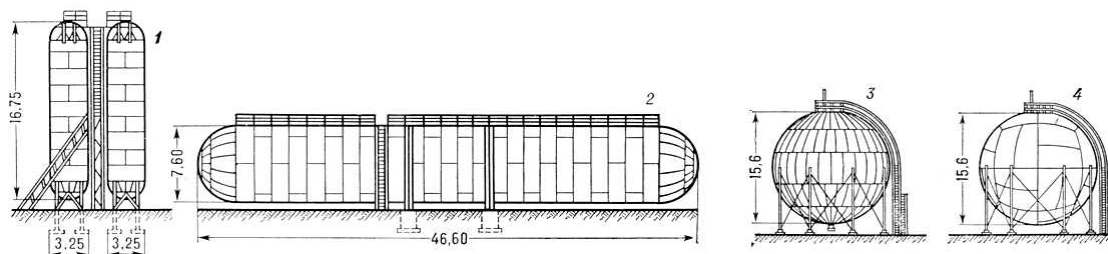


Рис. 4.18. Газгольдери постійного об'єму (розміри в м):

- 1 – вертикальний циліндричний; 2 – горизонтальний циліндричний;
3 – кульовий з п'яти поясів; 4 – кульовий футбольного розкрою

Кульові резервуари (рис. 4.21) є більш раціональними місткостями для зберігання рідин і газів під тиском, оскільки геометрична форма кулі найбільше відповідає сприйняттю внутрішнього надлишкового тиску. При спорудженні резервуарів кульової форми товщина їх стінки значно менше товщини циліндричного резервуара того ж діаметра. При такій формі резервуара досягається найменша площа поверхні оболонки, крім того, кульові резервуари потребують меншої площі для їх розміщення, скорочення комунікацій і обладнання.



Рис. 4.19. Циліндричні горизонтальні газгольдери



Рис. 4.20. Будівництво вертикальних газгольдерів

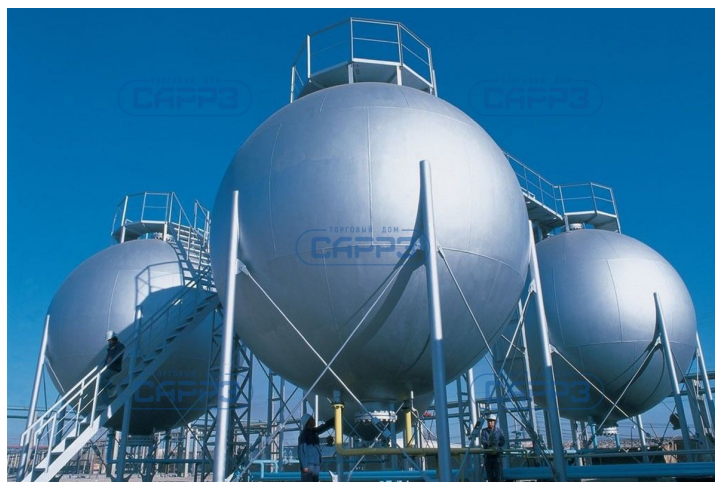


Рис. 4.21. Батарея кульових газгольдерів

Кульові резервуари залежно від об'єму призначені:
– об'ємом 600 і 2000 м³ – для зберігання легкозаймистих рідин (ЛЗР), зріджених газів (ЗВГ, СПГ), стислих газів і агресивних продуктів (кислот) при надмірному тиску від 0,25 до 1,8 МПа при кліматичному та ізотермічному температурному режимі;

– об'ємом від 25 до 2000 м³ і більше – для зберігання зріджених газів при надмірному тиску до 16 МПа і температурі навколишнього повітря у межах норми для європейської частини;

– об'ємом від 50 до 600 м³ – для виробництва ігристих вин при надмірному тиску до 0,6 МПа і температурі + 60 – 65° С всередині резервуара.

Усі кульові резервуари мають спільне конструктивне рішення (рис. 4.22): кульова оболонка, яка спирається на вертикальні трубчасті стояки; шахтні або кільцеві зовнішні сходи для підйому; зовнішні майданчики обслуговування; внутрішні оглядові стаціонарні сходи (тільки в резервуарах об'ємом 600 і 2000 м³).



Рис. 4.22. Кульовий резервуар у розрізі

Сферичні резервуари [22,23] більш складні у виготовленні, ніж циліндричні, при цьому трудомісткість їх виготовлення визначається перш за все прийнятою схемою розкрою сфери, тобто паралельно-меридіональною, екваторіально-меридіональною, меридіональною або футбольною (рис. 4.23).

При виготовленні пелюсток гарячим або холодним штампуванням найбільш поширеними є паралельно-меридіональний і меридіонально-екваторіальний розкром. Оболонки резервуарів з таким розкром складаються з декількох паралельних поясів, при цьому пелюстки в кожному поясі мають однакову форму, а їх взаємозамінність можлива тільки в межах одного пояса. Таку схему розкрою застосовують в основному для резервуарів об'ємом понад 600 м³.

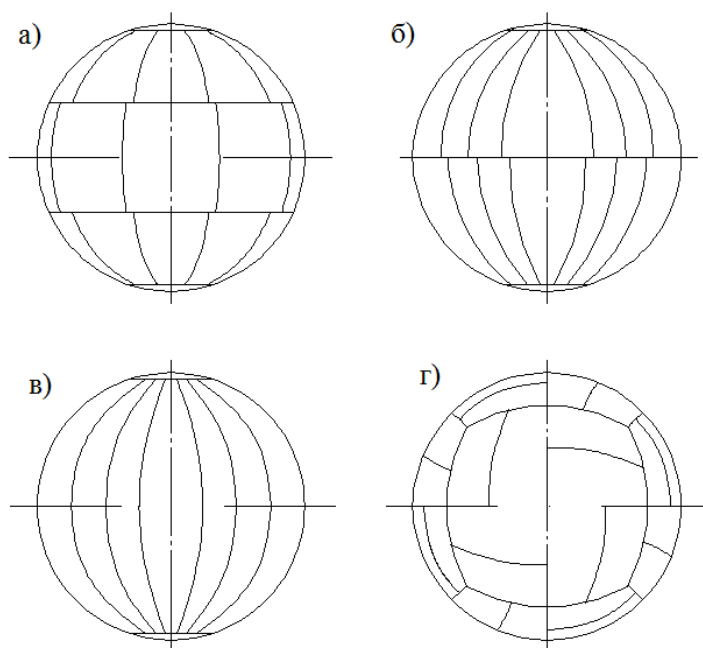


Рис. 4.23. Розкрій оболонки сферичних резервуарів:
 а – паралельно-меридіональний; б – меридіонально-екваторіальний; в – меридіональний; г – футбольний

Якщо оболонка резервуара складається всього з двох поясів, розділених стиком по екватору, то схема розкрою називається екваторіально-меридіональною і її застосовують для резервуарів об'ємом до 600 м^3 при виготовленні пелюсток штампуванням. Розміри пелюсток вибирають так, щоб їх можна було перевозити від заводу по залізниці в спеціальних контейнерах з метою збереження форми.

Спочатку пелюстки з'єднуються на прихватках і утворюють сферу, після їх зварюють автоматами за допомогою спеціальних обертачів, які дозволяють виконувати зварні шви в нижньому положенні. Пелюстки для сферичних резервуарів виготовляють способами гарячого штампування або холодного гнуття. При холодному вальцюванні плоскій, вирізаній за шаблоном, веретеноподібній заготовці товщиною до 36 мм надають двояку кривизну на багатовалкових або кульових вальцах. При цьому забезпечується меридіональний однопоясний розкрій, який дозволяє уникнути паралельних зварних швів на монтажі, а пелюстки встановлюють від купола до днища, що найбільш зручно для застосування автоматичного зварювання. Цю схему розкрою почали широко застосовувати для резервуарів об'ємом 600 і 2000 м^3 після розробки методу виготовлення сферичних пелюсток за допомогою холодного вальцювання.

При виготовленні ємностей діаметром до 13 м роблять футбольний розкрій, що раніше застосовувався для клепаных кульових газгольдерів. При цій схемі всі пелюстки мають однакову конфігурацію, що спрощує їх виготовлення, проте велика їх кількість і особливості розташування збільшують трудомісткість монтажних робіт і обмежують застосування автоматичного зварювання.

За кордоном поширені й інші схеми розкрою. Екваторіально-меридіональний вид розкрою застосовується при спорудженні сферичних резервуарів великого діаметра. У США широке розповсюдження отримав розкрій оболонки меридіонально-поясний, при цьому кількість поясів буває різною, наприклад, для резервуарів місткістю 600 м^3 – 3, 3750 м^3 – 5, 20000 м^3 – 7 поясів. У Франції поширена змішана схема розкрою, при якій середній пояс має меридіональний розкрій, а верхня і нижня частини кулі – розкрій за типом футбольного м'яча.

До розкрою оболонки ставляться такі вимоги: заготовка має бути виготовлена з листа однієї ширини та однієї довжини, містити найменшу кількість елементів, найменше число типів елементів двоякої кривизни, мінімум відходів при розкрої елемента, мати мінімальну протяжність зварних з'єднань, а розташування зварних з'єднань на оболонці повинно відповідати зручності зварювально-монтажних робіт.

На монтажному майданчику пелюстки збирають у кулю і зварюють між собою, при цьому форма і число пелюсток в оболонці залежить від схеми розкрою і вибраного розміру пелюстки. Від цих же параметрів здебільшого залежать економне витрачання металу при виготовленні пелюсток і трудомісткість робіт із збірки і зварювання резервуара: чим менше розмір пелюстки, тим менше відходи сталі при їх виготовленні, а отже, і загальна вартість сталі, яка використовується для резервуара. Але в цьому випадку збільшується число пелюсток в оболонці, зростає трудомісткість їх виготовлення, збільшується протяжність зварних швів, ускладнюється складання оболонки. Від схеми розкрою залежать також можливість застосування автоматичного зварювання та обсяг його застосування.

При виборі найбільш економічного розкрою необхідно зменшити протяжність зварних швів, число монтажних елементів, втрати металу на відходи. Раціональне вирішення цих завдань забезпечує оптимальну схему розкрою, а отже, і мінімальні витрати на виготовлення частин і монтаж резервуара [24, 25] .

Сферичні резервуари спираються на кільцеву опору або на систему стояків з труб або двотаврів, причому опора на стояки більш доцільна, оскільки забезпечує більшу свободу температурних деформацій. Стояки приварюють до оболонки і з'єднують між собою зв'язками, що забезпечують їх просторову жорсткість. Число пелюсток в екваторіальному перерізі має бути кратним числу опорних стояків, їх ширина ув'язується з розмірами стандартних листів, а довжина – з периметром оболонки з урахуванням припусків на обробку.

Кульові оболонки виготовляються такими методами:

- холодного вальцювання – для резервуарів об'ємом 600 і 2000 м³ з товщиною оболонки 16 – 30 мм;
- гарячого штампування – для резервуарів об'ємом від 25 до 2000 м³ і більше з товщиною оболонки до 120 мм;
- рулонування з плоских пелюсток – для резервуарів об'ємом від 25 до 600 м³ з товщиною оболонки 4 – 6 мм.

Для виготовлення кульових оболонок застосовуються марки сталей з хорошою зварюваністю і високими пластичними властивостями. У більшості випадків для виготовлення кульових оболонок застосовується сталь марки 09Г2С [25], для окремих продуктів зберігання, які викликають сірководневе розтріскування металу, застосовується сталь марки 20ЮЧ [26] (тільки для районів з абсолютно мінімальною температурою навколишнього повітря до -40° С). Для агресивних середовищ використовується нержавіюча сталь 12Х18Н10Т [27] або двошарова сталь [28], де основний метал – сталь марки 09Г2С, таким чином, виготовляють плакувальну кулю з нержавіючої сталі марки 10Х17Н13МЗТ.

Перед відправленням до місця монтажу проводиться пробне складання резервуара на струбцинах з пригінкою і маркуванням частин (рис. 4.24).

Газгольдери постійного об'єму (циліндричні й сферичні) використовуються для зберігання стислих газів, для вирівнювання нерівномірності їх часового та добового споживання, проте відносно невелика місткість резервуарів і їх висока вартість обмежують сферу їх застосування для стиснених газів, одночасно вони активно використовуються для зберігання зріджених газів.



Рис. 4.24. Контрольне збирання кульового резервуара

4.4.4. Композитні та м'які газгольдери

Останнім часом набули широкого застосування газгольдери із синтетичних тканин і нетканих матеріалів, у яких покриття є багат шаровою конструкцією із синтетичних тканин, що сприймають навантаження, і синтетичних мембран, які забезпечують герметичність. Обсяг таких газгольдерів до 3000 м^3 , тиск – до 50 кПа, при цьому найбільшого поширення такі конструкції отримали в складі установок з отримання біогазу.

За конструкцією м'які газгольдери умовно можна розділити на дві групи:

- двокамерні з постійним тиском газу;
- однокамерні з перемінним тиском газу.

Для забезпечення споживача газом під постійним заданим тиском м'які газгольдери складаються з двох камер, розділених тонкою мембраною. В одну камеру подається метан, у другу за допомогою нагнітального вентилятора – повітря. Нагнітання повітря в верхню частину дозволяє, з одного боку, підтримувати форму і габаритні розміри газгольдера, що дуже важливо в зимовий період при снігопадах, з іншого – забезпечує на виході з газгольдера стабільний тиск газу незалежно від інтенсивності його надходження.

В установках з отримання біогазу одним з найважливіших елементів є аеротенк (метантенк), у якому відбувається ферментація органічної маси з виділенням метану. У зв'язку з цим існують дві найбільш поширені конструкції газгольдерів:

- агрегована з метантенком (рис. 4.25);
- окремо розташована (рис. 4.26).

У першій конструкції метантенк виготовляється з гофрованого металу, монолітного або збірного залізобетону і виконує роль днища і, частково, стінок газгольдера. Вище рівня його заповнення біомасою з тросів або балок формується поверхня для первинного укладання мембран, а по периметру метантенка проходить герметизаційний шов. Метан накопичується в просторі між біомасою і внутрішньою хімічно стійкою мембраною, а між нею і зовнішньою мембраною нагнітається повітря для збереження форми купола і розрахункового тиску газу.



Рис. 4.25. Двокамерний агрегатований газгольдер постійного тиску з метантенком

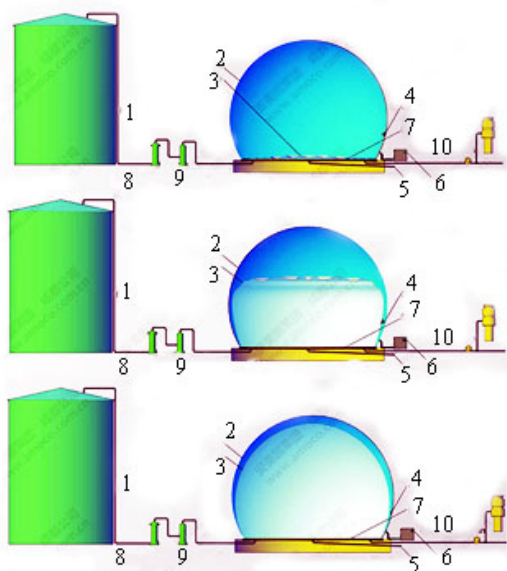


Рис. 4.26. Двокамерний окремий газгольдер – етапи наповнення метаном: 1 – резервуар для ферментації; 2 – зовнішня мембрана; 3 – внутрішня мембрана; 4 – оглядове вікно; 5 – видалення конденсату; 6 – пульт автоматичного керування; 7 – нижня мембрана; 8 – вузол зневоднення; 9 – вузол десульфурації; 10 – компресор

У разі, коли біореактор виконаний окремо, газгольдер встановлюється окремо на фундаменті у вигляді бетонної плити. Газ подається до нього через систему фільтрів, а його тиск усередині газгольдера визначається інтенсивністю надходження та обмежується заданими характеристиками запобіжних клапанів.

Однокамерні газгольдери не мають потреби в фундаментах і можуть використовуватися як в складі біогазових установок, так і в парі з газогенераторами інших типів при виробництві кисню або одержанні водню в польових умовах (рис. 4.27) .



Рис. 4.27. Наповнення м'яких газгольдерів воднем від газогенератора

4.4.5. Контейнери, модулі та балони для компримованого (стисненого) газу

Для зберігання компримованого природного газу застосовуються різні за конструкцією балони, на базі яких створюються акумулятори тиску, контейнери, модулі та газовози для заправки автотранспорту метаном. Існують також балони для інших технічних газів, що застосовуються в промисловості та медицині, і контейнери для їх транспортування.

Оскільки стиснений природний газ активно використовується як моторне паливо, найбільшу групу складають балони, призначені для установки на автомобільному транспорті. Для таких балонів однією з ключових характеристик є вага, через те що вони разом з газовою апаратурою знижують вантажопідйомність машини.

Щільність природного метану на кілька порядків нижче щільності бензину, тому зберігати і транспортувати його доводиться в стислому до 200 – 250 бар (20 – 25 МПа) стані, а це вимагає використання спеціальних балонів – легких і міцних (суцільнометалевих, металопластикових або композитних).

Найбільшою і головною складовою газового обладнання для метану є газові балони, які поділяються на 4 типи (рис. 4.28).

<p>Тип I</p>		<p>Балони відливаються в спеціальних формах, не мають зварювальних швів, що надає їм більшу міцність і щільність. У процесі виготовлення всі балони піддаються постійному контролю, крім того, кожен балон проходить ультразвукову перевірку на предмет прихованих дефектів, а також перевіряються надлишковим тиском 30 МПа (300 кг/см²)</p>
<p>Тип II</p>		<p>Металопластикові балони з герметичним лейнером, виготовленим з легованої конструкційної сталі міцністю 120 кгс/мм² і в'язкістю 100 кгс/мм², основна частина якого покрита міцною армуючою оболонкою. Застосовувана сталь зберігає свої механічні характеристики при експлуатації балонів в умовах низьких температур навколишнього повітря</p>
<p>Тип III</p>		<p>У металопластиковому балоні відмінною рисою від типу II є алюмінієвий лейнер, посилений спеціальним обплетенням з карбоволокна, розривне зусилля якого становить не менше 140 кгс/мм², нитка обплітання просочується сполучною сумішшю на основі епоксидної смоли. Зовнішні та внутрішні поверхні балона надійно захищені спеціальним покриттям, стійким до корозії протягом розрахункового терміну експлуатації балона</p>
<p>Тип IV</p>		<p>За типом конструкції газові балони схожі з типом III, єдиною особливістю є те, що матеріал лейнера полімерний з армуючою оболонкою, виготовленою з композитного матеріалу або вуглецевого волокна. Основним плюсом є мала вага балона порівняно з балонами інших типів, але ці балони поки залишаються досить рідким явищем унаслідок високої вартості та невеликої різниці коефіцієнтів досконалості (відношення обсягу посудини до власної маси) на відмінну від III типу</p>

Рис. 4.28. Класифікація балонів для стиснутого газу

Крім сталевих суцільнометалевих балонів І типу, можуть використовуватися балони з титану (рис. 4.29).



Рис. 4.29. Титанові балони в багажнику легкового автомобіля, переведеного на метан

Суттєва характеристика балона – його місткість, при цьому найбільш популярними є балони діапазону 40 – 90 літрів для легкових і вантажних автомобілів або близько 300 літрів – для автобусів.

Матеріал корпусу безпосередньо впливає на вагу і ціну балона – відношення ваги балона до його місткості (корисний об'єм по воді) називають "коефіцієнтом досконалості" або "коефіцієнтом тари", при цьому чим важче балон, тим вище коефіцієнт тари. Наприклад, у балонів місткістю 50 літрів коефіцієнт тари може становити: для типу І (з вуглецевої сталі) – від 1,2 до 0,9 кг/л; типу ІІ (з легованої сталі та кільцеве обплітання) – від 0,9 до 0,7 кг/л; типу ІІІ (з алюмінієвого лейнера, композиційне обплітання) – від 0,5 до 0,6 кг/л; типу ІV (з композиційних матеріалів) – від 0,5 до 0,4 кг/л. Водночас чим легше балон, тим він дорожчий і у зв'язку з цим найбільшого поширення набули балони І і ІV типів, проте застосування титанових балонів обмежено.

На основі балонів означених типів створюються:

- стаціонарні газові акумулятори (ресивери);
- контейнери і модулі;
- газовози.

Стаціонарні газові акумулятори (ресивери) використовують у складі автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) (рис. 4.30) для забезпечення швидкісної заправки транспортних засобів. Вони можуть застосовуватися також у вигляді

стаціонарних газгольдерів у системах автономного газопостачання типу «віртуальна труба» (рис. 4.31).



Рис. 4.30. Газові акумулятори на базі 500-літрових сталевих суцільнотягнутих газових балонів з двома горловинами в складі АГНКС

Система автономного газопостачання *GALILEO* на основі модулів *MAT*. Складається з універсальних шестигранних модулів, що містять сталеві суцільнотягнені балони (рис. 4.32) та тягачі для їх перевезення з оригінальною системою розвантаження та естакад для зберігання модулів (рис. 4.33). Застосування уніфікованих модулів дозволяє досить гнучко задовольняти різних споживачів.

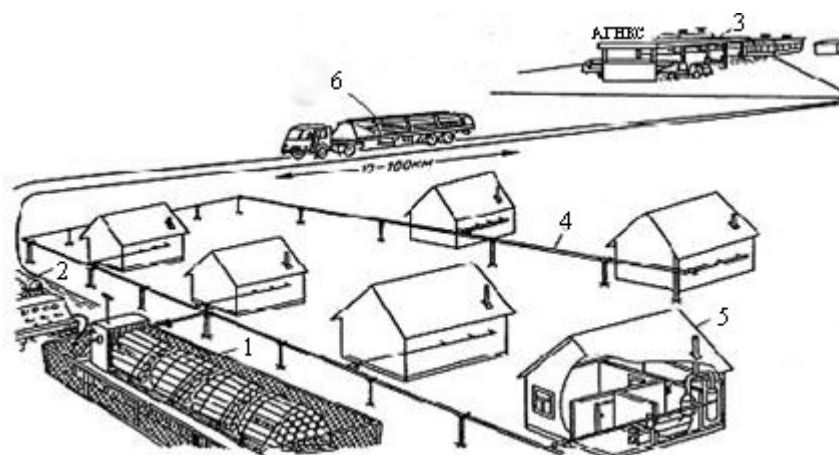


Рис. 4.31. Стаціонарні газоакумулятори в складі системи автономного газозабезпечення селища за системою «віртуальна труба»: 1 – стаціонарний газоакумулятор; 2 – напівпричеп-газовоз у процесі розвантаження; 3 – АГНКС; 4 – газова мережа селища; 5 – споживачі (газові котел, колонка, плита); 6 – газовоз

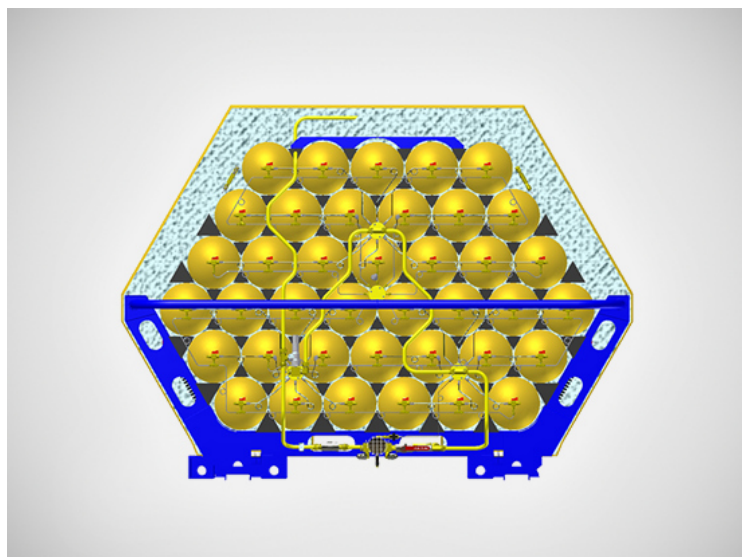


Рис. 4.32. Модуль МАТ у розрізі



Рис. 4.33. Модулі МАТ на автопричепі

Газовози. Служать для доставки газу споживачам, які не підключені до трубопровідної мережі, і можуть грати роль пересувних автомобільних газозаправників (ПАГЗ) (рис. 4.34).



Рис. 4.34. Газовоз з балонами на основі труб магістрального газопроводу

Крім метану, в балонах можуть зберігатися й інші технічні гази, при цьому часто як контейнери для їх зберігання і транспортування застосовуються моноблоки (рис. 4.35).



Рис. 4.35. Моноблок с кисневими балонами

Газовий моноблок являє собою укріплену місткість (порівняно з окремим балоном), що складається з 8 або 12 балонів місткістю 40 і 50 літрів з робочим тиском 150 або 200 кг/см². Колектор газового моноблока має загальний вентиль на всі балони, а для наповнення і спорожнення балонів передбачені два триходових вентиля. Балони розбиті на 2 групи, при цьому кожна група стягнута бандажами, а між балонами встановлюються розпірки. Конструкція моноблока дозволяє працювати тельфером, краном або виделковим навантажувачем вантажопідйомністю 1,5 тонни.

Газовий моноблок дозволяє механізувати процес забезпечення робочого місця технічними газами, підвищує продуктивність за рахунок скорочення часу підготовчих робіт, зручний при транспортуванні та вантажно-розвантажувальних роботах.

4.4.6. Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції (АГНКС)

Зростання цін на рідке моторне паливо, посилення екологічних вимог до токсичності вихлопних газів, а в ряді випадків і дефіцит нафтопродуктів, привели до зростання мережі автомобільних газозаправних станцій.

У даний час створена і розширюється широка мережа автомобільних газонаповнювальних компресорних станцій (АГНКС) газу. Тип АГНКС і її продуктивність залежать від умов і місця розміщення, від обсягу і стабільності потоку машин у місці розміщення станції, а також від моделей машин в автогосподарствах, що обслуговуються.

При розміщенні, визначенні типу і продуктивності станції важливо забезпечити мінімальні витрати як за часом на пробіг автомобіля до місця заправки і простій його в очікуванні заправки, так і на підведення до станції живлячого газопроводу та інших зовнішніх інженерних мереж і комунікацій.

Виходячи з необхідної продуктивності, місця розташування, способів доставки газу і зарядки автомобілів, розрізняють кілька типів заправок (АГНКС):

– загального користування, яка отримує газ по трубопроводу і здійснює заправку авто через газовий акумулятор на платній основі;

– гаражна, яка отримує газ по трубопроводу і здійснює заправку автотранспорту через газовий акумулятор, що належить одному підприємству;

– контейнерні (блокові, модульні), які отримують газ по трубопроводу і здійснюють заправку авто через газовий акумулятор;

– гаражна для повільної заправки (нічна), що отримує газ по трубопроводу і здійснює заправку авто через розгалужену мережу газопроводів протягом тривалого періоду часу;

– міні (домашня) здійснює заправку одиночних автомобілів від мережі низького тиску;

– дочірня, яка не має підключення до газопроводу, а отримує газ по системі газопостачання типу «віртуальна труба»;

– мобільні.

Найбільшого поширення набули стаціонарні АГНКС загального користування (рис. 4.36), які отримують газ по газопроводу і обслуговують споживачів на платній основі. Вони мають продуктивність 5 – 50 тис. м³/добу, яка визначається кількістю компресорів і ємністю газоакумуляторів, і може варіюватися в досить широких межах.

На відміну від авто- і газозаправних станцій, де моторне паливо тільки реалізується, АГНКС є об'єктами, на яких природний газ, що надходить по газопроводу, піддається комплексній обробці.

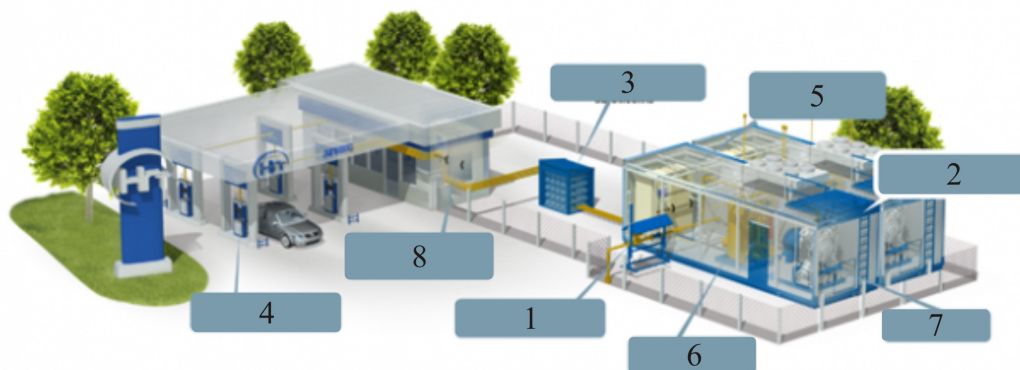


Рис. 4.36. Типове планування АГНКС з подачею газу по трубопроводу: 1 – блок входних кранів; 2 – блок-бокс технологічний; 3 – блок акумуляторів газу; 4 – колонка газозаправна; 5 – система автоматичного керування; 6 – блок підготовки газу; 7 – компресор; 8 – автоматизоване місце оператора

Технологічний процес АГНКС включає:

- очищення в сепараторі та фільтрах сировинного газу від крапельної рідини і механічних домішок;
- комерційний замір газу;
- компримування до 25 МПа з охолодженням після кожного ступеня стиснення компресорними установками;
- осушення газу від вологи в блоці осушування;
- зберігання в акумуляторах при 25 МПа і розподіл через газозаправні колонки при тиску 20 МПа.

Основним компонентом газової суміші, що надходить на АГНКС, є метан, споживачами якого є транспортні засоби, розраховані на роботу з цим видом палива. Природний газ, що надходить по трубопроводу, доводиться до тиску 20 МПа (200 атм), потім заправляється в балони автомобілів або закачується в газові балони, розраховані на такий надлишковий тиск і в такому вигляді поставляється споживачам.

Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції швидкої заправки складаються з комбінації компресора і ресиверів, попередньо наповнених газом під тиском 25 МПа, для заправки транспорту. Існує три ключові елементи такої системи: панель пріоритетного розподілу стисненого газу, ресивери (зазвичай 3-рівневі: високий, середній і низький рівні), а також електронна колонка-диспенсер.

Панель пріоритету перерозподіляє стиснений газ з компресора в ресивер у такій послідовності: спочатку в ресивер високого рівня, потім – середнього і в кінці в ресивери низького рівня.

Електронна колонка-диспенсер забирає газ з ресиверів у зворотному порядку (низький, середній, високий рівні) і в кінці газ забирається безпосередньо з компресора, якщо споживання перевищує обсяг ресиверів. Така система збільшує пропускну здатність заправки і зазвичай рекомендується для громадських АГНКС.

До основного обладнання АГНКС також можна віднести такі складові:

- газоакумулятори (ресивери);
- панелі пріоритетного розподілу стисненого газу;
- колонки (для швидкої та повільної заправки);
- блоки керування;
- осушувачі;
- електронний доступ;
- віддалений доступ;
- детектори витоку газу;
- індикатори точки роси газу;
- клапани і клапанні блоки.

Гаражна АГНКС, яка отримує газ по трубопроводу і здійснює заправку автомобілів через газовий акумулятор, обслуговує, як правило, одне автопідприємство. Виконує ті ж операції і має те ж обладнання, що і попередня. Відрізняється меншою виробничою потужністю і спрощеною конструкцією адміністративно-господарського блоку і в ряді випадків роздавальних колонок (рис. 4.37).



Рис. 4.37. Гаражна АГНКС

Контейнерні або модульні АГНКС отримують газ по трубопроводу і здійснюють заправку автомобілів через газовий акумулятор та можуть виконувати функції як АГНКС загального користування, так і гаражної. Відрізняються конструктивним виконанням – для зниження витрат на будівельно-монтажні роботи обладнання на заводі-виробнику складається в контейнери або модулі, з яких на місці на спрощених фундаментах збирається станція (рис. 4.38).



Рис. 4.38. Модульна АГНКС

Параметри компримування визначаються умовами при всмоктуванні та необхідним тиском нагнітання, при цьому аналіз роботи мереж газопостачання та магістральних газопроводів показує, що тиск на всмоктуванні коливається від 0,4 до 0,5 МПа, а тиск нагнітання повинен становити 24,7 МПа (максимальний надлишковий тиск в акумуляторах). Отже, ступінь стиснення компресора необхідно регулювати в межах від 5 до 64 МПа, що в одній модифікації машини неможливо. Для забезпечення всього діапазону тиску всмоктування необхідно створювати кілька модифікацій компресорів з наступними умовами всмоктування: 0,4 – 0,6 МПа; 1 – 1,2 МПа; 2,5 – 3,5 МПа.

Оскільки між тиском газу в живильному трубопроводі та необхідним для наповнення балонів на автомобілі існує досить серйозний перепад, на заправку його безпосередньо від компресора витрачалося би занадто багато часу (до декількох годин). Для прискорення заправки газ стискається компресорами до тиску більшого, ніж тиск в автомобільних балонах, і зберігається в газоакумуляторах (ресиверах). При цьому заправка автомобілів з

ресивера за допомогою редуктора дозволяє скоротити час заправки однієї машини до 10 – 15 хвилин. Великий перепад тиску змушує використовувати ступінчасту схему з двома і більше ступенями компримування газу при заправці автомобільних балонів. Отже, відповідно до складу АГНКС входить не менше двох послідовно встановлених компресорів і ресиверів.

При застосуванні двоступеневої заправки забезпечується зниження енерговитрат на 10 – 20 %, а триступеневої – на 15 – 27 %. Це пояснюється тим, що частина газу стискається до більш низького тиску, а при заповненні автомобільних балонів цей газ менше нагрівається. Схема АГНКС з двоступеневою заправкою зображена на рис. 4.39.

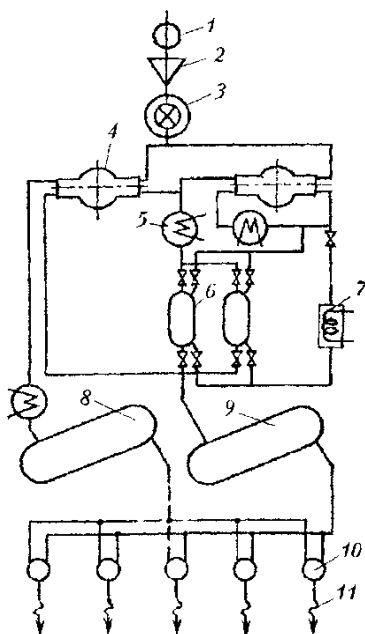


Рис. 4.39. Схема АГНКС: 1 – витратомір; 2 – фільтр; 3 – сепаратор; 4 – група компресорів; 5 – міжступеневі та кінцеві холодильники; 6 – адсорбер для газу; 7 – підігрівач газу регенерації; 8 – акумулятор високого тиску; 9 – акумулятор низького тиску; 10 – триходовий кран; 11 – заправний шланг

Закачування газу здійснюють у два акумулятори 8 і 9 від компресора або групи компресорів 4. У кожному акумуляторі підтримують свій тиск, а балони автомобілів заправляють спочатку з акумулятора низького тиску, потім – з високого.

Особливості типових АГНКС

Стационарна АГНКС на 500 заливок на добу комплектується технологічним обладнанням двох видів: для виробництва і зберігання газомоторного палива – розміщується в виробничо-технологічному корпусі та поза ним на майданчику, а також для роздачі газу – встановлюється на автозаправному майданчику.

Технічна характеристика стаціонарної АГНКС

Отримує газ із газопроводу середнього тиску.

Продуктивність (заправка 100 м ³), заправок/добу.....	500
Потужність одного компресора, кВт	125
Число компресорів	5 (1 резервний)
Число газозаправних колонок	8
Обсяг акумуляторів газу (два акумулятори), м ³	18
Чисельність персоналу (тризмінна робота) при різному теплопостачанні:	
автономному.....	20
централізованому.....	15
Площа території, га.....	0,67
Коефіцієнт завантаження компресорів.....	0,5

Технологічний цикл заправки з урахуванням усіх операцій і звільнення боксу для вантажного автомобіля становить 10 – 12, а легкового 6 – 8 хв. Для охорони навколишнього середовища технологією АГНКС передбачено зниження до мінімуму викидів газу через свічки розсіювання. При порушеннях технологічного процесу і в аварійних ситуаціях системою автоматики забезпечується відключення компресорів і підвідного газопроводу. Основне технологічне обладнання встановлюють у виробничо-технологічному корпусі, у якому розміщують компресорне відділення, відділення охолодження води з насосним обладнанням, повітряну компресорну, вентиляційну камеру, щитову, комплектну трансформаторну підстанцію (КТП), відділення запірно-регулюючої арматури, механічну майстерню та операторську.

Малогабаритна гаражна АГНКС складається з автоматизованої компресорної станції (один і більше блоків з КС, розміщеними в контейнерах або модулях) і рампи з постами заправки автомобілів (рис. 4.40). Компресорні установки працюють в автоматичному режимі.

Газ, що надходить через кран 1 з міської мережі, очищається у фільтрах 2, потім стискається в компресорі 3 і надходить через акумулятори газу 4, крани 5 і рампу 6 в балони автомобілів. Як правило, компресорами закачують газ у балони автомобіля безпосередньо до тиску 20 МПа. Акумулятори газу виконують при цьому роль гасителів пульсації, тому їх можна додатково використовувати для "швидкої" заправки одного-двох автомобілів

при виникненні екстреної необхідності. АГНКС також забезпечена запобіжним клапаном 7 і свічкою 8.

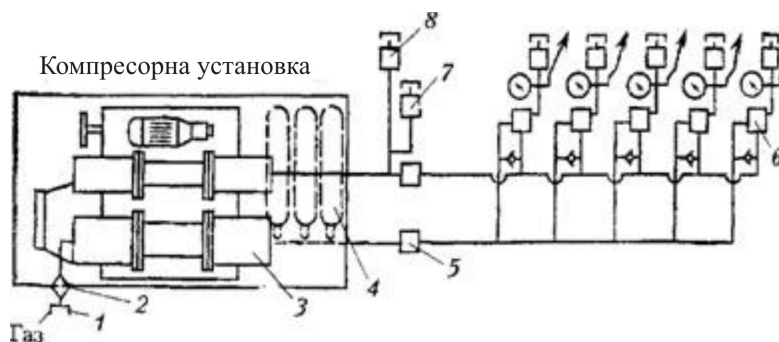


Рис. 4.40. Принципова технологічна схема гаражної АГНКС:
1 – кран; 2 – фільтр; 3 – компресор; 4 – акумулятор; 5 – кран;
6 – рампа; 7 – запобіжний клапан; 8 – свічка

Автомобільні газонаповнювальні компресорні станції монтують без стаціонарного фундаменту на стандартних залізобетонних плитах. Для заповнення балонів до тиску 20 МПа принципово можна застосовувати три режими роботи: пряме перекачування в балони; закачування в акумуляторну місткість з подальшим випорожненням її в балони автомобілів (режим з накопиченням); безперервну подачу в акумуляторну місткість газу в кількості, що компенсує в основному витрату з неї газу для заправки автомобілів (буферний режим).

Пряме закачування газу є найбільш економічним способом заправки, оскільки при цьому витрачається рівно стільки роботи, скільки потрібно для заповнення балонів. Цей режим абсолютно неприйнятний на стаціонарних АГНКС для масової заправки автомобілів через значну тривалість наповнення. Автозаправна рампа зазвичай має 5 – 10 постів і кожен з них оснащений триходовим краном і гнучким шлангом з заправною головою.

Гаражна АГНКС для повільної заправки. Газ надходить з міської мережі через компресор і акумулятор, призначений для згладжування пульсацій, потім подається через магістральну мережу, прокладену в межах підприємства, до заправних постів і через них – безпосередньо в балони автомобілів (рис. 4.41).

Такий спосіб заправки дозволяє використовувати компресори набагато меншої потужності, однак тривалість зарядки автомобілів досягає при цьому кількох годин. Як правило, використовуються на великих комунальних автопідприємствах, в автобусних та таксомоторних парках. Переваги – менша вартість устаткування і

менші витрати на електроенергію. Найбільш активно станції працюють у нічний час, тобто в період дії мінімальних тарифів на електроенергію.

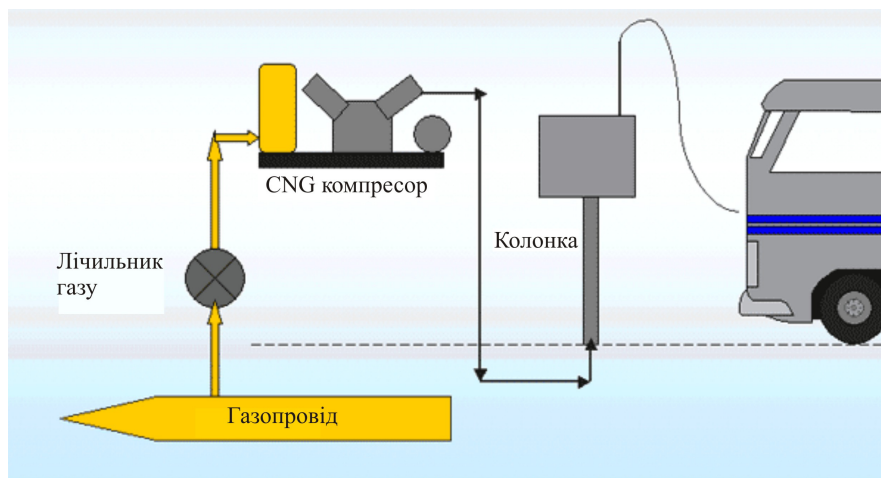


Рис. 4.41. Технологічна схема роботи повільної заправки

Міні АГНКС підключаються до газових мереж низького тиску та обслуговують приватні домогосподарства або малі фірми. Являють собою систему повільної заправки однієї машини. Випускаються як у настінному, так і в підлоговому варіантах (рис. 4.42).

Дочірні АГНКС не мають підключення до газопроводу, а отримують стиснений газ по системі газопостачання типу «віртуальна труба». Як джерело газу можуть виступати цільнотягнуті та зварні блоки з балонів I – IV типів на основі газових труб великого діаметра. Тиск у балонах може досягати 32 МПа, а блоки балонів можуть бути змонтовані на причепах, напівпричепах (рис. 4.43), змінних кузовах, контейнерах або модулях.

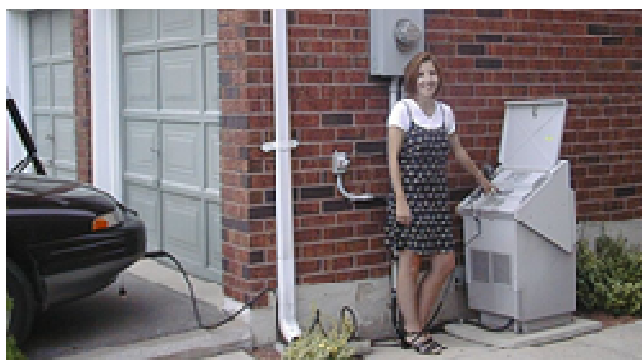


Рис. 4.42. Варіанти конструкційного виконання міні АГНКС



Рис. 4.43. Колонка дочірньої АГНКС с газовозом-напівпричепом

Залежно від умов експлуатації ці станції можуть бути обладнані компресорами для максимальної повноти використання місткості балонів або здійснювати заправку автомобілів за рахунок перепаду тиску між балонами модуля та автомобіля. В останньому випадку недовикористання балонів модуля по місткості може досягати 50 %.

Пересувний автогазозаправник (ПАГЗ) являє собою автопоїзд, складений з автомобіля-тягача і причепа (або напівпричепа), на якому знаходиться газобалонна установка із системою заправки автомобілів і самого автозаправника. Конструктивно практично не відрізняється від газовозів і можуть застосовувати балони I – IV типів як цільнотягнуті, так і зварні на основі газових труб великого діаметра.

Для ступінчастої заправки безкомпресорним способом газобалонна установка складається, як правило, з трьох секцій балонів. Найбільший тиск у балоні 32 МПа, а місткість 400 л. Загальна кількість балонів для автопоїзда з тягачем КамАЗ-5410 складає 14 (обсяг 2490 м³), тягачем МАЗ-6422 – 33 (обсяг газу 4693 м³), число заправних пристроїв – 2. Заправка ПАГЗ відбувається на стаціонарних АГНКС зі спеціального заправного блоку, оснащеного додатковим компресором (з 22 до 32 МПа). Загальний недолік розглянутих ПАГЗ – значна кількість залишкового газу (до 50 %) в газових балонах заправника, який не можна використовувати для заправки балонів автомобілів.

Для підвищення ступеня спорожнення балонів застосовують компресорний спосіб, який вимагає спеціальних компресорних установок і трубої обв'язки. Рекомендується для підвищення використання запасу газу при одночасному підвищенні ступеня заповнення автомобільних балонів використовувати ежекторний спосіб шляхом послідовного підключення до балонів ПАГЗ ежекторів з регульованим відношенням площі перерізу активного і пасивного сопел у межах 0,2 – 5.

У всіх основних схемах заправки автомобілів використовують дво- і багатоступеневу заправку, оскільки при заправці з одного акумулятора газу, де тиск створюють шляхом закачування газу компресорами, можуть спостерігатися два недоліки: перевитрата енергії на стиснення газу і неповна заправка газобалонних установок автомобілів.

Сутність першого ефекту полягає в тому, що весь газ стискається до тиску, що перевищує максимальний тиск у балонах, установлених на автомобілі, у той час як для заповнення газобалонної установки тільки остання порція газу повинна стискатися до робочого тиску, а весь інший газ – до більш низького.

Недозаправка можлива внаслідок перегріву газу, оскільки на початку заправки спостерігається вплив дросель-ефекту, через що температура газу в балоні при різкому розширенні газу знижується до 203 – 213 К. Однак далі при зменшенні перепаду тиску дросельний ефект знижується, температура між стінкою балона і газом за рахунок інтенсивного теплообміну внаслідок гальмування струменя поступово зростає і в кінці заправки тепловміст газу в балоні стає вище тепловмісту одиниці газу в акумуляторі, що і є джерелом перегріву газу.

Експериментальними дослідженнями показано, що при заправці має місце перегрів газу, оскільки заправляти газ треба при температурі його від 10 до 55 К, отже, відбувається недозаправка до 10 %. При заправці автомобілів у кілька ступенів – спочатку з акумулятора з меншим тиском, а потім з великим – компенсуються недоліки прямої заправки з одного акумулятора. Наприклад, застосування двоступеневої заправки з тиском у першому акумуляторі 13 – 14 МПа і в другому – 22 МПа дозволяє зменшити витрати енергії на 27 – 30 % і практично ліквідувати недозаправку автомобілів.

4.4.7. Підземні сховища компримованого (стисненого) газу

У зв'язку з необхідністю зберігання великих обсягів стисненого природного газу, дорожнечою і технологічною складністю створення газгольдерів для зберігання газів під тиском у даний час широкого поширення набуло підземне зберігання газів. Підземні сховища газу (ПСГ) використовуються для забезпечення:

- регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання;
- зберігання резервів газу на випадок аномально холодних зим;

- регулювання нерівномірності експортних поставок газу;
- створення довгострокових резервів газу на випадок форс-мажорних обставин при видобутку або транспортуванні газу.

Технічне облаштування ПСГ повинно забезпечувати: безперебійне функціонування технологічної системи з приймання газу, що транспортується, попередню його підготовку, компримування й охолодження; очистку, розподіл по нагнітальних і експлуатаційних свердловинах; зберігання під надлишковим тиском; відбір; одно- або багатоступеневу сепарацію; редукування; осушення і подачу газу в газопровід або безпосередньо споживачам.

Підземні сховища газу (ПСГ) є невід'ємною частиною Єдиної системи газопостачання і розташовані в основних районах споживання газу. Кожне підземне сховище газу незалежно від умов створення та експлуатації характеризується двома основними параметрами (об'ємом і потужністю):

- об'ємний показник характеризує місткість сховища – активний і буферний обсяги газу;
- показник потужності характеризує добову кількість при відборі й закачуванні газу, тривалість періоду роботи сховища при максимальній кількості закачування.

Залежно від способу створення та характеристик вміщувальних гірських порід склалася наведена далі класифікація газосховищ (див. підрозд. 3.2).

Найбільшого поширення набули *ПСГ, облаштовані в пористих проникних породах* (рис. 4.44). Оскільки вони характеризуються великою місткістю, відносно невисокими витратами на створення, наявністю рідин, що створюють додатковий тиск для витіснення газу з пластів при його видачі, на них припадає близько 95 % від загального числа ПСГ.

Близько 70 % від загального числа газосховищ припадає на ПСГ, що побудовані та обладнані на базі відпрацьованих нафтових, газових або газоконденсатних родовищ.

До переваг таких ПСГ можна також віднести економію капітальних витрат, оскільки відпадає необхідність проведення геолого-розвідувальних робіт, тому що відомі основні фізико-геологічні та експлуатаційні параметри пласта-колектора і його покришки. Крім того, відсутні витрати на буріння свердловин, створення мережі трубопроводів, доріг, ліній зв'язку та енергопостачання, а також використовується наземний комплекс

підготовки газу до транспортування, які в подальшому застосовуються для цілей підземного зберігання газу. Загальний об'єм газу в сховище складається з двох складових: активного та буферного об'ємів.

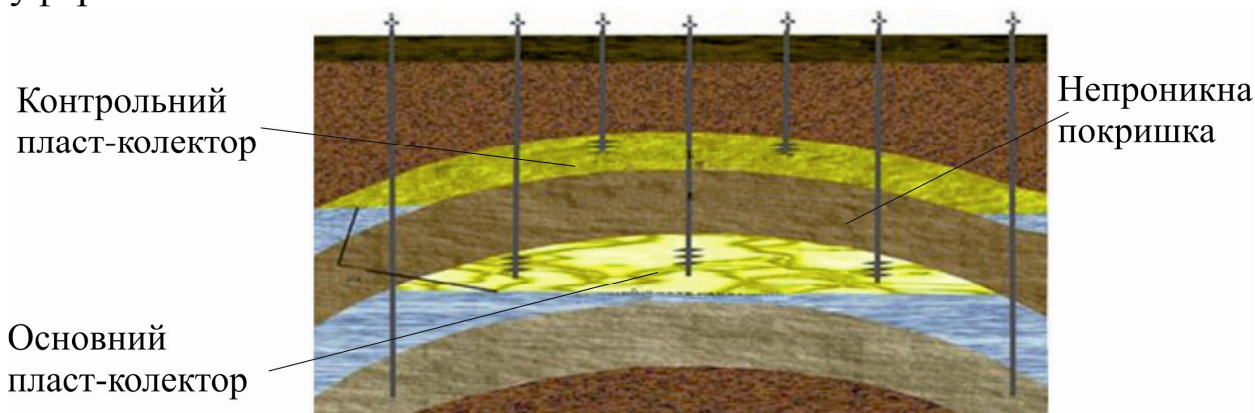


Рис. 4.44. Підземні сховища газу на базі відпрацьованого газового (газоконденсатного) родовища

Активний об'єм – це та кількість газу, яка щорічно закачується і відбирається з ПСГ. Буферний газ призначений для створення в сховищі певного тиску в кінці відбору, при якому забезпечується необхідний дебіт газу, що одержується зі сховища, дотримуються вимоги охорони надр і умови транспортування газу в район споживання, зменшується просування води в сховищі, збільшується дебіт свердловин, та зменшується ступінь стиснення газу на перекачувальних агрегатах компресорної станції (КС). Чим більше об'єм буферного газу, тим більший тиск у сховищі, тобто дебіт окремих свердловин, і тим менше загальне число свердловин для відбору газу зі сховища і відповідно ступінь стиснення газу на КС підземного сховища при подачі його споживачеві.

Об'єм буферного газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання родовища, фізико-геологічних параметрів пласта-колектора, товщини шару і кута нахилу структури, режиму експлуатації сховища, технологічного режиму експлуатації свердловин і тиску газу на голові свердловини в кінці періоду відбору газу. Цей тиск, у свою чергу, залежить від споживача (комунальний сектор, технологічні лінії підприємств), довжини, діаметра і пропускної здатності з'єднувального газопроводу, а також від тиску в його кінцевій точці.

Якщо підземне сховище утворено в пастці цементованого пласта великої потужності, то під час його експлуатації ґрунтова вода буде

пересуватися вгору при відборі газу і вниз при закачуванні. Обсяг газонасиченої частини покладу в цьому випадку змінюється, оскільки частина газу в кінці періоду відбору залишається в необводненій, а інша – в обводненій частині колектора. Режим експлуатації ПСГ при таких умовах називається пружноводонапірним.

Якщо газонасичений колектор являє собою міцні, зцементовані породи, то він не обмежує дебіт газу, який відбирається із свердловини. Однак у цьому випадку на контакт «газ – вода» при відборі газу тиск розподіляється нерівномірно, найменший тиск буде під вибоєм свердловини. Спочатку плоска (до моменту відбору газу) горизонтальна поверхня контакту «газ – вода» деформується, утворюючи під вибоєм свердловини так званий конус підшовної води. При підйомі цієї води можливо обводнення свердловини. Свердловини на такому підземному сховищі експлуатуються при технологічному режимі граничного безводного дебіту. Конус підшовної води в цьому випадку займає стійке положення, а для подачі газу споживачеві компресорна станція часто не потрібна.

Буферний газ поділяють на дві складові частини:

– газ, який може бути відібраний з підземного сховища в разі екстреної необхідності додаткової його подачі або в разі ліквідації ПСГ;

– газ, який економічно недоцільно вилучати з пласта існуючими на даний час способами, тобто залишковий газ.

Обсяг буферного газу, визначений з урахуванням технологічних умов експлуатації підземного сховища, часто не задовольняє економічні вимоги. При цьому витрати на зберігання газу за час роботи сховища мінімальні. До того ж буферний газ являє собою продукцію, що має певну ціну, і чим вона більше, тим менше його повинно бути в сховищі при інших рівних умовах. Об'єм буферного газу, крім технологічних факторів, залежить від капітальних вкладень у буріння свердловин, експлуатаційних витрат при їх роботі, вартості одиниці об'єму буферного газу та експлуатаційних витрат на його закачування і заповнення, а також від капітальних вкладень у будівництво КС та експлуатаційних витрат на її роботу.

Правильний вибір кількості буферного газу дозволяє забезпечити необхідний для роботи сховища тиск, зменшує просування води в область газонасиченості при відборі газу, запобігає зміні складу газу й утворенню гідратів у процесі зберігання, дозволяє зменшити число експлуатаційних свердловин і ступінь стиснення

перекачувальних агрегатів КС. Об'єм буферного газу в ПСГ змінюється у межах від 60 до 130 % від кількості активного газу.

На рис. 4.45 наведена принципова схема підземного сховища в пористих пластах.

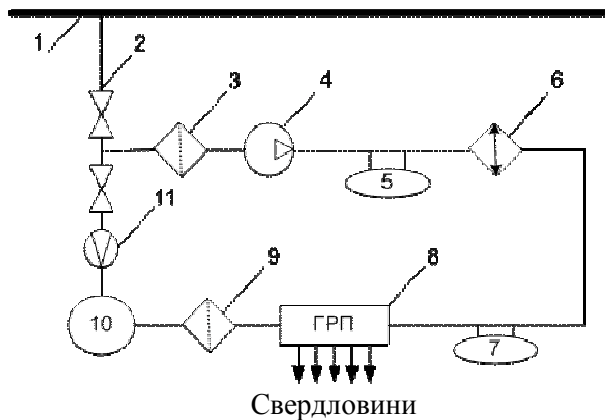


Рис. 4.45. Принципова схема підземного сховища газу:

- 1 – магістральний газопровід; 2 – газопровід-відвід;
- 3, 9 – пиловловлювачі; 4 – компресорна станція; 5 – сепаратор;
- 6 – холодильник (градирня); 7 – масловіддільник;
- 8 – газорозподільний пункт; 10 – установка осушення газу;
- 11 – витратомір

Працює таке сховище таким чином: газ із магістрального газопроводу 1 по газопроводу-відводу 2 надходить на компресорну станцію 4 після очищення в пиловловлювачі 3. Стиснений і нагрітий при компримуванні газ очищується від масла в сепараторах 5, охолоджується в градирні або атмосферному повітроохолоджувачі (АПО) 6 і через масловіддільники 7 надходить на газорозподільний пункт (ГРП) 8, де здійснюється його розподіл по свердловинах.

Тиск газу, який закачується в підземне сховище, досягає 15 МПа і для закачування, як правило, використовуються компресори з приводом від газових турбін або електродвигунів. При відборі газу зі сховища його дроселюють на ГРП 8, проводять очищення й осушення в спеціальних апаратах 9, 10, а потім після виміру кількості витратоміром 11 повертають у магістральний газопровід 1. Якщо тиск газу в підземному сховищі недостатньо високий, його попередньо компримують і охолоджують. Очищення газу від пилу, окалини і частинок масла перед його закачуванням у сховище має дуже велике значення, тому що в протилежному разі засмічується привибійна зона і зменшується здатність прийняття свердловин.

Оптимальна глибина, на якій створюються підземні газосховища, становить від 600 до 1100 м. Це пов'язано з тим, що зі збільшенням глибини зростають витрати на облаштування свердловин. З іншого боку, глибина не повинна бути занадто малою, оскільки в сховищі створюється досить високий тиск. Підземне сховище заповнюють газом кілька років, причому кожен сезон дещо більшим об'ємом того газу, який відбирається.

Підземне сховище в відпрацьованому нафтовому родовищі. Досвід експлуатації виробленого нафтового родовища дає можливість зібрати такий матеріал, який допоможе оцінити використання його як підземного сховища газу. Сам факт існування нафтового родовища свідчить про герметичність покрівлі, крім того, відомо обсяги видобутої нафти, газу і води, зміна тисків і дебітів у свердловинах, геолого-фізичні параметри пласта-колектора і фізичні властивості нафти, газу і води.

Для переобладнання нафтопромислу в підземне сховище газу необхідно обстежити і відремонтувати старі або негерметичні свердловини, вивчити стан і герметичність шлейфів, промислових нафтопродуктів та іншого обладнання для можливості їх використання в процесі підземного зберігання газу, реконструювати промислові газопроводи, побудувати нові установки для очищення й осушення газу, пробурити нові нагнітально-експлуатаційні свердловини. Паралельно проводяться дослідження з метою визначення кількості закачування газу в нагнітально-експлуатаційні свердловин та відбору з них газу, режиму роботи сховища, максимально можливого обсягу вилучення залишкової нафти, заходів щодо збільшення пропускної здатності свердловин, зміни складу газу в процесі його зберігання та відбору.

Під час підземного зберігання газу в частково виробленому нафтовому родовищі газ буде не тільки витіснити нафту до вибоїв експлуатаційних свердловин або до периферії простору, а й розчиняти і випаровувати компоненти нафти і виносити їх з пласта на поверхню. На процесі витіснення, розчинення і випаровування нафти газом впливають багато які фізико-геологічні параметри пласта-колектора, фізичні властивості нафти і газу, технологічні параметри ПСГ.

Максимальний об'єм газу, який можна закачати в вироблений нафтовий простір при постійному об'ємі порового простору, складається з трьох об'ємів газу (рис. 4.46):

- закачаного в газову шапку покладу;
- розчиненого в нафті, що залишилася;
- оклюдованого газу.

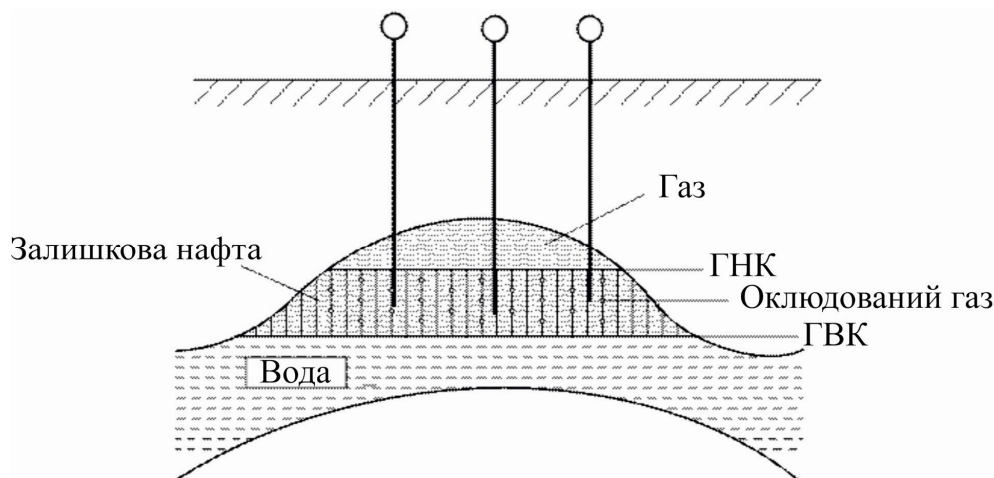


Рис. 4.46. Схематичний розріз нафтового покладу масивного типу в кінці розробки

Оклюдований газ – такий, що виділився з нафти при зниженні пластового тиску нижче тиску насичення і знаходиться в нафті у вигляді розсіяних бульбашок.

Сховища газу в водоносних горизонтах. Підземні сховища газу, побудовані в водоносних пластах, функціонують за рахунок витіснення з пір породи рідини і накопичення газу під непроникною покринкою (рис. 4.47). Це другий за поширеністю вид ПСГ становить близько 25 % від загального числа сховищ. Подібні сховища в основному створюються в «відкритих» геологічних пастках, що являють собою добре виражені куполоподібні підвищення (антикліналі), недалеко від яких є зона живлення або стоку. У міру заповнення сховища газом тиск у ньому підвищується з одночасним переміщенням кордону газового пузиря. Якщо сховище газу створюється в «замкнутах» пастках, у яких не вдається відтіснити воду на периферію пласта, створюється спеціальна система відбору води з пласта через окремі розвантажувальні свердловини.

Будівництво сховища газу в водоносних пластах здійснюється в три етапи: геологічна розвідка, розвідувально-промислове закачування і циклічна експлуатація сховища. Геологічна розвідка дозволяє: з'ясувати наявність пастки, здатної акумулювати газ у необхідних об'ємах, установити її площу, визначити характеристики пласта-колектора, покринки і всього розрізу осадових порід,

отримати гідрогеологічні дані щодо розкритих розвідувальних свердловин та водоносних пластів із зазначенням ступеня їх взаємозв'язку, визначити хімічний склад, тиск і температуру пластових вод усього розрізу.

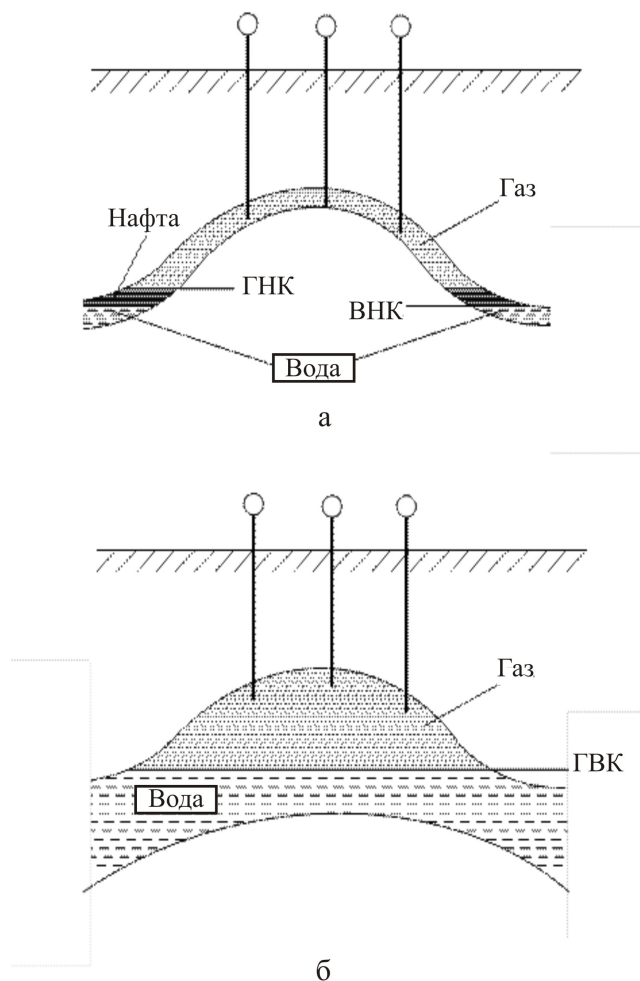


Рис. 4.47. Схематичне зображення процесу експлуатації пласта-колектора: а – пласт невеликої потужності в слабозцементованому колекторі; б – пласт великої потужності в міцнозцементованому колекторі

Розвідувально-промислове закачування газу проводиться в два етапи: 1) розвідувальні роботи (визначення газогідродинамічних параметрів і ступеня однорідності пласта-колектора, місткості свердловин, витоків газу та ін.); 2) промислове заповнення сховища газом.

Сховища в непроникних гірських породах мають об'єми набагато менші, ніж у проникних, оскільки для їх створення використовуються вже наявні гірничі виробки і штучно створені порожнини (див. підрозд. 3.5). За своїми технічними характеристиками вони можуть використовуватися для зберігання як стисненого, так і зрідженого

газу, а також нафтопродуктів. Для зниження витрат на будівництво таких ПСГ активно використовують гірничі виробки відпрацьованих шахт і копалень. У разі відсутності таких проводяться комбайновим або буропідричним способом спеціальні виробки для зберігання газу. Для запобігання витоків такі виробки можуть кріпитися монолітним або набризк-бетоном, облицьовуватися сталевими листами або синтетичними мембранами.

У пластичних породах (солі) порожнини можуть бути отримані розмивом, у крижаних пластах і вічномерзлих породах – відтаюванням. Порожнини для ПСГ також можуть створюватися за допомогою вибухів камуфлетних зарядів вибухових речовин, а в корінних породах – за допомогою ядерних вибухів.

Якщо ПСГ в пористих структурах призначені в основному для згладжування сезонної нерівномірності газоспоживання, то ПСГ, створені в непроникних породах, можуть бути використані переважно для покриття пікових навантажень, оскільки їх можна експлуатувати в «ривковому» режимі з продуктивністю відбору з одиничної свердловини, що на порядок перевищує темпи відбору газу зі свердловини ПСГ в пористих структурах.

Підземні місткості у відкладах кам'яної солі споруджуються шляхом розмиву (вилуговування) порожнин необхідної конфігурації в товщі солі через свердловини.

Підземні сховища, створені в результаті ядерного вибуху. У 1963 році були заборонені всі експерименти з проведення ядерних вибухів у трьох середовищах: в атмосфері, за її межами, включаючи космічний простір, під водою і в будь-якому іншому середовищі, якщо такий вибух викликає випадання радіоактивних опадів за межами кордонів даної держави. Однак, глибинні ядерні вибухи, що виключають викид радіоактивних опадів в атмосферу, тривали як для вдосконалення ядерної зброї, так і в мирних цілях. У СРСР проводилися підземні ядерні вибухи для інтенсифікації припливів нафти і газу, зниження водо- і газопритоку на шахтах, ліквідації аварій на нафто- і газопромислах, створення нафто- і газосховищ, геологорозвідки і т. д. Карта ядерних вибухів, проведених у СРСР в мирних цілях, наведена на рис. 4.48.

Підземні ядерні вибухи дозволяють створювати сферичні порожнини з герметичними стінками із склоподібних розплавлених порід для нафто- і газосховищ об'ємом до декількох кубічних кілометрів.



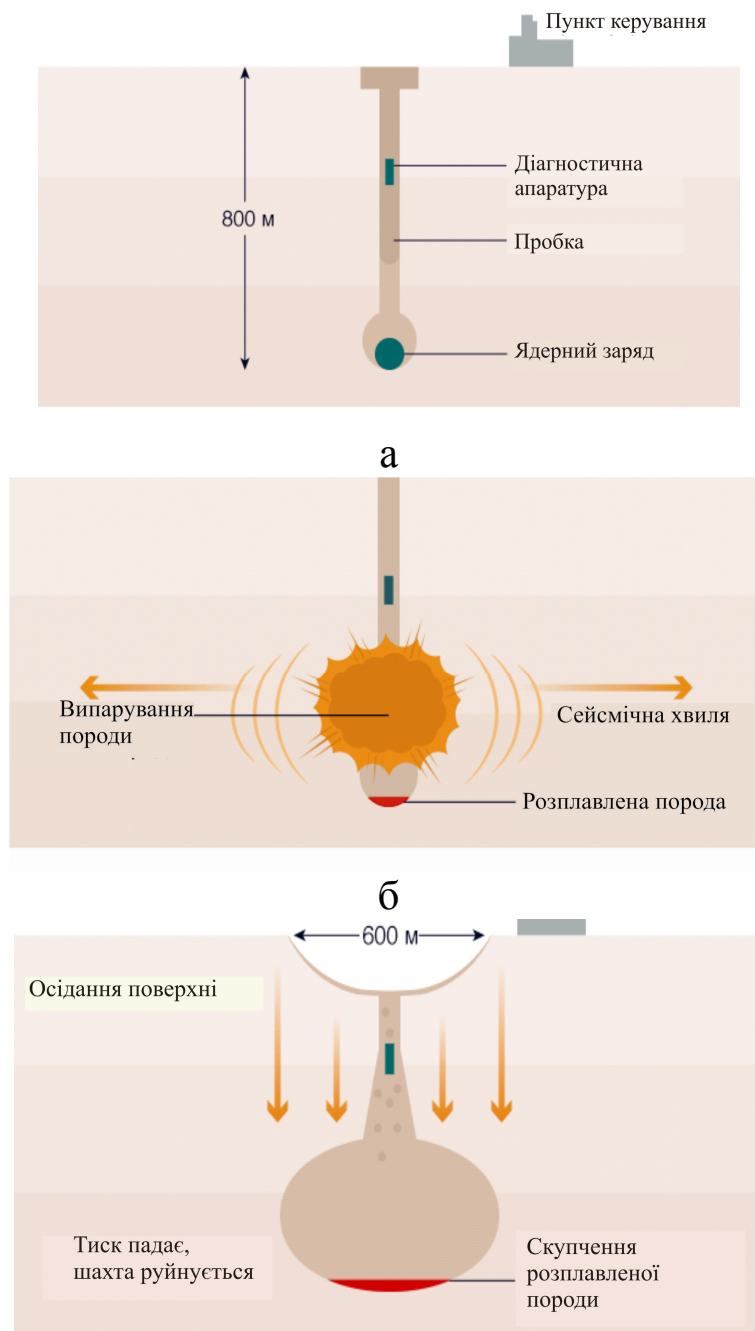
Рис. 4.48. Карта ядерних вибухів, проведених в СРСР у мирних цілях

Послідовність створення сховищ методом глибинних вибухів виглядає таким чином: спочатку бурять свердловину потрібної глибини, її стінки зміцнюють за допомогою обсадних труб і цементують, потім двома попередніми вибухами створюють зарядну камеру, у яку поміщають основний заряд вибухової речовини, унаслідок вибуху якого утворюється необхідна порожнина. Для того щоб отримати підземні резервуари місткістю 100, 200, 400, 500, 700, 1000 м³, необхідна мінімальна потужність гірських порід – 18, 23, 27, 30, 33 і 38 м відповідно.

Під час вибуху ядерного заряду утворюється плазмова куля, яка розплавляє навколишні гірські породи. Так, при вибуху заряду потужністю 1 кт в граніті за 30 мкс розплавляється близько 1000 м³ породи, а газі, що розширюються, збільшують об'єм порожнини до 2000...8000 м³.

У США в 1967 році при проведенні експерименту «Гезбаггі» за допомогою ядерного заряду в 26 кт була створена підземна порожнина об'ємом 56000 м³.

Роботи зі створення підземного сховища починаються з буріння свердловини великого діаметра і глибиною, як правило, від 200 до 800 метрів (рис. 4.49). В шахту опускають заряд, зверху над ним споруджують пробку з сипучих матеріалів (галька, пісок та ін.), вище розміщують необхідну вимірювальну апаратуру, устя та оголовок свердловини тампонуєть бетоном, на безпечній відстані розташовують пункт керування.



В

Рис. 4.49. Стадії створення підземної порожнини в результаті ядерного вибуху: а – підготовка; б – підривання; в – утворення порожнини

Далі проводять підрив заряду, що призводить до випаровування породи, а до моменту завершення процесу підривання вся енергія зосереджена в газі, який включає власне продукти детонації ядерного пального і частини зарядного пристрою, що випарувалися. Велика частина цих газів – це пари різних металів та інших речовин з високою температурою конденсації.

Температура досягає декількох мільйонів кельвінів, тиск – десятків тисяч ГПа, при цьому стінки порожнини являють собою оплавлену до склоподібного стану породу. Потім у міру падіння температури на дні порожнини накопичується розплавлена гірська порода і через кілька годин після падінням температури і тиску порожнина просідає, у результаті чого на поверхні утворюється воронка. Після закінчення певного періоду, необхідного для падіння температури і зниження радіації, проводиться буріння нових свердловин, що розкривають порожнину. Після дезактивації свердловини облаштовуються для подачі та відкачування нафтопродуктів, на поверхні будуються трубопроводи, насосні станції та інша інфраструктура, необхідна для роботи нафтосховища.

4.5. Зберігання зріджених газів

4.5.1. Загальні відомості

Зріджені гази, що використовуються в енергетиці, промисловості, комунальному господарстві та як моторні палива, розділяться на дві групи:

– зріджені вуглеводневі гази (ЗВГ, англ. Liquefied petroleum gas (LPG)) – суміш скраплених під тиском легких вуглеводнів з температурою кипіння від -50 до 0 °С;

– зріджений природний газ (ЗПГ, англ. Liquefied natural gas (LNG)) – природний газ (переважно метан, CH_4), штучно зріджений шляхом охолодження до -160 °С для зручності зберігання або транспортування.

Зріджений природний газ є рідиною без запаху і кольору, густиною $0,41 - 0,5$ кг/л залежно від температури, тиску, і вмісту вищих алканів (густина чистого метану $0,41$ кг/л при температурі кипіння, при підвищенні тиску і зниженні температури густина зростає, домішки вищих алканів також її підвищують). Не токсичний. Температура кипіння $-158...-163$ °С. Сучасний ЗПГ складається на $85 - 95$ % з метану, а в інші $15 - 5$ % входять етан, пропан, бутан, азот.

Умови зберігання газів різні, оскільки фізичні властивості їх також відрізняються. Так, пропан-бутан можна зберігати в сталевих або композитних місткостях під низьким тиском. Зріджений природний газ унаслідок низької температури кипіння – в теплоізольованих або охолоджуваних місткостях.

Сховища зріджених газів необхідні на газо- і нафтопереробних заводах, установках стабілізації нафти, газорозподільних і газонаповнювальних станціях, на хімічних підприємствах, для нормальної експлуатації трубопроводів зрідженого газу і регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання. Дрібні місткості зрідженого газу використовують для комунально-побутових потреб, у сільській місцевості та на транспорті. Сховища зріджених газів необхідні для забезпечення безперебійного виробництва та роботи транспорту.

За своїм призначенням сховища для зріджених вуглеводневих газів можна розділити на чотири основні групи.

Група А – сховища, що знаходяться на газо- і нафтопереробних заводах. Об'єм резервуарного парку таких сховищ визначають за формулою

$$V_A = \frac{M_{\Gamma} \tau}{365 \rho k_3},$$

де M_{Γ} – річний обсяг виробництва зрідженого вуглеводневого газу; τ – час зберігання, діб (2 – 20), визначається залежно від прийнятого для промислового підприємства нормативу; ρ – густина продукту, що зберігається; k_3 – коефіцієнт заповнення резервуарів сховищ.

Група Б – сховища на перевалочних кущових і портових базах зрідженого вуглеводневого газу, резервуарні парки газонаповнювальних станцій (ГНС). Необхідну місткість резервуарного парку слід визначати залежно від добової продуктивності сховища, ступеня заповнення резервуарів та кількості зарезервованого для зберігання зрідженого вуглеводневого газу. Кількість газу, що резервується, доцільно розраховувати з урахуванням часу роботи сховища без надходження газу τ_p за формулою

$$\tau_p = \frac{l}{V_{\text{тр}}} + \tau_{\text{пр}} + \tau_3,$$

де l – відстань від заводу-постачальника зрідженого вуглеводневого газу до сховища; $V_{\text{тр}}$ – нормативна швидкість доставки вантажів (для залізниці при перегінній відправці приймається 330 км/добу); $\tau_{\text{пр}}$ – час, що витрачається на операції, пов'язані з відправленням і прибуттям продукту (приймається 1 доба); τ_3 – час, на який слід

передбачати експлуатаційний запас зріджених газів у сховищі (залежно від місцевих умов приймається 3 – 5 діб).

Група В – сховища у споживачів (великі промислові підприємства, населені пункти). Необхідний обсяг цих сховищ розраховують з річної потреби і характеру споживання зрідженого вуглеводневого газу.

Група Г – сховища для згладжування нерівномірності споживання газу. Вони забезпечують безперебійну і безперервну подачу газу при коливаннях (сезонних, добових, годинних) його споживання. Обсяг сховищ V_G для згладжування нерівномірності із застосуванням зрідженого природного газу визначають за формулою

$$V_G = \frac{MP}{100\varphi},$$

де M – річне споживання газу; P – величина пікового навантаження (в % від усього споживаного газу); φ – кількість парової фази, одержаної при регазифікації з 1 м^3 зрідженого природного газу.

Обсяг сховищ для регулювання нерівномірності газоспоживання із застосуванням пропан-бутанових сумішей V_G визначають за формулою

$$V_G = \frac{Q_G V_{ГП}}{Q_{ГС}},$$

де Q_G – теплота згоряння природного газу; $V_{ГП}$ – обсяг сховища природного газу; $Q_{ГС}$ – теплота згоряння газоповітряної суміші зрідженого газу (пропан, бутан).

Здатність зріджених газів переходити в рідкий стан при нормальній температурі та низькому тиску значно полегшує їх зберігання. Умови зберігання зріджених газів і їх сумішей у місткостях визначаються фізико-хімічними і термодинамічними властивостями зріджених газів.

4.5.2. Газгольдери

Газгольдер (англ. Gas-holder) – резервуар для зберігання газоподібних речовин, таких як природний газ, біогаз, зріджений нафтовий газ, повітря і т. д. Існують газгольдери змінного і постійного об'єму.

Газгольдери класифікують за такими ознаками:

за матеріалом виготовлення – сталеві; залізобетонні; фібробетонні; м'які;

за геометричною формою – циліндричні з плоскими днищами; циліндричні зі сферичними днищами; сферичні (кульові); краплевидні (сфероїдальні, багатоторові, циліндричні торокрапельні);

за розташуванням відносно поверхні землі – надземні; підземні; напівзанурені (із засипанням);

за конструктивними особливостями – одностінні; двостінні; двостінні ізотермічні.

4.5.2.1. Сталеві газгольдери

Найбільшого поширення набули *сталеві циліндричні газгольдери* із сферичними дахами і плоским дном для зберігання великих об'ємів зріджених газів у складі великих припортових терміналів (рис. 4.50).

Ізотермічні місткості для зрідженого газу являють собою сталевий циліндричний корпус, який може бути розміщений як на поверхні землі, так і під нею. При цьому незалежно від типу розміщення на резервуар буде чинитися тиск, наприклад, від теплоізоляції або інших металоконструкцій (сходів, площадок обслуговування та ін.). Щоб протягом усього терміну експлуатації була збережена геометрія резервуара, на каркасі й даху передбачаються кільця і ребра жорсткості.



Рис. 4.50. Сталеві циліндричні газгольдери з плоским дном і сферичним дахом у складі портового терміналу з приймання зрідженого газу

Матеріалом для виготовлення ізотермічних резервуарів є низьколегована сталь марки 09Г2С або різні залізонікелеві сплави підвищеної морозостійкості. Залежно від умов експлуатації матеріалами зовнішнього резервуара також можуть служити бетон або будівельний композиційний склад з бетону і сталі.

Дахи виготовляються сферичної, купольної або конусоподібної форми. З урахуванням вимог до стійкості, робочого тиску, об'єму резервуара, властивостей газу, що зберігається, стінки мають рівномірну товщину.

Конструктивно ізотермічні резервуари можуть виготовлятися одностінними і двостінними (так звані резервуари "стакан у стакані"), а також вертикальними або горизонтальними.

Вертикальні ізотермічні резервуари мають кілька основних конструкцій (рис. 4.51).

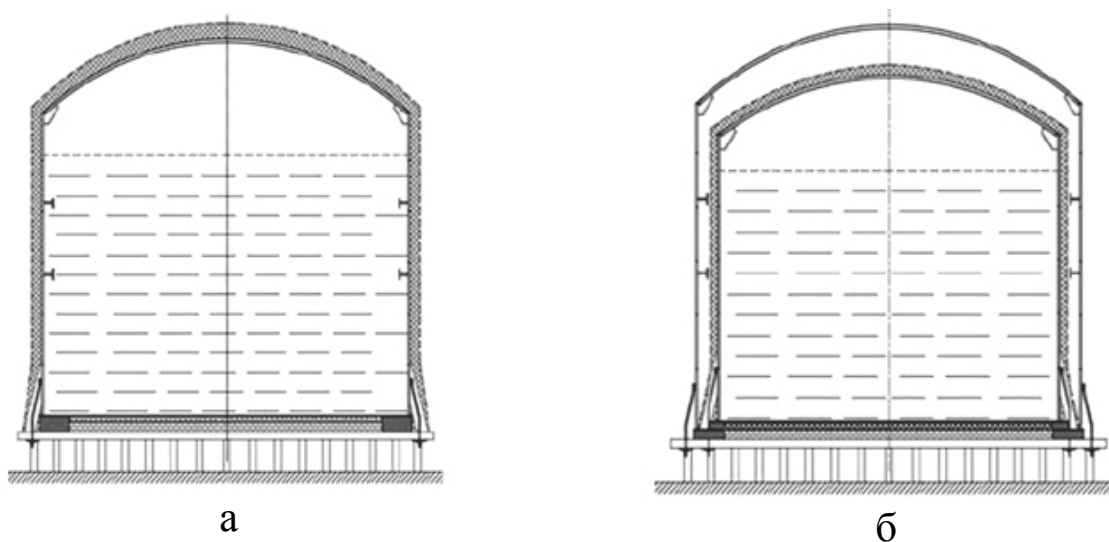


Рис. 4.51. Вертикальні ізотермічні резервуари: а – одностінний із зовнішньою ізоляцією; б – двостінний з двома самонесучими дахами

Двостінні ізотермічні резервуари (рис. 4.52) – це два герметичних резервуари, розташованих один в одному. Міжстінний простір двостінних ізотермічних резервуарів заповнюється спученим перлітовим піском або встановлюється теплоізоляція зі скловолокна, піноскла, поліуретану (рис. 4.53) та ін. Потім здійснюється просушка теплоізоляції сухим азотом. Додатково можливе додавання компенсаційного шару з еластичної мінеральної вати, який здатний частково попередити температурні деформації внутрішнього резервуара.

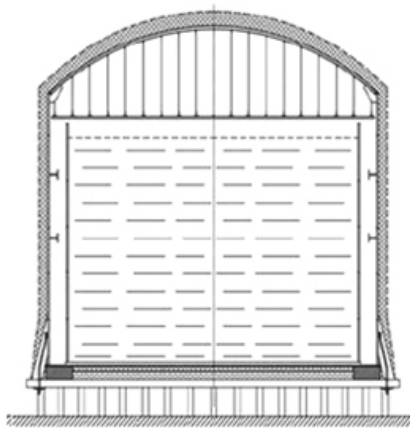


Рис. 4.52. Двостінний резервуар з підвісним дахом внутрішнього резервуара



Рис. 4.53. Двостінний металевий резервуар з пінополіуретановою теплоізоляцією

Сталеві циліндричні газгольдери з плоскими днищами, як правило, не заглиблюються і не обносяться валом.

Сталеві газгольдери із сферичними днищами найбільшого поширення набули в системах автономного газопостачання, у складі автомобільних заправок і в терміналах для згладжування добової нерівномірності споживання зріджених газів. Цей тип газгольдерів може розташовуватися на поверхні землі, під землею і в напівзаглибленому стані як у вертикальному, так і в горизонтальному виконанні (рис. 4. 54, 4. 55, 4. 56, 4. 57).

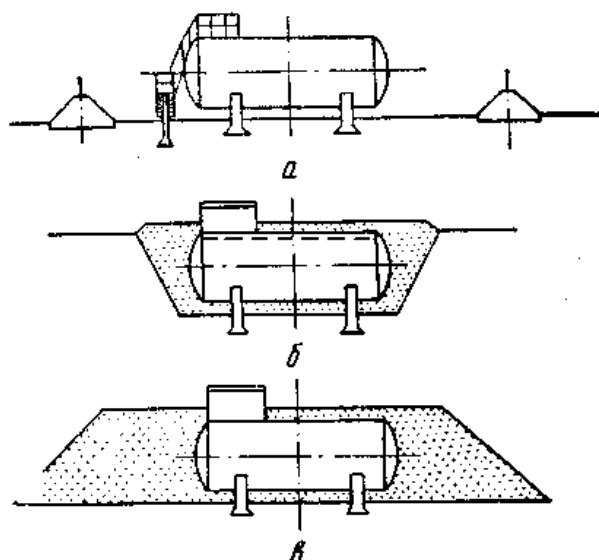


Рис. 4.54. Схеми установки надземних і підземних циліндричних резервуарів: а – надземний; б – підземний; в – із засипанням



Рис. 4.55. Горизонтальний циліндричний надземний резервуар для пропан-бутану



Рис. 4.56. Сховище, яке складається з горизонтальних резервуарів із засипанням



Рис. 4.57. Підземний горизонтальний газгольдер у котловані на фундаментній залізобетонній плиті (до засипання)

Наземні резервуари, які застосовуються для зберігання пропану, бутану і їх сумішей, розраховуються на робочий тиск, що відповідає тиску насичених парів зрідженого газу при максимальній температурі повітря в літній час, але не нижче $+50\text{ }^{\circ}\text{C}$. Підземні резервуари розраховуються на робочий тиск, що відповідає тиску насичених парів зрідженого газу при максимальній температурі ґрунту в літній час, але не нижче $+25\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Циліндричні горизонтальні резервуари виготовляють об'ємом 10, 12, 25, 50 і 175 м^3 . Схема установки та обв'язки найбільш поширених резервуарів об'ємом 25 і 50 м^3 наведені на рис. 4.58 та 4.59.

Кульові резервуари застосовують в основному для зберігання бутану. Для їх виготовлення витрачається менше металу на одиницю об'єму. Наприклад, кульовий резервуар об'ємом 600 м^3 при товщині стінки 22 мм і діаметрі 10,5 м, що розрахований на робочий тиск 6 кгс/см^2 , важить 70 т.

Усі керуючі пристрої на надземних резервуарах розташовуються в безпосередній близькості від штуцерів. Проте у підземних резервуарах вони повинні знаходитися вище рівня землі, так само як і запобіжні клапани і контрольно-вимірювальні прилади (КВП).

Внутрішні діаметри штуцерів манометрів для відбору проб газу і мірних трубок повинні бути не більше 3 мм, оскільки такий отвір розпорошує струмінь рідини і в разі поломки манометра або вентиля дає можливість швидко ліквідувати несправність.

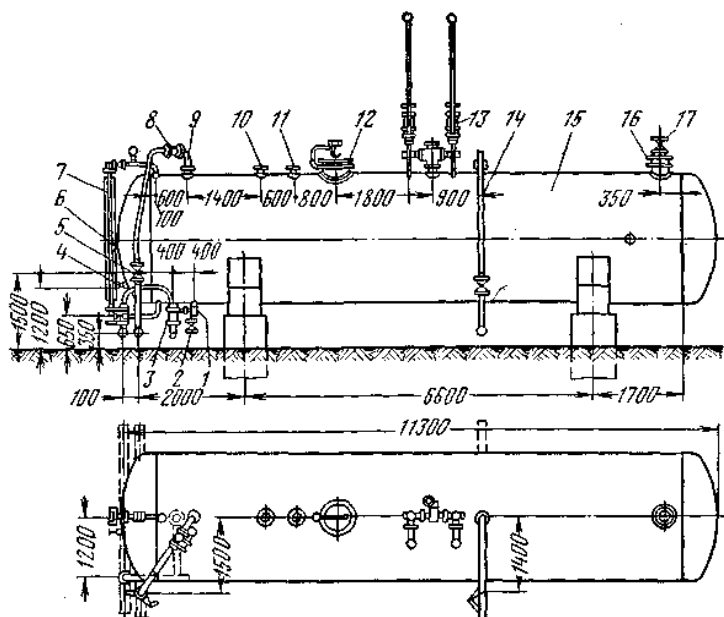


Рис. 4.58. Схема установлення та обв'язки надземного циліндричного резервуара: 1 – клапан дренажний незамерзаючий; 2 – вентиль запірний $D_y = 40$ мм; 3 – швидкодіючий клапан на витратному трубопроводі рідкої фази; 4 – кишеня для термометра; 5 – кран прохідний сталевий, $D_y = 80$ мм; 6 – вентиль для відбору проби; 7 – показчик рівня рідкої фази; 8 – зворотний клапан, $D_y = 80$ мм; 9 – трубопровід для заповнення резервуара; 10 – резервний штуцер; 11 – штуцер для установлення сигналізатора граничного рівня; 12 – люк для огляду резервуара, $D_y = 450$ мм; 13 – запобіжні клапани; 14 – трубопровід парової фази; 15 – надземний сталевий циліндричний резервуар; 16 – люк для вентиляції резервуара; 17 – кран прохідний сталевий, $D_y = 50$ мм



Рис. 4.59. Розташування арматури на кришці підземного газгольдера

Наземні резервуари для захисту від дії сонячних променів забарвлюють у світлий колір і облаштовують тінювими кожухами або розташовують під навісами (рис. 4.60).



Рис. 4.60. Газгольдери під тіньовими козирками

Підземні резервуари покривають протикорозійною ізоляцією і засипають піском. Кожна місткість обладнується люками, при цьому люк-лаз має діаметр 0,45 м, а люк для вентиляції – 0,20 м. Від люка-лазу всередину горизонтального резервуара встановлена драбина для спуску по ній людини під час внутрішнього огляду місткості. Штуцер для спуску води повинен бути обладнаний незамерзаючим клапаном.

У резервуарів мають бути такі КВПіА та арматура: показчик рівня рідкої фази, показчик тиску парової фази, запобіжні клапани, термометри для вимірювання температури рідкої фази, люки-лази і вентиляційний люк, пристрої для продувки резервуара паром або інертним газом і видалення з нього води і важких залишків, пристрій для відбору проб рідкої і парової фаз.

Крім того, на наповнювально-випускний трубопровід резервуара встановлюється швидкісний клапан, що автоматично відключає трубопровід при його розриві або іншій аварії, що призводить до викиду з резервуара великої кількості зрідженого газу. Кожен резервуар обладнується не менше ніж двома пружинними запобіжними клапанами (робочим і контрольним) з пристроями для контрольної продувки.

Для стимулювання видачі газу газгольдери можуть бути обладнані кабельними або стрічковими електричними обігрівачами (рис. 4.61).

Сферичні (кульові) газгольдери стали найбільш раціональними для зберігання рідин і газів під тиском, оскільки геометрична форма кулі найбільше відповідає сприйняттю внутрішнього надлишкового тиску. При спорудженні цих резервуарів товщина їх стінки значно менше товщини циліндричного резервуара того ж діаметра. При

кульовій формі резервуара досягається найменша площа поверхні оболонки. Крім того, кульові резервуари вимагають меншої площі для їх розміщення, менше комунікацій і обладнання (рис. 4.62).

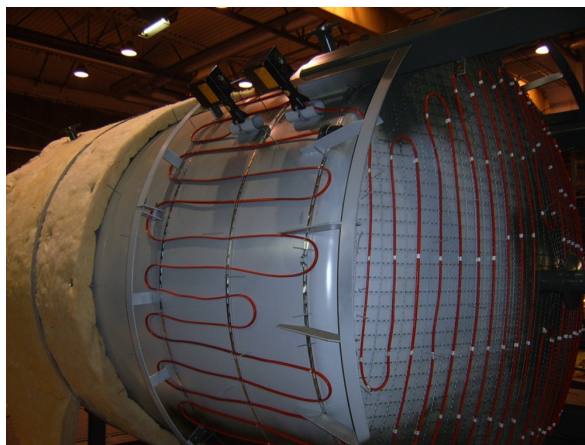


Рис. 4.61. Кабельний електрообігрів газгольдера

Конструкція кульових, краплеподібних, сфероїдальних, багатоторових і циліндричних торокрапельних резервуарів (газгольдерів) докладно розглянута в п. 2.1.6.



Рис. 4.62. Кульові газгольдери

4.5.3. Розрахунок сталевих газгольдерів

Зберігання зріджених газів у сталевих місткостях має свої специфічні особливості, які зумовлюються значними величинами тисків насичених парів, коефіцієнтами об'ємного розширення і стиснення рідин. Кількість зрідженого газу, що розміщується в місткості, суворо обмежується нормою наповнення, яка визначається за формулою

$$G = V\rho',$$

де V – об'єм місткості, м^3 ; ρ' – густина рідкого газу при максимально можливій температурі в умовах експлуатації.

Допустимий тиск у місткості визначається тиском насичених парів зрідженого газу. Якщо газу в місткості більше норми, то при нагріванні до максимальної температури, дозволеної в умовах експлуатації, це призведе до підвищення тиску більше допустимого.

Для розрахунку тиску в разі заповнення місткості рідкою фазою доводиться враховувати пружне і термічне збільшення її обсягу.

Нехай у місткість об'ємом V_1 поміщений зріджений газ. При температурі газу T_1 ступінь заповнення місткості k , а густина завантаження ρ_1 визначаються виразом

$$\rho_1 = k(\rho'_1 - \rho''_1) + \rho''_1. \quad (4.20)$$

Тут ступінь заповнення k – відношення обсягу рідкої фази до всього об'єму місткості V_1 , а ρ'_1 і ρ''_1 – густина відповідно рідкої і парової фаз при їх рівноважному стані. Якщо при нагріванні зрідженого газу рідка фаза заповнить увесь об'єм, то тиск у місткості $p_{абс}$ буде складатися з тиску насичених парів p_{yt} і тиску стиснення рідкої фази $\Delta p_{ст}$

$$p_{абс} = p_{yt} + \Delta p_{ст}. \quad (4.21)$$

Тиск $\Delta p_{ст}$ визначається через збільшення об'єму рідини в результаті ізотермічного стиснення її стінками місткості

$$\Delta p_{ст} = \frac{1}{\beta_{ст}} \cdot \frac{\frac{V_1 \rho_1}{\rho'_t} - V_{pt}}{\frac{V_1 \rho_1}{\rho'_t}}, \quad (4.22)$$

де $\beta_{ст}$ – коефіцієнт об'ємного стиснення; ρ'_t – густина рідкої фази при температурі t і тиску насичених парів p_{yt} .

Об'єм місткості V_{pt} розраховується як сума пружного ΔV_p і термічного ΔV_t збільшень і початкового обсягу

$$V_{pt} = V_1 + \Delta V_p + \Delta V_t.$$

Зіставляючи рівняння (4.20), (4.21) і (4.22), знайдемо ступінь заповнення місткості

$$k = \frac{\rho_t'}{(\rho_1' - \rho_1'')} \cdot \frac{V_{pt}}{V_1[1 - \beta_{ст}(p_{абс} - p_{yt})]} - \frac{\rho_1''}{(\rho_1' - \rho_1'')}.$$

Звідси кількість газу, яка може бути вміщена в місткість і при нагріванні не загрожуватиме підвищенням тиску вище допустимого, визначається виразом

$$G_T = V_1 \rho_1 = \rho_t' \frac{V_{pt}}{[1 - \beta_{ст}(p_{абс} - p_{yt})]}.$$

Збільшення об'єму місткості в результаті пружного і термічного розширення можуть бути знайдені в кожному конкретному випадку. Для циліндричної місткості з напівсферичними днищами ці збільшення визначаються виразами:

– при термічному збільшенні обсягу

$$\Delta V_t = V_1 3\alpha(T - T_1);$$

– при пружному збільшенні обсягу

$$\Delta V_p = V_1 \frac{2D}{\delta E} (p_{абс} - p_{yt}),$$

де α – коефіцієнт лінійного розширення металу корпусу балона; δ – товщина стінки і днища балона; E – модуль пружності матеріалу корпусу балона.

Тиск у місткості при нагріванні зрідженого газу дорівнює тиску насичених парів і змінюється відповідно до кривої рівноважного стану, поки є парова подушка. Як тільки зріджений газ нагрівається настільки, що його рідка фаза заповнить увесь об'єм місткості, тиск почне змінюватися відповідно до залежності (4.22). Чим менше фактична ступінь заповнення, тим більше зріджений газ може бути нагрітий, поки його рідка фаза не заповнить усього об'єму.

Норма наповнення місткостей зрідженим газом буде розрахована правильно в підземних і надземних місткостях і в балонах при температурах відповідно +40, +55 і +65° С, якщо рідка фаза газу в результаті температурного розширення повністю займе весь об'єм місткості.

При нагріванні зрідженого газу до розрахункової температури (так будемо називати межі температур +40, +55 і +65 °С) не завжди рідка фаза заповнює весь об'єм місткості точно при цій температурі. В одних випадках це станеться при менших, в інших – при вищих температурах, ніж розрахункова, навіть для однакових за номінальним об'ємом місткостей і наповнених однаковою кількістю газу. Перша причина цього полягає в тому, що місткість могла бути заповнена газом більше або менше норми. Відхилення від норми відбувається внаслідок неточного визначення кількості газу об'ємно-ваговим способом у місткостях і зважуванням у балонах. Друга причина – геометричний об'єм місткості може бути більше або менше номінального. Якщо місткість калібрована на місці монтажу, то внаслідок похибок при обмірюваннях її табличний об'єм може виявитися більше або менше дійсного.

При експлуатації місткості зріджений газ може бути нагрітий до розрахункової температури. Якщо рідка фаза заповнить увесь об'єм місткості при температурі, меншій, ніж розрахункова, то при подальшому підвищенні температури тиск зрідженого газу може стати більше допустимого і призвести до пластичних деформацій місткості.

Залежність тиску від температури в місткості, коли весь об'єм заповнений рідким газом, з формули (4.22) буде мати вигляд

$$p = \frac{\frac{\rho_1}{\rho'_t} - 1 - 3\alpha(T - T_1) + \frac{cD}{\delta E} p_{y1} + \frac{\rho_1}{\rho'_t} \beta_{ст} p_{yt}}{\frac{\rho_1}{\rho'_t} \beta_{ст} + \frac{cD}{\delta E}},$$

де c – коефіцієнт, що враховує геометричну форму місткості при пружному збільшенні її обсягу.

Будемо вважати, що температура газу T постійна і дорівнює розрахунковій. Якщо місткість має об'єм, який дорівнює номінальному, і наповнена кількістю газу, що дорівнює нормі наповнення, то тиск буде відповідати тиску парів при розрахунковій температурі.

Припустимо, що норма наповнення перевищена, а об'єм зменшений у результаті відхилення його від номінального значення. У цьому випадку підвищення тиску в місткості більше тиску парів при розрахунковій температурі може бути визначене як сума змінних наповнень та об'єму місткості згідно з формулою

$$dp = \frac{\left[1 + 3\alpha(T - T_1) + \frac{cD}{\delta E} \left(\frac{1}{\beta_{ст}} + p_{yt} - p_{y1} \right) \right] dG}{\frac{\rho'_t V_1 \left(\frac{G\beta_{ст}}{V_1 \rho'_t} + \frac{cD}{\delta E} \right)^2}{\beta_{сж}}} + \frac{\left[1 + 3\alpha(T - T_1) + \frac{cD}{\delta E} \left(\frac{1}{\beta_{ст}} + p_{yt} - p_{y1} \right) \right] GdV}{\frac{\rho'_t V_1^2 \left(\frac{G\beta_{ст}}{V_1 \rho'_t} + \frac{cD}{\delta E} \right)^2}{\beta_{ст}}}.$$

З'ясуємо величину відхилень кількості газу та об'єму місткості від їх номінальних значень.

У місткості при обліку газу об'ємно-ваговим способом його кількість може бути неточно визначена в результаті простої помилки оператора, а також через похибки під час визначення температури газу і виміру рівня. Якщо прийнята кількість продукту або та, що відпускається, значна, то сумарна похибка об'ємно-вагового способу складає від $\pm 0,3$ до $\pm 0,4$ %, а якщо кількість продукту враховується лічильником, то похибка становить $\pm 0,5$ %.

Похибка об'єму типових горизонтальних резервуарів при калібруванні становить від $\pm 0,5$ до $\pm 0,7$ %. Для горизонтальних резервуарів малого об'єму (до $10 - 15 \text{ м}^3$) гранична похибка калібрування приймається 1 %.

Залізобетонні газгольдери (рис. 4.63) разом зі сталевими застосовуються для зберігання зріджених газів. До їх переваг порівняно зі сталевими можна віднести:

- меншу металомісткість;
- меншу вартість;
- кращі термоізоляційні властивості;
- тривалі терміни служби.

З конструктивної точки зору залізобетонні газгольдери аналогічні сталевим.

Найбільшого поширення серед залізобетонних резервуарів отримали *заглиблені* конструкції (рис. 4.64).

Конструктивно ці резервуари схожі з наземними залізобетонними резервуарами, однак їх переваги – краща теплоізоляція і безпека експлуатації.

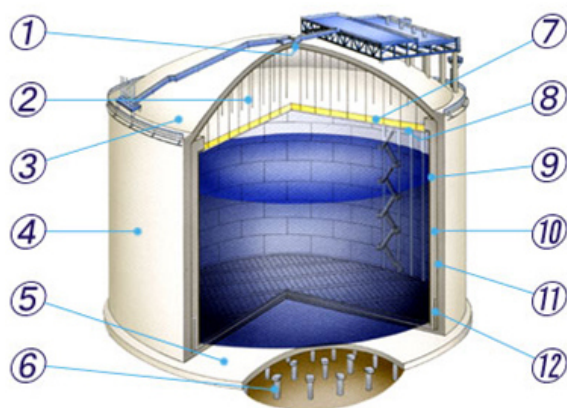


Рис. 4.63. Будова наземного залізобетонного газгольдера зі сферичним дахом і підвісною теплоізолюваною платформою:

- 1 – підкладка даху; 2 – підвіска; 3 – залізобетонне покриття;
- 4 – бічна стіна з портландцементу; 5 – залізобетонна стіна підставки;
- 6 – залізобетонні палі; 7 – ізоляція даху; 8 – підвісна платформа;
- 9 – внутрішній корпус; 10 – теплоізоляція стінки резервуара;
- 11 – підкладка; 12 – вторинна перегородка



Рис. 4.64. Термінал прийому і регазифікації зрідженого газу

Конструкція даху, як і у резервуарів на поверхні, може бути різною: підвісною плоскою (рис. 4.65), купольною з підвісною платформою (рис. 4.66), термоізолюваною (рис. 4.67).

Принципова відмінність підвісного плоского даху від самонесучого внутрішнього даху полягає в тому, що пари продукту вільно проникають у міжстінний простір через зазор між стінкою і дахом або через спеціальні отвори в підвісному даху.

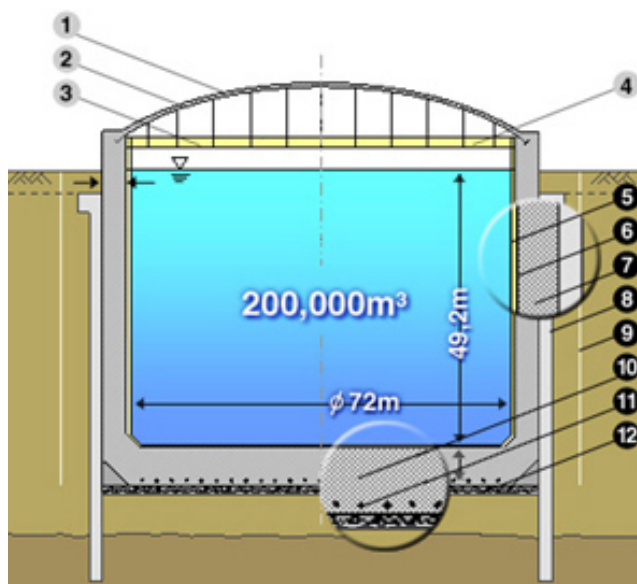


Рис. 4.65. Заглиблений залізобетонний газгольдер з підвісним плоским дахом: 1 – залізобетонний дах; 2 – сталевий дах; 3 – підвісна платформа; 4 – теплоізоляція із скловати; 5 – тверда поліуретанова ізоляція; 6 – мембрана з нержавіючої сталі; 7 – залізобетонна стіна; 8 – залізобетонна шпунтова стінка; 9 – бічний підігрівач; 10 – залізобетонне дно; 11 – підігрівач підставки; 12 – підставка з гравію

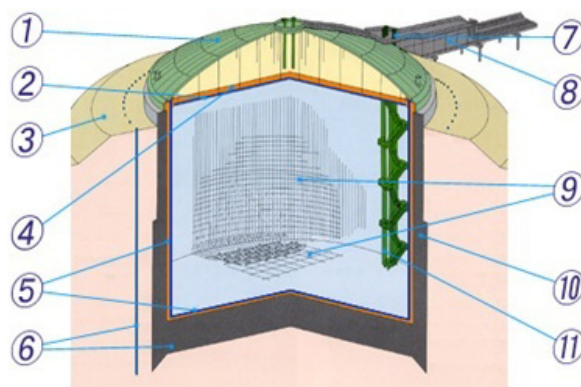


Рис. 4.66. Залізобетонний заглиблений резервуар з підвісною платформою: 1 – купольний дах; 2 – підвісна платформа; 3 – берма (горизонтальна площадка на схилі); 4 – ізоляція на підвісній платформі; 5 – ізоляція стінки і днища; 6 – підігрівач; 7 – насосний майданчик; 8 – трубопровідна обв'язка та естакада; 9 – мембрана; 10 – стінка і підставка; 11 – каркас поршневого насоса

Ефективними з точки зору безпеки є резервуари ЗПГ з бетонними дахом та днищем, подвійною стінкою, внутрішній резервуар яких виготовлений зі сталі з вмістом 9% нікелю, а

зовнішній – з попередньо напруженого залізобетону, який облицьований зсередини вуглецевою сталлю для збору зрідженого газу в разі витoku з внутрішнього резервуара. Теплоізоляційний шар між внутрішньою і зовнішньою стінками запобігає переходу газу з рідкої фракції в газоподібну.

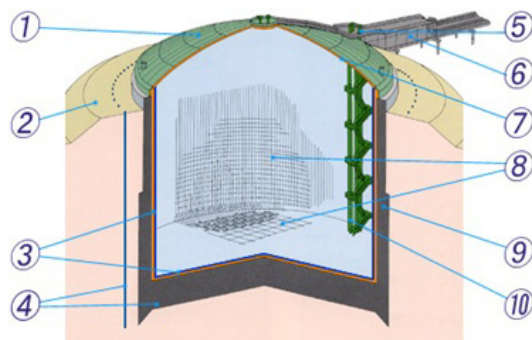


Рис. 4.67. Заглиблений залізобетонний резервуар з термоізоляційним дахом: 1 – купольний дах; 2 – берма; 3 – ізоляція стінки і днища; 4 – підігрівач; 5 – насосний майданчик; 6 – трубопровідна обв'язка та естакада; 7 – ізоляція даху; 8 – мембрана; 9 – стінка та основа; 10 – каркас поршневого насоса

З розвитком хімії, з'явилися бетони з новими фізичними властивостями за рахунок застосування спеціальних добавок-пластифікаторів, лужностійкої скловолоконної арматури і фібри, набризом було створено високоміцні конструкції складної форми.

У зв'язку з цим у даний час набули поширення сферичні резервуари з фібробетону, створювані шляхом напилення бетону з вмістом фібрового волокна на надувну опалубку. Конструкція сферичних монолітних фібробетонних газгольдерів докладно розглянута в п. 2.1.6.

4.5.4. Ізотермічне зберігання зріджених вуглеводневих газів у сталевих та залізобетонних резервуарах

Зберігання ЗВГ в низькотемпературних ізотермічних (сталевих, залізобетонних, льодопородних) місткостях набуло широкого застосування. Це пояснюється високою ефективністю таких резервуарів. Відзначимо, що зберігати зріджений метан або природний газ можна тільки в низькотемпературних сховищах (рис. 4.68).

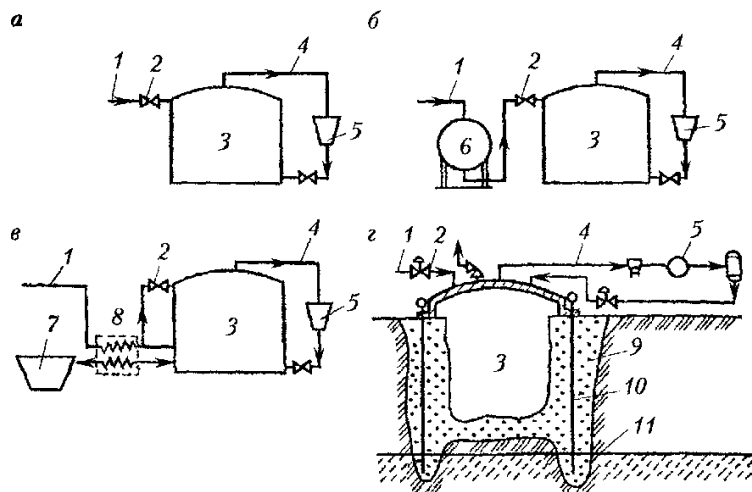


Рис. 4.68. Ізотермічні резервуари: *а* – з холодильною установкою; *б* – з буферними посудинами; *в* – з проміжним хладагентом; *г* – льодопородний (1 – зливний трубопровід; 2 – дросельний пристрій; 3 – резервуар; 4 – трубопровід парової фази; 5 – компресорна холодильна установка; 6 – буферна місткість, 7 – місткість для проміжного холодоагенту; 8 – теплообмінник; 9 – льодогрунтова оболонка, 10 – морозильні колонки; 11 – водонепроникний шар підстилаючих порід)

Ізотермічне зберігання зріджених вуглеводневих газів під тиском, що незначно відрізняється від атмосферного, має переваги внаслідок менших витрат металу, меншої території, яку займає сховище, і більшої безпеки зберігання. Постійний низький тиск зберігається шляхом відкачування парів зріджених вуглеводневих газів для використання в газорозподільній мережі або повторного зрідження парів. Температура зберігання рідкого пропану при зміні тиску від 2000 до 15000 Па порівняно з атмосферним коливається в межах 2 °С, м-бутану – в межах 4 °С, ізобутану – в межах 12° С.

Товщину стінки сховища визначають з умови штучного охолодження зрідженого газу до температури, при якій тиск його насичених парів буде близьким до атмосферного. В таких умовах досить, щоб стінки внутрішньої посудини сховища витримували як гідростатичний тиск продукту, так і незначний додатковий тиск. При такому сумарному тиску дозволяється використання тонкостінного сховища.

Для зберігання зріджених газів застосовують різні місткості, розраховані на гідростатичний тиск продукту в них при повністю заповненому резервуарі плюс надлишковий тиск парів продукту, необхідний для здійснення нормальної роботи компресорно-

холодильного обладнання. Максимальний робочий тиск у такому резервуарі становить 0,005 – 0,01 МПа. Невеликий надлишковий тиск у резервуарі (до 5000 Па) необхідний для того, щоб за будь-яких можливих барометричних коливань тиск у резервуарі не міг стати нижче атмосферного.

Велика перевага зберігання газу в ізотермічних резервуарах – їх незалежність від місцевих геологічних умов. Тому сховища ЗВГ можуть бути створені практично в будь-якому місці, де це технологічно необхідно й економічно вигідно.

Пересувні газгольдери. Розвиток приватного домобудівництва в передмістях великих міст, будівництво котеджних селищ призвело до буму автономної газифікації. Оскільки не всі забудовники можуть дозволити собі витрати на установлення стаціонарних газгольдерів і оплату доставки газовозами, отримали розвиток системи з пересувними газгольдерами. Як пересувні газгольдери використовуються причепи до легкових автомобілів спеціальної конструкції (рис. 4.69), а також переобладнані із звичайних бортових причепів (рис. 4.70).



Рис. 4.69. Пересувний спеціалізований причіп-газгольдер до легкового автомобіля, підключений до системи опалення котеджу

Такі газгольдери перевозяться автомобілем власника, не вимагають проектної та погоджувальної документації, монтажних робіт і дають можливість легко змінювати постачальника газу. Розмір їх наближення до будівель не обговорений чинним законодавством.

Танк-контейнери. Розвиток контейнерних мультимодальних перевезень водним, залізничним, автомобільним транспортом привело до появи танк-контейнерів для перевезення зріджених газів (рис. 4.71, 4.72).



Рис. 4.70. Пересувний газгольдер на базі стандартного бортового причепа до легкового автомобіля



Рис. 4.71. Розвантаження 24-футових танк-контейнерів для перевезення зрідженого пропан-бутану на залізничному терміналі



Рис. 4.72. 48-футовий танк-контейнер для метану на автомобільному напівпричепі

Танк-контейнери для перевезення зрідженого газу можуть використовуватися для його тимчасового зберігання, а при наявності постів відпуску газу – як автономні газові заправки. Танк-контейнери

4. ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО КОМПЛЕКСИ ЗБЕРІГАННЯ ТА ДИСТРИБУЦІЇ.....

для перевезення зрідженого пропан-бутану виготовляються одностінними (рис. 4.73), метану – двостінними з ізоляцією (рис. 4.74).

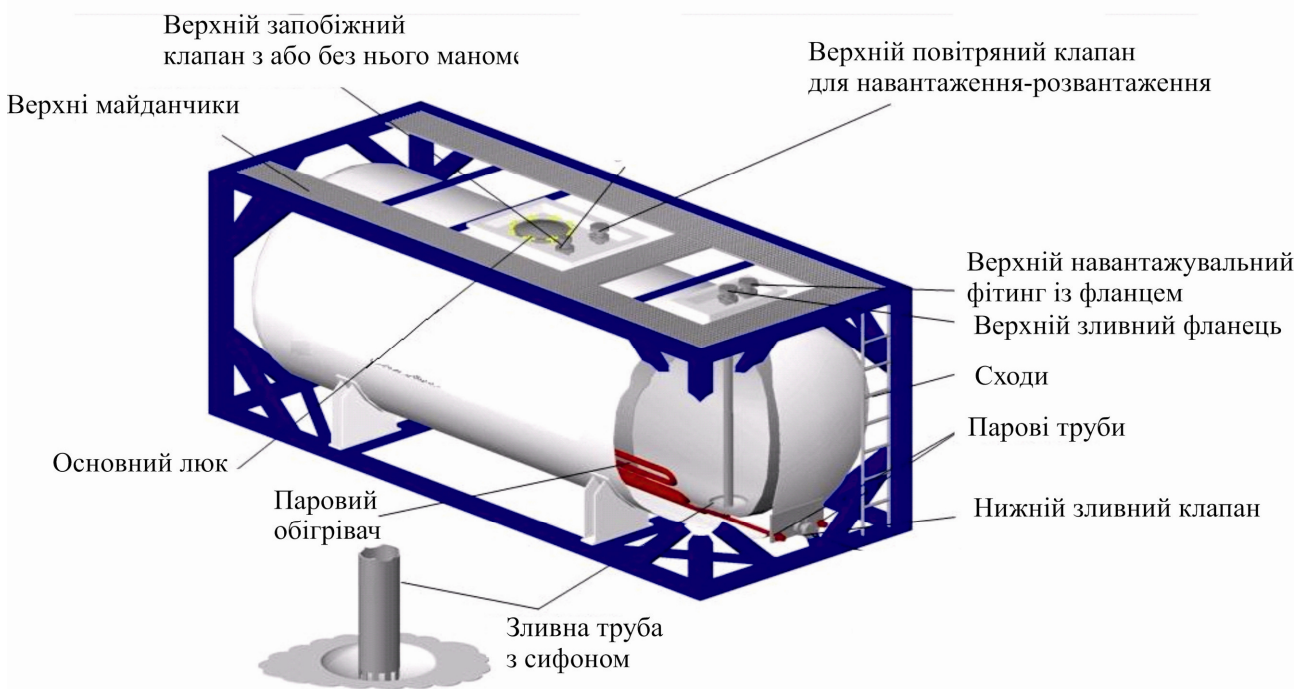


Рис. 4.73. Конструкція контейнера для зрідженого нафтового газу з вбудованим контуром нагріву газу

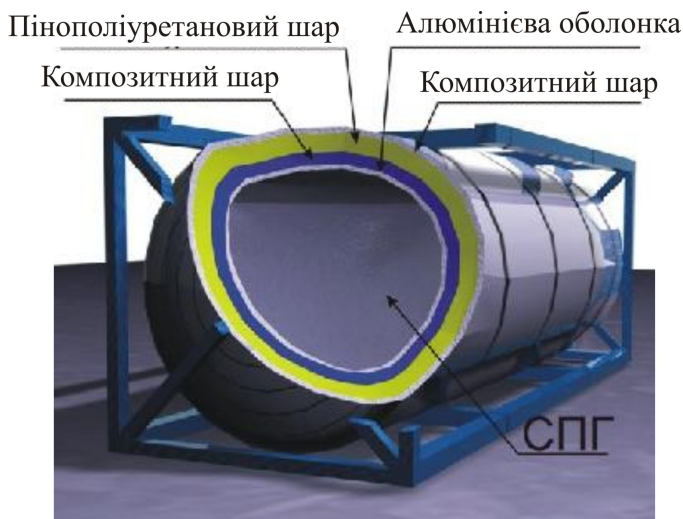


Рис. 4.74. Конструкція теплоізоляції танк-контейнера для метану

Останнім часом доставку ЗВГ віддаленим від наповнювальних станцій виробничим і комунально-побутовим господарствам здійснюють у резервуарах місткістю від 0,5 до 3,5 т, які отримали назву "ковзаючі".

Для газопостачання різних споживачів застосовують змінні резервуари РС-1600 (рис. 4.75).



Рис. 4.75. Змінний резервуар для зрідженого газу

Балони для зрідженого газу призначені для транспортування, зберігання, регазифікації та роздачі зріджених вуглеводневих газів споживачам. Вітчизняна промисловість випускає балони об'ємом 5, 27, 30, 40, 50, 55 л (рис. 4.76), балони для автомашин 112 і 250 л, а також малолітражні балони об'ємом 1,4 і 5 л. Балони виготовляються як сталевими (рис. 4.77), так і композитними (рис. 4.78).



Рис. 4.76. Сталеві балони для пропан-бутану, побутових потреб та автомобільні



Рис. 4.77. Композитні балони для пропан-бутану

Переваги композитної місткості на відміну від металевої:

- мала вага;
- прозорість;
- вибухобезпечність;
- стійкість до корозії;
- привабливий зовнішній вигляд;
- захист від іскроутворення.

Композитний газовий балон вибухобезпечний навіть під дією відкритого вогню і температури вище 100°C. Вибухобезпечний газовий балон виготовляється зі скловолокна та епоксидної смоли. Сама колба прозора, але для зручності додатково її поміщають у кожух з пластикових матеріалів, який при необхідності легко знімається.

Конструкція сталевого балона подана на рис. 4.78.

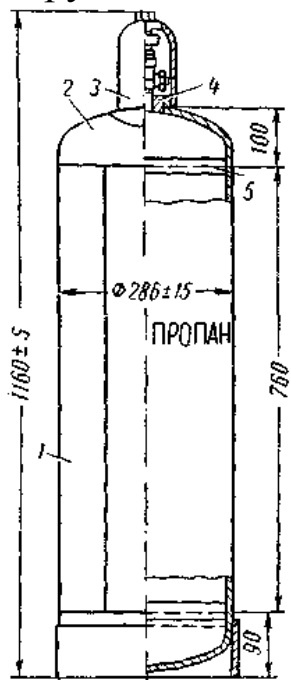


Рис. 4.78. Конструкція балона об'ємом 50 л для зрідженого пропан-бутану:

- 1 – зварна обичайка, 2 – штамповані днища, 3 – захисний ковпак або комір, 4 – горловина, 5 – подкладні кільця, 6 – башмак

У горловину балона вкручується вентиль кутовий або клапанного типу. У балонах об'ємом 5, 12, 27, 50 і 80 л замість ковпака застосовують захисний комір. Конструкція коміра дозволяє поліпшити і спростити процеси механізації наповнення і ремонтних робіт, а також дає можливість встановлювати балони один на один, що зменшує площу зберігання і перевезення.

Кожен балон повинен бути пофарбований олійною або емалевою червоною фарбою. На балоні роблять напис «пропан-бутан». Написи на балонах об'ємом більше 12 л наносять буквами висотою 60 мм на довжину не менше половини окружності.

На балонах близько горловини повинні бути чітко вибиті такі дані:

- найменування або марка заводу-виготівника;
- тип балона;
- номер балона;
- фактична вага балона в кілограмах (для балонів об'ємом до 8 л з точністю до 0,1 кг, для балонів об'ємом понад 8 л з точністю до 0,2 кг);
- дата (місяць і рік) виготовлення і наступного випробування;
- пробний гідравлічний тиск $p_{пр}$ в кгс/см²;
- робочий тиск p в кгс/см²;
- обсяг балона в літрах (для балонів до 5 л включно – номінальний, для балонів від 5 до 55 л – фактичний з точністю до 0,2 л, для балонів понад 55 л – відповідно до ТУ на виготовлення);
- клеймо ВТК заводу-виготівника (круглої форми діаметром 10 мм).

Місце на балонах, де вибиті паспортні дані, має бути покрито безбарвним лаком і обведене білою фарбою у вигляді рамки. На балонах об'ємом менше 5 л, а також на балонах з товщиною стінки менше 5 мм ці дані дозволяється зазначати на пластинці, припаяній до балона, або наносити емалевою чи олійною фарбою.

Кількість зрідженого газу, що розміщується в балоні, визначається його об'ємом, умовами експлуатації і фізичними властивостями. У балоні, наповненому зрідженим газом трохи більше норми, при нагріванні може виникати внутрішній тиск більше, ніж допускається нормами. Перевантаження балона зрідженим газом більше норми може статися при його заповненні. На газонаповнювальних станціях заповнення балонів газом проводиться напівавтоматично і контролюється зважуванням. При заповненні оператор підключає балон до роздавального колектора і встановлює на шкалі приладу вагу γ , яка визначається сумою ваги газу G , який може бути завантажений у балон, порожнього балона T , вентиля B , роздавального пристрою $П$, тобто

$$\gamma = G + T + B + П.$$

Завантаження балона газом припиняється автоматично, як тільки на шкалі приладу буде зафіксована встановлена вага. Кількість зрідженого газу, завантажена в балон, щоразу буде різною. Це залежить від того, чи відповідали дійсності значення ваги

порожнього балона, вентиля і роздавального пристрою, які були визначені раніше. Звідси абсолютна помилка кількості газу, який може бути завантажений в балон, визначається помилками при зважуванні порожнього балона, вентиля і роздавального пристрою

$$dG = \pm d\gamma \pm dT \pm dB \pm dП .$$

Цю помилку називають помилкою дозування. Абсолютними помилками ваги вентиля і роздавального пристрою в порівнянні з абсолютними помилками ваг газу і порожнього балона можна знехтувати, оскільки їх величини відрізняються приблизно на один порядок.

Так, для балона об'ємом 50 л точність зважування вентиля і роздавального пристрою ± 5 г (при зважуванні на вагах ВТЦ-10); точність зважування γ і порожнього балона відповідно ± 65 і ± 45 г (при зважуванні на вагах ВМ-150). Отже, в основному абсолютна помилка дозування буде визначатися помилками при зважуванні γ і T

$$dG = \pm d\gamma \pm dT .$$

У найгіршому разі знаки абсолютних помилок $d\gamma$ і dT збігаються, а величина їх суми утворює перевантаження газу в балоні понад норму наповнення.

Перевантаження балона зрідженим газом може відбутися не тільки в результаті помилки дозування, але і через неточність виготовлення балона. Об'єм окремого балона внаслідок неточності виготовлення відрізняється на деяку величину від номінального об'єму балона даного типу. Об'єм окремого балона може бути і менше номінального об'єму. Візьмемо негативний випадок. Балон перевантажений зрідженим газом понад норму на величину абсолютної помилки дозування, а об'єм балона менше номінального. Для цього можна записати таку нерівність

$$G + dG > (V - dV)\rho ,$$

де G і V – відповідно кількість газу, яка може бути вміщена в балон з номінальним об'ємом, і об'єм балона, який дорівнює номінальному; dG і dV – відповідно абсолютні помилки дозування та об'єму балона при виготовленні; ρ – густина завантаження, що дорівнює частці від ділення масової норми наповнення балона на його номінальний об'єм. Для безпечної експлуатації цього балона кількість газу, що відпускається дозатором, треба зменшити, щоб навіть при найбільшій

помилці дозування та об'єму, що менший за номінальний, ця кількість газу відповідала нормі наповнення балона. Тоді можна записати таке співвідношення

$$G_d + dG > (V - dV)\rho,$$

де G_d – кількість газу, на відпустку якого повинен бути відрегульований дозатор, або допустима норма наповнення. Звідси допустима норма наповнення знаходиться як різниця між нормою наповнення балона з номінальним об'ємом і виразом $(dG + dV\rho)$, що є максимальною абсолютною помилкою при заповненні балона зрідженим газом

$$G_d = V\rho - (dG + dV\rho).$$

Заповнення балонів зрідженим газом проводиться з точністю, яка обумовлюється точністю вимірювального приладу і точністю, з якою виготовлений балон. Візьмемо замість показника точності при заповненні окремого балона середню квадратичну абсолютну помилку σ_3 , яка через аналогічні помилки дозування σ_d і об'єму балона при виготовленні σ_v визначається за формулою

$$\sigma_3 = \sqrt{\sigma_d^2 + (\sigma_v\rho)^2}.$$

Максимальна абсолютна помилка при заповненні може бути більше середньої квадратичної помилки. Якщо дозатор відрегульований на відпуск кількості газу менше норми наповнення тільки на величину точності при заповненні, то ймовірність перевантаження балона зрідженим газом буде значною. Отже, необхідно визначити величину, на яку треба зменшити норму наповнення, щоб забезпечити достатню надійність від перевантаження балона газом. Ступінь надійності від перевантаження може визначатися надійною ймовірністю. Наприклад, візьмемо ступінь надійності, якій відповідає надійна ймовірність, що дорівнює 0,9999. При цьому з 10 000 наповнених балонів тільки в одного можливе перевантаження. Максимальна помилка, на яку слід зменшити норму наповнення або надійний інтервал, у цьому випадку буде дорівнювати $3,9 \sigma_3$. Для цього допустима норма наповнення визначиться з виразу

$$\sigma_d = V\rho - 3,9\sigma_3.$$

Через неякісне регулювання приладу, що відпускає газ, може бути завищена або занижена норма наповнення на якусь постійну для цього приладу величину. Ця постійна величина називається систематичною абсолютною помилкою дозування. Виключити постійну перевантаження або недовантаження балонів можна, якщо дозатор відрегулювати так, щоб систематична помилка дозування стала в кілька разів менше помилки при заповненні та нею можна було б знехтувати.

Якщо регулювання приладу за умовами експлуатації утруднено, то при установці ваги на шкалі приладу, за яким здійснюється припинення заповнення балона, кожен раз необхідно враховувати систематичну абсолютну помилку дозування.

Шляхом ретельного регулювання пневматичної системи, за допомогою якої здійснюється припинення наливу зрідженого газу, можна домогтися, що середня арифметична вага газу, що дозується в балони, буде приблизно дорівнювати нормі наповнення, на яку регулюється прилад.

Успіхи сучасної хімії дозволили створити високоміцні та довговічні полімерні композиції на основі скловолокна та епоксидних смол, що привело до появи і широкого розповсюдження полімерних балонів. У комерційному побуті *балони для зріджених газів з композитних матеріалів* називаються композитними балонами. Конструкція балонів наведена на рис. 4.79.



Рис. 4.79. Конструкція композитного балона для зрідженого пропан-бутану

Під час вибуху композитних балонів (рис.4. 80) на відміну від сталевих практично не утворюється небезпечних осколків.



Рис. 4.80. Композитний балон після вибуху

Металокомпозитні балони для зріджених вуглеводневих газів є проміжними між двома попередніми варіантами (рис. 4.81).



Рис. 4.81. Металокомпозитні балони для вуглеводневих газів

З конструктивної точки зору такий балон являє собою лейнер з нержавіючої сталі або алюмінію в силовій оболонці з композитних матеріалів на основі скловолокна та епоксидної смоли (рис. 4.82).

Балони для зрідженого метану виготовляються двокорпусними з вакуумованою теплоізоляцією (рис. 4.83). Зовнішню цистерну роблять з нержавіючої сталі, внутрішню – з неї або алюмінієвого сплаву.

Основні вимоги безпеки при використанні балонного газу в побуті:

- установка балонів з газом не допускається:
 - у житлових кімнатах;
 - цокольних і підвальних приміщеннях;
 - приміщеннях без природного освітлення;

- балон посередині приміщення встановлюється не ближче 0,5 м від плити і не ближче 1,0 м від опалювальних приладів (рис. 4.84);

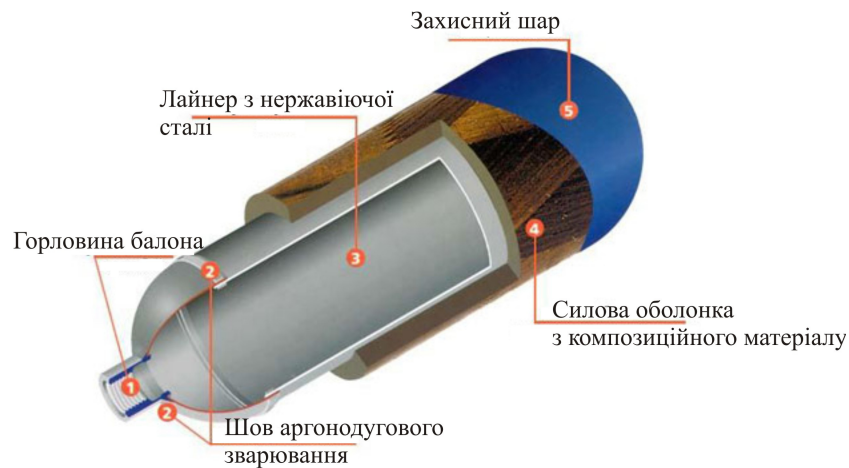


Рис. 4.82. Конструкція металокомпозитного балона для зріджених вуглеводневих газів



Рис. 4.83. Балони із зрідженим метаном на тягачі

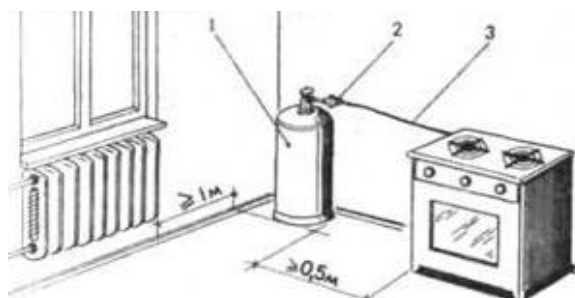


Рис. 4.84. Розміщення газового балона в приміщенні

- у приміщенні може знаходитися тільки один газовий балон.
- поза домом балони повинні встановлюватися в спеціальній шафі, до якої висуваються такі вимоги:

– виготовляється з вогнетривкого матеріалу (можлива оббивка бляхою);

– встановлюється на незгораючу основу (фундамент), висотою не менше 10 см від рівня землі;

– повинна щільно закриватися на замок, у нижній частині необхідно просвердлити отвори для вентиляції (15 – 25 шт. діаметром 10 – 12 мм);

– на двері нанести попереджувальний напис «ГАЗ ВОГНЕНЕБЕЗПЕЧНО»;

– повинна встановлюватися на відстані не менше 0,5 м від дверей і вікон, від колодязів та вигрібних ям – не ближче 3-х м і забарвлювати в світлі тони, газопровід повинен бути пофарбований.

4.5.4.1. Склади балонів зі зрідженим газом

Вимоги до складів для зберігання балонів із зрідженими вуглеводневими газами:

1. Склади балонів бажано розташовувати на околицях населених пунктів, переважно з навітряного боку (для вітрів переважного напрямку) відносно існуючих будов. До складів необхідно проводити автомобільні дороги або залізничні гілки для безперешкодного під'їзду автомобілів і платформ з балонами.

2. Максимальна кількість балонів, яка може зберігатися на складі (у перерахунку на 50-літрові), не повинна перевищувати 2400 шт. Приміщення повинно бути розділене на окремі відсіки, у кожному з яких дозволяється зберігати не більше 400 балонів (50-літрових). Стінки відсіків слід робити з негорючих матеріалів. Кожен відсік повинен мати самостійний вихід назовні.

3. Виходячи з умов безпеки, на складах для зберігання балонів із зрідженим вуглеводневим газом не дозволяється зберігати балони, наповнені іншими газами, за винятком балонів з інертними газами. Так, кисень при вибоках дає в суміші з вуглеводневим газом нижчу межу вибуховості. Серйозну небезпеку становить водень при з'єднанні з киснем і хлором. Суміш у рівних об'ємах водню і хлору вибухає навіть від дії сонячних променів або сильного джерела штучного світла.

4. Будівельна частина складів повинна бути виконана з негорючих матеріалів не нижче II ступеня вогнестійкості. Будівлі складів одноповерхові, без горищних приміщень, з покриттями легкого типу, які швидко скидаються під впливом вибухової хвилі.

Вікна та двері навішуються так, щоб вони відкривалися назовні. Для запобігання балонів від нагрівання сонячними променями в віконні та дверні прорізи слід вставляти матове скло або пофарбоване в білий колір. Підлоги повинні бути рівними, з неслизькою поверхнею, з матеріалу, який виключає іскроутворення при ударі будь-якими предметами, наприклад, асфальтові, з неіскристого бетону.

5. Висота складів має бути не менше 3,25 м до нижніх виступаючих частин покрівельного покриття.

6. Склади повинні бути обладнані вентиляційною системою, штучною (у вибухозахищеному виконанні) або природною. На відстані 10 м навколо складу з балонами забороняється зберігати горючі матеріали і проводити роботи з використанням відкритого вогню (ковальські, паяльні, зварювальні).

7. Балони на складах повинні зберігатися у вертикальному положенні: місткістю 50 і 80 л – в один ярус, 27 л і менше – встановленими один на одній. При зберіганні на відкритих майданчиках балони дозволяється укладати в горизонтальному положенні з прокладками між ними, виконаними з мотузки, дерев'яних брусків або гуми. Висота штабелів не повинна перевищувати 1,5 м. Вентилі балонів повинні бути повернені в один бік.

8. Для зручності проведення вантажно-розвантажувальних робіт підлоги складів піднімають вище рівня землі на 0,8 – 1,2 м. Вони виступають у вигляді платформи за зовнішні стіни будівлі, де проводиться прийняття і видача балонів. Склади обладнуються засобами малої механізації для розвантаження, навантаження і переміщення балонів. Для створення безпечних умов праці в безпосередній близькості від складів повинні зберігатися протигази, кількість яких визначається кількістю працівників, які обслуговують склад. Між окремими ділянками, зайнятими балонами, повинні бути залишені проходи (не менше 1,5 м) для безперешкодного переміщення по них балонів.

Зберігання балонів може здійснюватися на закритих капітальних складах і під навісами з ґратчастими стінами.

4.5.5. Автогазозаправні станції (АГЗС)

Відпускання зріджених газів споживачам для автотранспорту здійснюється через автогазозаправні станції, які поділяються за видом газу, що заправляється, на пропан-бутанові та метанові, при

цьому заправка балонів на них категорично заборонена. Газонаповнювальні станції можуть являти собою як кущові бази (КБ), що обслуговують цілий регіон, так і невеликі газонаповнювальні станції (ГНС), які забезпечують потреби в газі одного або декількох населених пунктів.

Автогазозаправна станція для заправки пропан-бутаном здійснює заправку автомобілів та інших транспортних засобів, двигуни яких працюють на зрідженому нафтовому газі та мають відповідну паливну систему.

Будівництво, реконструкція, технічне переозброєння АГЗС повинні проводитися за проектом, розробленим відповідно до вимог будівельних норм і правил, відповідних правил безпеки в газовому господарстві, експлуатації посудин і до технічних умов, що узгоджено із зацікавленими організаціями.

Автогазозаправна станція забезпечує прийняття, зберігання газу і заправку автомобілів, що працюють на зрідженому газі. Для заправки автомобілів застосовується технічна суміш бутан-пропанового газу з вмістом пропану до 50 %. Для забезпечення заправки автомобілів у зимовий період газом з підвищеним вмістом пропану технологічна схема передбачає можливість роздільного зберігання двох видів газу (пропану і бутану).

Зріджений нафтовий газ транспортується на АГЗС в автоцистернах з баз зберігання (газонаповнювальних станцій), куди доставляється, як правило, залізничним транспортом. На АГЗС нафтовий газ зливають у місткості зберігання, у яких він знаходиться в рідкій фазі під тиском насичених парів. Тиск усередині місткості визначається температурою місткості та фракційним складом пропан-бутанової суміші. Типові значення тиску: при 0 °С – 0,03 МПа (0,3 атм), при +25 °С – 1,2 МПа (12 атм).

У балони транспортних засобів закачується рідка фаза під тиском 1,2 – 1,6 МПа. На АГЗС тиск створюється компресором або подачею в місткість метану під тиском.

Призначення АГЗС:

- заправка автомобілів;
- облік відпущеного газу;
- зберігання запасу газу;
- злив газу з автоцистерн (прийняття в автоцистерни);
- нагляд за технічним станом автомобільних газових балонів.

Використовуються три основних способи заправки зрідженим газом:

- насосний;
- насосно-випарний;
- насосно-компресорний.

Насосний спосіб найпростіший – з місткості ЗВГ відбирається насосом і під підвищеним тиском подається в балон.

Насосно-випарний спосіб теж нескладний: у схему додатково включені електричні нагрівачі-випарники, що забезпечують підвищення тиску в місткостях з газом при температурі нижче мінус 20°C.

Насосно-компресорний – це спосіб великої потужності, реалізується зазвичай на АГЗС.

Одним з напрямків розвитку заправних засобів є використання транспортувальників-заправників ЗГ на автомобільному шасі (рис. 4.85).



Рис. 4.85. Мобільна АГЗС

Автомобільні газозаправні станції – це технологічні комплекси, що дозволяють заправляти транспортні засоби двома або трьома видами палива, серед яких допускається нафтове моторне паливо (бензин, дизельне паливо), зріджений пропан-бутан і стиснений природний газ.

Основні види АГЗС:

- наземна газозаправна станція (рис. 4.86, а);
- підземна газозаправна станція (рис. 4.86, б);
- з обвалюванням резервуарів (рис. 4.86, в).

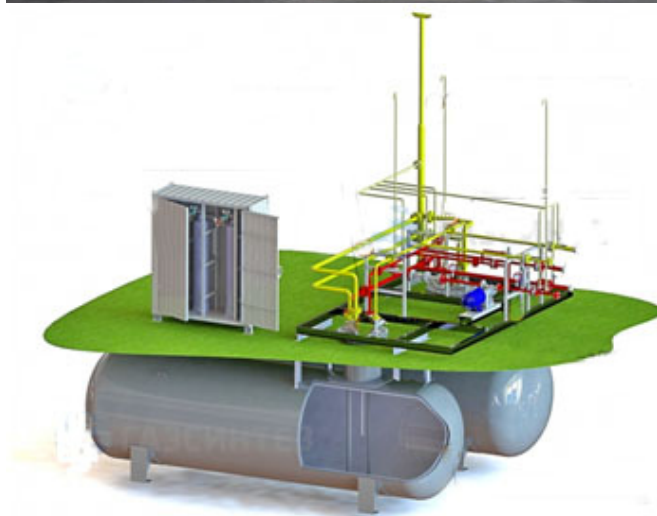
Автогазозаправочна станція для заправки метаном конструктивно не відрізняється від АГЗС для заправки пропан-

бутаном за винятком конструкції двостінних газгольдерів з вакуумною теплоізоляцією.

а)



б)



в)



Рис. 4.86. Автомобільні газозаправні станції: а – наземна; б – підземна; в – з обвалюванням резервуарів

4.5.5.1. Розрахунок АГЗС

Продуктивна робота АГЗС визначається технологією виконання всіх робіт і кількістю наповнювальних колонок.

Тривалість заправки автомобіля з урахуванням усіх операцій розраховуємо за формулою

$$T = t_1 + t_2 + t_3 + t_4 + t_5,$$

де t_1 – час підходу автомобіля до колонок; t_2 – час підготовки до заправки ЗВГ (90 с); t_3 – технологічний час заправки ЗВГ (180 с); t_4 – час закінчення заправки (30 с); t_5 – час відходу автомобіля від колонок (20 с).

Визначимо час підходу автомобіля до колонки від місця очікування (50 м) із швидкістю руху 5 км/год / (1,4 м/с):

$$t_1 = S / V = 50 / 1,4 = 36 \text{ с.}$$

Разом тривалість заправки одного автомобіля складе

$$T = 36 + 90 + 180 + 30 + 20 = 356 \text{ с} = 5,9 \text{ хв.}$$

Кількість автомобілів, заправлених на одній колонці за годину,

$$n_a = 3600/356 = 10 \text{ автомобілів.}$$

Отримуємо 10 машин за годину на одній заправці – 1 колонка.

Задаємо 3 колонки на кожній заправці.

Середній об'єм балона легкових а/м – 53 л;

середній об'єм балона вантажних а/м – 160 л;

середня витрата ЗВГ на 100 км для легкових а/м – 15 л;

середня витрата ЗВГ на 100 км для вантажних а/м – 36 л.

Середній пробіг на добу легкового а/м – 70 км;

середній пробіг на добу вантажного а/м – 180 км.

K_3 – коефіцієнт заповнення паливного балона для всіх а/м ($K_3 = 0,85$).

Кількість заправок на добу легкових а/м:

$$N = (70/100 \cdot 15) / 53 = 1 \text{ заправка, } K_3 = 0,198.$$

Кількість заправок на добу вантажних а/м:

$$N = (180/100 \cdot 36) / 160 = 1 \text{ заправка, } K_3 = 0,405.$$

Кількість а/м – 800, з них: 500 – легкові, 300 – вантажні.

Загальна кількість а/м, що заправляють раз на добу

$$N_m = (500 \cdot 0,198 \cdot \text{а.л}) + (300 \cdot 0,405 \cdot \text{а.в}),$$

де а.л і а.в – коефіцієнти одночасності добових заправок легкових і вантажних а/м відповідно (а.л = 1,5, а.в = 1,25),

$$N_m = (500 \cdot 0,198 \cdot 1,5) + (300 \cdot 0,405 \cdot 1,25) = 300 \text{ автомобілів.}$$

Кількість АГЗС визначимо за формулою:

$$N_{\text{агзс}} = N_{\text{м}} / (24n_{\text{а}}n_{\text{к}}K_{\text{н}}K_{\text{нч}}K_{\text{о}}),$$

де $n_{\text{а}}$ – кількість а/м, що заправляються на одній колонці протягом години, шт.; $n_{\text{к}}$ – кількість колонок; $K_{\text{н}}$ – коефіцієнт добової нерівномірності заправок ($K_{\text{н}} = 0,8$); $K_{\text{нч}}$ – коефіцієнт нерівномірності заправок ($K_{\text{нч}} = 0,8$); $K_{\text{о}}$ – коефіцієнт одночасності заправок ($K_{\text{о}} = 0,8$);

$$N_{\text{агзс}} = 300 / (24 \cdot 10 \cdot 3 \cdot 0,8 \cdot 0,8 \cdot 0,8) = 0,861.$$

Таким чином, для забезпечення необхідної кількості автомобілів ЗВГ треба спроектувати одну АГЗС.

Витрату ЗВГ на добу після одного заправлення визначимо за формулою

$$V_{\text{доб}} = N_{\text{м}} / N_{\text{агзс}} V_{\text{срб}},$$

де $V_{\text{срб}}$ – середній об'єм бака а/м з урахуванням заповнення на 85 %,

$$V_{\text{срб}} = (53 + 160) \cdot 0,85 / 2 = 90,5 \text{ л},$$

$$V_{\text{доб}} = 300/1 \cdot 90,5 = 30210 \text{ л} = 30,2 \text{ м}^3.$$

4.5.6. Газонаповнювальні станції (ГНС)

Газонаповнювальні станції призначені для наповнення автомобільних і залізничних цистерн, контейнерів і балонів ЗВГ. Газонаповнювальні станції можуть являти собою як кущові бази (КБ), що обслуговують цілий регіон, так і невеликі ГНС, що забезпечують потребу в газі одного або декількох населених пунктів.

Кущові бази і газонаповнювальні станції зрідженого вуглеводневого газу – це стаціонарні сховища для прийняття від постачальників, зберігання і наливу (в балони, місткості та автомобільні цистерни) зрідженого вуглеводневого газу. Кущові бази забезпечують зрідженим вуглеводневим газом певний економічний район (область, край, республіку). Крім цього, вони здійснюють транзитну передачу зріджених вуглеводневих газів невеликим ГНС, які не мають власних під'їзних залізничних колій, великим промисловим і сільгосппідприємством тощо. Газонаповнювальні станції – це об'єкти міського газового господарства для забезпечення газом окремого населеного пункту або кількох таких пунктів, розташованих близько один від одного.

Кущова база зріджених газів має цілу організаційну структуру.

Цех зливу-наливу зріджених вуглеводневих газів. Його призначення – прийняття від постачальників залізничних цистерн зі зрідженими вуглеводневими газами, злив газу з них у резервуари парку зберігання, подача зріджених вуглеводневих газів з резервуарів парку зберігання в наповнювальний цех. До складу цеху входять зливно-наливна залізнична естакада і під'їзні залізничні колії, насосно-компресорне відділення і парк зберігання зріджених вуглеводневих газів.

Наповнювальний цех. Тут здійснюють налив зрідженого вуглеводневого газу в балони та автоцистерни, відпуск їх споживачам, ремонт балонів і заправку газобалонних автомашин. До складу цеху входять наповнювальне відділення, відділення зливу важких невиварених залишків газів і дегазації балонів, відділення ремонту балонів, вантажно-розвантажувальні майданчики, колонки для наповнення автоцистерн та заправки газобалонних автомашин.

Ремонтно-механічний цех. У ньому проводять профілактичні заходи і ремонт з метою створення безпечних умов та безперебійної роботи КБ, стежать за справністю ремонтних машин і устаткування. Робітники цеху беруть участь у ліквідації аварій у всіх цехах і службах КБ. У веденні цеху знаходяться ремонтно-механічна майстерня, машини, обладнання та механізми для виконання ремонтних робіт.

Служба енерговодопостачання. Основні завдання цієї служби – безперебійне забезпечення електроенергією, водою і теплом (опалення) служб КБ і видалення з її території стічних вод, утримання в технічно справному стані устаткування і комунікацій. До служби енерговодопостачання відносять усе електрообладнання, електромережі та електровимірювальні прилади, майстерню з ремонту електроустаткування, котельню та тепломережу, водонасосну станцію і мережі водопроводів, градирню, резервуари для води, установку з очищення і пом'якшення води, установку з очищення стічних вод і мережу каналізації. В окремих випадках службу енерговодопостачання можна розділити на кілька служб.

Служба зв'язку забезпечує безперебійний прямий зв'язок КБ із залізничною та міською телефонною станціями, а також місцевий телефонний зв'язок на території КБ з квартирами відповідальних працівників кушової бази. У веденні служби перебувають мережі та обладнання місцевого і зовнішнього зв'язку.

Транспортна служба. Основні завдання її – забезпечення безперебійних перевезень зріджених вуглеводневих газів споживачам і утримування в технічно справному стані транспортних засобів та устаткування гаража, у веденні служби знаходяться гараж, автомашини, відкрита стоянка і мийка для автомашин.

Служба автоматики та КВП призначена для забезпечення технічно справного стану і безперебійної роботи наявних на КБ пристроїв автоматики, сигналізації та КВП. В її веденні перебувають майстерня для ремонту приладів та прилади для контрольних перевірок.

Хімічна лабораторія. Основні завдання лабораторії – виконання хімічних аналізів зріджених вуглеводневих газів, мастил, води, визначення ступеня одоризації газів, постійний контроль за загазованістю приміщень КБ, а також резервуарів і колодязів (каналізації та ін.).

Ремонтно-будівельна служба здійснює нагляд за технічно правильним утримуванням виробничих будівель і споруд КБ, а також їх ремонт, підтримує в належному стані дороги на території КБ, виконує роботи з благоустрою майданчика КБ. У веденні служби перебувають теслярсько-столярна майстерня, матеріали та інструменти для виконання ремонтно-будівельних та робіт з благоустрою майданчика КБ.

Газорятувальна служба. Основні завдання добровільних газорятівних дружин (ДГРД) – спостереження за виконанням правил та інструкцій з техніки безпеки, протипожежних правил та заходів, участь у ліквідації аварій і порятунку постраждалих. У веденні цієї служби знаходяться індивідуальні рятувальні засоби, що застосовуються при ліквідації аварій.

Станції та бази зріджених вуглеводневих газів розміщують переважно поза межами міста та інших населених пунктів на спеціально відведених спланованих майданчиках, бажано з підвітряного боку, щоб можливі виділення газів не потрапляли в зону житлових, громадських і виробничих будівель та споруд. Майданчики для КБ і ГНС планують з ухилом для відведення зливових вод у відкритий колектор, оскільки пари зріджених вуглеводневих газів, які значно важчі за повітря, накопичуються в закритих каналізаційних колекторах.

Територію КБ або ГНС захищають залізобетонним парканом заввишки 2 м. Виробничу зону відокремлюють від допоміжної

легкою огорожею. Підїзди та підходи до будівель і споруд асфальтують, а решту ділянок озеленюють.

З огляду на те, що зріджений вуглеводневий газ важчий за повітря, резервуари для його зберігання розміщують нижче найближчих житлових та громадських будівель, а також з урахуванням певних розривів від будівель і споруд.

Газонаповнювальні станції (ГНС) є підприємствами, призначеними для прийняття, зберігання і відпуску споживачам зріджених нафтових газів (ЗНГ), які поступають залізничним, водним транспортом або трубопроводом з підприємств, що добувають газ, або зі сховищ газу [29].

Як правило, ГНС розташовуються поза межею території міст, селищ та інших населених пунктів. Територія ГНС поділяється на виробничу і допоміжну.

У виробничій зоні розташовані:

– залізнична колія з естакадою і зливними пристроями для зливання ЗНГ із залізничних цистерн у резервуари;

– резервуарний парк;

– технологічні відділення – насосно-компресорні, наповнювальні станції, відділення зливу невиспарених залишків з балона, навантажувально-розвантажувальний майданчик;

– внутрішньомайданчикові трубопроводи;

– колонки для наповнювання і зливу автоцистерн;

– автоваги;

– випарювальні установки.

У допоміжній зоні розташовані:

– споруди адміністративно-господарські, лабораторії, котельні, механічні майстерні;

– трансформаторна підстанція;

– майданчик для відкритої стоянки автомашин;

– резервуари для запасу води;

– водонапірна башта.

Резервуари, призначені для прийняття і зберігання ЗНГ, виготовляються відповідно до вимог [30]; у табл. 4.1 наведено технічні характеристики циліндричних горизонтальних резервуарів, які застосовуються в ГНС.

У табл. 4.2 наведено характеристики сферичних резервуарів для зберігання ЗНГ.

Таблиця 4.1

Характеристика горизонтальних циліндричних резервуарів для зберігання пропану і бутану

Показники	Пропан				Бутан				
	ПС-25	ПС-50	ПС-100	ПС-160	ПС-200	БС-50	БС-100	БС-160	БС-200
Місткість, м ³ :									
– номінальні	25	50	100	160	200	50	100	160	200
– дійсна	25,2	49,4	99,9	162,4	202,3	49,3	99,8	162,2	202,4
– корисна	20,8	41,5	82,6	133,0	166,0	41,5	82,6	133,0	166,0
Внутрішній діаметр, мм	2000	2400	3000	3400	3400	2400	3000	3400	3400
Загальна довжина, мм	8332	11356	14684	18512	22912	11324	14652	18480	22880
Найбільша висота наливу, мм	1550	1860	2320	2640	2640	1860	2320	2640	2640
Найбільший робочий тиск при температурі не більше 50 °С	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	0,7	0,7	0,7	0,7
Товщина стінки корпусу СТ 3/16 ГС, мм	20/24	20/26	30/32	34/36	34/36	10/12	12/16	12/20	12/20
Умовний діаметр штуцера, мм:									
– для прийняття продуктів	80	80	100	150	150	80	100	150	150
– для відпуску продуктів	100	100	150	200	200	150	150	200	200
Загальна маса резервуара, із сталі Ст-3кг	10700	18500	34000	56550	69350	9750	16950	28050	34150
Витрата сталі на 1 м ³ корисної місткості									
Ст-3 (кг/м ³)	514,4	433,3	411,6	425,9	417,7	235	205,2	210,9	205,7

Таблиця 4.2

Характеристика сферичних резервуарів для зберігання зріджених газів

Показники	Умовний об'єм, м ³											
	300	600	600	600	600	900	2000	2000	2000	4000	4000	7000
Геометричний об'єм, м ³	381	606	606	606	606	905	2145	2145	4189	4189	4189	7232
Корисна місткість, м ³	343	545,4	515,1	606	515,1	796,2	1930,5	1823,20	3770,6	3770,6	3770,6	6575
Розрахунковий тиск, МПа	0,9	0,25	0,6	1,0	1,8	1,8	0,25	6	0,25	0,6	0,6	0,6
Внутрішній діаметр, м	9	10,5	10,5	10,5	10,5	12	16	16	20	20	20	24
Загальна маса сталевих конструкцій, т	25	34	45	62	96	140	104	143	183	285	285	
Товщина оболонки, мм	12	14	14	22	34	38	16	22	18	28	28	32
Назва продукту	Бутан-бутилен	Бутан	Бутан-бутилен	Інертний газ	Пропан	Пропан	Бутан	Бутан-бутилен	Ізопентан	Бутан-бутилен	Бутан-бутилен	Бутан

Обв'язка резервуарів має забезпечувати можливість роздільного прийняття і зберігання в резервуарному парку газу з різним складом.

Місткість резервуарного парку слід визначати залежно від добової продуктивності ГНС, ступеня заповнення резервуарів і кількості зарезервованого для зберігання зрідженого газу, яка визначається залежно від розрахункового часу роботи ГНС без надходження газу, тобто

$$t = \frac{L}{V} + t_1 + t_2,$$

де t – розрахунковий час роботи ГНС без надходження газу, діб;
 L – відстань від заводу-постачальника зріджених газів до ГНС, км;
 V – нормативна добова швидкість доставки вантажу повагонного відправлення, км/добу ($V = 330$ км/добу); t_1 – час, витрачений на операції, пов'язані з відправленням і прибуттям вантажу ($t_1 = 1$ доба);
 t_2 – час, на який слід завбачати експлуатаційний запас ЗНГ ($t_2 = 3 \dots 5$ діб).

Як правило, установка резервуарів на ГНС – надземна з нахилом 0,002 – 0,003 у бік зливного патрубку. Надземні резервуари розташовують у групи згідно з БН і П.

Відстань між надземними резервуарами в групі має дорівнювати діаметру більшого суміжного резервуара, але бути не менше 2 метрів. Відстань між рядами надземних резервуарів, розміщених у два і більше рядів, повинна дорівнювати довжині найбільшого резервуара, але бути не менше 10 метрів. Для кожної групи резервуарів по периметру повинно бути замкнене обвалювання (або огорожувальна стінка з вогнетривкого матеріалу) висотою не менше метра, розраховане на 85 % місткості групи резервуарів. Відстань від резервуара до підшви обвалювання має дорівнювати половині діаметра найближчого резервуара, але бути не менше метра.

Кількість резервуарів для зберігання ЗНГ на ГНС визначається за формулою

$$n = \frac{V}{v_r K},$$

де V – запас зрідженого газу на ГНС, м³; v_r – геометрична місткість одного резервуара, м³; K – норма заповнення резервуарів (для пропану $K = 0,85$; для бутану $K = 0,9$).

Резервуари вибираємо завдяки порівнянню техніко-економічних показників трьох варіантів.

Одним з основних показників можна прийняти масу металу резервуара (табл. 4.1).

При виборі резервуарів, можливо використання таких критеріїв:

місткість резервуарів, м ³	об'єм зберігання ГНС, м ³
25; 50; 100;	від 50 до 200
50; 100; 160;	від 200 до 500
100; 160; 200	від 500 до 2000
Те саме	від 2000 до 8000.

Переміщення рідкої і парової фаз ЗНГ по комунікаціях ГНС здійснюється насосами та компресорами, спеціально призначеними або придатними для цієї роботи.

Насоси і компресори розташовують у закритих опалювальних приміщеннях. У випадку, коли кліматичні умови дають змогу забезпечити нормальну роботу встановленого устаткування та обслуговуючого персоналу, допускається розташування насосів і компресорів на відкритих майданчиках під навісом із вогнетривких матеріалів на фундаментах. При установці в один ряд насосів і компресорів передбачають таке:

- ширина основного проходу обслуговування – не менше 1,5 м;
- відстань між насосами – не менша 0,8 м;
- відстань між компресорами – не менша 1,5 м;
- відстань від насосів і компресорів до стін приміщення – не менше метра.

На нагнітальних патрубках насосів і компресорів встановлюють зворотні клапани. Перед насосами ставлять фільтри з продувними свічками, за насосами на напірних трубопроводах – продувні свічки. На всмоктувальних лініях компресорів встановлюють конденсатозбірники з дренажними пристроями. На ГНС широке застосування одержали насоси типу С-5, ХГВ і компресори типу АВ і АУ. Характеристики насосів і компресорів наведені в табл. 4.3 і 4.5.

Однією з основних операцій на ГНС є наповнення балонів ЗНГ. Балони мають бути справними, випробуваними і не мати невиварених залишків. Балони з невивареними залишками направляються у зливне відділення для зливання, яке звичайно розташовується поряд із наповнювальним відділенням. Зливне відділення повинно забезпечити зливання 10 – 15 % балонів, що наповнюються за добу.

Контроль наповнення балонів здійснюється відповідно до ваги.

Автоматичне наповнення балонів відбувається на карусельному газонаповнювальному апараті, який є платформою, що обертається; на ній встановлені вагові автоматичні пристрої. Основний елемент карусельного агрегату – автоматична вагова установка, кількість таких установок можна змінювати залежно від продуктивності. У табл. 4.4 наведено технічну характеристику апаратів.

Таблиця 4.3

Технічна характеристика насосів для перекачування ЗНГ

Марка	Подача, м ³ /год	Напір, м	Кількість ступенів	Потужність електро- двигуна, кВт	Частота обертання, хв ⁻²
С-5/200	5	180	8	8	1450
С-5/140М	5	140	8	8	1450
С-5/140	5	143	1	8	2950
2ХГВ-6Х2А-4,5-4	16 – 24	40 – 50	2	4,5	2770
3ХГВ-6А-7-4	25 – 40	40	1	7	2850
3ХГВ-7Х2А-20-4	15 – 30	90 – 100	2	20	2900
4ХГВ-7Х2А-28-4	90	143	2	28	2900
4ХГВ-6А-40-4	60 – 10	70 – 80	1	40	2910
3ХГВ-7Х2А-10-4	12 – 30	90	2	10	2400

Примітка. Марка насосів розшифровується так:

С – насос для зріджених газів;

5 – подача, м³/год;

140 – напір, м (С-5/140).

Марка насоса типу ХГВ:

перша цифра – діаметр всмоктувального патрубку в дюймах;

Х – хімічний;

Г – герметичний;

В – вертикальний; наступна цифра вказує питому швидкохідність, зменшену в 10 разів;

далі цифра – це кількість коліс (2 – двоколісний);

буква А – вуглецева сталь;

наступні цифри вказують на потужність насоса;

остання цифра – на конструктивні особливості насоса для ЗНГ.

Таблиця 4.4

Технічна характеристика карусельних газонаповнювальних апаратів

Параметри	Одиниці виміру	КГА-МГП-2	КГА-МГП-5
Пропускна здатність при місткості балонів 50 л	-	50	350
Кількість вагових пристроїв на платформі, що обертається	бал./год	20	20
Тип приводу		Зубчатий центральний	Фрикційний боковий
Потужність електродвигуна приводу агрегату	кВт	1,7	1,7
Робочий тиск газу	МПа	1,6	1,6
Діаметр корпусу	м	6	6
Маса агрегату	кг	6300	5400
Частота обертання каруселі	хв ⁻¹	0,096; 0,16; 0,0125; 0,24; 0,29; 0,344	0,096; 0,16; 0,125; 0,24; 0,29; 0,344
Потужність електродвигуна привідного рольгангу	кВт	1,0	1,0
Спосіб приєднання до запірною пристрою		Струбцина напівавтоматична	Струбцина напівавтомат. для кутових вентилів
Довжина конвеєра для подачі та прибирання балонів	м	70	70
Ширина конвеєра	м	0,4	0,4
Потужність електродвигуна приводу конвеєра	кВт	4,51; 16; 2; 3	4,51; 15; 2; 3
Кількість операторів при заповненні балонів: – з кутовим вентилям – з клапаном КБ-1(КБ-2)		2 –	2 –

Технічна характеристика компресорів

Параметри	Одиниця виміру	Тип компресора		
		АВ-75	АВ-100	АУ-200
Номінальна холодопродуктивність	кВт	60,5	116,3	232,6
Діаметр циліндра	мм	150	150	150
Хід поршня	мм	140	130	130
Кількість циліндрів	шт.	2	2	4
Номінальна частота обертання	хв ⁻¹	970	980	980
Потужність на валу компресора (не більше)	кВт	16,5	33	65
Годинний об'єм	м ³ /год	143	264	528
Маса компресора	кг	1050	800	1290
Допустимий тиск:				
– всмоктування	МПа	1	1	1
– нагнітання	МПа	1,6	1,6	1,6

При наповненні балона вісь стрілки вагів повертається на кут, пропорційний масі газу, який надходить у балон. При досягненні маси заданої величини спрацьовує чутливий елемент, передаючи імпульс на припинення подачі газу.

4.5.7. Розрахунок процесу зберігання та відпуску газу

Добова пропускна здатність ГНС визначається за формулою

$$q_{\text{добу}} = \frac{Q_p}{253 \rho_p},$$

де Q_p – річна пропускна здатність ГНС, тис. т/рік; ρ_p – густина рідкої фази, кг/м³, при температурі газу T_r .

При використанні описаної в [31] марки газу слід підставляти в формулу значення густини суміші, тобто

$$\rho_p = \frac{\rho_1 V_1 + \rho_2 V_2}{100},$$

де ρ_1, ρ_2 – густина компонентів суміші, кг/м³; V_1, V_2 – об'ємний вміст компонентів, %.

Необхідна місткість ГНС, m^3 , визначається за формулою

$$V = q_{\text{добу}} + tq_{\text{добу}}.$$

Металовитрати за вибраними трьома типами резервуарів визначаються за формулою

$$G = gn,$$

де g – вага резервуара, т.

За мінімальними металовитратами вибирають резервуар.

Кількість постів для наповнення балонів визначається за ваговою кількістю газу, що відпускається в балони, та річною кількістю прийнятого станцією газу, тобто

$$m_{\text{н}} = \frac{Q_{\text{р}} 10^3 \tau_{\text{н}}}{253Tq_{\text{б}}},$$

де $\tau_{\text{н}}$ – тривалість наповнення балонів, $\tau_{\text{н}} = 4 \dots 5$ хв; T – тривалість роботи ГНС, при однозмінній роботі $T = 480$ хв, при двозмінній $T = 960$ хв; $q_{\text{б}}$ – маса газу в балоні, для балона об'ємом 50 л $q_{\text{б}} = 21$ кг.

Кількість постів для зливання залишків із балонів визначається за формулою

$$m_{\text{зл}} = \frac{\alpha \tau_{\text{зл}}}{T_{\text{зл}}},$$

де α – кількість балонів для зливання залишків протягом доби

$$\alpha = \frac{0,15Q_{\text{р}} 10^3}{253q_{\text{б}}},$$

$\tau_{\text{зл}}$ – тривалість зливання з одного балона, $\tau_{\text{зл}} = 10 \dots 15$ хв; $T_{\text{зл}}$ – час роботи зливної установки, $T_{\text{зл}} = 480$ хв.

4.5.7.1. Гідравлічні розрахунки трубопроводів

Гідравлічний розрахунок трубопроводу рідкої фази виконують згідно з [32].

Падіння тиску в трубопроводах рідкої фази ЗНГ визначається за формулою

$$H = 50 \cdot \frac{\lambda W^2 \rho_p}{d}, \text{ Па}, \quad (4.23)$$

де λ – коефіцієнт гідравлічного опору; l – довжина газопроводу, м; W – середня швидкість руху зріджених газів, м/с (для всмоктувальних трубопроводів не більше 1,2 м/с, для напірних – не більше 3 м/с); ρ_p – густина рідкої фази, кг/м³; d – внутрішній діаметр газопроводу, см.

Коефіцієнт гідравлічного опору згідно з [32] визначається формулою

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{n}{d} + \frac{68}{\text{Re}} \right)^{0,25},$$

де n – еквівалентна абсолютна шорсткість внутрішньої стінки труби, см (для сталевих труб $n = 0,01$; для поліетиленових $n = 0,005$); Re – число Рейнольдса,

$$\text{Re} = 0,0354 \cdot \frac{Q}{d\nu},$$

де ν – кінематична в'язкість газу, м²/с, при $T = 273 \text{ К}$ і $P = 0,1013 \text{ МПа}$; Q – витрата газу, м³/год, при $T = 273 \text{ К}$ і $P = 0,1013 \text{ МПа}$; d – внутрішній діаметр газопроводу, см.

Гідравлічний розрахунок газопроводів низького тиску (до 5 кПа)

Падіння тиску в газопроводах низького тиску визначають залежно від режиму руху газу по газопроводу за формулою (4.23).

Відповідно до величини Re падіння тиску, Па, визначається так:

– для ламінарного режиму газу при $\text{Re} < 2000$

$$H = 1,132 \cdot 10^6 \frac{Q}{d^4} \nu \rho_p l;$$

– для критичного режиму при $\text{Re} = 2000 \dots 4000$

$$H = 0,516 \cdot \frac{Q^{3,333}}{d^{5,333} \nu^{0,333}} \rho_p l;$$

– для турбулентного режиму газу при $Re > 4000$

$$H = 69 \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right) \frac{Q^2}{d^5} \rho_p l.$$

Гідравлічний розрахунок газопроводів середнього (5 – 300 кПа) і високого (0,3 – 0,6 МПа; 0,6 – 1,6 МПа) тисків

Розрахунок у діапазоні турбулентного режиму руху газу виконують за формулою

$$P_2^2 = P_1^2 - \left[1,4 \cdot 10^{-5} \left(\frac{n}{d} + 1922 \cdot \frac{vd}{Q} \right)^{0,25} \frac{Q^2}{d^5} \rho_p \right] \cdot l,$$

де P_1 і P_2 – абсолютний тиск газу на початку і в кінці газопроводу, МПа; l – розрахункова довжина газопроводу постійного діаметра, м;

$$l = l_1 + \sum \xi l_e,$$

де l_1 – дійсна довжина газопроводу, м; $\sum \xi$ – сума коефіцієнтів місцевих опорів ділянки газопроводу довжиною l ; l_e – еквівалентна довжина прямолінійної ділянки газопроводу, м.

Для всього діапазону турбулентного руху

$$l_e = \frac{d}{11 \cdot \left(\frac{n}{d} + 1922 \frac{vd}{Q} \right)^{0,25}}.$$

Підбір запобіжного клапана для резервуара парку зберігання
Пропускна здатність клапана визначається за формулою

$$\varphi = 1000D \left(L + \frac{D}{2} \right), \text{ кг/год,}$$

де L – повна довжина резервуара, м; D – діаметр резервуара, м.

Робочий переріз клапана обчислюється за рівнянням

$$F = \frac{\varphi}{2200P \sqrt{\frac{M}{T}}},$$

де P – тиск парів газу в резервуарі, МПа, ($P = 1,15P_{\text{роб.}}$);
 M – молекулярна маса парів газу, кг/моль; T – температура парів, К.

Діаметр клапана визначається за формулою

$$d = \sqrt{\frac{4F}{\pi}}.$$

4.5.7.2. Розрахунки процесу зливання газу

1. *Визначення кількості цистерн, з яких зливають газ протягом доби*

$$n_{\text{ж}} = \frac{G_{\text{р}} K_{\text{р}}}{253 \rho_{\text{р}} V_{\text{р}}}, \quad (4.67)$$

де $Q_{\text{р}}$ – кількість прийнятого і виданого газу БЗГ, кг; $K_{\text{р}}$ – коефіцієнт нерівномірності надходження вантажу ($K_{\text{р}} = 2 \dots 3$ при використанні компресорів і $K_{\text{р}} = 1,2 \dots 1,5$ при використанні теплообмінників);
 $V_{\text{р}}$ – корисний об'єм залізничної цистерни, м³; $\rho_{\text{р}}$ – густина рідкої фази, кг/м³.

2. *Час зливання газу з однієї цистерни (має бути менше двох годин)*

$$\tau = \frac{V_{\text{р}} T}{q_{\text{добу}} K_{\text{з}}},$$

де T – час роботи ГНС, год; $q_{\text{добу}}$ – витрата газу, м³/добу;
 $K_{\text{з}}$ – коефіцієнт нерівномірності заповнення ($K_{\text{з}} = 1,5$).

3. *Необхідна кількість резервуарів для зливання газу протягом доби*

$$n_{\text{р}} = \frac{Q_{\text{р}}}{N \rho_{\text{р}} V_{\text{к}}},$$

де N – кількість робочих днів на рік (приймаємо $N = 253$); $V_{\text{к}}$ – корисний об'єм резервуара, м.

4. *Витрата парів на операцію зливання газу*

4.1. Витрата на наддування

$$G_H = V_{\text{пар}}(\rho_K - \rho_{\text{П}}),$$

де $V_{\text{пар}}$ – об'єм парового простору резервуара, м,

$$V_{\text{пар}} = V_{\text{геом}} - V_K;$$

де $V_{\text{геом}}$ – геометричний об'єм резервуара; ρ_K і $\rho_{\text{П}}$ – густина парів зрідженого газу в кінці зливання і на початку нагнітання, кг/м³.

4.2. Витрата парів на заповнення об'єму резервуара, у якому раніше була рідина

$$G_3 = \Delta V_{\text{ж}} \rho_K,$$

де $\Delta V_{\text{р}}$ – об'єм зливої рідини, м³ ($\Delta V_{\text{р}} = V_K$).

4.3. Кількість парів, які конденсуються на поверхні рідини,

$$G_{\text{к.р}} = K F_{\text{дз}} \Delta P \sqrt{\tau},$$

де K – коефіцієнт, який залежить від вуглеводневого складу газу (приймається $K = 300 \dots 500$),

$$\Delta P = P_{\text{пр.Т}_{\text{к.п}}} - P_{\text{пр.Т}_{\text{п.п}}},$$

де $P_{\text{пр.Т}_{\text{к.п}}}$, $P_{\text{пр.Т}_{\text{п.п}}}$ – тиск кінцевої і початкової пар відповідно, Па; τ – час зливання, год, (має бути менше двох годин); $F_{\text{дз}}$ – площа дзеркала рідини, м²,

$$F_{\text{дз}} = D_{\text{ц}} L,$$

де $D_{\text{ц}}$ – діаметр цистерни, м; L – довжина цистерни, м.

4.4. Кількість парів, які конденсуються на металевій поверхні резервуара,

$$G_{\text{e.i}} = \frac{\alpha_2 (\dot{O}_{\text{іо}} - \dot{O}_{\text{іп}}) F_{\text{і}} \tau}{L_{\text{д}} + \tilde{N}_{\text{і}} (\dot{O}_{\text{іо}} - \dot{O}_{\text{іан}})},$$

де α_2 – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К); $T_{\text{пр}}$, $T_{\text{нас}}$ – температура перегрітого газу і насичення, К; $T_{\text{с}}$ – температура стінки, резервуара, К; $F_{\text{п}}$ – площа теплопередавальної поверхні резервуара, м²;

L_T – прихована теплота пароутворення, кДж/кг·К.

Коефіцієнт теплопередачі від пари для стінки резервуара

$$\alpha_2 = \frac{N_{\Pi} \lambda_{\Pi}}{d_p},$$

де N_{Π} – критерій Нуссельта; λ_{Π} – коефіцієнт теплопровідності парової фази, Вт(м·К); d_p – діаметр резервуара, м.

Критерій Нуссельта визначаємо так:

$$N_{\Pi} = 0,728 \cdot \left[\frac{D_3 \rho_p (\rho_p - \rho_{\Pi})}{\mu_{\Pi} \lambda_{\Pi} \Delta T} (L_T + 0,68 C_{\Pi} \Delta T) \right]^{0,25},$$

де D_3 – зовнішній діаметр резервуара, м; ρ_p , ρ_{Π} – густина рідини і парової фази, кг/м³; μ_{Π} – динамічна в'язкість парової фази, Па·с; ΔT – перепад температур між паром і стінкою, К, причому

$$\Delta T = T_{\Pi} - T_c.$$

4.5. *Загальна витрата парів* на проведення операції зливання

$$G_{\text{заг}} = G_{\text{н}} + G_3 + G_{\text{к.р}} + G_{\text{к.м}}.$$

4.6. *Загальна годинна витрата становить*

$$G_{\text{заг.год}} = \frac{G_{\text{заг}}}{\tau}.$$

За значенням $G_{\text{заг.год}}$ підбирають компресори і визначають їх кількість, тобто

$$n = \frac{G_{\text{заг.год}}}{G_{\text{к}}},$$

де $G_{\text{к}}$ – годинна подача компресора (випарювача), м³/год.

4.7. *Годинна подача випарювача* визначається формулою

$$G_B = \frac{KF(T_T - T_T)}{L_T + C_p \Delta T},$$

де K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/м²·К (для зміювиків і трубчатих випарювачів з водяним теплоносієм $K = 464...580$, а з паровим – $K = 232...290$); F – поверхня теплообміну випарювача, м²; T_T – температура теплоносія, К ($T_T = 343\text{К}$); ΔT – перегрів парів пропану, К ($T = 6\text{ К}$); C_p – теплоємність парів пропану, кДж/(кг·К).

За значенням G_B підбирають кількість випарювачів.

4.5.7.3. Розрахунки процесу наповнення

1. *Витрата газу для трубопроводу наповнювального відділення, м³/с,*

$$q_{\text{нв}} = \frac{n_k V_{\text{б}}}{3600K},$$

де n_k – пропускна здатність каруселі, бал./год; $V_{\text{б}}$ – об'єм балона, м³; K – коефіцієнт, який ураховує відношення часу оберту каруселі до часу наповнення ($K = 0,7...0,8$).

2. *Витрата газу для трубопроводу рідкої фази до колонок наповнення автоцистерн, м³/с,*

$$q_{\text{ац}} = \frac{n_{\text{ц1}} V_{\text{ац}}}{3600\tau_1},$$

де $n_{\text{ц1}}$ – кількість цистерн, що одночасно наповнюються; $V_{\text{ац}}$ – корисний об'єм автоцистерни, м³; τ_1 – час наповнення автоцистерни, год.

3. *Витрата газу від залізничної естакади до резервуара, м³/год,*

$$q_{\text{рез}} = \frac{n_{\text{ц2}} V_{\text{ац}}}{3600\tau_2},$$

де $n_{\text{ц2}}$ – кількість одночасно зливальних цистерн; $V_{\text{ац}}$ – корисний об'єм автоцистерни, м³; τ_2 – мінімальний час зливу з однієї цистерни, год.

4. *Внутрішній діаметр трубопроводу* рідкої фази від естакади до резервуара, м,

$$d = \sqrt{\frac{1,27G}{W}},$$

де G – максимальна витрата газу, м³/с; W – швидкість рідкої фази в напірному трубопроводі, м/с (приймають не вище 3 м/с).

5. *Кількість газороздавальних колонок* для заправлення автоцистерн, шт.,

$$n = \frac{q_d}{q_k K_v \tau},$$

де q_d – добова реалізація, т; q_k – кількість газу, що заправляє колонка, т/год; K_v – коефіцієнт використання автоколонки; τ – час роботи колонки, год/добу.

Завдання для самоконтролю

1. Окреслити історичні етапи розвитку газових сховищ.
2. Класифікувати сховища газу за основними параметрами.
3. Навести переваги та недоліки способів зберігання стисненого і зрідженого газів.
4. Визначити розрахункову місткість сховища газу.
5. Охарактеризувати будову стаціонарної газозаправної станції.
6. Навести послідовність робіт при створенні підземних сховищ за допомогою ядерного вибуху.
7. Охарактеризувати призначення та особливості роботи газонаповнювальних станцій.
8. Класифікувати території розташування ГНС.
9. Визначити місткість резервуарного парку.
10. Окреслити особливості процесу зберігання та відпуску газу ГНС.
11. Навести основні принципи гідравлічного розрахунку трубопроводів рідкої фази ГНС.

5. ПРАВИЛА БЕЗПЕКИ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Розглянуто: вимоги щодо безпечної експлуатації та моніторингу газових покладів, заходи і засоби забезпечення пожежної та фонтанної безпеки, охорони довкілля.

Опанування матеріалу розділу дозволяє навчитися:

- виконувати вимоги щодо безпечної експлуатації та моніторингу газових покладів;
- застосовувати заходи і засоби забезпечення пожежної та фонтанної безпеки.

5.1. Загальні відомості

Підземні сховища природного газу (ПСПГ) в пористих пластах є технологічною складовою частиною газотранспортної системи країни і призначені для регулювання сезонної нерівномірності газопостачання, створення довгострокового, оперативного та інших резервів газу, які служать для забезпечення надійності газопостачання в умовах зниження рівня постачання газу чи виникнення інших непередбачених обставин.

Для експлуатації ПСПГ необхідно отримати ліцензію на користування ділянкою надр та оформити у встановленому порядку гірничий відвід.

Підземні сховища природного газу приймаються в експлуатацію та експлуатуються відповідно до [33], Технологічного проекту, режиму експлуатації, забезпечення об'єктного моніторингу надр за наявності інформаційної бази даних (ІБД) та Технологічного регламенту ПСПГ.

Основні й допоміжні технологічні установки, котельні, промислові газорегулювальні пункти, конденсатозбірні колектори та інші об'єкти ПСПГ повинні бути автоматизовані.

У процесі експлуатації ПСПГ мають місце процеси накопичення, зберігання, відбирання і підготовки природного газу до транспортування та подача його в магістральний газопровід або місцевим споживачам. При цьому система працює в умовах змінних термобаричних навантажень з обмеженим безпосереднім спостереженням. Це робить можливим накопичення змін, які можуть призвести до розгерметизації окремих елементів і загазовування як геологічного розрізу, так і атмосфери.

Умови, за яких проводиться експлуатація ПСПГ, а також спроможність природного газу утворювати з киснем повітря вибухо- і пожежонебезпечні суміші визначають необхідність постійного контролю за експлуатацією підземного сховища газу.

На керівництво виробничого управління підземного зберігання газу (ВУ ПЗГ) покладається відповідальність за дотримання технологічних процесів закачування і відбору газу, режимів експлуатації свердловин, наземного і підземного обладнання, своєчасне виконання планово-попереджувального і капітального ремонтів свердловин та обладнання, додержання правил безпеки, охорони надр і навколишнього середовища.

Технологічним проектом повинно передбачатися створення ПСПГ в обраному об'єкті зберігання на повний обсяг. Створення і експлуатація ПСПГ складаються з двох етапів – дослідно-промислової експлуатації (ДПЕ) та циклічної.

Етап ДПЕ ПСПГ починається від початку закачування газу в об'єкт зберігання і продовжується до виходу його на проектні показники. На цьому етапі вирішуються такі завдання:

- проведення дослідної експлуатації;
- можливість виведення ПСПГ на проектні показники і його безпечна циклічна експлуатація;
- розвиток і доповнення ІБД поточними даними експлуатації;
- уточнення та вдосконалення геологічної і технологічної моделей ПСПГ.

За результатами ДПЕ, на підставі спостережень та досліджень надається висновок про подальший розвиток ПСПГ і можливість його виведення на затверджені показники циклічної експлуатації або виконуються корективи технологічного проекту.

Етап циклічної експлуатації ПСПГ починається з його виведення на затверджені проектні показники і продовжується до консервації або ліквідації газосховища.

Керівництво ВУ ПЗГ несе відповідальність за достовірність обліку природного газу, технологічних витрат і безповоротних пластових втрат, дотримання технологічного режиму експлуатації ПСПГ, підготовку свердловин до досліджень і ремонтів, належне їх виконання.

Технічні проекти на облаштування ПСПГ в пористих пластах підлягають узгодженню з центральним органом виконавчої влади з

питань промислової безпеки, охорони праці та державного гірничого нагляду (Держгірпромнагляд) України.

Виконання на ПСПГ робіт підвищеної небезпеки, експлуатація об'єктів, машин, механізмів здійснюється тільки за наявності відповідного дозволу центрального органу виконавчої влади з питань промислової безпеки, охорони праці та Держгірпромнагляду України.

Під час розробки проектів на будівництво свердловин і облаштування ПСПГ проектна організація повинна здійснювати аналіз небезпеки і ризику об'єкту, що проектується.

Кількість свердловин, їхнє призначення і конструкція, розташування на площі ПСПГ, черговість вводу в експлуатацію та порядок підключення визначаються технологічним проектом (схемою) створення та експлуатації ПСПГ.

Будівництво свердловин на ПСПГ здійснюється відповідно до технічного проекту їх спорудження, складеного з урахуванням єдиних норм на буріння, інструкції з кріплення свердловин, інструкції з випробування свердловин на герметичність, інструкції з попередження відкритих фонтанів та інших документів.

Конструкція свердловин на ПСПГ повинна забезпечувати надійну герметичність цементування експлуатаційної і технічної колон.

Облаштування ПСПГ (побудова ДКС, ГЗП, УОГ, технологічних ліній та ін.) здійснюється відповідно до технічного проекту облаштування підземного газосховища.

Шлейфи, газозбірні колектори, основні технологічні трубопроводи, газопроводи-підключення, інгібіторопроводи і водоводи повинні проектуватися відповідно до вимог відповідних і діючих нормативних документів.

Увесь комплекс споруд повинен відповідати специфічним умовам роботи ПСПГ, які зазначені в проекті; їх реконструкція і зміни допускаються тільки за узгодженням з проектною організацією.

Технічні об'єкти ПСПГ повинен обслуговувати персонал не молодше 18 років, який має відповідну освіту, кваліфікацію та знання відповідно до вимоги ДК 003, посадових інструкцій та інструкцій за професіями.

Підготовка основного персоналу, який задіяний в експлуатації сховищ, до виконання робіт з підвищеною небезпекою повинна здійснюватися тільки в закладах освіти (професійно-технічні училища, навчально-курсіві комбінати, центри підготовки і

перепідготовки робітничих кадрів тощо), які одержали у встановленому порядку ліцензію Держгірпромнагляду України на проведення такого навчання.

Особи, яких приймають на роботу, відповідно до вимог [34], тобто на роботу з підвищеною небезпекою, та Переліку робіт, де є потреба у професійному доборі, проходять на виробництві (в закладах освіти, якщо останнє передбачено відповідними нормативними актами) попереднє спеціальне навчання і перевірку знань з питань охорони праці стосовно конкретних робіт, які вони виконуватимуть.

До керівництва роботами з підвищеною небезпекою допускаються посадові особи і спеціалісти, які мають вищу або середню освіту з відповідної спеціальності та право на ведення цих робіт, підтвержене дозвільним документом.

До самостійної роботи працівники, посадові особи та спеціалісти допускаються після відповідного навчання і перевірки знань згідно з [35]. Новоприйняті працівники після проходження ввідного інструктажу, інструктажу на робочому місці, перевірки знань з охорони праці до початку самостійної роботи повинні під керівництвом досвідчених кваліфікованих фахівців пройти стажування протягом 2 – 15 робочих змін.

Персонал, який допускається до роботи з електротехнічними установками, електрифікованим інструментом або стикається відповідно до характеру роботи з машинами і механізмами з електроприводом, повинен мати кваліфікаційну групу з електробезпеки відповідно до вимог [36].

Працівники, зайняті на роботах з підвищеною пожежною небезпекою, повинні заздалегідь (перед призначенням на таку роботу) пройти спеціальне навчання (пожежно-технічний мінімум), а згодом щорічну перевірку знань нормативних актів пожежної безпеки відповідно до вимог Типового положення про спеціальне навчання, інструктажі і перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України.

Раз на рік на ПСПГ повинні проводитися комплексні протиаварійні тренування за участю всіх служб, дільниць, цехів під керівництвом начальника підрозділу. Ліквідація аварій на об'єкті може враховуватися як проведення комплексного протиаварійного тренування.

У процесі роботи, раз на квартал, повинні проводитися навчально-тренувальні заняття і навчальні тривоги, що містять ліквідацію можливих аварійних ситуацій і аварій.

Організація та контроль роботи з навчання (у т. ч. з питань охорони праці) та підвищення кваліфікації підлеглого персоналу покладається на керівника ВУ ПЗГ.

Технологічний комплекс підземного сховища природного газу включає:

– свердловини нагнітальні, експлуатаційні, експлуатаційно-нагнітальні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні та інші;

– газозбірний пункт (ГЗП), вузли підключаючих пристроїв та вимірювання; блоки первинних та вимірювальних газосепараторів; блоки збирання та подавання в потік газу інгібітора гідратуутворення; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; споруди виробництва і допоміжного призначення;

– дотискувальна компресорна станція (ДКС); установки осушування газу; установки охолодження газу; системи електропостачання, тепло- і водопостачання, каналізації, вентиляції; системи КВПіА, зв'язку; споруди виробництва і допоміжного призначення;

– шлейфи свердловин, газозбірні колектори та газопроводи-підключення, інгібіторопроводи, водопроводи, трубопроводи для подачі тепла, повітря в межах проммайданчика ГЗП та інших об'єктів ПСГ тощо;

– технологічні трубопроводи;

– під'їзні дороги до свердловин та інших об'єктів;

– адміністративно-господарські будівлі, допоміжні споруди та інші об'єкти.

5.2. Експлуатація газового покладу

Експлуатація штучного газового покладу здійснюється згідно з технологічним проектом (схемою), технологічним регламентом та розробленими на їхній підставі на кожний сезон технологічними режимами відбирання (закачування) газу.

Технологічний режим відбору (закачування) газу складається на кожний період геологічною службою ПСПГ, погоджується з організацією, яка здійснює авторський нагляд, та затверджується вищою організацією.

У процесі відбору (закачування) газу допускається відхилення від режиму, зумовлене зміною попиту на газ під час відбору і наявністю його ресурсів під час закачування.

Забороняється перевищувати максимальну продуктивність ПСГ під час відбору та закачування, встановлену технологічним проектом (схемою) для поточного значення кількості газу в пласті-колекторі (або поточного значення пластового тиску).

В умовах заданої продуктивності ПСПГ необхідно дотримуватися режиму роботи свердловин з мінімально можливою депресією (ΔP_d) (репресією ΔP_p) і максимальним робочим тиском (P_p) шляхом підключення максимально можливої кількості експлуатаційних свердловин, що перебувають у робочому стані.

У процесі закачування чи відбору газу постійно фіксується кількість газу, що закачується або відбирається, втрати газу та його витрати на власні потреби, а також здійснюється контроль за технологічними параметрами, які складаються з періодичних вимірювань або визначень:

- одночасно пластового ($P_{пл}$), робочого (P_p) і затрубного ($P_{зт}$) тисків, температури і витрат газу на діючих свердловинах;
- дебіту, тиску на усті свердловини, на вході ГЗП, температури на усті та виході з ГЗП, кількості винесеної води і породи;
- гідравлічних втрат у системі пласт – свердловина – шлейф – колектор – ГЗП;
- робочих тисків (P_p) і температури газу на ГЗП та ДКС;
- статичного тиску ($P_{ст}$) на недіючих свердловинах;
- газонасичених інтервалів, коефіцієнтів газонасиченості (K_r) методами ГДС.

Під час експлуатації підземного сховища газу здійснюється контроль за:

- складом вуглеводнів у пластовій воді контрольних горизонтів та рівнем води (тиском) у контрольних свердловинах;
- рівнем води (тиском) у спостережних свердловинах;
- герметичністю колон і цементного кільця свердловин за допомогою геофізичних досліджень;
- наявністю тиску в міжколонному просторі та заколонних газопроявів відповідно до всього фонду свердловин, що розкривають штучний газовий поклад;
- складом вуглеводнів в атмосфері та ґрунті на території сховища;

- кількістю видобутої пластової води та результатами її хімічного складу;
- видобувними можливостями експлуатаційних свердловин, зміною стану привибійної зони та коефіцієнтів фільтраційного опору;
- втратами тиску в системі: пласт – привибійна зона – гирло свердловини – шлейф – ГЗП – газопровід підключення;
- якістю закачаного газу та точкою роси під час його відбирання;
- зміною робочих тисків і температури на ГЗП та ДКС;
- обліком закачаного та відібраного газу;
- витратами газу на технологічні операції, газодинамічні та геофізичні дослідження, на власні потреби;
- величиною пластового тиску в штучному газовому покладі;
- переважним просуванням вільного газу, розподілом його у пласті-колекторі та формуванням газового покладу;
- зміною газонасиченої товщини пласта-колектора;
- зміною контуру газоносності шляхом визначення границь розповсюдження газового покладу в пласті-колекторі;
- утворенням "застійних" зон і можливою міграцією газу за межі пастки;
- черговістю підключення свердловин під час закачування чи відбирання газу з метою формування раціональної експлуатації штучного газового покладу;
- зміною газонасиченого порового об'єму шляхом розрахунків;
- поточними запасами газу в покладі.

Встановлені стандартними і спеціальними дослідженнями зміни умов експлуатації та інше повинні супроводжуватися коригуванням основних технологічних показників ПСПГ.

Відповідно до кожного окремого об'єкта експлуатації проводиться облік газу, що закачується і відбирається. Визначається загальна кількість газу в пластах-колекторах на кінець сезону закачування і сезону відбирання з визначенням кількості активного і буферного газу та газу, який залишився після розробки родовища.

Оперативний облік газу, що закачується і відбирається, здійснюється щодобово відповідно до кожної експлуатаційної свердловини, кожного об'єкта зберігання, а також вторинних техногенних скупчень і до сховища в цілому.

Облік кількості вилучених на поверхню пластової і конденсаційної води, а також газового конденсату здійснюється

відповідно до кожного окремого об'єкта і сховища в цілому. Порядок контролю за вилученням води (водяний фактор) із свердловини встановлюється залежно від системи збирання і підготовки газу та рівня автоматизації свердловини. Як правило, система повинна забезпечувати періодичне вимірювання рідини протягом визначеного регламентом часу.

Вимірювання пластового тиску ($P_{пл}$) здійснюються відповідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ», який розробляється автором технологічного проекту створення та експлуатації газосховища та затверджується керівництвом організації, до якої воно належить:

– раз на декаду в окремо вибраних свердловинах для контролю і визначення середньоарифметичного тиску на покрівлю газосховища в покладі або на границю розділу середовищ газ – вода (проектну або поточну), а за незначної товщини пласта-об'єкта ПСПГ (від 10 до 20 м) – на середину інтервалу перфорації залежно від поставленого завдання;

– раз на місяць, охоплюючи весь фонд експлуатаційних свердловин з підрахунком наведеного пластового тиску, для побудови карти ізобар і визначення середньозваженого тиску в покладі; карти ізобар будуються не рідше двох разів за цикл: на кінець періодів закачування і відбирання газу зі сховища (якщо автором технологічного проекту не передбачена щомісячна побудова карт ізобар).

Для забезпечення проведення промислово-геофізичних робіт зовнішня межа зони газонасиченості (контуру ГВК) у сховищі оконтурюється спостережними свердловинами, якщо це передбачено технологічним проектом (схемою).

З метою визначення продуктивних характеристик пласта і свердловин не рідше ніж раз на два роки в період відбирання і не рідше ніж раз на три роки в період закачування проводяться газодинамічні дослідження експлуатаційних свердловин відповідно «Регламенту з контролю і спостереження за експлуатацією та герметичністю ПСГ». У ході облаштування ПСГ і під час проведення якісних режимних випробувань свердловин дослідження проводяться 2 – 3 рази на сезон відбирання.

На наступні сезони закачування чи відбирання газу автором проекту (за наявності договору на проведення робіт) складаються відповідно до кожного об'єкта експлуатації прогностичні розрахунки

динаміки основних технологічних показників газосховища (зміни об'ємів газу, дебіту, тисків, переміщення межі розділу газ – вода, зміни діючого фонду свердловин). Після закінчення сезону закачування чи відбирання проводиться співставлення фактичних і розрахункових показників, оцінюється ступінь відповідності, виявляються причини невідповідності та надаються рекомендації щодо покращання ефективності роботи газосховища.

Геологічною службою та ОВС відповідно до кожної свердловини не рідше раз на місяць за програмою досліджень проводяться відповідні вимірювання та розрахунки втрат і змін тиску, температури уздовж технологічного ланцюга пласт – вибій – устя – вхід у шлейф – блок вхідних ниток – газозбірний пункт. За результатами фактичних параметрів вносяться необхідні зміни в режим роботи свердловин.

У процесі експлуатації штучного газового покладу геологічною службою та ОВС здійснюються постійні розрахунки (вимірювання) витрат газу на ВТП, результати яких реєструються в ІБД і обчислюються за обліком балансу газу в об'єкті зберігання.

Організацією, що здійснює авторський нагляд за експлуатацією об'єкта зберігання, за договором з власником ПСПГ на підставі технологічної моделі проводиться контроль за балансом газу в газосховищі та виконуються розрахунки безповоротних пластових втрат газу.

5.3. Моніторинг експлуатації ПСПГ

Об'єктний моніторинг ПСПГ є складовою частиною державного моніторингу стану надр. Основне завдання об'єктного моніторингу – створення безпечних технологічних умов експлуатації ПСПГ.

Об'єктний моніторинг полягає у такому:

- отримання, обробка та аналіз і даних про стан надр під час експлуатації ПСПГ;
- оцінка стану надр і прогнозуванні його зміни;
- своєчасне виявлення і прогнозування техногенних процесів у ПСПГ;
- розробка, забезпечення, реалізація та аналіз ефективності заходів щодо безпечного використання надр;
- запобігання і зниження негативного впливу небезпечних геологічних процесів;

– інформування органів державної влади і користувачів надр про стан надр за їхнім письмовим запитом.

Об'єкти моніторингу під час експлуатації ПСГ:

– об'єкт зберігання газу;
– контрольні горизонти;
– експлуатаційні, спостережні, контрольні, поглинальні, геофізичні свердловини.

Параметри, які контролюються під час об'єктного моніторингу:

– загальний об'єм газу;
– активний об'єм газу (в тому числі довгостроковий резерв);
– буферний об'єм газу;
– об'єм пластової рідини, яка вилучається під час відбирання газу;
– витрати газу на ВТП;
– добова продуктивність експлуатаційних свердловин і сховища в цілому;
– газонасичений поровий об'єм сховища (ГПО);
– склад газу, точка роси;
– пластовий тиск ($P_{пл}$) в об'єкті зберігання (в газоносній і водоносній зонах);
– рівень і тиск у контрольних горизонтах;
– тиск і температура в технологічній лінії (вибій свердловини – устя свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід – підключення);
– міжколонні тиски (МКТ) і міжколонна втрата газу у свердловинах;
– вміст розчиненого газу, хімічний склад, тиск насичення розчиненого газу в пластовій воді в об'єкті зберігання і контрольних горизонтах;
– газонасиченість (K_r) об'єкта зберігання і контрольних горизонтів;
– газоводяний контакт (ГВК).

Методи об'єктного моніторингу під час експлуатації ПСПГ

Для здійснення об'єктного моніторингу на ПСПГ застосовуються гідрохімічні, геофізичні, промислові й аналітичні методи. В разі необхідності використовуються додаткові методи дослідження.

Гідрохімічними методами проводиться моніторинг за кількісними та якісними змінами розчиненого газу пластових вод у контрольних горизонтах і сховищі. За результатами проведених

досліджень здійснюється оцінка загального складу розчиненого газу, наявності метану і його гомологів, тиску насичення розчиненого газу, мінералізації та хімічного складу пластової води. Оцінюється також міграція газу в контрольні горизонти, по сховищу і в цілому вплив природного газу, що зберігається, на надра в межах гірничого відводу.

Геофізичним дослідженням свердловин (ГДС) визначається газонасиченість об'єкта зберігання і контрольних горизонтів, пластова температура, здійснюється контроль за технічним станом свердловин.

Промисловими методами контролюють такі параметри експлуатації сховища:

- тиск у контрольних горизонтах і сховищі;
- тиск і температуру в технологічній лінії (вибій свердловини – устя свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід – підключення);
- добову продуктивність експлуатаційних свердловин;
- добову продуктивність сховища;
- об'єм нагнітання (відбирання) газу;
- об'єм газу в сховищі;
- об'єм пластової рідини, що виноситься під час відбору;
- об'єм витрат газу на внутрішні технологічні потреби;
- газопроявлення на поверхні сховища;
- склад газу, точку роси;
- міжколонні газопроявлення у свердловинах.

Аналітичними методами на основі геологічної і технологічної моделей експлуатації контролюють:

- об'єм газу в сховищі;
- газонасичений поровий об'єм;
- максимальне використання експлуатаційних свердловин;
- тиск і втрати тиску в технологічному ланцюгу пласт – вибій свердловини – устя свердловини – ГЗП (ДКС) – газопровід – підключення;
- герметичність об'єкта сховища і пластові втрати газу;
- розповсюдження газу в сховищі.

5.4. Загальні вимоги безпеки

Підземні сховища природного газу повинні експлуатуватися з дотриманням вимог безпеки [33, 34, 39, 40].

Територія навколо газових свердловин ПСПГ у межах відведеної землі повинна бути звільнена від кущів і лісу відповідно до вимог ДБНП. По периметру цієї площі повинна бути влаштована та періодично поновлюватися (боронуванням чи іншим методом) мінералізована смуга завширшки не менше 3 м, що звільнена від будь-якої рослинності.

Територія, на поверхні якої знайдені газопрояви, повинна бути терміново загороджена від доступу людей, тварин, техніки. По периметру огорожі та біля доріг повинні бути встановлені знаки безпеки *"Газ. З вогнем не наближатися"*.

На всі потенційно небезпечні об'єкти (свердловини, апарати, машини) повинні бути розроблені плани локалізації та ліквідації аварійних ситуацій (ПЛАС) і аварій, метою яких є планування дій (взаємодія) персоналу підприємства, спецпідрозділів, населення, центральних і місцевих органів виконавчої влади та органів місцевого самоврядування щодо локалізації і ліквідації аварій та пом'якшення їх наслідків [37].

Робочі місця, об'єкти, проїзди і підходи до них, проходи і переходи в темний час доби повинні бути освітленими. Всі діючі, а також ті об'єкти газосховища, що знову вводяться в експлуатацію, повинні бути обладнані трафаретами на видимих місцях з назвами об'єкта, його номера або індексу (за наявності) та власника.

Об'єкти, для обслуговування яких працівнику потрібно піднятися на висоту до 0,75 м, облаштовуються сходами, а на висоту вищу за 0,75 м – сходами з перилами.

Робочі майданчики, що знаходяться на висоті, повинні мати настилку, виготовлену з металевих листів, поверхня яких виключає можливість ковзання, або дощок товщиною не менше 40 мм, перила висотою 1,25 м з повздовжніми планками, розміщеними на відстані не більше 40 см одна від одної, і борт висотою не менше 15 см, який утворює з настилкою щілину не більшу 1 см, для стікання рідини.

Усі потенційно небезпечні місця об'єктів ПСПГ повинні мати огороження, які закривають доступ до них з кожного боку. Відкривати дверцята огорожі або знімати їх можна після повної зупинки обладнання чи механізмів. Запуск обладнання чи механізмів дозволяється тільки після встановлення на місце і надійного закріплення всіх з'ємних частин огороження.

Висота перильних огорожень повинна бути не менше 1,25 м, висота нижнього поясу огорожі повинна дорівнювати 15 см,

проміжки між окремими поясами повинні складати не більше 40 см, а відстань між осями суміжних стійок – не більше 2,5 м.

Перевірка знань щодо безпечного ведення робіт у працівників повинна проводитися щорічно. Під час упровадження нових технологій, обладнання, а також зміни діючих правил безпеки повинна проводитися позачергова перевірка знань після відповідного навчання.

У разі виникнення відкритого газового фонтану персоналом ПСПГ повинні бути прийняті термінові заходи згідно з вимогами плану локалізації та ліквідації аварій, аварійним розкладом та *«Інструкцією з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявів та відкритих нафтових і газових фонтанів»*.

Персонал підприємства забезпечується сертифікованим спецодягом, спецвзуттям, захисними касками (зимою – з утепленням) та іншими засобами індивідуального захисту згідно з установленими нормами. Спецодяг, призначений для використання на вибухопожежонебезпечних об'єктах або ділянках виробництва, повинен бути виготовлений із термостійких і антистатичних матеріалів.

Контроль за вмістом шкідливих речовин у повітрі, рівнем шуму і вібрації та іншими шкідливими виробничими факторами на робочих місцях потрібно здійснювати відповідно до вимог діючих нормативних документів.

Перед початком робіт на території діючого підприємства (ПСПГ) замовник (підприємство) і генеральний підрядник за участю субпідрядних організацій зобов'язані оформити акт-допуск. Відповідальність за дотримання заходів, передбачених актом-допуском, несуть керівники будівельно-монтажних організацій та діючого підприємства (ПСПГ).

Технологічні трубопроводи наземної прокладки, по яких транспортуються вологі гази чи пластова вода, повинні мати теплову ізоляцію та обладнуватися обігрівачами пристроями (теплосупутниками).

Не допускається усувати пропускання газу на запобіжних клапанах під тиском. У цьому випадку здійснюється заміна запобіжного клапана після зупинки та випускання газу з технологічного апарату.

Стан повітряного середовища вибухонебезпечних приміщень повинен контролюватися стаціонарними газосигналізаторами, які у разі наявності загазованості 10 % НКГВ повинні подавати звуковий та світловий сигнал автоматичним включенням аварійної вентиляції.

Не допускається експлуатація технологічного обладнання у вибухонебезпечних приміщеннях, якщо система контролю загазованості чи система аварійної вентиляції перебуває в неробочому стані.

Не допускається експлуатація технологічного обладнання в приміщеннях, обладнаних системою автоматичного пожежогасіння (насосні системи конденсату тощо), у разі її недієздатності (відсутність піноутворювача, несправність пожежних насосів чи піногенераторів тощо).

Експлуатація обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинна здійснюватися відповідно до інструкцій. Робота з використанням імпортного обладнання та інструментів проводиться згідно з технічною документацією фірм-виробників.

Для безпечної експлуатації технологічних ліній та їхніх окремих елементів вони повинні бути оснащені необхідними засобами регулювання і блокування.

До керівництва роботами з буріння, освоєння і ремонту свердловин, ведення геофізичних робіт у свердловинах, а також експлуатації ПСПГ допускаються особи, які мають освіту за спеціальністю і які пройшли перевірку знань з питань охорони праці та промислової безпеки [35].

Працівники комплексних бригад, організацією праці яких передбачається сумісництво професій, повинні мати відповідну кваліфікацію, а також допуски до самостійної роботи за основною і сумісницькою професіями.

Спеціалісти і працівники, які прибули на об'єкт для роботи, повинні бути ознайомлені з правилами внутрішнього розпорядку, характерними небезпеками і їх ознаками, обов'язками з конкретних тривог та інших питань, що входять до переліку ввідного інструктажу. Відомості про проведення інструктажів фіксуються в спеціальних журналах з підписами інструктованого та інструктора.

На підприємствах повинен бути встановлений порядок попереднього і періодичного медогляду працівників з урахуванням

роботи, яку вони виконують, і професії відповідно до термінів, установлених Міністерством охорони здоров'я України.

Запуск в експлуатацію щойно змонтованого, модернізованого, капітально відремонтованого обладнання здійснюється згідно з положенням, розробленим підприємством.

На запірній арматурі (засувках, кранах), що встановлюється на трубопроводах, повинні бути надписи "**Відкрито**" і "**Закрито**".

Запірна арматура, що розміщена в колодязях, камерах чи траншеях (лотках), повинна мати зручні приводи, які дозволяють відкривати (закривати) їх при можливості без спуску обслуговуючого персоналу в колодязь чи траншею.

Лебідки, крани та інші вантажопідіймальні механізми повинні мати обмежувачі вантажопідйомності, а також надійні гальмові пристрої і фіксатори, які б не допускали самовільного руху вантажу і самого механізму. Ці вимоги не розповсюджуються на ручні талі (лебідки).

Рішення про виведення з експлуатації обладнання, інструменту, контрольно-вимірювальних приладів повинно прийматися з урахуванням показників фізичного зносу, корозії або результатів дефектоскопії. Критерії виведення з експлуатації обладнання визначаються розробником чи підприємством-виробником і вносяться в інструкцію з експлуатації.

Технологічне обладнання і трубопроводи повинні відповідати вимогам безпеки, міцності, корозійній стійкості та надійності з урахуванням умов експлуатації.

Конструкція колонної головки, фонтанної арматури, схеми їх обв'язки повинна забезпечувати оптимальні режими роботи свердловини, герметизацію трубного, затрубного і міжтрубного просторів, можливість технологічних операцій у свердловині, глибинних досліджень, відбирання проб і контролю устєвого тиску і температури.

Робочі тиски фонтанної арматури повинні бути не більші за тиск опресовування експлуатаційної колони.

Під час будівництва нових свердловин встановлення шахтних колодязів на їхньому усті не допускається.

Ліквідувати несправність, замінювати під тиском змінні деталі фонтанної арматури, як і ті, що швидко зношуються, забороняється. В окремих випадках (аварійні ситуації і т. п.) ці роботи можуть

проводитися спеціально вивченим персоналом ДП "ЛІКВО" з використанням спеціальних технічних засобів.

Періодичність і об'єм досліджень експлуатаційних свердловин встановлюються на основі затверджених регламентів, розроблених відповідно до проекту створення та експлуатації ПСПГ.

Спускання глибинних приладів та інструментів на канаті здійснюється тільки при встановленому на усті свердловини лубрикаторі з герметизуючим сальниковим пристроєм.

Дріт, що застосовується для глибинних досліджень, повинен бути цілий, без скруток, а для роботи з вмістом сірководню більше 6 % – виготовлений з матеріалу, стійкого до сірководневої корозії.

Під час виявлення у міжколонному просторі свердловин тиску або заколонних газопроявів з'ясовуються причини і вживаються заходи щодо їх усунення. Рішення про можливе використання таких свердловин приймається у кожному конкретному випадку за результатами промислово-геофізичних та газодинамічних досліджень відповідно до вимог «Інструкції з дослідження і визначення умов використання свердловин з міжколонним тиском на підземних сховищах газу».

Експлуатаційні свердловини після закінчення встановленого терміну експлуатації необхідно обстежувати з періодичністю не менше ніж раз на 10 років разом з експертно-технічними центрами Держгірпромнагляду України. За результатами обстеження надається експертний висновок щодо подальшої експлуатації свердловин.

Обсяг і періодичність контролю за герметичністю пласта-покрівлі та свердловин визначається для кожного газосховища окремо, виходячи з конкретних умов, і відображається в регламенті контролю за герметичністю ПСПГ.

Під час розгерметизації пласта – покрівлі або свердловини, яка призводить до утворення накопичень газу в проникних пластах, що залягають вище, вживаються заходи щодо визначення причин і шляхів міграції газу, розробляється і впроваджується програма їх ліквідації або переведення цих пластів у додатковий об'єкт зберігання газу.

Забороняється експлуатація газосепараторів у режимі можливого гідратуутворення.

У процесі експлуатації повинні здійснюватися заходи щодо забезпечення утримання охоронних зон свердловин, шлейфів, газопроводів – підключень до об'єктів, будинків та споруд відповідно

до "Правил охорони магістральних трубопроводів", які затверджені Постановою КМУ від 16 листопада 2002 р. № 1747, чинних будівельних норм, що стосується охорони праці, навколишнього середовища, протифонтанної безпеки та протипожежних заходів.

Обов'язки, права, відповідальність, у т. ч. з охорони праці, пожежної безпеки, безпеки дорожнього руху, технічного нагляду, безпечного ведення робіт та екологічної безпеки (охорони довкілля) визначаються інструкціями, які розробляються згідно з вимогами діючого законодавства і на основі "Довідника кваліфікаційних характеристик професій працівників за видами економічної діяльності, виробництва, робіт та послуг".

Робітники забезпечуються інструкціями:

- робочими (аналог посадових інструкцій);
- з охорони праці за професією;
- з охорони праці за видами робіт;
- з пожежної безпеки.

Завдання, обов'язки, права, відповідальність інженерно-технічних працівників підрозділів ВУ ПЗГ визначаються посадовими інструкціями, які складаються керівниками цехів, служб, дільниць і затверджуються керівником ВУ ПЗГ.

Порядок отримання, перевезення, зберігання, відпускання та використання метанолу та одоранту на ПСПГ визначається «Інструкцією про порядок отримання від поставників, перевезення, зберігання, відпускання та застосування метанолу на об'єктах газової промисловості».

Розслідування небезпечних подій (НП) та надзвичайних ситуацій (аварій, аварійних ситуацій, нещасних випадків, відхилень від штатного технологічного процесу та інших технічних інцидентів на об'єктах підземних сховищ газу) проводиться відповідно до [37, 38] інших чинних нормативних актів з метою виявлення обставин їх виникнення і розвитку, визначення причин і факторів, які призвели до НП, і включає збір та аналіз інформації, підготовку висновків та рекомендацій щодо їх попередження.

5.5. Пожежна безпека

Допустимий рівень пожежної небезпеки для людей повинен бути не більше 10^{-6} впливу небезпечних факторів пожежі, що перевищують гранично-допустимі значення на рік у розрахунку на кожну людину під час експлуатації ПСПГ відповідно до [39, 40].

Для розміщення первинних засобів пожежогасіння у виробничих, складських, допоміжних приміщеннях, будівлях, спорудах, а також на території підприємств повинні встановлюватися спеціальні пожежні щити (стенди).

На пожежних щитах (стендах) повинні розміщуватися ті первинні засоби гасіння пожежі, які можуть застосовуватися в даному приміщенні, споруді, установці.

На ділянках території підприємств, де можливі скупчення горючих газів або парів, проїзд автомашин та іншого транспорту не дозволяється. Про це повинні бути вивішені відповідні написи (покажчики) згідно з вимогами [40].

Категорії виробничих приміщень, складських та допоміжних приміщень за вибухопожежною та пожежною небезпекою визначаються згідно з [40], а клас зон – відповідно до [41]. Все технологічне обладнання і комунікації повинні бути надійно заземлені від статичної електрики.

Протипожежні розриви встановлюють залежно від призначення, категорії за вибухопожежною і пожежною небезпекою, ступеня вогнестійкості будинків відповідно до вимог нормативних документів у галузі будівництва.

Під час проектування будинків визначають їхні частини, які мають бути протипожежними відсіками або протипожежними секціями. Необхідність улаштування таких відсіків і секцій встановлюється [36, 42]. Межа вогнестійкості каналів електричних кабелів та інженерного обладнання будинків (технологічних комунікацій, водопровідних, каналізаційних труб та ін.) через огорожувальні конструкції з нормованою межею вогнестійкості або через протипожежні перешкоди має бути не меншою, ніж нормована межа вогнестійкості цієї огорожувальної конструкції або протипожежної перешкоди.

У приміщеннях категорій А і Б не допускається влаштування підвісних стель, підлог з порожнинами (повітряним простором під покриттям підлоги), а також каналів у підлозі, що не вентилуються.

Виробничі приміщення обладнуються системою протипожежної автоматики відповідно до державних будівельних норм та *«Переліку однотипних за призначенням об'єктів, які підлягають обладнанню автоматичними установками пожежогасіння та сигналізації»*.

До роботи у вибухонебезпечних та пожежонебезпечних зонах допускаються особи, які пройшли спеціальне навчання та перевірку

знань з питань пожежної безпеки відповідно до [44]. Порядок організації навчання визначається [45].

Експлуатаційні свердловини повинні бути загороджені. По периметру загородження повинні бути оснащені знаками безпеки **"Вхід заборонений"** та **"Курити заборонено"**.

У закритих приміщеннях, де можливе виділення у повітря газу і пилу, а також у випадку зміни технологічних процесів, необхідно здійснювати постійний контроль повітря. Дані про стан повітря повинні фіксуватися на робочому місці та передаватися на диспетчерський пункт одночасно з передачею основних технологічних параметрів роботи об'єкта.

Для вибухопожежонебезпечних технологічних схем і обладнання, трубопроводи яких у процесі експлуатації піддаються вібрації, у проекті необхідно передбачити засоби щодо її зниження, виключення можливості значного (аварійного) переміщення, зсуву, руйнування обладнання і розгерметизації систем.

Під час запуску в роботу чи зупинки обладнання (апаратів, ділянок трубопроводів і т. п.) повинні передбачуватися заходи щодо запобігання утворення в технологічній схемі вибухонебезпечних сумішей (продування інертним газом, контроль за ефективністю продувки і т. п.), а також пробок у результаті гідратуутворення чи замерзання рідини.

На металевих частинах обладнання, які можуть бути під напругою, повинні бути конструктивно передбачені видимі елементи для з'єднання захисного заземлення. Поряд з цим елементом вказується знак **"Заземлення"**.

Вогневі та газонебезпечні роботи на об'єктах, спорудах і комунікаціях ПСПГ повинні виконуватися згідно з вимогами [34, 43].

5.6. Фонтанна безпека

Фонтанна безпека забезпечується виконанням правил експлуатації ПСПГ і свердловин згідно з Технічним проектом створення та експлуатації ПСПГ, Проектом на будівництво свердловин на ПСПГ, Проектом обладнання ПСПГ, Технологічним проектом експлуатації ПСПГ, Технологічним регламентом експлуатації ПСПГ, проведенням планових контрольних досліджень за станом ПСПГ і свердловин та своєчасним виконанням відновлювальних і аварійних робіт на свердловинах.

Вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації свердловин

Устя свердловин повинні бути обладнані відповідно до схем, які є складовою частиною проекту створення ПСПГ.

Усі зміни обв'язки устя свердловини мають бути погоджені з проектною організацією, ДП "ЛІКВО", місцевим органом Держгірпромнагляду України і затверджені в УМГ.

Геолого-технічною службою ПСПГ повинен складатися, узгоджуватися з місцевими органами Держгірпромнагляду України та ДП «ЛІКВО» і затверджуватися керівництвом УМГ план-графік обстежень свердловин, установлений термін експлуатації яких закінчився.

Вимірювання статичного тиску в трубному ($P_{\text{тр}}$), затрубному ($P_{\text{зат}}$) та міжколонному ($P_{\text{МК}}$) просторах необхідно виконувати за допомогою самописних або зразкових манометрів з необхідними межами вимірювань. Дослідження починати з реєстрації існуючого фону тиску без штучного внесення змін. Для отримання надійних результатів виміри статичних тисків повинні проводитися до повної стабілізації тиску.

Опресування міжколонного простору (МКП) для визначення його герметичності необхідно проводити повітрям, інертним газом або газом, що подається з трубного або затрубного простору свердловини. Тиск опресування МКП за відсутності МКТ не повинен перевищувати 60 % від тиску опресування МКП після монтажу колонної головки. Для свердловин з МКТ опресування визначається геологічною службою УМГ та узгоджується з ДП "ЛІКВО".

Опресування міжпакерного простору колонної головки необхідно проводити за окремим планом, узгодженим з ДП "ЛІКВО" і затвердженим УМГ, ДАТ на тиск, визначений технологічною службою ПСПГ і погоджений з ДП "ЛІКВО".

Акустичний контроль цементування (АКЦ) необхідно використовувати для оцінки стану контакту цементного каменю з експлуатаційною колоною, гірськими породами і з технічною колоною, якщо вона є. За результатами АКЦ визначаються інтервали порушень цього контакту, які слід розглядати як місця можливого порушення герметичності за колонного простору.

За результатами комплексу досліджень повинен складатися та затверджуватися керівництвом УМГ багатосторонній акт за участю представників організації-проектанта ПСПГ, Держгірпромнагляду України і ДП "ЛІКВО", у якому повинні бути відображені геолого-

технічні дані свердловини, результати досліджень і висновки щодо подальшої експлуатації свердловини.

Якщо причиною МКТ є порушення герметичності колонної головки, свердловина вводиться в експлуатацію після проведення робіт з відновлення герметичності ущільнень колонної головки згідно з планом робіт. Після ремонту колонної головки необхідно щодаки протягом місяця після введення свердловини в експлуатацію робити контрольні вимірювання МКТ.

Якщо значення МКТ плюс 10 кгс/см^2 перевищує гідростатичний тиск на рівні башмака зовнішньої колони, але воно менше ніж значення тиску гідророзриву пласта на тому самому рівні, а значення дебіту постійного припливу газу менше ніж $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$, то необхідно проводити профілактичні роботи, які забезпечать нормальну роботу свердловини.

Після одержання позитивних результатів свердловина вводиться в експлуатацію.

Одержання негативних результатів після 1 – 3 заходів щодо відновлення герметичності нарізних з'єднань обсадних колон є підставою для переведення свердловини на пакерну схему експлуатації із заповненням надпакерного простору відповідною рідиною.

Якщо значення МКТ перевищує значення тиску гідророзриву пласта на рівні башмака зовнішньої колони, а дебіт постійного припливу газу перевищує $100 \text{ нм}^3/\text{добу}$, то перехід на пакерну схему експлуатації обов'язковий.

Вимоги фонтанної безпеки під час виявлення газопроявлень

Причини газопроявлення під час ремонту свердловин:

– густина рідини для глушіння через помилки під час визначення поточних значень пластових тисків не відповідає нормативам і недостатній контроль за їх значенням у процесі експлуатації ПСПГ або відхилення фактичної її густини від проектної;

– несвоєчасне і неякісне доливання свердловини в процесі підйому;

– виникнення поглинання;

– перетікання рідини для глушіння у трубному та затрубному просторах через різниці значень густин і висот її стовпів.

Газопрояви виявляють за прямими та непрямими ознаками.

Прямі ознаки вказують на надходження газу з продуктивного горизонту в стовбур свердловини, а *непрямі* – сигналізують про можливість газопроявлення.

Ознаки газопроявлення під час ремонту свердловин:

- збільшення об'єму рідини для глушіння в приймальних місткостях;
- збільшення витрати (швидкості руху) вихідного потоку зі свердловини за незмінної продуктивності насосів;
- переливання рідини для глушіння зі свердловини після припинення (за відсутності) циркуляції або руху труб під час СПО;
- зменшення об'єму рідини для глушіння, що доливається у свердловину в процесі підняття ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні із розрахунковим об'ємом;
- збільшення об'єму рідини для глушіння, що надходить зі свердловини в процесі спуску ліфтової колони (бурильної колони), у порівнянні з розрахунковим об'ємом;
- зростання вмісту газу в промивальній рідині.

Непрямі ознаки:

- зміна параметрів рідини для глушіння;
- зменшення тиску в маніфольді бурових насосів;
- збільшення ваги ліфтових труб (бурильних труб).

Дії бригади КРС під час виявлення газопроявлення повинні відповідати вимогам «Інструкції з організування безпечного ведення робіт під час ліквідування газонафтоводопроявлень та відкритих нафтових і газових фонтанів».

Бурильник, отримавши інформацію про ознаки газопроявлення, повинен сповістити про це всіх членів вахти звуковим або світловим сигналом і вжити заходи щодо герметизації устя свердловини.

Після герметизації устя свердловини необхідно постійно контролювати тиск у затрубному просторі. Забороняється допускати зростання тиску понад 80 % від тиску опресування колони. У випадку зростання тиску в затрубному просторі вище вказаного значення свердловину необхідно розрядити у факельний "амбар" з інтенсивністю від 1,0 до 4,0 кгс/см² за хвилину.

Вимоги фонтанної безпеки під час обслуговування та ремонту свердловин

Бригада КРС під час проведення капітального ремонту свердловини, газифонтанонебезпечних робіт повинна бути

забезпечена надійним двостороннім радіо- або телефонним зв'язком з цехом КРС чи ВУ ПЗГ.

У всіх випадках, коли виникає необхідність перервати процес КРС з причини вимушеного простою або ремонту наземного обладнання, бурильний інструмент або ліфтові труби повинні бути спущені до максимально можливої глибини. Колона труб повинна бути підвішена на талевій системі так, щоб муфта верхньої труби знаходилася від 0,5 до 0,8 м вище ротора. Гальмо лебідки повинно бути надійно закріплене. На верхню трубу необхідно накрутити кульовий кран.

Превентор із трубними плашками, кульовий кран та кінцеві засувки на відведеннях з хрестовини фонтанної арматури повинні бути закриті.

Якщо устя свердловини обладнане перфозасувкою, то труби, що знаходяться у свердловині, повинні бути підвішені на конусі у сідлі котушки. Перфораційна засувка має бути закрита і на неї встановлена аварійна планшайба із засувкою, при цьому планшайба закріплена, засувка на ній закрита.

Освоєння свердловин після КРС повинно проводитися відповідно до затвердженого плану робіт і на це необхідно одержати дозвіл районного інженера протифонтанної служби. Перед освоєнням свердловина повинна бути обв'язана згідно із затвердженою схемою.

Перед встановленням на устя фонтанна арматура в зібраному вигляді повинна бути опресована на робочий тиск, зазначений у паспорті. Після встановлення вище закритої корінної засувки вона має бути опресована на тиск опресування обсадної колони, а нижче корінної засувки – на тиск, що на 10 % перевищує максимальний тиск, можливий під час експлуатації або до поглинання, якщо воно виникло до досягнення величини зазначеного тиску опресування. Результати опресування оформляються актом. Освоєння, перехід на воду необхідно проводити по затрубному простору (зворотною промивкою).

Корінна стовбурова засувка фонтанної арматури повинна мати дистанційне керування, штурвал якого знаходиться на відстані не менше ніж 10 м від устя свердловини у пересувній металевій будці або під навісом, який має бути виготовлений з дощок завтовшки не менше ніж 50 мм з металевим облицюванням завтовшки 2 мм, або з металевого листа завтовшки не менше ніж 5 мм і стінкою, поверненою в бік свердловини. *На стінці перед штурвалом*

водостійкою фарбою повинні бути нанесені: стрілка, що вказує напрям обертання штурвала на закриття, цифра – кількість обертів штурвала до повного розкриття, мітка, суміщення якої з міткою на валу штурвала відповідає повному закриттю засувки.

Після ремонту колонної головки проводиться опресування:

– міжпакерного простору закачуванням мастила типу Арматол-238 на тиск, що визначений у плані робіт;

– пакерного ущільнення спільно з верхньою частиною експлуатаційної колони за допомогою устєвого пакера на тиск, що не перевищує 80 % від тиску попереднього опресування, але не нижчий 1,1 максимального тиску на усті, що передбачається під час експлуатації свердловини;

– міжколонного простору на тиск, що визначений у плані робіт.

Результати опресувань оформлюються актами.

Вимоги фонтанної безпеки під час ліквідації аварійних пропусків газу

Під час пропусків газу через сальникове ущільнення шпинделя засувки фонтанної арматури необхідно досконало вивчити будову засувки. Якщо конструкція засувки дозволяє заміну сальникового ущільнення шпинделя проводити за наявності тиску в корпусі засувки (на шпинделі є виступна поверхня, яка під час контакту з внутрішнім заплечиком кришки перекриває доступ газу в сальникове ущільнення), то порядок виконання операцій такий:

– закрити засувку повністю до контакту шибера з корпусом і поки штурвал не перестане крутитися;

– викрутити стопорні гвинти з кришки підшипників;

– відкрити кришку підшипників на 4 оберти (не більше);

– продовжити крутити штурвал на закриття, щоб шпindel, рухаючись у зворотному напрямку, увійшов у контакт з внутрішнім заплечиком кришки корпусу засувки, при цьому штурвал перестане крутитися;

– повернути штурвал на 1/3 оберту в зворотному напрямку (на відкриття);

– різко повернути штурвал у бік закриття до відмови обертання;

– викрутити розрядну пробку на один оберт і т. д.

Під час пропусків газу через сальникове ущільнення інших засувок необхідно:

– ізолювати дефектну засувку;

– скинути тиск із корпусу дефектної засувки;

– поміняти сальникове ущільнення.

Під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою необхідно:

– викликати пожежний автомобіль, який повинен бути біля свердловини;

– запросити представника ДП "ЛКВО";

– визначити напрямок вітру;

– підготувати первинні засоби пожежогасіння та інструмент, у процесі роботи з яким не виникає іскра, або використати сталевий, повністю покривши його мастилом; під час докріплення шпильок фланцевих з'єднань застосовувати молоти із бронзи або трубчасті важелі; використання сталевих молотів категорично забороняється;

– визначити основних виконавців робіт, страхуючу ланку та ін.

Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання треба:

– дефектну ділянку ізолювати, перекривши засувки;

– зняти тиск з дефектної ділянки;

– докріпити фланцеві з'єднання;

– якщо після цього не буде досягнуто герметичності, необхідно визначити дефектні елементи устєвого обладнання та поміняти його.

Дії персоналу під час пропусків газу через фланцеве з'єднання планшайби з хрестовиною фонтанної арматури або через фланцеве з'єднання планшайби з корінною засувкою такі:

– викликати пожежну команду та особовий склад ДП "ЛКВО";

– організувати зрошення устя свердловини;

– підготувати необхідний інструмент;

– визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;

– визначити шляхи підходу до устя свердловини (за вітром);

– знизити тиск на усті свердловини, пустивши її роботу на факельний "амбар";

– дозакріпити фланцеві з'єднання.

У тому разі, коли неможливо усунути пропуски газу дозакріпленням фланцевих з'єднань, то їх слід ліквідувати за окремим планом робіт, який погоджується з ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості" і затверджується УМГ.

Якщо свердловину не вдається заглушити промивальною рідиною, необхідно організувати додаткове зрошення устя подачею води шлейфовими лініями.

Слід зробити огороження небезпечної зони навколо свердловини. На шляхах можливого під'їзду чи підходу до свердловини виставити пости.

Під час пропусків газу через інші фланцеві з'єднання роботи проводити за окремим планом, а саме:

- викликати пожежну команду та особовий склад ДП "Воєнізована аварійно-рятувальна (газорятувальна) служба "ЛКВО" нафтогазової промисловості";
- організувати зрошення устя свердловини;
- підготувати необхідний інструмент;
- визначити основних виконавців робіт та страхуючу ланку;
- розробити шляхи підходу до устя свердловини (за вітром);
- ізолювати дефектну ділянку, перекривши засувки;
- зняти тиск з дефектної ділянки;
- дозакріпити фланцеві з'єднання;
- якщо після цього не буде досягнуто герметичності, то необхідно визначити дефектні елементи устєвого обладнання та замінити їх.

5.7. Охорона довкілля

Основні вимоги охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу такі:

- дотримання норм і правил з охорони, раціонального використання та відтворення природних ресурсів, а також встановлених лімітів скидів та розміщення відходів;
- розробка і впровадження поточних та перспективних природоохоронних заходів, у тому числі заходів щодо запобігання небезпечних ситуацій техногенного та природного походження, а також ліквідації їхніх шкідливих екологічних наслідків;
- забезпечення повного та комплексного геологічного вивчення надр;
- дотримання встановленого порядку надання надр у користування та недопущення самовільного використання надр відповідно до законодавства України про надра;
- попередження необґрунтованої та самовільної забудови площ, на яких розташовані свердловини, об'єкти промислового обладнання, комунікації, споруди та інше, що входять у санітарно-захисну

охоронну зону ПСПГ, та дотримання встановленого порядку використання цих площ з іншою метою;

– забезпечення дотримання відповідного санітарного стану на території, де розташований об'єкт, і попередження винесення через дощові каналізаційні мережі сміття, продуктів ерозії ґрунтів, сировини та відходів виробництва;

– проведення в складі планово-попереджувальних ремонтів та планових обстежень, еколого-технологічних випробувань тепломеханічного обладнання з визначенням кількісного та якісного складу викидів до та після ремонту;

– приведення у стан, який гарантує безпеку людей, майна, навколишнього природного середовища і свердловин шляхом проведення ізоляційно-ліквідаційних робіт відповідно до діючих технічних правил, інструкцій та положень;

– запобігання перетіканню газу з покладу в пористі пласти, що залягають вище, розтіканню газу в середині пласта за межі гірничого відводу і випусканню газу в атмосферу з обладнання і комунікацій, забрудненню приповерхневих горизонтів та території глинистим розчином, рідким паливом, мастилами, кислотами та іншими шкідливими речовинами;

– газонасичені та водоносні пласти, розкриті свердловинами, надійно ізолюються один від одного високоякісним цементуванням обсадних колон або іншими засобами;

– експлуатація підземних сховищ газу проводиться у режимі, який виключає розкриття тріщин у пласті-покришці, руйнування скелету порід пласта-колектора і цементного каменю у за колонному кільцевому просторі свердловин;

– організація повернення попутних пластових вод, отриманих під час відбирання газу з ПСПГ, і тих, які не підлягають очищенню існуючими методами, у глибокі підземні водоносні горизонти, що не містять прісних вод, допускається у порядку, встановленому природоохоронним законодавством України.

Під час експлуатації ПСПГ за змінних термобаричних умов охорона надр і навколишнього середовища спрямована на запобігання порушень герметичності пласта-покрівлі та свердловин, протікання газу крізь пласт-покрівлю у вищезалягаючі пористі пласти, розтікання газу по пласту-колектору за межі проектного ГВК (гірничого відводу) та випускання газу в атмосферу з обладнання і комунікацій.

Керівник газосховища повинен вживати заходи щодо максимального зменшення випусків газу із забруднюючими речовинами у навколишнє середовище.

Завдання для самоконтролю

1. Навести перелік документації, що необхідно оформити для експлуатації ПСПГ.
2. Окреслити етапи створення та експлуатації ПСПГ.
3. Охарактеризувати задачі етапу дослідно-промислової експлуатації ПСПГ.
4. Навести питання експлуатації ПСПГ, які визначаються технічним та технологічним проектами.
5. Навести технологічні параметри, що постійно контролюються у процесі закачування та відбирання газу.
6. Окреслити загальні вимоги безпеки при експлуатації ПСПГ.
7. Окреслити основні вимоги фонтанної безпеки в процесі експлуатації ПСПГ.
8. Охарактеризувати основні вимоги охорони довкілля та раціонального використання ресурсів під час підземного зберігання газу.

ПІСЛЯМОВА

У навчальному посібнику проведено аналіз сучасного стану нафтогазової галузі країни з точки зору ефективності засобів зберігання нафти, нафтопродуктів і газу.

Розглянуто будову, переваги та недоліки резервуарів різноманітної конструкції, особливості їхнього застосування в різних кліматичних умовах.

Матеріал посібника формує такі компетентності:

– пояснювати загальну структуру, взаємозв'язок і функціональне призначення окремих елементів системи забезпечення України вуглеводневими енергоносіями;

– використовувати базові поняття, основні закони фізики та хімії для прогнозування та аналізу фізико-хімічних властивостей нафти, конденсату і природного газу в процесах їх видобування, буріння свердловин, транспортування та зберігання;

– створювати елементи технологічних схем та технічних пристроїв систем видобування, транспортування та зберігання нафти і газу;

– аналізувати режими експлуатації складових елементів нафтогазового об'єкта, проводити оптимальний вибір технологічного обладнання, виконувати оптимізацію режиму експлуатації за певним критерієм;

– оптимізувати режими експлуатації об'єктів зберігання та дистрибуції нафти, нафтопродуктів і газу за певним критерієм.

Завдання для самоконтролю, що наведені після кожного розділу, дозволяють студентам розширити свої знання у цій сфері завдяки самостійній роботі з літературними джерелами, перелік яких розміщено в кінці посібника.

Даний посібник є логічним продовженням навчального ресурсу, започаткованого навчальним посібником «Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу».

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

1. Коцкулич Я. С. Основи нафтогазової справи: лаб. практикум / Я. С. Коцкулич, М. М. Слєпко, О. І. Кирчей. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2013. – 44 с.
2. Воробьев А.Е. История нефтегазового дела в России и за рубежом: учеб. пособие / А.Е. Воробьев, А.В. Синченко. – Москва: РУДН, 2013. – 137 с.
3. Вержичинская С. В. Химия и технология нефти и газа: учеб. пособие / С. В. Вержичинская, Н. Г. Дигуров, С. А. Синицин. – Москва: ФОРУМ, 2007. – 400 с.
4. Новиков А.А. Физико-химические основы процессов транспорта и хранения нефти и газа / А.А. Новиков, Н.В. Чухарева. – Томск: Изд-во ТПУ, 2005. – 111 с.
5. Бунчук В.А. Транспорт и хранение нефти, нефтепродуктов и газа / В.А. Бунчук. – Москва: Недра, 1977. – 366 с.
6. Марковский Р. Р. Технология морских перевозок наливных грузов и работы нефтяного терминала / Р. Р. Марковский. – 2-е изд., исправ. и доп. – Санкт-Петербург: МОРСАР, 2008. – 352 с.
7. Возняк М. П. Машини і обладнання газонафтопроводів та газонафтосховищ : лаб. практикум / М. П. Возняк, Й. В. Якимів. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2010. – 86 с.
8. Лісафін В. П. Проектування та експлуатація об'єктів зберігання нафти і нафтопродуктів: метод. вказівки / В. П. Лісафін. – Івано-Франківськ : ІФНТУНГ, 2014. – 86 с.
9. Земенков Ю.Д. Хранение нефти и нефтепродуктов / Ю.Д. Земенков, В.Н. Антипов, Г.В. Бахмат. – Москва: Нефть и газ, 2003. – 560 с.
10. Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа / Ю.П. Коротаев, А.И. Ширковский. – Москва: Недра, 1984. – 487 с.
11. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: справ. руководство: в 2-х т. / под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова. – Москва: Недра, 1984. – Т. 1. – 288 с.
12. Режимы газотранспортных систем / Є.І. Яковлев, О.С. Казак, В.Б. Михалків та ін. – Львів: Світ, 1992. – 170 с.
13. Гольянов А. И. Газовые сети и газохранилища: учебник для вузов / А. И. Гольянов. – Уфа: Монография, 2004. – 303 с.
14. Трубопроводный транспорт нефти и газа / Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др. – Москва: Недра, 1988. – 235 с.

15. Юрченко В. В. Городское газовое хозяйство: справ. пособие / В. В. Юрченко. – Москва: Недра, 1991. – 207 с.
16. Рачевский Б.С. Транспорт и хранение углеводородных сжиженных газов / Б. С. Рачевский, С. М. Рачевский, И. И. Радчик. – Москва: Недра, 1974. – 256 с.
17. Транспортування нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л.Н. Ширін, О.В. Денищенко, С.Є. Барташевський, Є.А. Коровяка, В.О. Расцветаев ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – Дніпропетровськ: НГУ, 2018. – 185 с.
18. Возняк М.П. Інфраструктура і режими експлуатації систем нафтогазопостачання України / М.П. Возняк. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 204 с.
19. Коршак А.А. Основы транспорта, хранения и переработки нефти и газа: учеб. пособие / А.А. Коршак. – Ростов-на-Дону : Феникс, 2016. – 365 с.
20. Кузнецова В.Н. Оборудование нефтепродуктообеспечения и газоснабжения: учеб. пособие / В.Н. Кузнецова. – Омск: ИПЦ СибАДИ, 2014. – 279 с.
21. Крец В.Г. Сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ: учеб. пособие / В.Г. Крец, А.В. Шадрина, Н.А. Антропова. – Томск: Изд-во ТПУ, 2012. – 386 с.
22. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа / Г.В. Коннова. – Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. – 128 с.
23. Сваровская Н.А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции / Н.А. Сваровская. – Томск: Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.
24. Агабеков В.Е. Нефть и газ. Добыча, комплексная переработка и использование / В.Е. Агабеков, В.К. Косяков, В.М. Ложкин. – Минск: БГТУ, 2003. – 376 с.
25. Резервуары шаровые: ТУ 26-01-150-80: введ. в действие с 01.01.1982. – Москва: Изда-во стандартов, 1980. – 123 с.
26. ГОСТ 5520-79. Прокат листовой из углеродистой, низколегированной и легированной стали для котлов и сосудов, работающих под давлением. – Введ. 1980 – 01 – 01. – Москва: Изда-во стандартов, 1979. – 87 с.
27. ТУ 14-1-4853-90. Прокат толстолистовой, стойкий к коррозионному растрескиванию: введ. в действие с 01.06.1997. – Москва: Изда-во стандартов, 1989. – 14 с.

28. ГОСТ 7350-77. Сталь толстолистовая коррозионно-стойкая, жаростойкая и жаропрочная. – Введ. 1979 – 01 – 01. – Москва: Изда-во стандартов, 1977. – 34 с.

29. Дудля М.А. Процеси підземного зберігання газу: підручник / М.А. Дудля, Л.Н. Ширін, В.О. Салов ; М-во освіти і науки України, Нац. гірн. ун-т. – 2-е вид., доп. – Дніпропетровськ: НГУ, 2014. – 422 с.

30. Транспортування нафти, газу, конденсату. Пожежна безпека. Основні положення: НПАО В.02.008-2007/510: затв. Мінпаливенерго України 24.04.2007. – Київ: Держстандарт України, 2007. – 97 с.

31. Строительные нормы. Газоснабжение: ДБН В.2.5-20-2001: утв. приказом Госстроя Украины от 23.04.2001 № 101: введ. в действие с 01.08.2001. – Київ: Держстандарт України, 2001. – 131 с.

32. Гази вуглеводневі зріджені, паливні для комунально-побутового споживання: ДСТУ 20448-90: затв. Мінпаливенерго України 01.01.1990. – Київ: Держстандарт України, 1990. – 80 с.

33. Правила безпечної експлуатації магістральних газопроводів: НПАОП 1.1.23-1.03-2004: затв. наказом Комітету з нагляду за охороною праці в Україні М-ва праці та соц. політики України від 12.03.2004 № 69. – Київ: Держстандарт України, 2004. – 187 с.

34. Перечень работ с повышенной опасностью: НПАОП 0.00-2.01-05 (НПАОП 0.00-8.24-05): введ. в действие 01.01.2005. – Київ: Держстандарт України, 2005. – 94 с.

35. Типове положення про порядок проведення навчання і перевірки знань з питань охорони праці: НПАОП 0.00-4.12.05: зареєстр. у М-ві юстиції України 03.12.2007 № 1334/14601. – Київ: Держстандарт України, 2007. – 125 с.

36. Правила безпечної експлуатації електроустановок споживачів: НПАОП 40.1-1.21-98: увед. у дію 01.01.1979. – Київ: Держстандарт України, 1979. – 204 с.

37. Положення щодо розробки планів локалізації та ліквідації аварійних ситуацій і аварій: НПАОП 0.00-4.33-99: затв. наказом Комітету з нагляду за охороною праці України М-ва праці та соц. політики України від 17.06.1999 № 112. – Київ: Держстандарт України, 1999. – 187 с.

38. Порядок проведения технического расследования обстоятельств и причин возникновения аварий, связанных с использованием газа в быту: НПАОП 0.00-6.16-12: утв. приказом МЧС Украины от 27.04.2012 № 734. – Київ: Держстандарт України, 2012. – 84 с.

39. ГОСТ 12.004 – 91. Пожарная безопасность. Общие требования. – Введ. 1992 – 07 – 01. – Москва: Изда-во стандартов, 1991. – 246 с.

40. Правила пожежної безпеки в Україні: НАПБ А.01.001-2014: введ. у дію 30.12.2014. – Київ: Держстандарт України, 2014. – 166 с.

41. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной и пожарной опасности: НАПБ Б.07.005-86: введ. в действие 27.02.1986. – Москва: Изда-во стандартов, 1986. – 96 с.

42. Правила устройства электроустановок. Электрооборудование специальных установок: ДНАОП 0.00-1.32-0: утв. приказом М-ва труда и соц. политики Украины 21.06.2001 № 272. – Київ: Держстандарт України, 2001. – 83 с.

43. ДБН В. 1.1-7-02. Захист від пожежі. Пожежна безпека об'єктів будівництва: ДБН В. 1.1-7-02. – Донецьк: Арт, 2002. – 41 с.

44. Типове положення про інструктажі, спеціальне навчання та перевірку знань з питань пожежної безпеки на підприємствах, в установах та організаціях України: НАПБ Б.02.005-2003: введ. у дію 29.09.2003. – Київ: Держстандарт України, 2003. – 36 с.

45. Перелік посад, при призначенні на які особи зобов'язані проходити навчання і перевірку знань з питань пожежної безпеки, та порядок їх організації: НАПБ Б.06.001- 2003: введ. у дію 19.05.2003. – Київ: Держстандарт України, 2003. – 27 с.

Навчальне видання

Ширін Леонід Никифорович
Денищенко Олександр Валерійович
Барташевський Станіслав Євгенович
Коровяка Євген Анатолійович
Расцветаєв Валерій Олександрович

**ЗБЕРІГАННЯ ТА ДИСТРИБУЦІЯ НАФТИ,
НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ**

Навчальний посібник

Редактор Ю.В. Рачковська

Підписано до друку . Формат 30x42/4
Папір офсетний. Ризографія. Ум. друк. арк. 16,6.
Обл.-вид. арк. 16,6. Тираж 100 пр. Зам. № .

Підготовлено до друку та видруковано
у Національному технічному університеті «Дніпровська політехніка».
Свідоцтво про внесення до Державного
реєстру № 1842 від 11.06.2004.
49005, м. Дніпро, просп. Д. Яворницького, 19