

*Ю. М. Бугай, В. М. Глоба,  
В. П. Нагорний, Ю. О. Венгерцев*

**СПОРУДЖЕННЯ НАФТОБАЗ  
І ГАЗОНАФТОСХОВИЩ**

Є22(075)  
С 73 200

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ ТЕХНІЧНИЙ  
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ  
МІЖНАРОДНИЙ НАУКОВО-ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

**Ю.М.Бугай, В.М.Глоба,  
В.П.Нагорний, Ю.О.Венгерцев**

# **СПОРУДЖЕННЯ НАФТОБАЗ І ГАЗОНАФТОСХОВИЩ**

*Допущено Міністерством освіти і науки України  
як підручник для студентів вищих навчальних закладів,  
що навчаються за спеціальністю  
"Газонафтопроводи та газонафтоосховища"*

*Бугай*  
*Глоба*  
*Нагорний*  
*Венгерцев*  
0907.Сент

Київ "ВІПОЛ" 2000

Допущено Міністерством освіти і науки України  
(лист №1/11-1569 від 07.07.2000 р.)

ББК 38.5

Г52

УДК 622.692.24

Г52 Бугай Ю.М., Глоба В.М., Нагорний В.П., Венгерцев Ю.О.  
Спорудження нафтобаз і газонафтоосховищ: Підручник  
для студентів вищих навчальних закладів. – К.: “ВПОЛ”,  
2000, - 606 с.:іл.234, табл.93, бібл. 23.  
ISBN 5-7720-0951-6

У підручнику висвітлені питання спорудження об'єктів для зберігання нафти, нафтопродуктів, природних і зріджених газів. Наведена класифікація і показано призначення різних типів нафтобаз. Розглянуто конструкції сталевих і залізобетонних резервуарів, газгольдерів.

Особлива увага приділена монтажу, вибору машин, механізмів і оснащення для проведення цих робіт. Значна частина підручника присвячена прогресивному методу зберігання вуглеводнів – підземному.

Приділено увагу спорудженню терміналів і морських нафтобаз. Теоретичний матеріал супроводжується розрахунками, для засвоєння яких наведені приклади.

Призначено для студентів, що навчаються за спеціальністю “Газонафтопроводи та газонафтоосховища”

403751

Рецензенти:

Кафедра спорудження та ремонту газонафтопроводів і газонафтоосховищ Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу – зав. кафедри, докт. техн. наук, професор *В.Я. Грудз Д.П. Хрущов* – докт. геол.-мінер. наук, професор, заступник голови Українського літологічного комітету

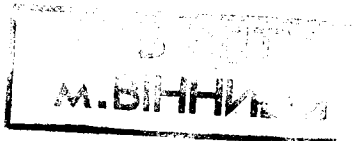
*А.П.Кичигін* – докт. техн. наук, професор кафедри гірничої електро-механіки Національного технічного університету України (КПІ)

Г 2201000000 - 001  
228

Без оголошення

ISBN 5-7720-0951-6

© Ю.М.Бугай, В.М.Глоба,  
В.П.Нагорний, Ю.О.Венгерцев



## ЗМІСТ

<b>Передмова</b> . . . . .	10
<b>Методичні рекомендації</b> . . . . .	13
<b>1. Нафтобази</b> . . . . .	16
1.1. Призначення і класифікація нафтобаз . . . . .	16
1.2. Поняття про коефіцієнт забезпечення міст- костями . . . . .	19
1.3. Основні споруди нафтобаз і їх розміщення за зонами . . . . .	19
1.4. Резервуарні парки нафтобаз . . . . .	22
1.5. Визначення об'єму резервуарного парку і ви- бір типу резервуарів . . . . .	27
1.6. Трубопроводи нафтобаз . . . . .	31
1.7. Споруди і пристрої для приймання і відпуску нафти і нафтопродуктів . . . . .	36
1.8. Очисні споруди нафтобаз . . . . .	44
1.9. Водопостачання і промислова каналізація на нафтобазах . . . . .	47
1.10. Проектування нафтобаз . . . . .	49
1.11. Обчислення об'єму земляних робіт при бу- дівництві нафтобази . . . . .	58
<b>2. Сталеві резервуари для нафти і нафтопродук- тів</b> . . . . .	62
2.1. Особливості експлуатації і класифікація ста- левих резервуарів . . . . .	62
2.2. Типові конструкції вертикальних сталевих резервуарів з стаціонарним дахом . . . . .	65
2.3. Резервуари з понтоном і плаваючим дахом . . . . .	72
2.4. Сталеві резервуари спеціальної конструкції . . . . .	82
2.5. Горизонтальні циліндричні резервуари . . . . .	91
2.6. Траншейні резервуари . . . . .	93
2.7. Матеріали для резервуарних конструкцій . . . . .	96
<b>3. Розрахунки елементів резервуарних конст- рукцій</b> . . . . .	99
3.1. Основи теорії розрахунку оболонок . . . . .	99
3.2. Основні рівняння безмоментного стану обо- лонок при осесиметричному навантаженні . . . . .	101



3.3. Рівняння згину циліндричної оболонки . . .	103
3.4. Навантаження, які діють на резервуар . . .	106
3.5. Розрахунок стінки вертикального резервуара . . .	108
3.5.1. Розрахунок стінки резервуара за допустимими напруженнями . . . . .	108
3.5.2. Розрахунок стінки резервуара за граничним станом . . . . .	110
3.5.3. Стійкість вертикальних циліндричних резервуарів . . . . .	113
3.6. Розрахунок вузла сполучення стінки резервуара з днищем . . . . .	116
3.6.1. Основні розрахункові положення . . . . .	116
3.6.2. Визначення переміщень стінки . . . . .	117
3.6.3. Визначення переміщень днища . . . . .	120
3.7. Методика практичного розв'язання задач за розрахунком вузла сполучення стінки резервуара з днищем . . . . .	125
3.7.1. Резервуар, що спирається на піщану подушку . . . . .	125
3.7.2. Резервуар, що спирається на бетонне кільце . . . . .	128
3.8. Розрахунок покрівель вертикальних резервуарів . . . . .	129
3.8.1. Розрахунок безмоментної покрівлі . . . . .	129
3.8.2. Розрахунок плоского і конічного покриття . . . . .	131
3.8.3. Розрахунок сферичного покриття . . . . .	133
3.8.4. Розрахунок радіальної балки плоского покриття . . . . .	133
3.9. Розрахунок центральної опори резервуарів із щитовим покриттям . . . . .	136
3.10. Розрахунок плаваючого даху . . . . .	137
3.11. Розрахунок краплеподібних резервуарів . . . . .	142
3.12. Розрахунок горизонтальних резервуарів . . . . .	145
<b>4. Спорудження сталевих резервуарів . . . . .</b>	<b>148</b>
4.1. Спорудження підвалин і фундаментів під резервуари . . . . .	148
4.1.1. Конструктивні параметри підвалин і фундаментів під вертикальні резервуари . . . . .	148
4.1.2. Розрахунок осідання вертикального резервуара . . . . .	154
4.1.3. Технологія спорудження підвалин і фундаментів під вертикальні резервуари . . . . .	156

4.1.4. Підвалини і фундаменти під резервуари спеціальної конструкції . . . . .	158
4.2. Технологія виготовлення елементів резервуарних конструкцій на спеціалізованих заводах . .	160
4.3. Технологія і організація монтажу вертикальних резервуарів з рулонних заготовок . . . . .	166
4.3.1. Транспортування і розвантаження рулонів	166
4.3.2. Монтаж днища резервуара . . . . .	172
4.4. Монтаж стінки резервуара з рулонних заготовок . . . . .	175
4.4.1. Накатування рулонів на днище . . . . .	176
4.4.2. Піднімання рулонів у вертикальне положення . . . . .	177
4.4.3. Розгортання рулону стінки резервуара і монтаж покрівлі . . . . .	186
4.4.4. Замикання монтажних стиків . . . . .	190
4.5. Монтаж понтона і плаваючого даху . . . . .	193
4.6. Монтаж вертикальних резервуарів полистовим методом . . . . .	194
4.7. Монтаж траншейних резервуарів . . . . .	202
4.8. Монтаж резервуарів спеціальної конструкції	206
<b>5. Газгольders</b> . . . . .	211
5.1. Класифікація газгольдерів . . . . .	211
5.2. Конструкції мокрих газгольдерів . . . . .	212
5.3. Розрахунок мокрих газгольдерів . . . . .	221
5.3.1. Розрахунок товщини стінки мокрого газгольдера . . . . .	221
5.3.2. Визначення корисного об'єму і тиску у газгольдері . . . . .	223
5.3.3. Визначення основних геометричних параметрів газгольдерів . . . . .	224
5.4. Конструкції сухих газгольдерів . . . . .	225
5.5. Визначення основних конструктивних параметрів сухих газгольдерів . . . . .	229
5.6. Циліндричні газгольders високого тиску .	231
5.7. Розрахунок циліндричних газгольдерів високого тиску . . . . .	235
5.7.1. Визначення товщини циліндричної частини і днища горизонтального газгольдера . . . . .	235
5.7.2. Визначення корисного об'єму і допустимого тиску у газгольдері . . . . .	237

5.8. Сферичні газгольдери . . . . .	238
5.9. Розрахунок сферичних газгольдерів . . . . .	244
5.9.1. Розрахунок товщини стінки оболонки . . . . .	244
5.9.2. Розрахунок оболонки на допустимий ваку- ум . . . . .	245
5.9.3. Розрахунок опорних стояків газгольдера . . . . .	246
5.10. Спорудження підвалин і фундаментів під газгольдери . . . . .	249
5.11. Монтаж газгольдерів . . . . .	251
5.11.1. Монтаж газгольдерів низького тиску (мок- рих і сухих) . . . . .	251
5.11.2. Монтаж газгольдерів високого тиску (ци- ліндричних і сферичних) . . . . .	254
<b>6. Технологія зварювання сталевих резервуарів і газгольдерів . . . . .</b>	<b>264</b>
<b>7. Машини, механізми і оснащення для монтажу сталевих резервуарів і газгольдерів . . . . .</b>	<b>275</b>
7.1. Сталеві канати, їх вибір і характеристика . . . . .	275
7.2. Траверси для піднімання щитів покриття ре- зервуарів . . . . .	279
7.3. Блоки і поліспасти для монтажних робіт . . . . .	282
7.4. А — подібна стріла для піднімання рулонів стінки резервуара у вертикальне положення . . . . .	284
7.5. Якорі для закріплення монтажних елементів . . . . .	286
7.6. Лебідки для монтажу резервуарів і газголь- дерів . . . . .	289
7.7. Вантажопідйомні крани . . . . .	289
7.8. Шарнір для піднімання рулонів . . . . .	296
<b>8. Залізобетонні резервуари . . . . .</b>	<b>298</b>
8.1. Загальні відомості, призначення і класифі- кація залізобетонних резервуарів . . . . .	298
8.2. Циліндричні залізобетонні резервуари . . . . .	301
8.3. Прямокутні залізобетонні резервуари . . . . .	314
8.4. Розрахунок залізобетонних резервуарів . . . . .	318
8.4.1. Розрахунок циліндричних резервуарів . . . . .	318
8.4.2. Розрахунок прямокутних резервуарів . . . . .	324
8.5. Матеріали для спорудження залізобетонних резервуарів . . . . .	325

8.6. Виготовлення елементів конструкцій залізо-бетонних резервуарів . . . . .	330
8.7. Технологія спорудження залізобетонних резервуарів . . . . .	335
8.7.1. Підготовчі роботи . . . . .	335
8.7.2. Геодезичні роботи . . . . .	336
8.7.3. Земляні роботи при спорудженні залізобетонних резервуарів . . . . .	337
8.7.4. Приготування бетонної суміші . . . . .	341
8.7.5. Обладнання бетонної підготовки і днища . . . . .	341
8.7.6. Машини, механізми і пристосування для монтажу залізобетонних резервуарів . . . . .	345
8.7.7. Монтаж збірних елементів залізобетонних конструкцій . . . . .	348
8.7.8. Замонолічування стиків між конструктивними елементами резервуарів . . . . .	351
8.7.9. Навивання кільцевої арматури та її захист від корозії . . . . .	355
<b>9. Наземні ізотермічні резервуари для зберігання зріджених вуглеводневих газів . . . . .</b>	<b>362</b>
9.1. Особливості ізотермічного зберігання зріджених вуглеводневих газів . . . . .	362
9.2. Конструкції наземних ізотермічних резервуарів та матеріали для їх виготовлення . . . . .	367
9.3. Статичний розрахунок циліндричних ізотермічних резервуарів . . . . .	374
9.4. Спорудження ізотермічних резервуарів . . . . .	379
<b>10. Обладнання резервуарів, газгольдерів та їх монтаж . . . . .</b>	<b>385</b>
10.1. Обладнання резервуарів . . . . .	385
10.2. Обладнання газгольдерів . . . . .	412
<b>11. Контроль якості будівельно-монтажних робіт. Випробування резервуарів та газгольдерів . . . . .</b>	<b>419</b>
11.1. Основна технічна документація на контроль якості робіт з спорудження резервуарів і газгольдерів та їх випробування . . . . .	419
11.2. Контроль якості робіт з спорудження підвалів і фундаментів резервуарів та газгольдерів . . . . .	421

11.3. Контроль якості спорудження резервуарів і газгольдерів . . . . .	427
11.3.1. Поопераційний контроль якості виготовлення резервуарних конструкцій . . . . .	427
11.3.2. Контроль якості монтажу резервуарів і газгольдерів . . . . .	432
11.4. Випробування резервуарів на міцність, стійкість і герметичність . . . . .	434
11.4.1. Гідравлічні випробування сталевих резервуарів . . . . .	434
11.4.2. Гідравлічні випробування залізобетонних резервуарів . . . . .	437
11.5. Випробування газгольдерів . . . . .	440
11.6. Приймання резервуарів і газгольдерів у експлуатацію . . . . .	443
11.6.1. Приймання сталевих резервуарів . . . . .	443
11.6.2. Приймання залізобетонних резервуарів . . . . .	446
11.6.3. Приймання газгольдерів . . . . .	447
<b>12. Морські нафтобази і термінали . . . . .</b>	<b>449</b>
12.1. Розвиток морського транспорту нафти і баз її перевалки . . . . .	449
12.2. Класифікація морських нафтобаз і визначення їх об'єму . . . . .	453
12.3. Причальні споруди морських нафтобаз і терміналів . . . . .	456
12.4. Підводне зберігання нафти і нафтопродуктів . . . . .	465
12.5. Спорудження технологічних морських нафтопроводів . . . . .	473
12.6. Заходи стосовно забезпечення охорони акваторій при транспорті і зберіганні нафти і нафтопродуктів . . . . .	477
<b>13. Підземні газонафтосховища . . . . .</b>	<b>485</b>
13.1. Призначення і класифікація підземних газонафтосховищ . . . . .	485
13.2. Підземні сховища для природних газів . . . . .	486
13.2.1. Підземні сховища у виснажених нафтових і газових родовищах . . . . .	490
13.2.2. Газосховища у пористих водоносних пластах . . . . .	491

---

13.3. Підземні сховища для нафти, нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів . . . . .	494
13.3.1. Типи підземних сховищ . . . . .	494
13.3.2. Підземні газонафтосховища шахтового типу . . . . .	496
13.3.3. Підземні сховища, які споруджуються геотехнологічним методом у соляних покладах . . . . .	516
13.3.4. Підземні сховища, утворені глибинними (камуфлетними) вибухами . . . . .	529
13.3.5. Ізотермічні підземні сховища . . . . .	537
13.3.6. Льодопородні сховища, що споруджуються у вічномерзлих ґрунтах . . . . .	544
<b>14. Організація будівництва об'єктів зберігання нафти, нафтопродуктів і газів . . . . .</b>	<b>551</b>
14.1. Проектування організації будівництва і проведення робіт . . . . .	551
14.2. Організаційно-технічна підготовка до будівництва . . . . .	553
14.3. Будівельний генеральний план . . . . .	554
14.4. Організація будівництва потоковим методом . . . . .	559
<b>Післямова . . . . .</b>	<b>563</b>
<b>Додатки . . . . .</b>	<b>564</b>
<b>Бібліографічний список . . . . .</b>	<b>605</b>



## ПЕРЕДМОВА

Забезпеченість резервуарними парками є важливим фактором, що характеризує рівень технічної озброєності і народно-господарської ефективності нафтогазової і нафтопереробної промисловості - надійності паливозабезпечення країни. Встановлено, що безперебійне функціонування системи "видобуток-переробка-транспортування-зберігання-споживання палива" може бути забезпечене, коли одній тонні приросту видобутку або переробці нафти відповідає 0,3 - 0,4 м<sup>3</sup> річного приросту резервуарної місткості.

Сучасне резервуаробудування перетворилося в потужну будівельну базу. Впроваджено індустріальні методи будівництва нафтобаз із застосуванням великооб'ємних металевих і залізобетонних резервуарів. У світовій практиці широкого розвитку набули підземні сховища нафти, нафтопродуктів, зріджених та природних газів.

В умовах дефіциту енергетичних ресурсів в Україні, необхідності імпорту вуглеводневої сировини актуальною стає проблема розширення резервуарних парків, будівництва терміналів, морських нафтобаз і підземних сховищ.

Особливо важливим є завдання різкого зменшення втрат нафти і нафтопродуктів, для чого необхідно технічно вдосконалити резервуарні конструкції. Від правильного вибору конструкцій, якісного виготовлення елементів, широкого застосування прогресивних методів монтажу і організації будівництва залежать надійність і безпека роботи резервуарів, зниження металомісткості, економія матеріальних ресурсів у процесі спорудження, охорона навколишнього середовища.

Перспективним напрямком в резервуаробудуванні є спорудження резервуарів об'ємом 50,100 тис. м<sup>3</sup> переважно з понтоном і плаваючим дахом, подальший розвиток індустріальних методів будівництва; вдосконалення методів зварювання, поліпшення конструкцій підвалин і фундаментів; широке впровадження підземного зберігання нафти, нафтопродуктів, газів.

Розвиток системи нафтопродуктозабезпечення потребує підготовки висококваліфікованих спеціалістів для цієї галузі промисловості України.

Курс "Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ" є профільною дисципліною для студентів, що навчаються за спеціальністю "Газонафтопроводи та газонафтосховища". Вивчення курсу передбачає використання студентами знань, які вони отримали з дисциплін: теоретична механіка, опір матеріалів, будівельна справа, механіка ґрунтів, організація і планування виробництва, зварювання трубопроводів і конструкцій.

Мета вивчення курсу — отримання знань з найбільш типових конструкцій газо- і нафтосховищ як у країні, так і за її межами, їх розрахунок, виготовлення і монтаж. Крім того, студент набуває знань із технології виробництва будівельно-монтажних операцій та з організації монтажних робіт на будівельному майданчику. Після закінчення курсу слід вміти самостійно розробляти будь-яку технологічну операцію, яка виконується при монтажних роботах, а також складати схему розміщення робочої сили, машин і механізмів для спорудження резервуарного парку, нафтобази, підземного сховища.

Після випуску першого підручника, що вийшов у колишньому СРСР у 1986, році пройшло 14 років. За цей період у світі відбулися значні зміни. По-перше, утворилась суверенна держава Україна, прийнята нова Конституція, вузи приступили до триступеневої підготовки спеціалістів, значних змін зазнали робочі програми і учбові плани. Україна приступила до виконання програми "Нафта і газ України", яка розрахована до 2010 року. В умовах ринкової економії зазнає перебудови паливно-енергетичний комплекс. Це зобов'язало авторів до роботи щодо створення першого підручника для цієї спеціальності, підготовленого українською мовою.

При підготовці рукопису автори використали і поклали в його основу наукові доробки, викладені в підручниках, монографіях, статтях відомих вчених В.Л.Березіна, А.С.Арзуняна, В.А. Афанасьєва, Л.А.Бабіна, С.Г.Єдігарова, О.М.Іванцова, П.М.Гофмана-Захарова, В.О.Мазурова, М.К.Сафаряна та інших, а також нові нормативні матеріали та досвід будівельно-монтажних організацій України.

Сподіваємося, що виявлені читачами певні недоліки, їх побажання будуть враховані авторами при вдосконаленні першого видання.

---

Оригінал-макет підручника підготовлений лабораторією комп'ютерної підготовки видань Івано-Франківського державного технічного університету нафти і газу (Костриба І.І., Лукач М.І.), за що автори виносять щиру подяку.

Автори висловлюють подяку рецензентам В.Я. Грудзу, Д.П.Хрущову, А.П.Кичигіну за цінні поради при рецензуванні рукопису, а також студентам факультету нафтогазопроводів Бакаєвій Мар'яні, Капушаку Ярославу, Проніну Сергію і Моргульцю Ігорю за допомогу в оформленні рукопису.

---

## МЕТОДИЧНІ РЕКОМЕНДАЦІЇ

Підручник "Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ" складається з 14 розділів, додатків та бібліографічного списку.

В процесі самостійної роботи над підручником, літературними джерелами треба скласти стислий конспект. Вивчивши черговий розділ, студент повинен вміти відповісти на запитання для самоперевірки, які подаються в кінці кожного розділу.

При вивченні розділу 1 "Нафтобази" треба звернути увагу на основні принципи організації будівництва нафтобаз і вимоги, що ставляться до будівельних майданчиків, зонування території і вимоги до протипожежної безпеки. Бажаємо проаналізувати склад очисних споруд нафтобази і ефективність пристроїв і обладнання, що забезпечують охорону навколишнього середовища.

2, 3, 4 розділи об'єднують коло питань, що пов'язані з сталевими резервуарами. При вивченні цих розділів студент отримує певні знання з характеристики, конструкції, розрахунку і монтажу сталевих резервуарів.

Студенту слід звернути увагу на особливості конструктивних елементів і монтажу резервуарів з понтоном і плаваючим дахом. Для більш глибокого засвоєння теоретичних розрахунків і їх практичного застосування у "Додатках" наведені приклади цих розрахунків.

При вивченні розділу 5 "Газгольдери" студент повинен зосередити свою увагу на особливостях конструкції, геометричних параметрах, проаналізувати переваги і недоліки окремих типів газгольдерів.

При розрахунку оболонки газгольдерів бажано згадати деякі розділи з курсу "Опір матеріалів". У розділі розглянуті питання монтажу газгольдерів, але для більш глибокого засвоєння технологічного процесу бажано звернутись до літературних джерел, які подані в кінці підручника.

Враховуючи важливе значення для спорудження резервуарів і газгольдерів таких процесів як зварювання резервуарних конструкцій, машини, механізми і оснащення для монтажу, ці питання зведені в окремі розділи 6 і 7. Тут студенту слід звернути увагу на правильний вибір канатів, траверс, блоків і поліспаств, лебідок, монтажних кранів.

---

При вивченні розділу 8 "Залізобетонні резервуари" студенту слід згадати з курсу "Будівельна справа" такі поняття, як бетон, марка бетону, складові бетону, фізико-механічні властивості бетонів. Особливо потрібно зосередити увагу на конструкціях резервуарів, їх розрахунку, технології спорудження. Бажано, щоб при засвоєнні матеріалу витримувалася технологічний ланцюжок: підготовчі роботи - геодезичні роботи - земляні роботи - обладнання підвалини і днища - монтаж збірних елементів - замонолічування стиків - навивання кільцевої арматури та її захист від корозії.

Враховуючи велике значення зріджених газів для енергопостачання і вирішення проблеми їх наземного зберігання, у розділі 9 висвітлені питання спорудження наземних ізотермічних резервуарів. Студенту слід розібратися, в чому полягають особливості зріджених газів і методів їх зберігання; особливості конструкції і монтажу ізотермічних резервуарів.

При вивченні розділу 10 "Обладнання резервуарів, газгольдерів та їх монтаж" головним є те, щоб студент розібрався в арсеналі цього обладнання: тип, марка, які параметри воно контролює, принцип дії, де воно монтується.

Враховуючи високі вимоги до якості і надійності резервуарних і газгольдерних конструкцій, питання, пов'язані з контролем якості будівельно-монтажних робіт і випробуванням, зведені у розділ 11. Слід звернути увагу на глибоке вивчення цього розділу, який завершує технологічний процес у спорудженні резервуарів та газгольдерів. Дані, наведені у цьому розділі, часто будуть використовуватися у практичній роботі.

Розділ 12 "Морські нафтобази і термінали" висвітлює питання особливостей морського транспорту нафти, підводного і наземного зберігання, спорудження причалів, морських трубопроводів. Цей розділ подано вперше. При його вивченні студенту треба особливу увагу приділити конструкціям причалів, технології монтажу морських технологічних трубопроводів, заходам з забезпечення охорони акваторій.

Особливе місце займає проблема підземного зберігання нафти, нафтопродуктів, газу, яка об'єднана в один розділ 13 "Підземні газонафтоховища". При вивченні цього розділу студенту потрібно звернути увагу на особливість конструкцій цих споруд і вимоги щодо гірських порід, у яких споруджуються підземні сховища. Висвітлюється світовий досвід

---

спорудження різних типів підземних сховищ. Бажано студенту проаналізувати методи будівництва, виявити їх особливості і головне вміти сформулювати резерви підвищення ефективності і надійності підземного зберігання нафти, нафтопродуктів, газу.

Теоретична частина підручника завершується розділом 14, в якому викладені питання організаційно-технічної підготовки будівництва об'єктів зберігання нафти, нафтопродуктів, газів. Студент повинен глибоко вивчити структуру проектування об'єктів, перелік технічної документації, будівельні норми і правила.

Наведені в підручнику розрахунки дозволяють широко використовувати ЕОМ як у пакетному, так і в діалоговому режимах.



# 1. НАФТОБАЗИ

## 1.1. Призначення і класифікація нафтобаз

Система нафтопродуктозабезпечення - провідна ланка паливно-енергетичного комплексу України, має розгалужену сітку і об'єднує обласні, територіальні, міські і районні підприємства з забезпечення нафтопродуктами. До складу цих підприємств входять нафтобази (НБ) і автозаправні станції (АЗС).

Сучасні нафтобази - складні інженерно-технічні комплекси, які включають резервуарні парки, трубопроводи, насосні станції, зливо-наливні естакади, причали, електропідстанцію, складські приміщення і споруди, що пов'язані між собою технологічними процесами і мають забезпечити приймання, зберігання та постачання споживачів нафтою та нафтопродуктами.

Нафтобази поділяють на дві групи. До першої відносять нафтобази, які є самостійними підприємствами, товарно-сировинні парки нафтопереробних та нафтохімічних заводів, нафтопромислів, резервуарні парки насосних станцій магістральних трубопроводів та нафтопродуктопроводів. До другої відносять нафтобази, що входять до складу промислових, транспортних, енергетичних сільськогосподарських та інших підприємств.

Нафтобази першої групи поділяють на категорії і підкатегорії залежно від об'єму резервуарів.

Категорія нафтобази	Підкатегорія нафтобази	Загальна місткість за підкатегоріями, м <sup>3</sup>
I	I - а I - б	Понад 300000 Понад 100000 до 300000 включно
II	II - а II - б	Понад 50000 до 100000 включно Понад 20000 до 50000 включно
III	III - а III - б III - в	Понад 10000 до 20000 включно Понад 2000 до 50000 включно До 2000 включно

Граничні об'єми нафтобаз (складів) другої групи наведені в табл. 1.1.

За характером операцій нафтобази (НБ) поділяють на перевальні, розподільні та перевально-розподільні; за способом постачання - на водні (морські або річкові), залізничні, трубопровідні та глибинні, які отримують нафтопродукти автотранспортом.

Перевальні нафтобази призначаються для перевантаження (перевалки) нафтопродуктів з одного виду транспорту на інший. Розподільні нафтобази призначаються для постачання споживачів нафтопродуктами безпосередньо зі своїх філіалів або із автозаправних станцій.

Таблиця 1.1

Граничні об'єми нафти і нафтопродуктів, які допускаються до зберігання на нафтобазах другої групи

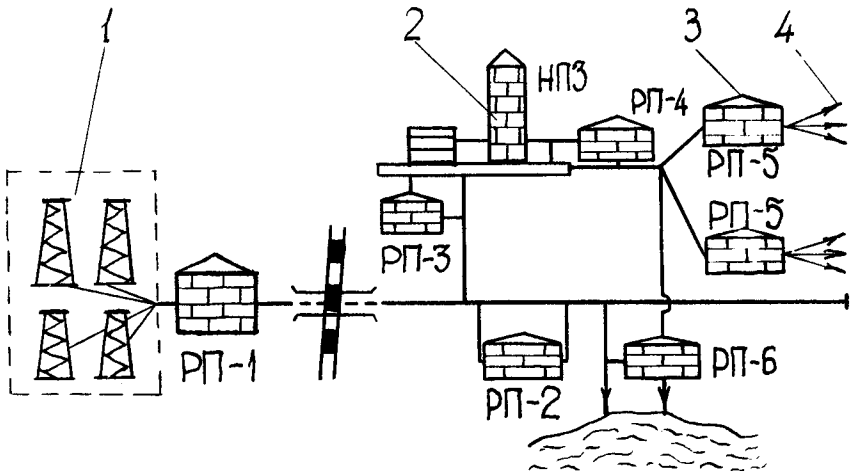
Нафтопродукти	Об'єм складу при зберіганні, м <sup>3</sup>	
	наземному	підземному
Легкозапалювальні	2000	4000
Горючі	10000	20000

Перевально-розподільні нафтобази виконують функції перевальних і розподільних нафтобаз одночасно. Призаводські нафтобази призначаються для приймання і підготовки сировини (нафти і нафтопродуктів) до переробки на нафтохімічних або нафтопереробних заводах, а також для зберігання і відпуску продуктів переробки на перевальні і розподільні нафтобази. Призаводські нафтобази розміщуються на території переробних підприємств і мають загальне з ними енергетичне господарство, систему водопостачання і промислової каналізації.

На нафтопереробних і нафтохімічних заводах споруджуються резервуарні парки великого об'єму для приймання і зберігання нафти, нафтопродуктів, які є сировиною для цих заводів. Крім того, на нафтопереробних заводах розміщуються сировинні і товарні резервуарні парки для приймання готової продукції переробки. На нафтопромислах резервуарні парки використовуються для збирання сирової нафти і підготовки її до подальшого транспортування. Резервуарні парки магістральних нафтопроводів споруджують на головних і вузлових перекачувальних насосних станціях з метою

забезпечення безперебійної роботи нафтопроводу на випадок перебою у постачанні нафти або аварій на лінії.

Розміщення нафтобаз і резервуарних парків показано на рис. 1.1.



**Рис. 1.1. Розміщення резервуарних парків у системі видобуток-транспортування-переробка-споживання нафти і нафтопродуктів:**

1 — нафтопромисел; 2 — нафтопереробний завод (НПЗ);  
3 — розподільні нафтобази; 4 — споживачі:

РП-1 — резервуарний парк нафтопромислу;

РП-2 — резервуарні парки по трасі нафтопроводу;

РП-3 — товарно-сировинні резервуарні парки при НПЗ;

РП-4 — резервуарні парки для нафтопродуктів при НПЗ;

РП-5 — резервуарні парки розподільних нафтобаз;

РП-6 — резервуарні парки перевальних (морських) нафтобаз і терміналів

Операції, що проводяться на нафтобазах, розподіляються на основні і допоміжні.

До основних операцій відносяться: приймання нафти і нафтопродуктів з магістральних або розподільних трубопроводів, нафтоналивних кораблів і барж, залізничних цистерн та іншого транспорту, зберігання у резервуарах і тарі; перевалка нафти і нафтопродуктів великими партіями з од-

ного виду транспорту на другий, а також відпуск їх безпосередньо споживачеві через сітку філіалів і автозаправних станцій.

До допоміжних операцій - підігрів в'язкої і застигаючої нафти і нафтопродуктів, очищення та зневоднення нафтопродуктів, змішання масел і палива для відновлення їх якостей, регенерація відпрацьованих масел; очищення промислових стоків, що мають у своєму складі нафту, ремонт і виготовлення тари та інше.

## 1.2. Поняття про коефіцієнт забезпечення місткостями

Ефективність і надійність роботи нафтової, нафтопереробної, нафтохімічної промисловостей, системи нафтопродуктозабезпечення залежить від багатьох факторів, визначаючими з яких є резервуарна забезпеченість, яка визначається коефіцієнтом резервуарної забезпеченості ( $P$ ) і характеризує ритмічність роботи системи видобуток - переробка - транспорт - споживання

$$P = \frac{V_c}{Q_z}, \text{ м}^3/\text{т}, \quad (1.1)$$

де  $V_c$  — об'єм товарного парку по кожному виду нафтопродуктів або нафти в цілому;

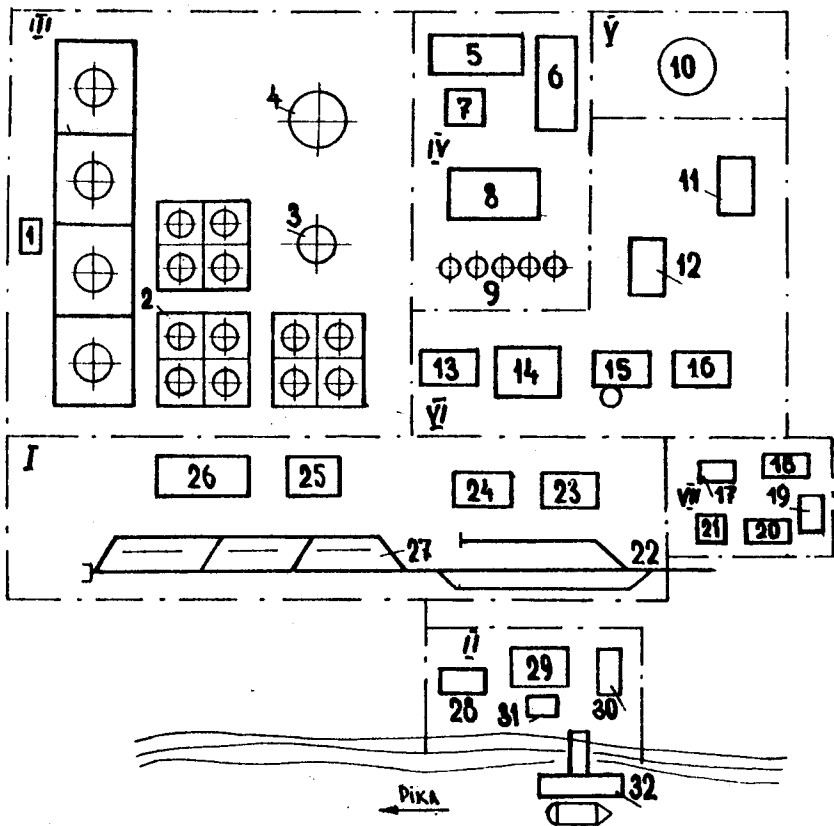
$Q_z$  — об'єм річного виробництва нафтопродуктів або видобутку нафти.

В останні роки відбулися великі зміни в резервуарній забезпеченості у багатьох країнах світу. Такі країни, як США, Японія, Франція, ФРН мають високі показники таких коефіцієнтів відповідно 0,28; 0,32; 0,24; 0,63 м<sup>3</sup>/т.

В країнах СНД, хоч і зросли темпи і об'єми будівництва резервуарних парків, однак вони значно нижчі потрібних об'ємів. Так, коефіцієнти резервуарної забезпеченості на НПЗ складають лише 0,015 - 0,05, а кількість діб запасу сировини і продукції переробки коливається в межах 1,92 - 17,0.

## 1.3. Основні споруди нафтобаз і їх розміщення за зонами

Для забезпечення протипожежної безпеки і прямої поточності нафтопродуктів всі об'єкти нафтобази розміщуються по виробничих зонах (рис. 1.2):



**Рис.1.2. Схема розбиття території нафтобази на зони:**

*I* — зона залізничного приймання і відпускання; *II* — зона водного приймання і відпускання; *III* — зона резервуарного зберігання; *IV* — зона роздільного відпуску і виробничих приміщень та споруд; *V* — зона очисних споруд; *VI* — зона підсобних будівель; *VII* — зона адміністративних приміщень

1 — камери пожежогасіння; 2 — резервуарні парки; 3 — резервуар для зневоднення нафтопродуктів; 4 — газгольдер; 5 — автоестакада; 6 — цех розфасовки; 7 — автоваги; 8 — цех регенерації масел; 9 — роздаточні резервуари; 10 — нафтоуловлювачі; 11 — водонасосна; 12 — майстерні; 13 — контора; 14 — матеріальний склад; 15 — котельня; 16 — трансформаторна підстанція; 17 — пожежне депо; 18 — адміністративний будинок; 19 — будинок охорони; 20 — медпункт; 21 — вольєр для собак; 22 — залізничний тупик; 23 — операторська; 24 — лабораторія; 25 — вузол засувок; 26 — насосна; 27 — зливо-наливна естакада; 28 — насосна; 29 — лабораторія; 30 — контора; 31 — операторська; 32 — причал

---

I— зона залізничного приймання і відпускання;  
II— зона водного приймання і відпускання;  
III— зона резервуарного зберігання;  
IV— зона роздрібного відпуску і виробничих приміщень та споруд;

V— зона очисних споруд;

VI— зона підсобних приміщень і споруд;

VII— зона адміністративних і господарських приміщень.

Зони нафтобази розміщують за технологічною послідовністю операцій, що проводяться. У першій зоні залізничного приймання і відпуску знаходяться залізничні зливо-наливні пристрої, насосні і компресорні станції, навантажувально-розвантажувальні майданчики, лабораторії, технологічні трубопроводи різного призначення, операторні та інші об'єкти, пов'язані з зливо-наливними операціями.

У другій зоні водного прийому і відпуску - морські і річкові пірси, причали, насосні, технологічні трубопроводи, операторні та інші об'єкти, пов'язані з зливо-наливними операціями в танкерах.

У третій зоні резервуарного зберігання - резервуари, технологічні трубопроводи, газозбірники, газова обв'язка, насосні, операторні.

У четвертій зоні роздрібного відпуску і виробничих будівель і споруд - автоестакади, розливочні, розфасовочні, сховища нафтопродуктів у тарі, маслоосвітлювальні установки, автоваги, навантажувальні майданчики, цех регенерації відпрацьованих масел, лабораторія для визначення якості нафтопродуктів, роздаточні резервуари.

У п'ятій зоні очисних споруд - нафтоуловлювачі, ставки-відстойники, намулові майданчики, станція біологічного очищення, шламо-накопичувачі, насосні, берегові станції з очищення баластових вод.

У шостій зоні підсобних будівель і споруд - механічні і зварювальні майстерні, бондарні, пропарочні установки, котельні і трансформаторні підстанції, водопровідні і сантехнічні споруди, склади матеріалів, паливний склад для потреб нафтобази, цех з ремонту і виробництва нафтової тари, об'єкти протипожежної служби.

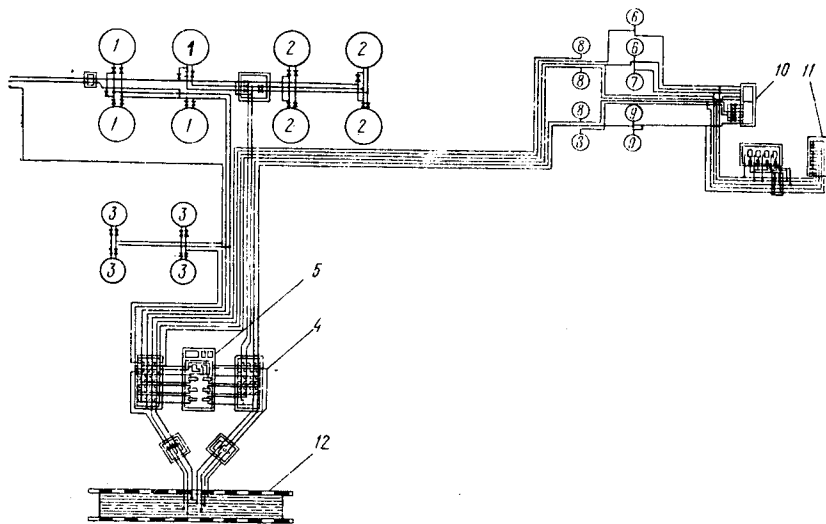
У сьомій зоні адміністративних і господарських будинків і споруд - контори, прохідні, гаражі, пожежне депо, будинок охорони нафтобази.



Наявність всіх видів зон залежить від типу нафтобази, її призначення.

Споруди, що входять у відповідну зону, не завжди об'єднані між собою територіально. Так, допоміжні технічні споруди, джерела водопостачання, що входять у зону, можуть бути віддалені від основних об'єктів на значну відстань, електростанції можуть бути віддалені від котельні і т.д.

Для виконання всіх технологічних операцій на нафтобазі необхідно раціонально розмістити по зонах технологічні трубопроводи (рис. 1.3).



**Рис. 1.3. Технологічна схема трубопроводів нафтобази:**

1 — резервуари для дизельного палива; 2 — резервуари для бензину;  
3 — резервуари для мазуту; 4 — вузол засувок; 5 — насосна; 6-9 — роздавальні резервуари; 10 — розливочна; 11 — автоестакида; 12 — зливо-наливна залізнична естакада

#### 1.4. Резервуарні парки нафтобаз

Резервуарні парки є головними і найдорожчими спорудами нафтобаз. Капітальні вкладення у спорудження резервуарного парку складають 60-70 % загальної вартості будівництва нафтобази. Резервуарні парки можна забудовувати наземними і заглибленими резервуарами, резервуарами з металу і залізобетону залежно від призначення нафтобази (рис. 1.4).

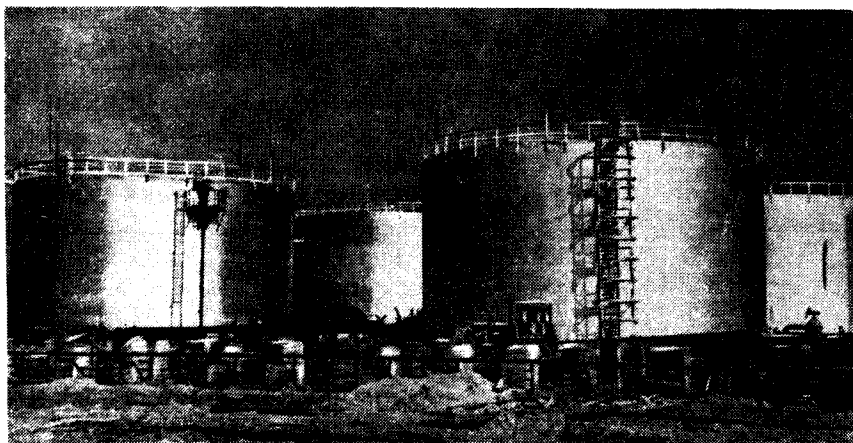


Рис. 1.4. Загальний вигляд резервуарного парку нафтобази

При проектуванні резервуарного парку техніко-економічну оцінку проводять за такими показниками:

- вартість  $1 \text{ м}^3$  об'єму резервуара;
- загальна вартість  $1 \text{ м}^3$  вмісткості резервуарного парку, в яку входить вартість облаштування парку (земляні роботи, технологічні трубопроводи, система пожежогасіння, дороги, освітлення та інше);
- витрати основних будівельних матеріалів (сталь, залізобетон та інше) на  $1 \text{ м}^3$  вмісткості парку.

Резервуари розміщуються в резервуарному парку групами. Залежно від конструкції і об'єму резервуарів визначені нормами максимальні об'єми кожної групи. Загальний об'єм резервуарів в одній групі повинен бути не більшим від значень, наведених у табл. 1.2.

На рис. 1.5 зображено схему розміщення резервуарів за групами:

I група — чотири бензинових резервуари з понтоном об'ємом по  $30,0$  тис.  $\text{м}^3$ . Вони розміщуються в одній групі, оскільки загальний об'єм дорівнює максимальній нормі ( $120000 \text{ м}^3$ ) для резервуарів з понтоном;

II група — чотири резервуари з реактивним паливом;

III група — чотири резервуари з дизельним паливом.

Всі резервуари II і III груп укомплектовані резервуарами із стаціонарним дахом об'ємом  $20000 \text{ м}^3$ . Об'єми в цих групах не перевищують норми ( $80000 \text{ м}^3$ ).

Таблиця 1.2

Максимальний об'єм резервуарів в одній групі

Характеристика нафти і нафтопродуктів	Тип резервуарів і об'єм	Максимальний об'єм, м <sup>3</sup>
Нафта і нафтопродукти з температурою спалаху понад 318К	50 тис. м <sup>3</sup> і більше з плаваючим дахом або понтоном Менше 50 тис. м <sup>3</sup> з плаваючим дахом або понтоном Резервуари зі стаціонарним дахом	Не більше 200000 Не більше 120000 Не більше 120000
Нафта і нафтопродукти з температурою спалаху 318 К і нижче	Резервуари зі стаціонарним дахом Для резервуарів об'ємом до 400 м <sup>3</sup>	Не більше 80000 Не більше 4000

Відстань між стінками наземних резервуарів в одній групі повинна бути:

при зберіганні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху 318 К і нижче:

для резервуарів з плаваючим дахом 0,5 діаметра, але не більше 20 м;

для резервуарів з понтоном 0,65 діаметра, але не більше 30 м;

для резервуарів із стаціонарним дахом 0,75 діаметра, але не більше 30 м;

при зберіганні нафти і нафтопродуктів з температурою спалаху більше 318 К:

для резервуарів з понтоном і стаціонарним дахом 0,5 діаметра, але не більше 20 м.

Для підземних резервуарів відстань між стінками повинна бути не менше 1 м.

Відстань між стінками найближчих резервуарів, розташованих між сусідніми групами, повинна становити:

40 м для наземних резервуарів;

15 м для наземних резервуарів об'ємом до 400 м<sup>3</sup>;

15 м для підземних резервуарів.

Кожна група резервуарів огорожується земляним валом (робиться обвалування). Ширина валу по верху дорівнює 0,5 м.

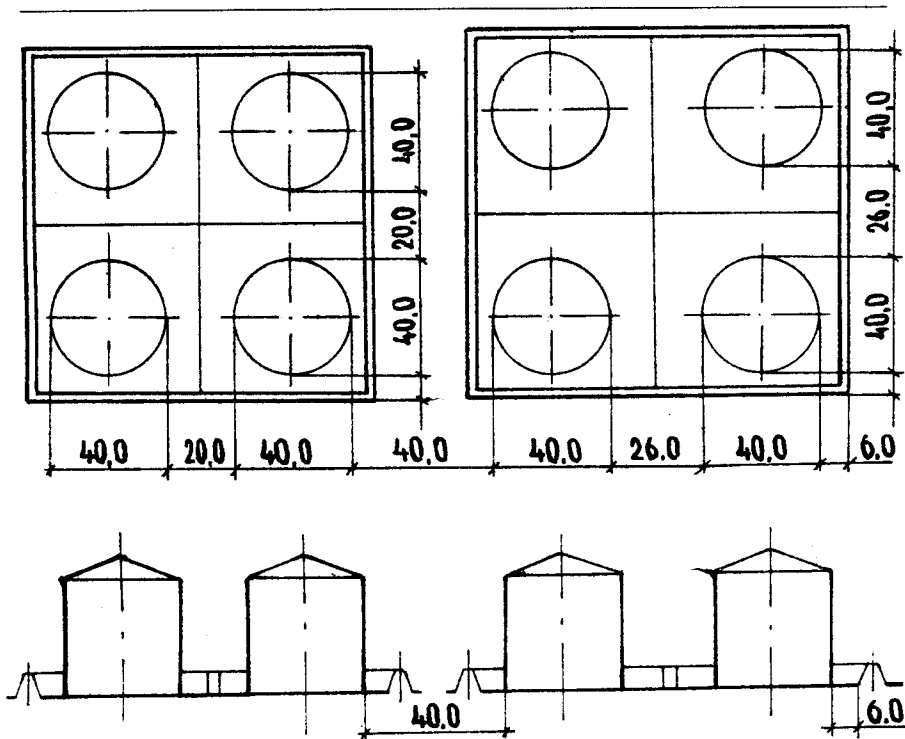


Рис. 1.5 Схема розміщення резервуарів за групами

Висоту  $h$  обвалування резервуарного парку або групи резервуарів визначають за формулою (рис. 1.6)

$$h = \frac{\sum V}{2(ab + \sum \frac{\pi D_i^2}{4})}, \quad (1.2)$$

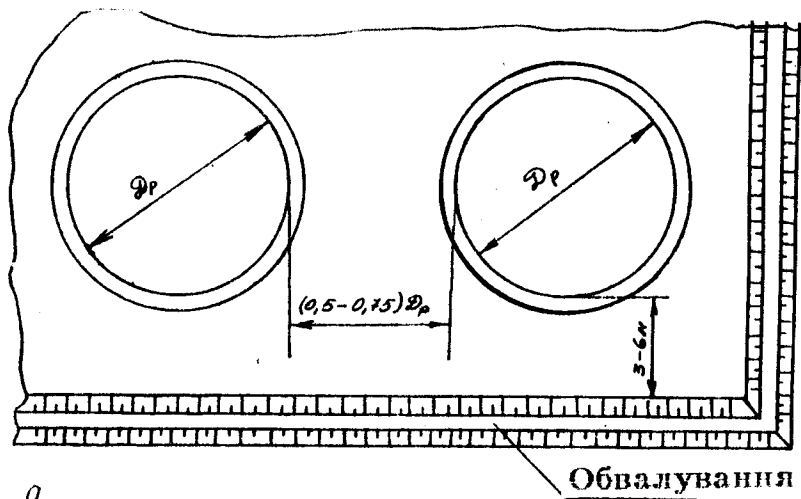
де  $\sum V$  — сумарний об'єм резервуарів, встановлених в обвалуванні;

$a$  — довжина площі всередині обвалування;

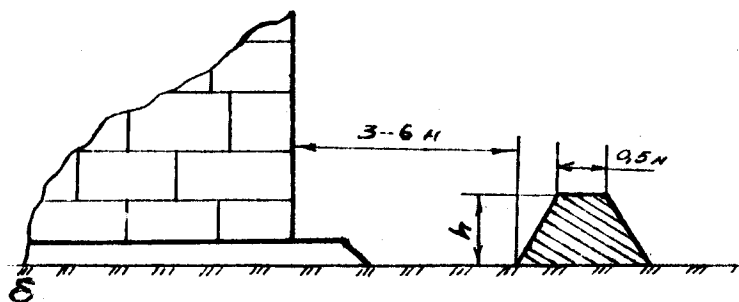
$b$  — ширина площі всередині обвалування;

$D_i$  — діаметри резервуарів.

Відстань від стінок резервуарів у групі до підніжжя обвалування або огорожуючих стін приймається: 3,0 м для резервуарів об'ємом меншим  $10000 \text{ м}^3$  і 6,0 м для резервуарів об'ємом  $10000 \text{ м}^3$  і більше.



а



б

**Рис. 1.6. Розміщення резервуарів у резервуарному парку:**  
*а — відносно один одного; б — відносно межі обвалування*

У групі кожний резервуар об'ємом  $20000 \text{ м}^3$  і більше, а також кілька резервуарів загальним об'ємом  $20000 \text{ м}^3$  повинні відокремлюватись від інших резервуарів даної групи земляним валом або стінкою висотою  $0,8 \text{ м}$  (для резервуарів об'ємом, меншим  $10000 \text{ м}^3$ ) і  $1,3 \text{ м}$  (для резервуарів об'ємом понад  $10000 \text{ м}^3$ ).

Якщо в одній групі резервуарів зберігаються мазути, масла і інші нафтопродукти, резервуари з маслами і мазутами необхідно відокремити від інших резервуарів обвалуванням або стінками.

Відкоси земляного валу роблять з нахилом  $1 : 1,5$  і закріплюють дерном або за допомогою посіву трави по шару укладеного рослинного ґрунту. Зверху земляний вал укріп-

люють ущільненим шаром щебеню товщиною 5-7 см. При спорудженні обвалування на косогірних ділянках під основою валу нарізають уступи, щоб не було його сповзання.

### 1.5. Визначення об'єму резервуарного парку і вибір типу резервуарів

Правильне визначення об'єму резервуарного парку нафтобази — найважливіше завдання при проектуванні. Якщо об'єму резервуарного парку буде недостатньо, то нафтобаза не зможе прийняти весь потік нафти і нафтопродуктів, а це призведе до простоїв танкерів, барж, залізничних цистерн. Технологічний ритм нафтобази буде порушено. Якщо об'єм резервуарного парку буде завищений, то резервуари будуть використовуватись частково.

Основою для обчислення об'єму резервуарного парку є річна реалізація, густина  $\rho$  нафти і нафтопродукту, нерівномірність надходження і реалізації, які характеризуються коефіцієнтом  $K_n$  (табл. 1.3).

Таблиця 1.3  
Коефіцієнт нерівномірності надходження і реалізації нафтопродуктів  $K_n$

Райони	Для мало-в'язких нафтопродуктів	Для масел і в'язких нафтопродуктів
Міста	1,0	1,5
Райони, в яких промисловість споживає 100 % нафтопродуктів	1,1	1,65
Промислово-сільськогосподарські райони, в яких промисловість споживає 70 % нафтопродуктів, а сільське господарство - 30 %	1,2	1,8
Сільськогосподарсько-промислові райони, в яких промисловість споживає 30 % нафтопродуктів, а сільське господарство - 70 %	1,5	2,25
Сільськогосподарські райони	1,8	2,7



Об'єм резервуарного парку перевальної нафтобази за видами нафтопродуктів, м<sup>3</sup>

$$V_n = \frac{Q \cdot 10^3}{\rho \cdot K_3 K_0}, \quad (1.3)$$

де  $Q$  — річна реалізація нафтопродуктів, т;

$\rho$  — густина нафтопродукту (дод. 2);

$K_3$  — коефіцієнт заповнення резервуара (відношення корисного об'єму резервуара до повного об'єму резервуара (табл. 1.4));

$K_0$  — коефіцієнт обіговості резервуара (відношення річної реалізації нафтопродуктів до об'єму резервуарів).

Коефіцієнти обіговості мають широкі межі від 6 до 60, що видно з табл. 1.5.

Таблиця 1.4

Коефіцієнт заповнення резервуара

Резервуар	Об'єм резервуара, тис. м <sup>3</sup>	$K_3$
Вертикальний сталевий резервуар:	0,1...3	0,92...0,97
без понтона	5...10	0,76
з понтоном	5...10	0,72
з понтоном	20...50	0,79
з плаваючим дахом	20...50	0,83
Залізобетонний заглиблений	10...50	0,72

Для обчислень можна прийняти коефіцієнт обіговості  $K_0$ :

для перевальних нафтобаз  $25 \div 35$ ;

для водних перевальних  $6 \div 20$ ;

для розподільних  $6 \div 8$ .

Об'єм резервуарного парку для розподільної нафтобази за видами нафтопродуктів, м<sup>3</sup>

$$V_p = \frac{Q K_n \cdot 10^3}{12 \rho K_3}, \quad (1.4)$$

де  $K_n$  — коефіцієнт, що враховує нерівномірність надходження і реалізації нафтопродукту (див. табл. 1.3).

Визначивши загальний об'єм резервуарного парку нафтобази за видами нафтопродуктів, приступають до вибору типів резервуарів, об'ємів і кількості з врахуванням:

1) забезпечення необхідної оперативності нафтобази за заданих умов експлуатації і можливості своєчасного ремонту резервуарів;

2) мінімальної витрати металу та інших матеріалів на спорудження резервуарів;

3) мінімальних втрат нафтопродуктів;

4) максимальної однотипності резервуарів;

5) мінімального об'єму постачання нафтопродуктів на нафтобазу (вантажопідйомності вагонів-цистерн або нафтоналивних танкерів);

6) одиничних об'ємів резервуарів за типовими проектами.

Таблиця 1.5

Показники коефіцієнта обіговості по підприємствах системи нафтопродуктозабезпечення України

Обласні і територіальні підприємства	Об'єм резервуарів, м <sup>3</sup>	Коефіцієнт обіговості
Вінницьке	172 857	6,1
Дніпропетровське	243 684	7,8
Донецьке	398 761	11,7
Запорізьке	218 253	5,9
Житомирське	120 692	6,5
Івано-Франківське	58 843	11,1
Київське	233 820	9,6
Львівське	196 342	6,4
Миколаївське	153 164	6,3
Одеське	709 225	21,4
Рівнинське	41 562	6,6
Сумське	164 159	4,8
Тернопільське	64 618	5,9
Харківське	209 493	7,1
Хмельницьке	167 906	5,9
Лисичанське	126 092	60,2

Крім того, потрібно керуватися техніко-економічними і технологічними показниками і розрахунками.

Для вирішального вибору об'єму резервуарів необхідно виконати техніко-економічне обчислення за кількома варіантами для кожного виду нафтопродукту. Той варіант,

що потребує менших капітальних і експлуатаційних витрат, приймається до будівництва.

Для прикладу, зробимо розрахунок вибору раціональних об'ємів резервуарів. Визначимо оптимальний об'єм і кількість резервуарів резервуарного парку для зберігання бензину. Об'єм резервуарного парку  $V = 113034 \text{ м}^3$ . Розглянемо об'ємний ряд резервуарів, який дорівнює 30, 20 і 10 тис.  $\text{м}^3$ .

1. Визначаємо кількість резервуарів:

для  $V = 30000 \text{ м}^3$

$$113034 : 30000 = 3,77 \text{ (4 резервуари);}$$

для  $V = 20000 \text{ м}^3$

$$113034 : 20000 = 5,65 \text{ (6 резервуарів);}$$

для  $V = 10000 \text{ м}^3$

$$113034 : 10000 = 11,30 \text{ (12 резервуарів).}$$

2. Визначаємо капітальні витрати на будівництво резервуарів (вартість подано умовно):

для  $V = 30000 \text{ м}^3$

$$4 \cdot 210,35 = 841 \text{ тис.гр.};$$

для  $V = 20000 \text{ м}^3$

$$6 \cdot 158,87 = 950 \text{ тис.гр.};$$

для  $V = 10000 \text{ м}^3$

$$12 \cdot 81,67 = 980 \text{ тис.гр.}$$

3. Визначаємо витрати сталі:

для  $V = 30000 \text{ м}^3$

$$4 \cdot 538,1 = 2152 \text{ т.};$$

для  $V = 20000 \text{ м}^3$

$$6 \cdot 418,06 = 2508 \text{ т.};$$

для  $V = 10000 \text{ м}^3$

$$12 \cdot 202,34 = 2428 \text{ т.}$$

В результаті розрахунку приймається перший варіант - чотири резервуари об'ємом по  $30000 \text{ м}^3$ . При цьому економія порівняно з третім і другим варіантами відповідно становить 139 і 109 тис.гр.; 276 і 356 т сталі. Аналогічно такий

розрахунок потрібно робити за кожним видом нафтопродуктів, що зберігається у резервуарному парку. Вибираючи максимальний об'єм резервуара, можна користуватись такими рекомендаціями:

Тип нафтопродукту, що зберігається	Максимальний об'єм резервуара, м <sup>3</sup>		
	з плаваючим дахом	з понтоном	із стаціонарним дахом
Рідини, що легко спалахують	120000	50000	20000
Горючі рідини	50000	50000	50000
Нафта з температурою застигання понад 0°C	-	-	50000

## 1.6. Трубопроводи нафтобаз

Всі трубопроводи на нафтобазах діляться на технологічні (вантажні) і допоміжні. Технологічні служать для перекачування нафти або нафтопродуктів (приймання, видача нафтопродуктів, внутрішньобазова перекачка). До допоміжних відносяться: водопроводи, паропроводи та каналізаційні лінії.

Вантажні і допоміжні трубопроводи звичайно представлені на технологічному плані проекту нафтобази. Прокладання технологічних трубопроводів на нафтобазах може здійснюватися як підземним, так і надземним способами, при цьому підземні трубопроводи можуть бути прокладені у траншеях або в каналах (тунелях).

Підземне прокладання трубопроводів у траншею має певні переваги: відсутність температурних переміщень і необхідності теплоізоляції гарячих трубопроводів, відсутність загромождження території. Однак при підземному прокладанні трубопроводів необхідно виконати великий об'єм земляних робіт, захистити трубопроводи від корозії, робити колодязі для розміщення лінійної запірної арматури.

Перевагами надземного прокладання трубопроводів є: зменшення об'єму земляних робіт при будівництві, доступність трубопроводу для огляду і ремонту, відсутність ґрунтової корозії труб. Однак для цього методу необхідна темпе-

ратурна компенсація, загромаджується територія, необхідне спорудження переходів через переїзди, а також необхідна теплоізоляція гарячих трубопроводів.

Для підземного прокладання трубопроводів копають траншеї в основному за допомогою одноковшових екскаваторів з відвалом ґрунту на одну сторону і укладанням його не більше 0,5 м від бровки траншеї. Для трубопроводів діаметром до 300 мм можливо застосовувати багатоковшові екскаватори ЕТЦ-202 і ЕТ-251. Роторні екскаватори для прокладання технологічних трубопроводів застосовуються рідко.

Ширина траншеї по дну залежить від діаметра трубопроводу, що укладається, і складає при укладанні окремими трубами  $D + 0,5$  м, а при укладанні секціями  $D + 0,3$  м.

При укладанні в одній траншеї декількох трубопроводів їх розташовують на одному рівні, причому відстань між трубами приймають 0,7 м при діаметрі до 300 мм і 0,5 м при діаметрі понад 300 мм.

У ґрунтах з природною вологістю траншеї з вертикальними стінками (без відкосів) копають на глибину не більше: 1 м — у піщаних та гравелистих ґрунтах; 1,25 м — у супісках; 1,5 м — у суглинках та глинах. В усіх інших випадках траншеї копають з відкосами.

Товщину стінки технологічних трубопроводів розраховують за формулою

$$\delta = \frac{nPD_{\text{н}}}{2(R_1 + nP)}, \quad (1.5)$$

де  $n$  — коефіцієнт перевантаження робочого тиску в трубопроводі;

$n = 1,2$  при постійних навантаженнях (тиск ґрунта) і дії короткотермінових сконцентрованих навантажень (пропуск очисних пристроїв, дії вітру, обледеніння);

$n = 1,15$  для нафтопродуктів, що працюють за системою "з насоса в насос", діаметром 700 - 1200 мм;

$n = 1,1$  - у всіх інших випадках;

$P$  — робочий тиск (надлишковий), МПа;

$D_{\text{н}}$  — зовнішній діаметр трубопроводу, мм;

$R_1$  — розрахунковий опір металу труб, МПа

$$R_1 = R_{\text{н}} \frac{m}{K_1 \cdot K_{\text{н}}}, \quad (1.6)$$

де  $R_n$  — нормативний опір на розтягування металу труб, що дорівнює мінімальній межі міцності  $\sigma_m$ , МПа (табл. 1.6);

$m$  — коефіцієнт умов праці трубопроводу. Для трубопроводів, що транспортують інертні гази (азот, повітря, пара і т.п.) або токсичні і вибухонебезпечні та горючі рідини  $m = 0,75$ ;

$K_1$  — коефіцієнт безпеки по матеріалу ( $K_1 = 1,34$  для термічно зміцнених труб і труб з низьколегованих сталей, прокатаних за регульованим режимом;  $K_1 = 1,4$  для гарячоплавлених, термічно зміцнених труб, труб з нормалізованої покращеної низьколегованої сталі;  $K_1 = 1,47$  для спіральношовних труб з гарячокатаної низьколегованої сталі і прямошовних зварних експандованих труб з нормалізованої сталі;  $K_1 = 1,55$  для прямошовних експандованих і спіральношовних труб з гарячокатаної низьколегованої і вуглеводневої сталей і безшовних труб);

$K_n$  — коефіцієнт надійності, який залежить від діаметра нафтопродуктопроводу (для  $D_n \leq 1000$  мм  $K_n = 1$ , для  $D_n = 1200$  мм  $K_n = 1,05$ ).

Таблиця 1.6

**Механічні характеристики трубних сталей**

Марка сталі	Межа текучості, $\sigma_m$ , МПа	Межа міцності, $\sigma_m$ , МПа	Відносне подовження, %
10	210	340	24
20	250	420	21
10Г2	270	480	21
13ХМ	230	440	21
Ст.2	210	340	24
Ст.3	230	380	22
Ст.4	250	420	20
Ст.5	230	500	17
10Г2СД	350	500	18
14ХГС	350	500	18
15ГН	330	480	20
17ГС	340	500	18
19Г	350	500	18

Монтаж підземних технологічних трубопроводів проводять укрупненими вузлами або секціями, які збирають і зв'язують у трубозаготовчих цехах або на трубозварювальних

майданчиках. Застосовують в основному такі розміри урупнених вузлів:

1,5 × 2,5 × 10 м— для просторових вузлів;

2,5 × 10 м— для площинних вузлів;

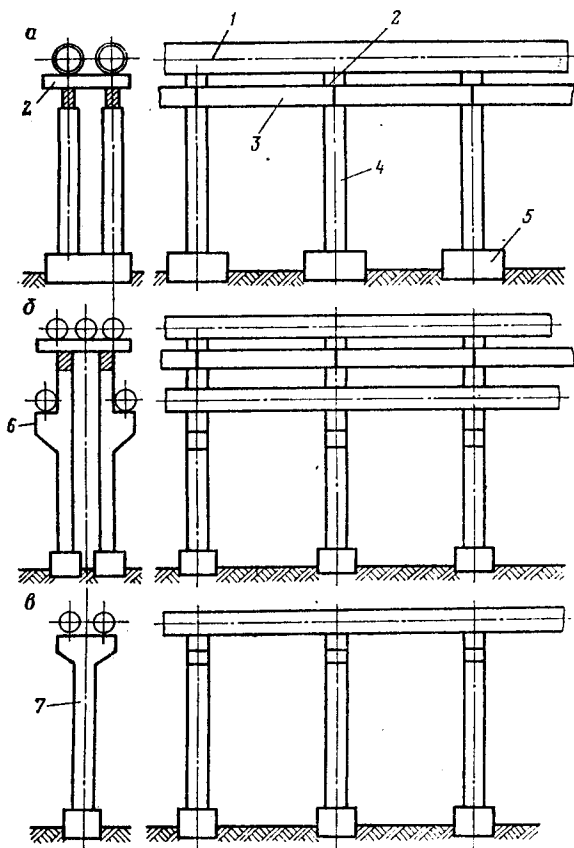
секції довжиною 36 м для прямолінійних ділянок.

Готові вузли і секції трубопроводів збираються і ізолюються. Секції труб і просторові вузли укладають вздовж готової траншеї. У траншею вузли і секції укладають за допомогою трубоукладачів. Після центровки проводять зварювання стиків, які з'єднуються, контроль якості зварювання і ізоляцію стикових з'єднань з ділянками, що до них прилягають. Засипання трубопроводу проводять двома етапами: спочатку присипають і підбирають ґрунт у приямках, а потім після гідравлічних випробувань засипають трубопровід повністю, роблячи валик з ґрунту.

Монтаж надземних трубопроводів проводять після розбивки траси, позначення осей, кутів повороту, місць розташування опор і компенсаторів. Опори трубопроводу споруджують з бетону (опорні тумби) або залізобетону (трубопроводні естакади). Ширина опор залежить від числа діаметрів труб, що укладаються на неї. Висота низьких опор приймається за умовою висоти розміщення нижньої поверхні труби - 0,35 м при ширині опори до 1,5 м, 0,5 м при ширині опори понад 2,5 м. Низькі опори, як правило, виготовляють на місці з монолітного бетону.

Високі опори (естакади) виконуються із збірних залізобетонних деталей. Мінімальна висота трубопроводів на високих опорах, зокрема, при переходах через автомобільні дороги, залізниці і внутрішньобазові проїзди, приймається: 5,5 м від рівня головки рейок для залізничних під'їзних шляхів, 4,5 і 2,2 м - відповідно для автодоріг і пішохідних переходів. Для переходів через лінії трубопроводів висота опор може бути прийнята 2,2 - 2,8 м (рис. 1.7). За функціональним призначенням опори підрозділяються на нерухомі і рухомі. Нерухомі опори призначаються для фіксування положення трубопроводу на місцевості і поділу його на компенсаційні ділянки.

На нафтобазах застосовують П - подібні, лінзові, хвильові і сальникові компенсатори. Найбільш широке застосування знайшли П - подібні компенсатори як найбільш дешеві і надійні в роботі.



**Рис. 1.7. Розміщення технологічних трубопроводів на естакадах і окремих опорах:**

*a* — одноярусній естакаді; *б* — двоярусній естакаді; *в* — окремій опорі;

*1* — технологічний трубопровід; *2* — поперечні балки (траверси);  
*3* — поздовжні балки; *4* — колони; *5* — стовпчасті фундаменти;  
*б* — колони з консолями; *7* — опори

Рухомі опори підтримують трубопровід у проектному положенні, одночасно сприяють його зміщенню в осьовому напрямі. Відстань між опорами в осях визначають, виходячи з максимально допустимої стрілки вигину заповненого трубопроводу

$$l = (348EI_f/5q)^{1/4}, \quad (1.7)$$



де  $l$  — відстань між опорами;

$q$  — навантаження на 1 м довжини заповненого трубопроводу;

$E$  — модуль пружності;

$I$  — момент інерції труби;

$f$  — стріла вигину.

На нафтобазах трубопроводи прокладають і в каналах, висота яких дозволяє розміщувати тільки трубопроводи. Трубопроводи в каналі укладають на низькі опори. Через кожних 80 м в каналі роблять протипожежні аварійні гравійні перемички довжиною 4 м. Після випробувань і здачі трубопроводів в експлуатацію канали закривають плитами з влаштуванням поверх них гідроізоляції.

Перед випробуванням трубопровід промивають водою, потім відключають від інших трубопроводів заглушками і приєднують до нього гідравлічний опресувальний агрегат. Випробувальний тиск складає 1,5 від робочого, але не нижче 0,2 МПа. Випробувальний тиск витримують на протязі 5 хвилин, потім його знижують до робочого і проводять огляд трубопроводу. Наслідки випробувань вважається позитивними, якщо на час огляду не відбулося падіння тиску на манометрі і не спостерігалось витікання або запотівання у зварних швах або фланцевих з'єднаннях. Дефекти швів ліквідують при зниженні тиску до атмосферного. Усі виправлені стики піддаються фізичним методам контролю.

### **1.7. Споруди і пристрої для приймання і відпуску нафти і нафтопродуктів**

Залізничні пристрої для зливу і наливу, зливо-наливні естакади, морські та річкові пірси, причали та інші об'єкти - всі ці споруди пов'язані з відпуском і прийманням нафти і нафтопродуктів.

Для проведення операцій зливу і наливу залізничних цистерн на нафтобазах останні мають залізничні тупикові під'їзні шляхи з необхідними фронтами зливу і наливу нафтопродуктів.

На фронтах зливу і наливу розміщені зливо-наливні пристрої, підвідні трубопроводи з колекторами та інші споруди (рис. 1.8).

Протяжність фронту зливу і наливу залізничних цистерн залежить від типу нафтобази і максимального добового

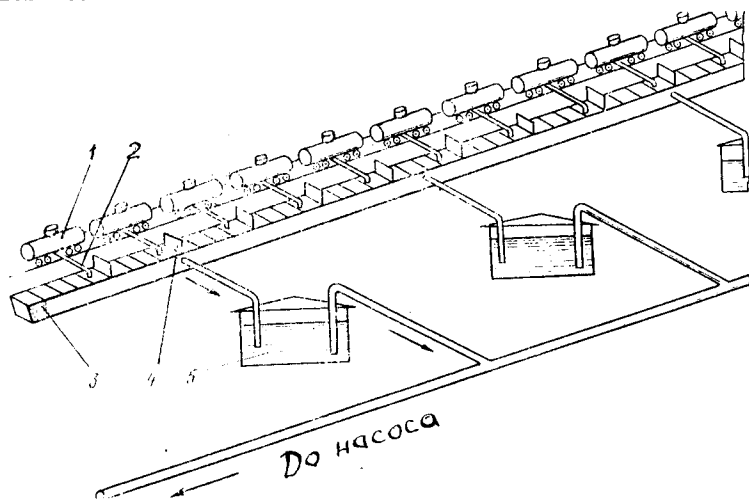
об'єму надходження або відвантаження нафтопродуктів, чисельності цистерн, що подаються залізницею під злив і налив нафтопродуктів. При цьому практикують наступний порядок одночасного зливу і наливу залізничних цистерн:

— злив поодиноких (1-3) цистерн на розподільних нафтобазах з невеликим вантажообігом (до 20 тис. т/рік);

— злив груповий (4-8) цистерн на розподільних нафтобазах з середнім вантажообігом (20-40 тис. т/рік);

— злив груповий (до напівмаршруту) на потужних розподільних нафтобазах обласного значення з річним вантажообігом (40-120 тис. т/рік);

— злив і налив (від напівмаршруту до повного маршруту і більше) на перевальних нафтобазах. Річний вантажообіг на перевальних нафтобазах досягає від 200 тис. т до 2 млн. т і більше.



**Рис. 1.8.** Технологічна схема фронту зливання нафтопродуктів:

1 — залізничні цистерни; 2 — переносний зливний лоток;

3 — зливний жолоб; 4 — кришка; 5 — напівпідземний резервуар

Фронти зливу і наливу залізничних цистерн обладнуються відповідними спорудами і пристроями, наявність яких залежить від способів зливу і наливу нафтопродуктів, із яких основними є:

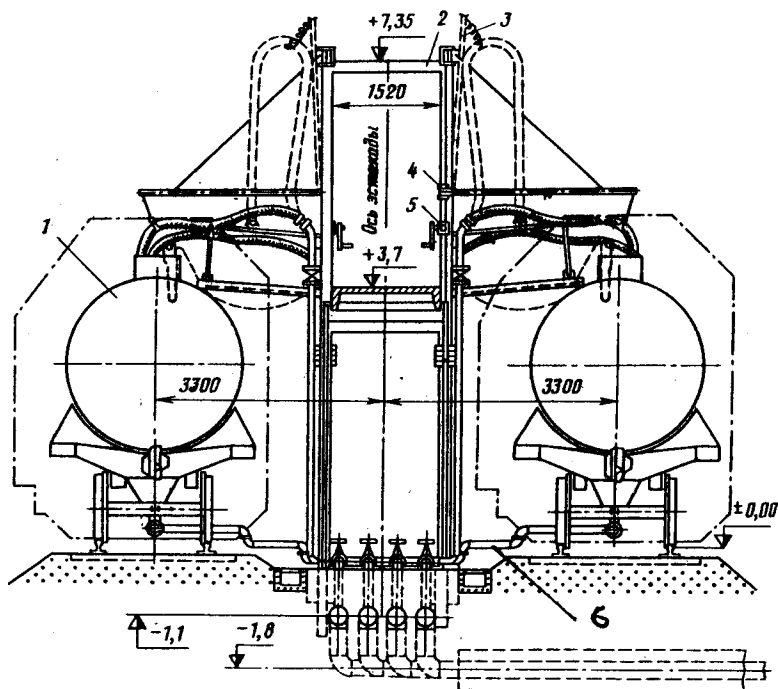
— злив нафтопродуктів із залізничних цистерн через горловину цистерни (верхній злив цистерни);

— злив нафтопродуктів із залізничних цистерн через нижні зливні прилади (нижній злив цистерн);

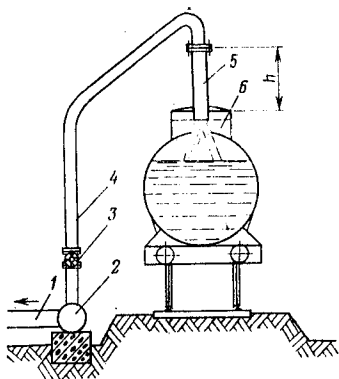
— налив нафтопродуктів у залізничні цистерни через їх горловини (верхній налив цистерни);

— злив нафтопродуктів із залізничних цистерн через нижні зливні прилади у жолоб або місткість, розташовану безпосередньо під колією або уздовж неї (міжколійовий злив цистерн).

На зливо-наливних фронтах застосовують закритий і відкритий способи зливу і наливу цистерн. До закритого зливу і наливу нафтопродуктів відноситься такий спосіб, який застосовують тільки при повній герметизації технологічного обладнання і приладів, котрі з'єднують цистерни з приймально-відпускними трубопроводами. При закритому способі виключаються або скорочуються витрати нафтопродуктів від їх випаровування і проливів, а також знижується пожежобезпечність при зливо-наливних операціях (рис. 1.9).



**Рис. 1.9.** Комбінована залізнична зливо-наливна естакада: 1 — залізнична цистерна; 2 — вертикальна рама естакади; 3 — укосина; 4 — поворотний шарнір; 5 — лебідка; 6 — пристрій для зливо-наливних операцій УСН-175



**Рис. 1.10. Верхній відкритий налив темних нафтопродуктів у цистерни:**

*1 — приймальна труба; 2 — колектор для зливання; 3 — засувка; 4 — наливний стояк; 5 — рукав; 6 — залізнична цистерна*

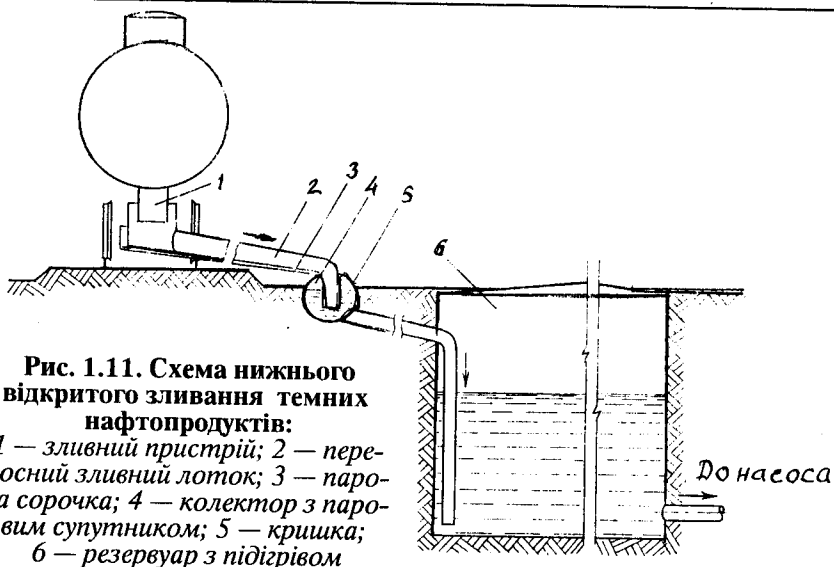
До відкритого способу зливу і наливу цистерн відноситься спосіб, при якому відсутня повна герметизація пристроїв, струмінь нафтопродукту, що перекачується і стикається з атмосферним повітрям. Відкритий спосіб зливу і наливу дозволяється робити тільки при зливо-наливних операціях з мазутом і маслами (рис. 1.10, 1.11).

При відкритому наливі нафтопродукту у цистерну (рис. 1.10) кінець стояка 4 знаходиться над ковпаком цистерни, щоб мати можливість підводити кінець стояка, який обертається, до ковпака цистерни і навішати на нього направляючу трубу або жо-

лоб. За схемою (рис. 1.11) зливання нафтопродукту відбувається самотоком за допомогою пересувного лотка легкої конструкції.

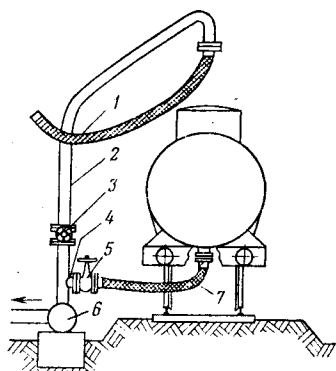
Відкрите зливання і наливання темних нафтопродуктів здійснюється через зливо-наливні стояки. На рис. 1.12 подана схема роботи зливо-наливного стояка простої конструкції, який складається з металічних труб діаметром 100 мм, двох засувок і двох гумових рукавів. Стояк призначений для виконання наступних технологічних операцій з нафтопродуктами: злив нафтопродукту з залізничної цистерни за допомогою стояка 2 і рукава 1. Такий спосіб зливу називається верхнім зливом. Його застосовують, коли цистерна не обладнана пристроями для нижнього зливу.

Якщо цистерна обладнана нижнім зливним патрубком 4, то злив цистерни виконується тільки через вказаний нижній зливний патрубок за допомогою пристрою 7 з рукавом. Такий спосіб зливу називається нижнім зливом. Зливо-наливний стояк 2 за необхідністю можна також використовувати для верхнього зливу нафтопродукту у цистерну.



**Рис. 1.11. Схема нижнього відкритого зливання темних нафтопродуктів:**

1 — зливний пристрій; 2 — переносний зливний лоток; 3 — парова сорочка; 4 — колектор з паровим супутником; 5 — кришка; 6 — резервуар з підігрівом



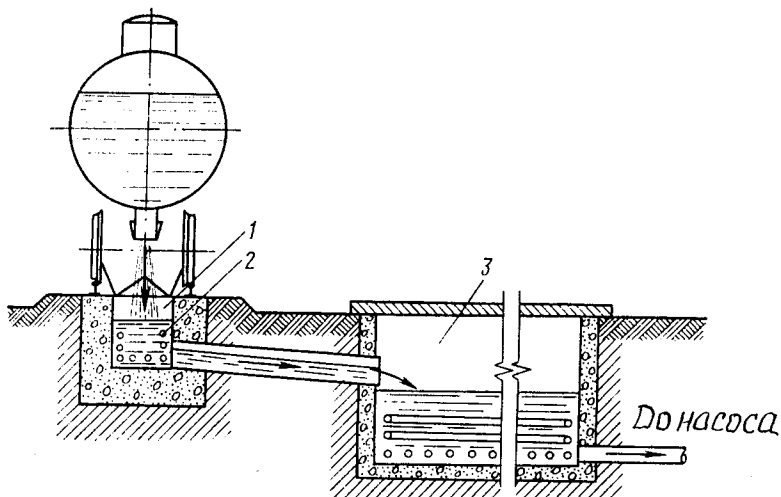
**Рис.1.12. Стояк для верхнього і нижнього зливів цистерн:**

1 — рукав; 2 — стояк; 3 — засувка; 4 — нижній зливний патрубков; 5 — засувка; 6 — трубопровід; 7 — нижній рукав

нижнього наливу і зливу нафтопродуктів із залізничних цистерн (рис. 1.14).

При зливі в'язких нафтопродуктів і за необхідності їх підігріву у цистернах пересувні лотки обладнуються паропідігрівом або електropідігрівом. При такій схемі з'єднання лотка з цистерною і з резервуаром негерметизовані, тому такий спосіб називається нижнім відкритим зливом і застосовується тільки для зливу темних нафтопродуктів і масел (рис. 1.13).

Малов'язкі нафтопродукти (бензин, гас) зливаються через нижні зливні прилади. На підприємствах системи нафтопродуктозабезпечення України в основному застосовуються установки УСН-175 і УСНПП-175, призначені для



**Рис. 1.13. Схема міжрейкового зливу темних нафтопродуктів:**

1 — міжрейковий жолоб; 2 — парові змійовики;

3 — залізобетонний нульовий резервуар

На сучасних нафтобазах для зручності експлуатації і механізації зливу-наливних операцій споруджуються металеві або залізобетонні естакади (рис. 1.15). Естакади мають наступну технічну характеристику:

технологічний крок, мм ..... 4000;

зміщення пристроїв зливу і наливу від осі естакади, мм ... 3600;

висота верхньої точки від головки колії, мм.....5750;

ширина експлуатаційної площадки, мм, не менше 1400.

При надходженні або відвантаженні нафти і нафтопродуктів водним транспортом на морських або річкових нафтобазах, розташованих поблизу моря, річки, будуються спеціальні причали.

Для навантаження і відвантаження нафтоналивних суден у гаванях споруджують причальні пристрої — причали і пірси. Причалами називають споруди, що розташовані паралельно до берега, а пірси — перпендикулярно до нього або під деяким кутом. Пірс може мати одну або декілька причальних ліній як для проведення зливу-наливних операцій з основним вантажем, так і для буксування суден (рис. 1.16).

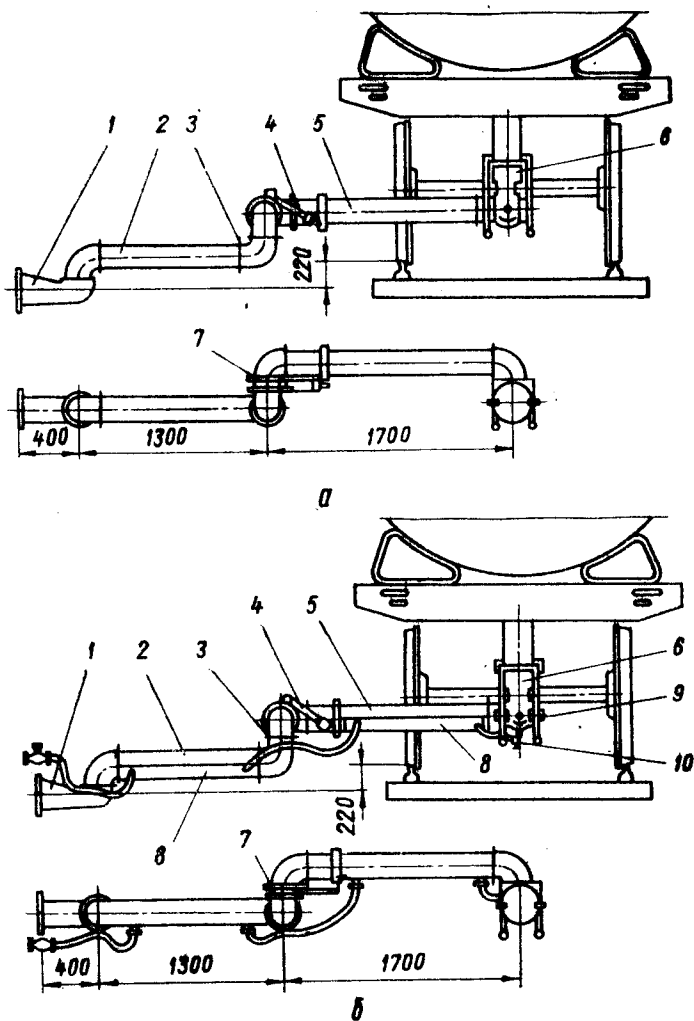


Рис. 1.14. Принципіальні схеми установок: УСН-75 (а) і  
УСНПП-175 (б):

1 — підвалина; 2 — корінна труба; 3 — горизонтальний шарнір;  
4 — пружинний пристрій; 5 — кінцева труба; 6 — під'єднуюча  
головка; 7 — вертикальний шарнір; 8 — парова сорочка; 9 — кран для  
відводу конденсату; 10 — триходовий кран



Рис. 1.15. Загальний вигляд зливо-наливної естакади

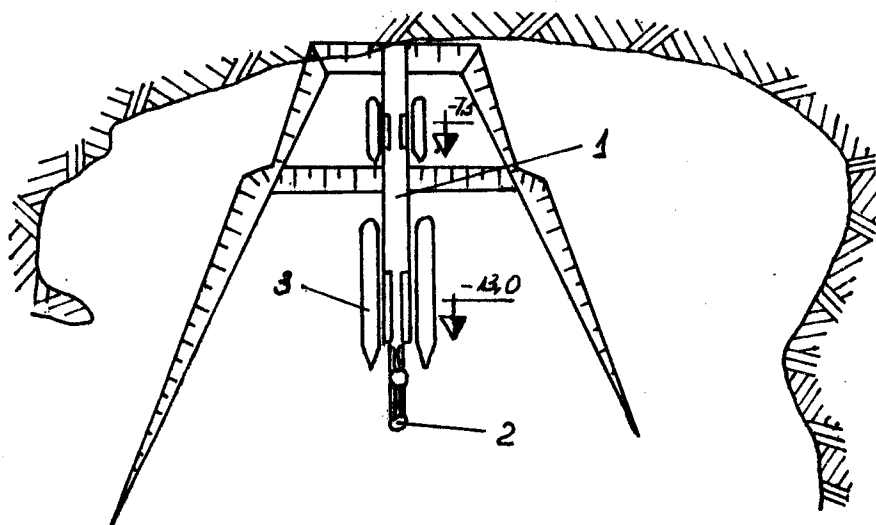


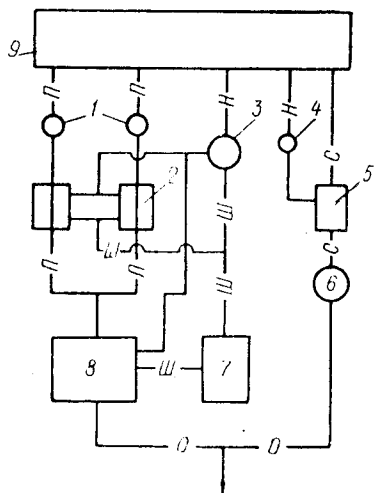
Рис.1.16. Нафтовий пірс для одночасного приймання і наливу чотирьох танкерів:  
1 — пірс на чотирі причали; 2 — швартові палі; 3 — танкери



Грунтовніше питання технологічного оснащення морських нафтобаз і технологія їх спорудження розглядаються у розділі 12 "Морські нафтобази і термінали".

### 1.8. Очисні споруди нафтобаз

Система нафтопродуктозабезпечення, що має у своєму складі велику розгалужену сітку нафтобаз з резервуарними парками, насосними станціями, зливо-наливними естакадами, нафтопродуктопроводами, повинна мати об'єкти, пов'язані з охороною навколишнього середовища (рис. 1.17): пісколовки, буферні резервуари, нафтоуловлювачі, біофільтри, озонатори, ставки-випаровувачі, шлаконакопичувачі, намулові площадки.



**Рис. 1.17. Принципова схема очисних споруд на нафтобазі:**

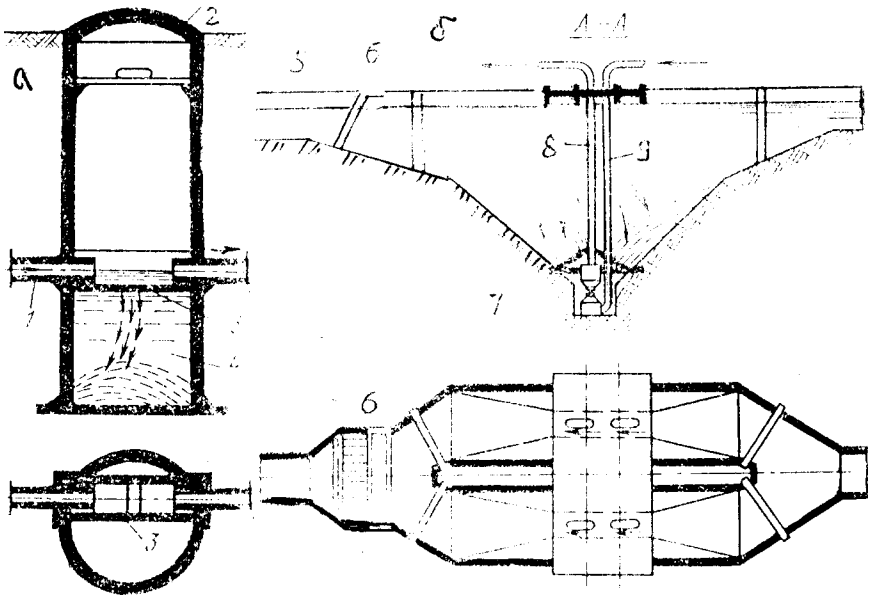
*Н* — нафтопродукт; *О* — очищені стоки; *П* — промислові стоки; *С* — спеціальні стоки; *Ш* — шлам;

*1* — піскоуловлювач; *2* — нафтоуловлювач; *3* — розподільний резервуар; *4* — збірник бензину; *5* — бензоуловлювач; *6* — установка знешкодження спеціальних стоків; *7* — шламонакопичувач; *8* — ставок додаткового відстою; *9* — резервуарні парки і виробничі приміщення нафтобаз

**Піскоуловлювачі**  
(рис. 1.18) призначені

для затримання в основному піску та інших важких частинок, які разом з стічними водами, що вміщують нафту, надходять від джерел забруднення на очисні споруди. При нормальній експлуатації піскоуловлювач може вловити до 80% піску з стічних вод. Робота піскоуловлювача ґрунтується на зменшенні швидкості руху стоку по лотку. Піскоуловлювач споруджують з деталей заводського виготовлення з замонічуванням труб, що підводяться і відводяться, лотка і горловини люка.

Буферні резервуари призначені для усереднення якості стічних вод та вирівнювання подавання їх на очисні споруди і являють собою звичайні типові сталеві резервуари, додатково обладнані плаваючими гнучкими трубопроводами для подавання води і збирання нафти, що спливла.



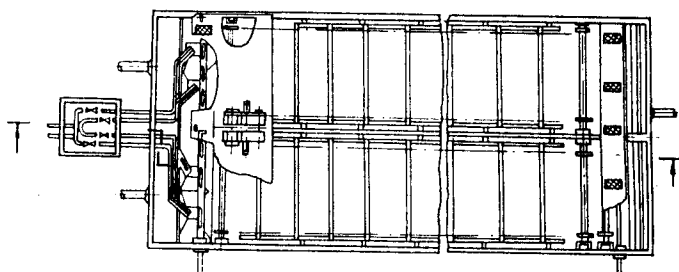
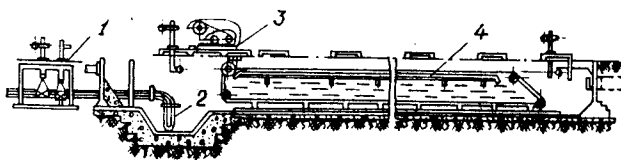
**Рис. 1.18. Піскоуловлювачі:**

*а* — вертикальний циліндричний; *б* — горизонтальний;

- 1* — труба; *2* — кришка; *3* — лоток з щільною; *4* — мулова частина;  
*5* — решітка, *6* — шибер; *7* — ежектор; *8* — пульпопровід;  
*9* — напірний водопровід

Нафтоуловлювачі (рис. 1.19) являють собою відстійники, в яких нафта при невеликій швидкості руху стоку випливає на поверхню води. Вони обладнуються нафтозбірними трубами, скребковим транспортером для збирання твердого осаду, гідроелеватором для вилучення осаду і змійовиками підігріву. Довжина нафтоуловлювача складає 12-18 м і більше. Ширина секції 2 - 3 м. Корпус нафтоуловлювача споруджують як звичайний збірно-монолітний прямокутний резервуар. Подальше зниження концентрації нафти і нафтопродуктів у стічній воді після проходження її через нафтоуловлювач може бути досягнуто на ставках додаткового відстоювання нафтовмістких вод. Ставки являють собою земляні місткості прямокутної форми глибиною до 1 м,

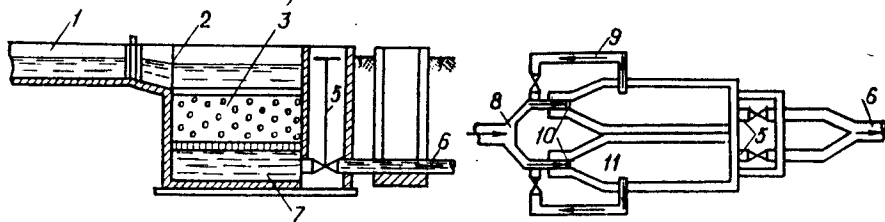
облицьовані всередині протифільтруючими екранами для запобігання забруднення ґрунтових вод. Протифільтруючі екрани найчастіше виконують шляхом укладання по дну і відкосах ставка бетонних плит з герметизацією швів між ними асфальтобетоном.



**Рис. 1.19. Нафтоуловлювач продуктивністю 110 л/с:**

1 — засувка з електроприводом; 2 — гідроелеватор;  
3 — нафтозбірна труба з електроприводом; 4 — скребковий механізм

Для додаткового очищення стічних вод споруджують фільтри (рис. 1.20), що являють собою залізобетонні місткості (збірні або збірно-монолітні) з укладанням по дну фільтруючих матеріалів (промитий гравій, кварцевий пісок, скловолокно та ін.).

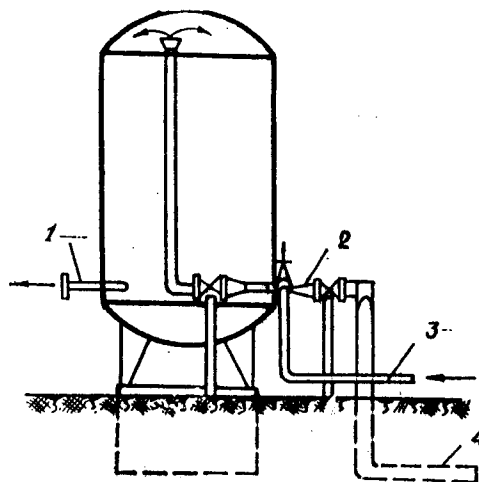


**Рис. 1.20. Безнапірний піщаний фільтр:**

1 — водопідводячий лоток; 2 — захисна сітка; 3 — фільтруючий ма-  
теріал; 4 — підтримуюча дренажна підвалина; 5 — труба з засувкою  
для підводу фільтрату; 6 — лоток для відводу фільтрату; 7 — між-  
донний підфільтровий простір; 8 — розподільні лотки; 9 — трубо-  
провід для відбору води для промивання; 10 — шибер;  
11 — робоча камера

Для видалення з стічних вод емульгованих нафтопродуктів споруджують флотатори. Корпус флотатора являє собою залізобетону місткість і флотаційну камеру, яка виготовляється з заводських деталей. Очищення стоків у флотаторах проводиться за рахунок підйімальної сили бульбашок повітря, яке подається у забруднену воду.

Найбільш глибоке очищення стоків можна проводити за допомогою озонування за рахунок високої окислюючої спроможності озону. Озонатори (рис. 1.21) поставляють на площадку у повністю зібраному вигляді і встановлюють на збудований фундамент.



**Рис. 1.21. Озонатор:**

1 — відвод очищеної води; 2 — ежектор; 3 — трубопровід з озон-повітряною сумішшю; 4 — трубопровід стічної води

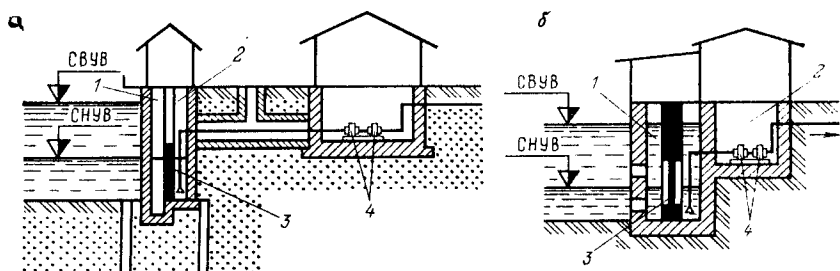
## 1.9. Водопостачання і промислова каналізація на нафтобазах

За призначенням системи водопостачання нафтобази розподіляються на господарсько-питтєві, виробничі і протипожежні. При невеликих потребах води на господарські потреби всі три системи можуть бути об'єднані в одну.

Схема системи водопостачання нафтобази включає наступні об'єкти: водозабір, водопровідну мережу, насосні станції, водоочисні споруди, регулятор тиску (водонапірну башту). З метою економії водних ресурсів і посилення заходів з охорони навколишнього середовища велике розповсюдження мають схеми обортового водопостачання. У цих випадках виробнича система водопостачання включає пункт очищення і охолодження використаної води. У цих

випадках значно скорочується кількість виробничих стоків і зменшується навантаження на очисні споруди. Джерела водопостачання можуть бути підземні і поверхневі. В свою чергу підземні джерела бувають безнапірні і напірні (артезіанські). До поверхневих джерел водопостачання відносяться річки, водосховища і озера. Води з підземних джерел найбільше придатні для господарсько-питтєвого водопостачання, так як вони в основному не потребують очищення та обеззаражування. Для промислових потреб найбільш придатні поверхневі води. Для приймання води з джерел у системах водопостачання служать водозабірні споруди (водозабори), вигляд яких залежить від типу джерела, його потужності і передбачених витрат води. Для приймання підземних вод застосовують: водозабірні свердловини, шахтові колодязі, горизонтальні водозабори і камери. Водозабірні свердловини використовують для приймання напірних і безнапірних вод, що залягають на глибині понад 10 м. Шахові колодязі застосовують при заляганні ґрунтових вод на глибині не більше 30 м. Колодязі, як правило, споруджують із бетону і залізобетону (збірні). Горизонтальні водозабори застосовують при заляганні ґрунтових вод на глибині до 8 м при малій потужності водоносного горизонту.

При використанні як джерела водопостачання поверхневих вод спруджують берегові і руслові водозабори. Водозабори берегового типу споруджують при наявності крутого берега і достатньої глибини коло нього. Вони бувають роздільні або сумісні з насосною станцією (рис. 1.22).



**Рис. 1.22. Водозабори берегового типу:**

- а* — роздільний: 1 — приймальна камера, 2 — всмоктуюча камера, 3 — всмоктуюча труба, 4 — насос з приводом;  
*б* — сумісний: 1 — приймальна камера, 2 — насосний зал, 3 — водоприймальна сітка, 4 — насос з приводом

---

Водозабор являє собою колодязь, нижня частина якого заглиблена в дно річки, а верхня підвищується не менше ніж на 0,5 м над вищим рівнем води.

Для спорудження водопровідної мережі застосовують сталеві, чавунні, залізобетонні і азбоцементні труби. Сталеві труби застосовують в основному при прокладанні високонапірних водоводів. Трубопроводи з чавунних труб споруджують на тиск 1,0 МПа і 1,6 МПа. Азбоцементні труби для водоводів виготовляють на тиск 0,6; 0,9; 1,2 МПа діаметром до 500 мм. Залізобетонні труби для водоводів діаметром 500-1600 мм виготовляють попередньо-напруженими.

Для регулювання подачі води споживачам і підтримання в мережі рівномірного тиску споруджують залізобетонні, цегляні і металічні водонапірні башти, які служать регулятором.

При експлуатації нафтобаз утворюються стічні води, які діляться на побутові, виробничі і дощові. Для збирання, транспорту і очищення стоків споруджують систему каналізації. На нафтобазах звичайно споруджують виробничо-дощову і побутову каналізацію.

Мережа виробничо-дощової каналізації включає водоприймачі, трубопроводи каналізації, збірні колектори і очисні споруди. Водоприймачі являють собою бетонні колодязі, до яких підводяться лотки. Всі лінії каналізації через колодязі під'єднують до каналізаційних колекторів, по яких стоки надходять на очисні споруди, призначені для очищення вод від нафти і нафтопродуктів для запобігання забруднення навколишнього середовища.

### **1.10. Проектування нафтобаз**

Проектній розробці великооб'ємної нафтобази передуює складання техніко-економічного обґрунтування (ТЕО), яке підтверджує економічну доцільність і господарську необхідність проектування і будівництва нафтобази.

Техніко-економічне обґрунтування — документ, який уточнює об'єми і направлення вантажо-потоків, наявність залізничних, шосейних і водних шляхів, джерел електро-тепловодопостачання, наявність місцевих будівельних матеріалів.

Техніко-економічне обґрунтування - найважливіший документ техніко-економічних показників нафтобази та її будівництва.

Основні умови будівництва нафтобази, передбачені в ТЕО, повинні бути погоджені з відповідними міністерствами і відомствами і затверджені в установленому порядку. На основі погодженого і затвердженого ТЕО замовник при безпосередній участі проектної організації складає завдання на проектування, в якому повинні бути вказані: підстава для проектування нафтобази; район, пункт і площадка будівництва; номенклатура нафтопродуктів і річний вантажообіг нафтобази; режим роботи нафтобази; основні джерела забезпечення нафтобази нафтою і нафтопродуктами з вказівкою транспорту для доставки, водою для господарських і промислових потреб, гарячою водою, технологічною парою, електроенергією, стисненим повітрям, газом та ін.; вказівки щодо очищення і скидання стічних вод; спосіб постачання нафтопродуктами споживачів; необхідність примикання до залізничних шляхів і автодоріг загальної сітки; плани подальшого розширення нафтобази; заплановані строки будівництва нафтобази; розмір капітальних вкладень.

Крім вищевказаних даних замовник повинен передати проектній організації: рішення виконкому місцевої Ради народних депутатів про узгодження ділянки для будівництва нафтобази; земельний паспорт; довідку про включення нафтобази в план капітального будівництва; ситуаційний план; копії топографічного плану і схему комунікацій на плані з точками приєднання до усіх зовнішніх мереж; дані для проектування об'єктів житлового та комунально-побутового будівництва. Накреслені проектні рішення повинні бути погоджені з відповідними галузевими міністерствами і відомствами (охорони здоров'я, енергетики, електрифікації, рибного господарства, цивільної авіації, шляхів сполучення, меліорації і водного господарства).

Проектування нафтобаз I, а іноді і II категорії проводиться двома стадіями, т.б. технічний проект і робочі креслення. Для будівництва невеликих нафтобаз (II і III категорії) розробляють техпроект, т.б. проектування проводиться на одній стадії.

Майданчик під будівництво нафтобази повинен відповідати певним вимогам. Перш за все, площу під будівництво

слід визначати з урахуванням як площі всіх об'єктів, що споруджуються, так і протипожежних розривів.

Загальну площу можна визначити за формулою

$$F = \sum F_3 / K_3, \quad (1.8)$$

де  $\sum F_3$  — сума площ усіх споруд нафтобази;

$K_3$  — коефіцієнт забудови /  $K_3 = 0,20 \div 0,30$  /.

Орієнтовно площу земельної ділянки можна визначити за табл. 1.7

Таблиця 1.7

Орієнтовна площа земельної ділянки нафтобази залежно від  
вмісткості резервуарного парку

Вмісткість резервуарного парку, м <sup>3</sup>	Площа земельної ділянки під нафтобазу, га	Вмісткість резервуарного парку, м <sup>3</sup>	Площа земельної ділянки під нафтобазу, га
1500	1,5 - 2,0	25000	20,0 - 21,0
4000	3,5 - 4,0	30000	22,0 - 24,0
6000	4,5 - 6,0	40000	25,0 - 27,0
10000	8,5 - 10,5	50000	27,0 - 29,0
15000	10,0 - 12,0	100000	34,0 - 36,0
20000	15,0 - 19,0		

Площадку під будівництво нафтобази вибирають з урахуванням таких умов:

— вона повинна бути розташована на непридатних для сільськогосподарського використання землях;

— її необхідно вибирати у відповідності з генеральним планом розвитку району;

— майданчики під нафтобазу, а головне резервуарні парки, як правило, повинні бути розташовані на більш низьких відмітках землі по відношенню до відміток території сусідніх населених пунктів, залізничних і шосейних доріг загальної сітки;

— бажано розміщувати нафтобази коло берегів річок на відстань понад як 200 м від кромки води (при максимальному рівні).

Якщо ця відстань буде 200 м і менше, то площадку потрібно вибирати нижче (за течією річки) причалів, річкових вокзалів, рейдів і місць постійного базування флоту, гідро-



електростанцій, гідротехнічних споруд, суднобудівельних і судноремонтних заводів на відстані від них не менше 100 м. Допускається розміщувати нафтобази вище (за течією річки) вказаних об'єктів на відстані: 3000 м для категорії I, 2000 м для категорії II і 1500 м для категорії III від гідроелектростанцій, суднобудівельних і судноремонтних заводів і 1000 м від інших об'єктів.

Після вибору району будівництва, картографічного, геологічного і гідрогеологічного досліджень накреслюють декілька варіантів розміщення нафтобази.

Приймають до проектування той варіант, який краще відповідає нижчепереліченим вимогам будівництва нафтобази:

— нафтобаза повинна бути розташована з підвітряної сторони від населених пунктів;

— рельєф майданчика повинен бути спокійним, але бажано з нахилом для стікання осадкових вод;

— майданчик не повинен мати підземних джерел, струмків і періодичних коливань ґрунтових вод, карстових і зсувних явищ.

Ґрунт повинен бути складений з корінних порід, з низькою спроможністю не менше 0,1 МПа і які можуть витримати розрахункове навантаження:

— повинні бути витримані санітарні норми з граничної концентрації шкідливих викидів у атмосферу і водойми;

— майданчик повинен зручно примикати до транспортних і комунальних комунікацій;

— майданчик повинен розміщуватися недалеко від населеного пункту;

— розміщення і розміри майданчика повинні забезпечити відстань між об'єктами нафтобази, а також між нафтобазою і сусідніми підприємствами, не меншу встановлених у БНіП і наведених у табл. 1.8, 1.9, 1.10.

Загальне планування площадки нафтобази, яке відображається на генеральному плані, являє собою комплексне розміщення на місцевості усіх об'єктів нафтобази, включаючи дороги і під'їзди. Для складання генерального плану проводять горизонтальне і вертикальне планування території майбутньої нафтобази.

Горизонтальне планування - це розміщення всіх об'єктів нафтобази на місцевості (за зонами) з урахуванням проти-

пожежних розривів і забезпечення технологічного зв'язку між об'єктами (зонами) і зручності експлуатації.

Від правильного розміщення об'єктів, що споруджуються на місцевості, залежить як безпека їх експлуатації, так і величина капітальних вкладень у будівництво з врахуванням довжини комунікацій, доріг, проїздів, зниження непродуктивних переміщень вантажів і т.п.

Таблиця 1.8

Відстань (в м) від будівель і споруд нафтобази до сусідніх з нею будівель, споруд і об'єктів

Будівлі, споруди і об'єкти	Категорія	
	I	II і III
1. Будівлі і споруди сусідніх підприємств	100	40
2. Лісові масиви:		
хвойних порід	100	50
листяних порід	20	20
3. Склади лісових матеріалів, торфу, волокнистих речовин, сіна, соломи	100	50
4. Залізничі загальної сітки:		
на станціях	100	80
на роз'їздах і платформах	80	60
на перегонах	50	40
5. Автомобільні дороги загальної сітки:		
категорій I, II, III	50	30
категорій IV і V	30	20
6. Житлові і громадські будинки населених пунктів	200	100
7. Роздаточні колонки автозаправних станцій загального користування	30	30
8. Повітряні лінії електропередач	за ПУЕ	за ПУЕ

Вертикальне планування — це проектування рельєфу місцевості. При вертикальному плануванні вирішується завдання розміщення об'єктів нафтобази по висоті. Основна мета вертикального планування - досягнення балансу земельних робіт, т.б. вирівнювання об'ємів виїмок і насипів. Від правильності вирішення завдання вертикального планування залежить загальний об'єм земельних робіт на площадці, а від цього і вартість будівництва.

Таблиця 1.9

Мінімальні відстані від наземних резервуарів нафтобази до інших будівель і споруд, м

Будівлі і споруди	Категорія	
	I	II III
1. Зливно-наливні пристрої для суден (зливно-наливні причали і пірси)	75	50
2. Зливно-наливні пристрої для залізничних цистерн (залізничні зливно-наливні естакади)	30	20
3. Зливно-наливні пристрої для автомобільних цистерн, продуктові насоси, розливні та роздавальні майданчики для зберігання нафтопродуктів в тарі	30	15
4. Водопровідні і протипожежні насосні станції, пожежне депо, протипожежні водойми	40	40
5. Каналізаційні очисні споруди виробничих стічних вод (з нафтою і нафтопродуктами): ставки-відстійники, шлаконаповнювачі флотаційні установки	30 30	30 30
6. Будівлі і споруди з виробничими процесами відкритого вогню	60	60
7. Інші будинки і споруди складу	20	20
8. Повітряні лінії електропередач	за ПУЕ	за ПУЕ

Крім того, при вертикальному плануванні вирішуються завдання технологічного плану: забезпечення нахилу нафтопродуктопроводів в напрямі основних вантажопотоків, можливість видалення з площадки дощових та талих вод, прокладання каналізації та інше.

**Таблиця 1.10**

**Мінімальні відстані від наземних і підземних продуктопроводів нафтобази з тиском до 2,5 МПа до будинків, споруд та інженерних мереж, м**

Будинки, споруди та інженерні мережі	Наземні	Підземні
1. Фундаменти будинків і споруд (крім резервуарів для нафти і нафтопродуктів)	3,0	3,0
2. Резервуари для нафти і нафтопродуктів	3,0	4,0 (але не менше, ніж глибина траншеї)
3. Фундаменти огорожі складу, прожекторних мачт, галерей, естакад трубопроводів, контактної сітки	1,0	1,5
4. Вісь шляху залізниць	4,0	4,0
5. Автомобільні дороги	1,5	1,5
6. Фундаменти опор повітряних ліній електропередач:		
до 1 кВ і зовнішнього освітлення	1,0	1,5
1 ... 35 кВ	5,0	5,0
понад 35 кВ	10,0	10,0
7. Водопровід, каналізація, дренаж	1,5	1,5
8. Теплопроводи	1,0	1,0
9. Кабелі до 35 кВ і кабелі зв'язку	1,0	1,0

Генеральний план нафтобази - важливіша частина проекту. При його розробці враховуються всі умови рельєфу, геологічні і гідрогеологічні особливості площадки, ґрунти, можливі під'їзди залізниць і шосейних доріг, підводи магістральних нафтопродуктопроводів, примикання до сіток водопроводу, каналізації, теплопостачання, електроенергії, газу, метеорологічні і кліматичні умови (рис. 1.23).

Генеральний план нафтобази необхідно розробляти строго за нормами проектування складів нафти і нафтопродуктів. Щільність забудови за генеральним планом повинна бути не менше 30 % для нафтобаз категорії 1, 25 % — для категорії II і 20 % — для категорії III. Об'єкти нафтобази на генеральному плані повинні бути розміщені за зонами (рис. 1.2).

**Перша зона** залізничного прийому і відпуску нафти і нафтопродуктів. Майданчик для зливно-наливної естакади повинен мати нахил для стоку рідини і розміщуватися на прямій ділянці залізничного шляху. Залізничний тупик естакади повинен бути на 30 м довший від самої естакади. Усі зливно-наливні пристрої для нафти і нафтопродуктів повинні бути закритими, за винятком пристроїв для мазуту і нафтопродуктів з температурою спалаху понад 393 К. Зливно-наливні естакади і нафтопродуктопроводи потрібно розміщувати за генеральним планом з дотриманням протипожежних розривів, передбачених відповідними нормами.

**Другу зону** водного прийому і відпуску нафти і нафтопродуктів з причальними спорудами розміщують відокремлено, як правило, поза територією нафтобази. Зливно-наливні причали повинні розташовуватися нижче (за течією) судохідних річок на відстані не менше: 1000 м від рейдів та місць постійної стоянки флоту; 300 м від мостів, водозаборів та інших причалів. Зливно-наливні причали повинні розміщуватися вище (за течією) судохідних річок на відстані не менше: 5000 м від рейдів та місць постійної стоянки флоту; 3000 м від мостів, водозаборів та інших причалів.

**У третій зоні** резервуарного зберігання резервуарні парки повинні розташовуватись на більш низьких ділянках по відношенню до сусідніх територій, де розміщені населені пункти, підприємства, шосейні дороги та залізниці. Розміщуючи резервуарні парки на нафтобазах, необхідно враховувати протипожежні розриви, передбачені відповідними нормами. Резервуари розміщують у парках групами (рис. 1.5).

Трубопровід

Захисна зона

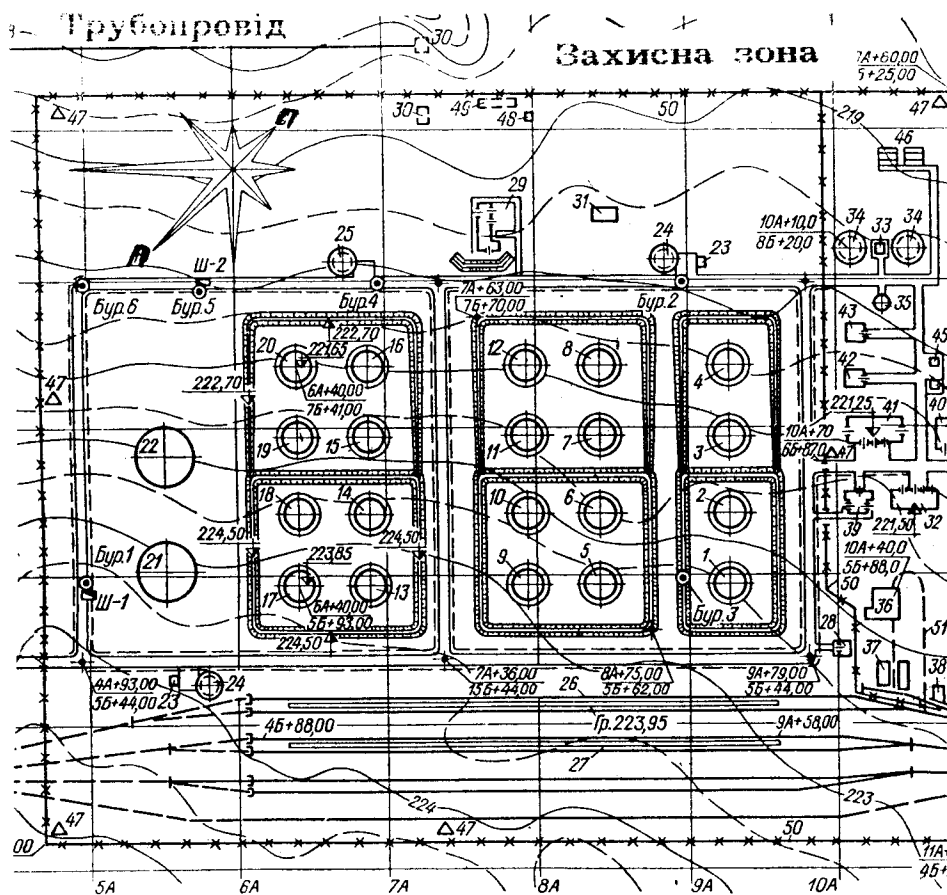


Рис. 1.23. Генеральний план нафтобазис:

1-22 — резервуари; 23 — склад пінопорошку; 24-25 — водоймища; 26-27 — залізничні наливні естакади; 28 — приміщення для наливальників; 29 — наливна насосна станція; 30 — вузли приймання нафтопродукту із магістрального продуктопроводу; 31 — трансформаторна підстанція; 32 — механічна майстерня; 33 — водонасосна станція; 34 — резервуари для води; 35 — водонапірна башта; 36 — котельня; 37 — площадка для палива; 38 — площадка для золи; 39 — побутове приміщення; 40 — контора; 41 — пожежне депо; 42 — приміщення охорони; 43 — вузол зв'язку; 44 — лабораторія; 45 — склад проб; 46 — вольєр для собак; 47 — сторожеский пост; 48 — піскоуловлювач; 49 — нафтоуловлювач; 50 — огорожа; 51 — вузкоколейка; 52 — залізничні шляхи

**Четверта зона** роздрібненого відпуску може розташовуватись відокремлено з огорожею і самостійним в'їздом і виїздом.

**П'яту зону** очисних споруд розміщують у віддалених і найбільш низьких місцях, щоб стоки текли самі. Відстань від очисних споруд нафтобази повинна бути не менше 15 м для легкоспалахуючих нафти і нафтопродуктів та 10 м від пальних.

**Шоста зона** підсобних приміщень і споруд розміщується поза зоною технологічного призначення. Вона також забезпечує і протипожежні заходи:

— на нафтобазах категорії I повинна знаходитися установка автоматичного пожежогасіння, яка має у своєму складі насосну станцію, резервуари для води, піноутворювача або його розчину, трубопроводи для подання розчину піноутворювача до генераторів піни і засобів автоматики;

— на нафтобазах категорій II і III повинні знаходитися установки неавтоматичного пожежогасіння та пересувні насосні установки.

Всі зони нафтобази зв'язані між собою закільцьованими дорогами. Служби нафтобази обслуговуються загальним телефонним зв'язком. Житло нафтобази та культурно-побутові служби розміщуються поза зоною нафтобази.

### **1.11. Обчислення об'єму земляних робіт при будівництві нафтобази**

Земляні роботи мають велике значення в комплексі будівельно-монтажних робіт та спорудження нафтобази і потребують витрат значних коштів, а тому необхідно якомога точніше визначити їх об'єм з урахуванням місцевих умов, за яких ведеться будівництво, і методів виробництва робіт. Залежно від об'ємів земляних робіт вибирають спосіб їх ведення, типи і потужності машин.

Проведення розрахунків об'ємів земляних робіт пов'язане з вертикальним плануванням будівельного майданчика.

Вертикальне планування буває трьох видів: суцільне, вибіркове і зональне. При суцільній системі планування роботи охоплюють всю площу нафтобази. При вибірковій системі планують тільки ділянки, на яких безпосередньо розташовані об'єкти бази, а на території, що залишилась, зберігається природний рельєф. Це найбільш поширена система

планування нафтобази. При зональній системі виділяють зони суцільного і вибіркового планування.

Розрахунок об'ємів земляних робіт ведеться за методом квадратів.

Для підрахунку складають картограму земляних мас, для чого використовують план ділянки забудови, на якій рельєф зображено горизонталями (рис. 1.24 а). Вся ділянка забудови розбивається на квадрати з довжиною сторін 20 ... 50 м. Ця квадратна сітка накладається на план ділянки з горизонталями. Біля вершин квадратів ставлять чорні відмітки, отримані інтерполяцією горизонталей (геодезичні відмітки). Над чорними відмітками наносять червоні (проектні) відмітки, потім обчислюють робочі відмітки (як різницю між чорними і червоними) і наносять на картограму земляних мас (рис. 1.24, б). Якщо ця різниця позитивна, потрібно зрізати ґрунт, а якщо від'ємна - підсипати його. Через точки, для яких чорні і червоні відмітки збігаються, проводять лінію нульових робіт. Після цього починають обчислення об'ємів земляних робіт.

При однаковому знаку всіх кутів квадрату з висотою відмітки  $h$  об'єм земляних робіт можна підрахувати за формулою

$$V_3 = \frac{1}{4} F \sum_{i=1}^4 h_i, \quad (1.9)$$

де  $F$  — площа квадрата.

Якщо відмітки кутів квадрата мають різні знаки і величини, то об'єми земляних робіт (насіп і виїмка) підраховують для кожного квадрата сітки

$$V_3 = \frac{h_1 + h_2 + h_3 + h_4}{4} F_k \quad (1.10)$$

де  $V_3$  — об'єм земляної маси квадрата;

$h_1, h_2, h_3, h_4$  — робочі відмітки вершин квадрата;

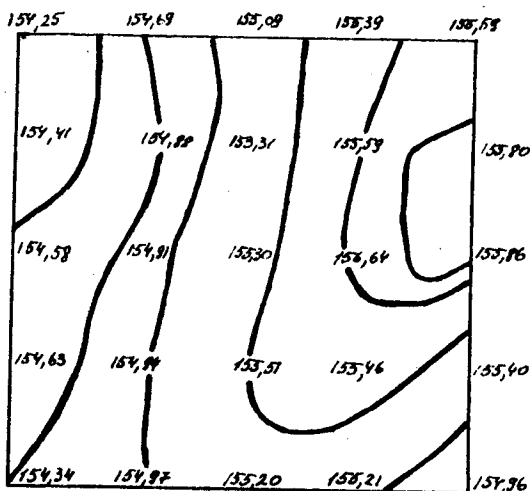
$F_k$  — площа квадрата.

Якщо квадрат розділено на прямокутні трикутники або багатокутники, то визначають середні робочі відмітки і площі окремо для кожної з цих геометричних фігур.

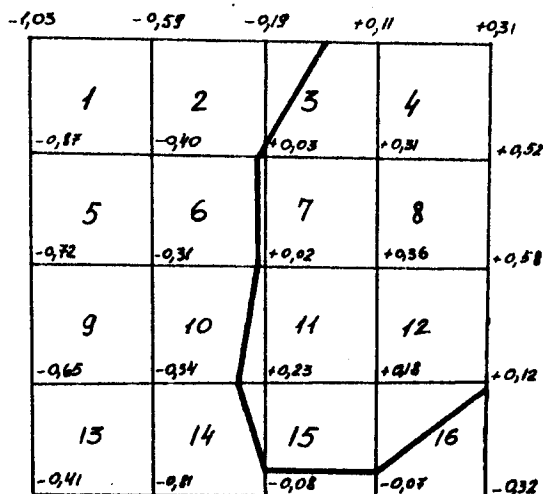
Об'єм земельної маси на площі трикутника



$$V = \frac{dl}{2} h_{cp.} \quad (1.11)$$



а



б

Рис. 1.24. Горизонталі і картограма земляних мас:  
 а — план ділянки з горизонталями; б — картограма земляних мас з  
 робочими відмітками в усіх вершинах квадратів (жирною лінією пока-  
 зано лінію нульових робіт)

Об'єм земельної маси на площі багатокутника

$$V_3 = \left(a^2 - \frac{dl}{2}\right) h_{\text{ср}}, \quad (1.12)$$

де  $V_3$  — об'єм земляних робіт, м<sup>3</sup>;  
 $a$  — сторона повного квадрата, м;  
 $d$  і  $l$  — довжина катетів прямокутника, м;  
 $h_{\text{ср}}$  — середня робоча відмітка даної геометричної фігури.

Об'єм обчислюють за таблицею, в яку записують номери квадратів, середні робочі відмітки і площі її основи. В кінці таблиці пишуть загальний об'єм виїмок і насипів і зводять земельний баланс робіт, тобто визначають кількість, лишку або нестачі ґрунту.

### КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що являє собою нафтобаза?
2. Класифікація нафтобаз.
3. Що таке коефіцієнт забезпечення місткостями і як він визначається?
4. Основні операції, що здійснюються на нафтобазах?
5. Які основні споруди нафтобаз і як вони розміщуються за зонами?
6. Як розміщуються резервуари у резервуарному парку?
7. Визначення об'єму резервуарного парку.
8. Як здійснюється вибір типу резервуара?
9. Що таке коефіцієнт обертання, заповнення і використання резервуара?
10. Як прокладаються технологічні трубопроводи нафтобаз?
11. Споруди і пристрої для приймання і відпуску нафтопродуктів.
12. Очисні споруди нафтобаз, їх призначення і конструкції.
13. Основні положення проектування нафтобаз.
14. Вертикальне і горизонтальне планування нафтобаз.
15. Визначення об'єму земляних робіт при спорудженні нафтобаз.

---

## 2. СТАЛІВІ РЕЗЕРВУАРИ ДЛЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

### 2.1. Особливості експлуатації і класифікація сталевих резервуарів

Відомо, що нафта складається з 82 - 87 % вуглецю, 12 - 18 % водню, 13 % кисню, 1,7 % азоту та ін. Основну масу нафти складає вуглець. Вміст сірчаних з'єднань коливається від 0,1 до 5,5 %.

Нафта і нафтопродукти мають специфічні властивості, які суттєво впливають на організацію процесу їх зберігання. Основними фізичними властивостями нафти і нафтопродуктів, котрі потрібно враховувати при наливі, зливі, зберіганні і виконанні інших операцій на нафтобазах, — це вибухонебезпечність, пожежонебезпечність, токсичність, в'язкість, спроможність до електризації, густина, випаровуваність. Висока випаровуваність більшості сортів сирової нафти і світлих нафтопродуктів призводить до значних втрат при їх зберіганні у сталевих резервуарах, причому ці втрати бувають як кількісні, так і якісні, так як випаровуються головним чином найбільш легкі і цінні фракції пального. При зберіганні в резервуарах нафтопродукти підпадають впливу оточуючих їх атмосферних умов. Так, внаслідок добових змін температури і тиску атмосферного повітря відбуваються втрати від малих "дыхань", тобто витискається в атмосферу пароповітряна суміш при підвищенні тиску в газовому просторі через дихаючий клапан.

Втрати від малих "дыхань" в резервуарах залежать від об'єму газового простору і розрахункового надлишкового тиску. Чим менший об'єм газового простору і більший розрахунковий надлишковий тиск, тим будуть менші втрати від малих "дыхань".

Окрім малих "дыхань" існують великі "дыхання" резервуарів, які дають значний процент втрат. Втрати від великих "дыхань" відбуваються внаслідок витіснення пароповітряної суміші при заповненні і зливі резервуара. Втрати від великих "дыхань" при заповненні резервуара бензином у літній час приблизно складають  $0,55 \text{ кг/м}^3$ , а в зимовий час —  $0,35 \text{ кг/м}^3$ . Втрати від великих "дыхань" при зливі з резервуара нафтопродуктів складають  $0,1 \text{ кг/м}^3$ . Втрати від малих і великих

"дихань" залежать в більшості випадків від об'єму резервуара і коефіцієнта його обіговості, що видно з графіка (рис. 2.1).

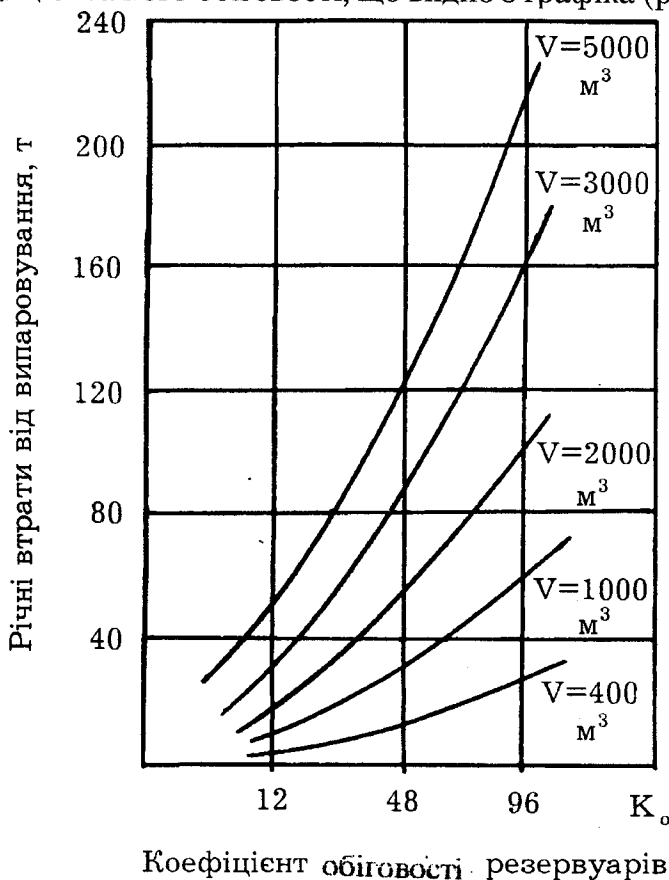
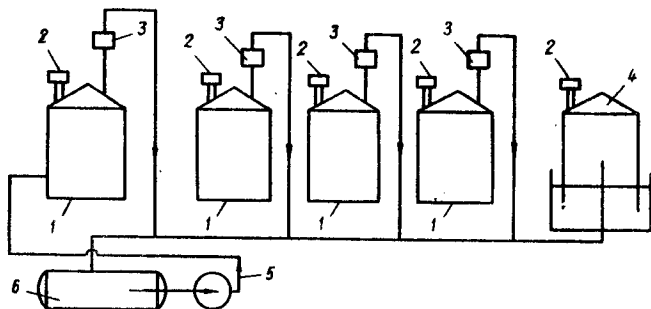


Рис. 2.1. Залежність річних втрат нафтопродуктів від коефіцієнта обіговості ( $K_0$ )

Основними шляхами зменшення втрат нафтопродуктів при їх зберіганні в сталевих резервуарах слід вважати:

зберігання легковипаровувальних нафтопродуктів у резервуарах з плаваючим дахом або понтоном;

забезпечення відведення із резервуарів пароповітряної суміші, що витісняється, по трубопроводу у спеціальний газозбірник - резервуар з "дихаючим" дахом або газгольдер, тобто спорудження системи для уловлювання парів нафти або нафтопродуктів (рис. 2.2);



**Рис. 2.2. Схема газорівнюючої системи з газозбірником:**

1 — резервуари з бензином; 2 — дихаючі клапани; 3 — вогнезатримувач; 4 — газозбірник; 5 — насос; 6 — збірник нафтопродуктів

зберігання нафтопродуктів у заглиблених резервуарах і резервуарах спеціальної конструкції (краплеподібних, з сферичним покриттям, кульових);

зберігання нафтопродуктів у резервуарах великих об'ємів, для яких питомі втрати будуть меншими. Так, при збільшенні об'ємів резервуарів втрати нафтопродуктів зменшуються;

Об'єм резервуарів, м <sup>3</sup>	200	400	1000	2000	5000	10000
Річні втрати, %	5,75	5,0	4,25	3,75	3,25	2,75

встановлення дисків-відбивачів під дихаючим клапаном всередині резервуара, за допомогою яких змінюється напрям повітря, що входить, з вертикального на горизонтальне.

Сталеві резервуари для зберігання нафти і нафтопродуктів, що знаходяться в експлуатації, різноманітні за конструкцією залежно від призначення (технологічних параметрів), розміщення резервуарів (наземні, підземні), форми (вертикальні циліндричні, горизонтальні циліндричні, сфероциліндричні, траншейні, краплеподібні).

Залежно від величини робочого тиску в газовому просторі вони класифікуються на: резервуари без тиску, низького тиску до 0,002 МПа і підвищеного тиску до 0,07 МПа; за конструкцією покриття: з стаціонарним покриттям і плаваючим дахом.

Найбільш розповсюджений тип резервуарів — вертикальні циліндричні, які у свою чергу підрозділяються на резервуари: з конічним щитовим покриттям, зі сферичним

покриттям обох типів з понтоном, з плаваючим дахом, з ди-  
хаючим дахом, з безмоментним дахом, зі сфероциліндрич-  
ним або торосферичним покриттям.

Сталеві резервуари в Україні в основному споруджують-  
ся об'ємом від 75 до 30000 м<sup>3</sup> як дослідні, розроблені кон-  
струкції резервуарів об'ємом 50000 і 100000 м<sup>3</sup> з понтоном  
і плаваючим дахом.

У зарубіжній практиці циліндричні резервуари для збері-  
гання нафти і нафтопродуктів відрізняються великою кіль-  
кістю типорозмірів і об'ємом. Так, в США резервуарів об'є-  
мом від 27 до 9000 м<sup>3</sup> є 98 типів, а від 10000 до 30000 ще 39 типів.  
Найменше типів резервуарів у Франції, Італії, Німеччині.

З 60-х років у зарубіжних країнах почалось будівництво  
резервуарів об'ємом 100000 м<sup>3</sup> і більше. Ці унікальні резер-  
вуари для зберігання сирової нафти одержали розповсюджен-  
ня в США, Японії, Голландії, Німеччині, Франції, Венесуелі,  
Ірані, Саудовській Аравії. Великі нафтові резервуари спор-  
уджені у Венесуелі об'ємом 150000 м<sup>3</sup> і в Ірані — 160000 м<sup>3</sup>.  
У Нідерландах у великому порту Юропорт побудовано 10  
резервуарів об'ємом по 100000 м<sup>3</sup> для зберігання нафти, ви-  
сота таких резервуарів 22 м, а діаметр 78 м. В Японії споруд-  
жена група резервуарів об'ємом 150000 м<sup>3</sup>, висотою 22 м і  
товщиною стінки 42 мм.

## **2.2. Типові конструкції вертикальних циліндричних резервуарів з стаціонарним дахом**

Найбільш розповсюдженим типом резервуарів у системі  
нафтопродуктозабезпечення України є вертикальні сталеві  
циліндричні резервуари зі стаціонарним дахом. Ці резервуа-  
ри відрізняються між собою в основному конструкцією по-  
криття і об'ємом. За об'ємом типові резервуари регламенту-  
ються нормальним рядом: 100; 200; 300; 400; 500; 700; 1000;  
2000; 3000; 5000; 10000; 15000; 20000; 30000 і 50000 м<sup>3</sup>.  
Конструкції цих резервуарів розраховані на надлишковий  
тиск у газовому просторі до 2000 Па (табл. 2.1).

В цю групу входять резервуари:

об'ємом 100-400 м<sup>3</sup> без опор, з конічним покриттям, що  
спирається на стінку резервуара;

об'ємом 2000, 3000 і 5000 м<sup>3</sup> з конічним покриттям, яке  
спирається на центральний стоек - опору і стінку резервуара;

об'ємом 10000 - 30000 м<sup>3</sup> з сферичним покриттям.

Таблиця 2.1

Техніко-економічні показники вертикальних циліндричних резервуарів із стаціонарним дахом

Показник	Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>											
	200	300	400	700	1000	2000	3000	5000	10000	15000	20000	30000
Корисний об'єм, м <sup>3</sup>	215	318	402	729	975	2067	3198	4975	11000	15830	21540	28100
Висота стінки, м	5,98	7,45	7,45	8,94	11,92	11,92	11,92	14,90	7,90	17,90	7,90	17,90
Діаметр резервуара, м	6,63	7,58	8,53	10,43	10,47	15,18	18,98	20,92	28,50	34,20	39,90	45,60
Кількість поясів	4	5	5	6	8	8	8	8	10	10	10	10
Маса, т:												
загальна	7,94	10,57	12,36	17,75	23,69	48,21	66,38	96,6	199,09	283,1	383,4	492,15
днища	1,14	1,48	1,87	2,58	2,75	7,07	11,72	16,28	29,74	48,16	64,87	88,8
стінки	3,96	5,66	6,37	9,42	12,45	27,17	34,68	59,17	119,72	165,31	217,92	271,7
покриття	1,44	2,0	2,61	3,22	3,22	7,45	13,50	18,78	33,23	48,48	71,09	97,30
опорного кільця	-	-	-	-	-	-	-	-	8,77	13,12	20,78	25,50

Всі резервуари даного нормального ряду (крім у деяких випадках резервуари об'ємом  $50000 \text{ м}^3$ ) будують індустріальним методом із рулонних заготовок. Резервуари об'ємом  $50000 \text{ м}^3$  споруджують як індустріальним, так і полистовим методами. В теперішній час у світовій практиці має місце тенденція до збільшення об'ємів резервуарів при спорудженні великих резервуарних парків. Так в деяких країнах споруджені резервуари об'ємом  $100000$ ;  $150000$  і навіть  $200000 \text{ м}^3$ . Ця тенденція пояснюється тим, що під великі резервуари потрібна менша площа забудови, при їх спорудженні зменшуються капітальні витрати.

Складність у створенні резервуарів об'ємом  $100000 \text{ м}^3$  полягає в тому, що за розрахунком для них потрібна товщина стінки (в нижніх поясах)  $28\text{--}35 \text{ мм}$ , в той час як рулонуванню піддаються товщини не більше  $16\text{--}18 \text{ мм}$ , тому будівництво таких резервуарів потрібно проводити полистовим методом.

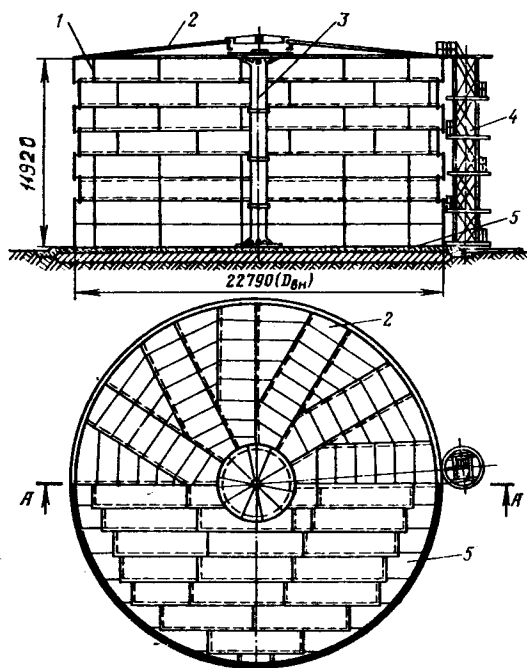
Найбільше розповсюдження на нафтобазах України одержали резервуари об'ємом  $1000$ ,  $2000$ ,  $3000$ ,  $5000$ ,  $10000$ ,  $20000$  і  $30000 \text{ м}^3$ .

Конструкції резервуарів  $2000$ ,  $3000$  і  $5000 \text{ м}^3$  відрізняються від інших конструкцій тим, що вони мають центральний стояк і центральний щит (рис. 2.3). У цих конструкціях резервуарів щити покриття спираються на стінку резервуара і центральний щит, встановлений на стояку. Полотнища днища виготовляються з листової сталі розмірами  $4 \times 1500 \times 6000$ . Днище у вигляді двох половин згортається у рулон і намотується на барабан, яким служить центральний стояк. Полотнище стінки виготовляється суцільним з листової сталі розміром  $1500 \times 6000 \text{ мм}$  і транспортується у вигляді одного рулону довжиною  $12 \text{ м}$  і діаметром  $3\text{--}3,25 \text{ м}$ .

Покриття резервуара складається із сегментних плоских щитів і центрального круглого щита. Центральний стояк виготовляється з сталеві труби діаметром  $426 \text{ мм}$  висотою  $12000 \text{ мм}$ . Покриття резервуара складається із початкового щита, відповідно  $12$  і  $16$  проміжних і одного замикаючого щита.

В конструкціях резервуарів  $5000 \text{ м}^3$  днище складається з центральної частини товщиною  $5 \text{ мм}$  і окрайків товщиною  $8 \text{ мм}$ . Днище поставляється на площадку у вигляді двох полотнищ, згорнутих в один рулон. Матеріал днища і окрайок — сталь марок ВСтЗсп і ВСтЗсп5.





**Рис. 2.3. Резервуар об'ємом 5000 м<sup>3</sup> з центральним стояком:**  
 1 — стінка; 2 — щитовий дах; 3 — центральний стояк;  
 4 — шахтова драбина; 5 — днище

Стінка корпусу резервуара складається з восьми поясів з товщиною 9, 8, 7 мм і 6 мм, починаючи з четвертого поясу.

Конструкції резервуарів об'ємом 10000, 15000, 20000 і 30000, розроблені за типовими проектами, мають плоске днище, вертикальну циліндричну стінку, покриття у вигляді сферичного купола, площадки і огорожі для обслуговування обладнання, розміщеного на даху, і шахтову драбину.

Характеристики конструктивних елементів резервуарів подано у таблиці 2.2.

Днище резервуара 10000 м<sup>3</sup> складається з центральної частини товщиною 5 мм і 18 крайків (сегментного типу) товщиною 9 мм. Центральна частина днища поставляється у вигляді чотирьох полотнищ, згорнутих в один рулон. Стінка резервуара складається з двох рулонів, причому один рулон нагорнутий на спеціальний барабан, а другий — на шахтову драбину.

Таблиця 2.2

## Параметри конструктивних елементів резервуарів

Показники	Об'єм резервуарів, м <sup>3</sup>			
	10000	15000	20000	30000
1	2	3	4	5
Діаметр полотнищ днища, мм	28500	34200	39900	45600
Розміри центральної частини днища, мм	5x1500x600	6x1800x800	6x1800x800	6x1800x800
Розміри сегментних крайків, мм	12x1500x6000	9x1500x6000	6x1500x6000	6x1500x6000
Розміри полотнищ стінки, мм	1800x8000	1800x8000	1800x8000	1800x8000
Кількість елементів центрального опорного кільця покриття	14	16	22	24
Кількість щитів сферичного покриття	28	32	36	48

1	2	3	4	5
Товщина листів (мм) циліндричної стінки резервуара при $P_H = 2000 \text{ Па}$ :				
перший	12	14	14	15
другий	10	13	13	14
третій	9	11	11	13
четвертий	9	10	10	13
п'ятий	9	9	10	13
шостий	9	7	10	13
сьомий	9	7	10	13
восьмий	9	7	10	13
дев'ятий	9	7	10	13
десятий	9	7	10	13

По верхньому краю стінки всередині резервуара встановлене верхнє опорне кільце із швелера № 24 і горизонтального листа товщиною 14-16 мм.

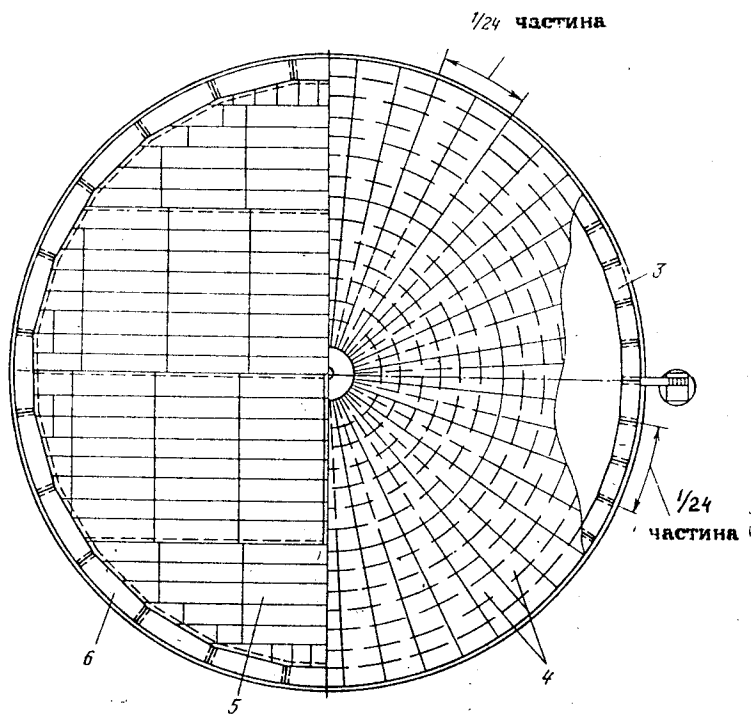
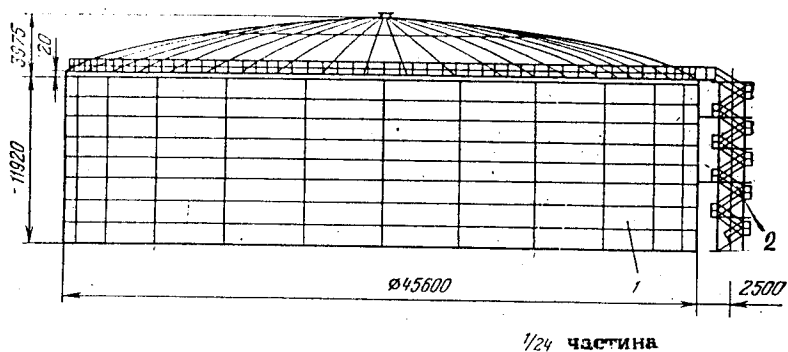
Покриття резервуара являє собою сферичний купол радіусом 50 м, що складається з несучих елементів і настилу товщиною 4 мм.

Поставка покриття у вигляді 32 радіальних щитів. Маса стінки резервуара залежно від варіантів виконання може бути від 78 до 106 т.

Вертикальний сталевий резервуар об'ємом  $20000 \text{ м}^3$  (рис. 2.4) за конструкцією подібний до резервуара  $10000 \text{ м}^3$ . Днище резервуара складається з чотирьох полотнищ, що згортаються у два рулони. Товщина центральної частини днища — 6 мм, товщина крайків — 9 мм.

Стінка резервуара поставляється у трьох рулонах. Нижні пояси і крайки виготовлені з низьколегованої сталі 09Г2С. Сферичне покриття резервуара виконане з 24 радіальних щитів.

Вертикальний сталевий резервуар об'ємом  $30000 \text{ м}^3$  впроваджено у практику будівництва у 70-х роках. Його конструкція відрізняється об'ємом  $20000 \text{ м}^3$  тим, що в нижніх восьми поясах стінки використовується високоміцна легрована сталь 16Г2АФ, яка дозволяє ролонувати полотнища товщиною до 18 мм.



**Рис. 2.4. Резервуар об'ємом 20000 м<sup>3</sup>:**  
 1 — стінка резервуара; 2 — шахтова драбина; 3 — верхнє опорне кільце; 4 — покриття; 5 — центральна частина днища; 6 — крайка днища

### 2.3. Резервуари з понтоном і плаваючим дахом

Для зменшення втрат легких фракцій нафтопродуктів від випаровування у світовій практиці широко застосовують резервуари з понтоном і плаваючим дахом, які дозволяють скоротити втрати від випаровування на 90-98 %. У таких резервуарах газовий простір зведено до нуля (табл. 2.3).

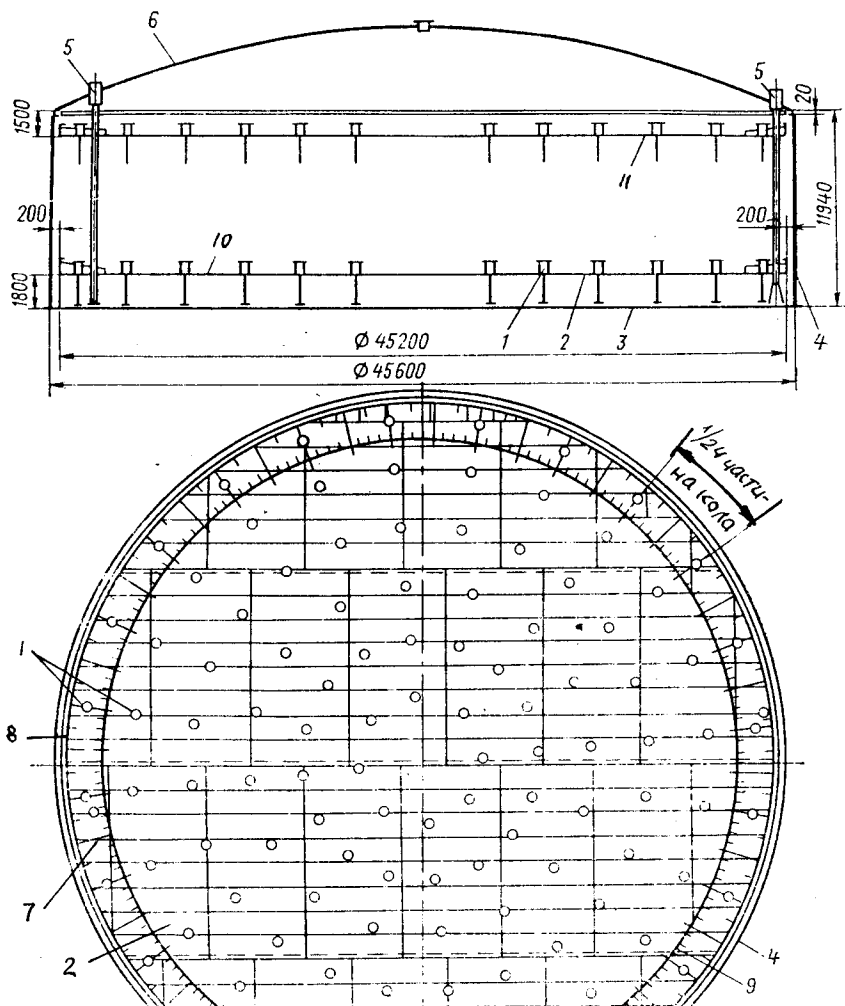
Таблиця 2.3  
Техніко-економічні показники циліндричних резервуарів з понтоном

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Діаметр, м	Висота стінки, м	Маса, т				Витрати сталі на 1 м <sup>3</sup> , кг
			загальна	понтонна	стінки	покриття	
200	6,63	5,98	10,14	2,2	3,96	1,44	47,16
300	7,58	7,45	13,26	2,69	5,66	2,0	41,70
400	8,53	7,45	15,55	3,19	6,37	2,61	58,68
700	10,43	8,94	22,47	4,71	9,42	3,22	30,82
1000	10,43	11,92	29,47	6,28	12,45	3,22	30,74
2000	15,18	11,92	56,10	7,89	27,17	7,45	27,14
3000	18,98	11,92	78,68	12,80	34,68	13,50	24,60
5000	20,92	14,90	112,22	15,62	59,17	18,78	22,56
10000	28,50	17,90	231,39	32,30	119,72	33,23	21,04
15000	34,20	17,90	331,27	48,50	165,31	48,48	20,93
20000	39,90	17,90	444,85	61,50	217,92	71,09	20,65
30000	45,60	17,90	569,95	77,80	271,70	97,30	20,28
50000	60,70	17,90	869,20	155,20	408,40	186,0	17,32

Резервуари з понтоном являють собою звичайну конструкцію типових вертикальних циліндричних резервуарів з стаціонарним дахом, всередині яких розташований плаваючий понтон. При заповненні місткості понтон піднімається до верхньої межі, а при опорожненні опускається на опори (рис. 2.5).

Конструкція понтона являє собою днище з листової сталі товщиною 4 мм, по периметру якого приварені два замкнуті кільцеві ребра, відстань між якими 2,8 м. Кільцеві ребра надають жорсткість всій конструкції понтона, при

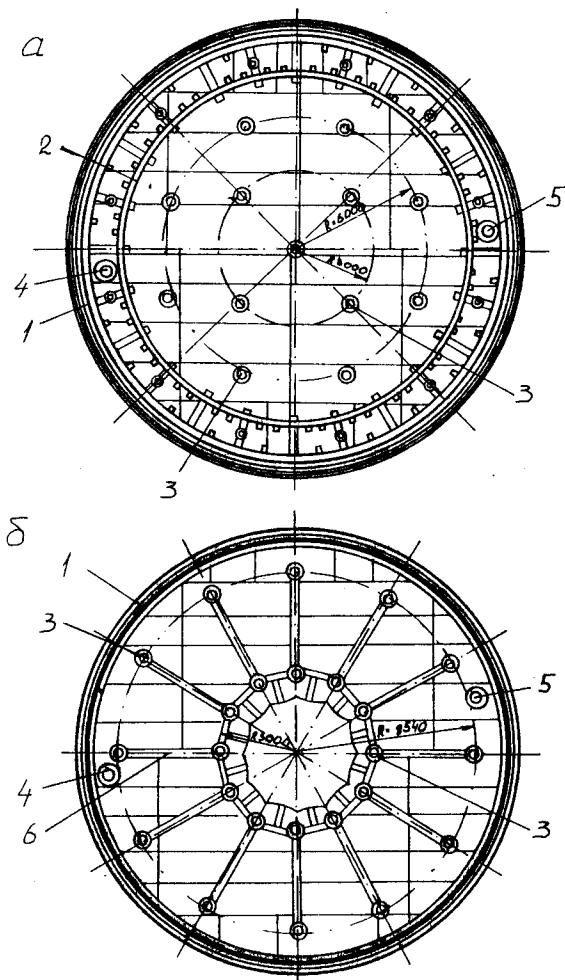
його русі при зливі і наливі нафтопродуктів, а також створюють плавучість на випадок затоплення його центральної частини. У нижньому положенні понтон опирається на трубчасті стояки висотою 1,8 м. Стояки понтона переміщуються разом з ним.



**Рис. 2.5. Резервуар об'ємом 20000 м<sup>3</sup> з понтоном:**

1 — опорні стояки понтона; 2 — центральна частина понтона; 3 — днище резервуара; 4 — стінка резервуара; 5 — направляюча труба; 6 — покриття резервуара; 7 — радіальні ребра жорсткості понтона; 8 — зовнішня кільцева стінка понтона; 9 — внутрішня кільцева стінка понтона; 10, 11 — нижнє і верхнє положення понтона на стояках

В резервуарах великих об'ємів розроблені дві конструкції типових понтонів з кільцевими і радіальними ребрами (рис. 2.6). Обидві конструкції понтонів являють собою днище, виготовлене з листової сталі.



**Рис. 2.6. Понтон з кільцевими (а) і радіальними (б) ребрами:**  
 1 — еластичний затвор; 2 — кільцеві ребра; 3 — стояки;  
 4-5 — отвори для направляючих; 6 — радіальні ребра

Між понтоном і стінкою резервуара передбачено зазор 200 мм. Щоб не було випаровування нафтопродукту, у зазорі встановлюється ущільнюючий затвор, який є важливим вузлом понтона.

У світовій практиці резервуаробудування зареєстровано більш як 300 конструкцій ущільнюючих затворів, які розподіляються на три типи: жорсткі (механічні), м'які і комбіновані (табл. 2.4).

**Таблиця 2.4**  
**Класифікація ущільнюючих затворів для резервуарів**

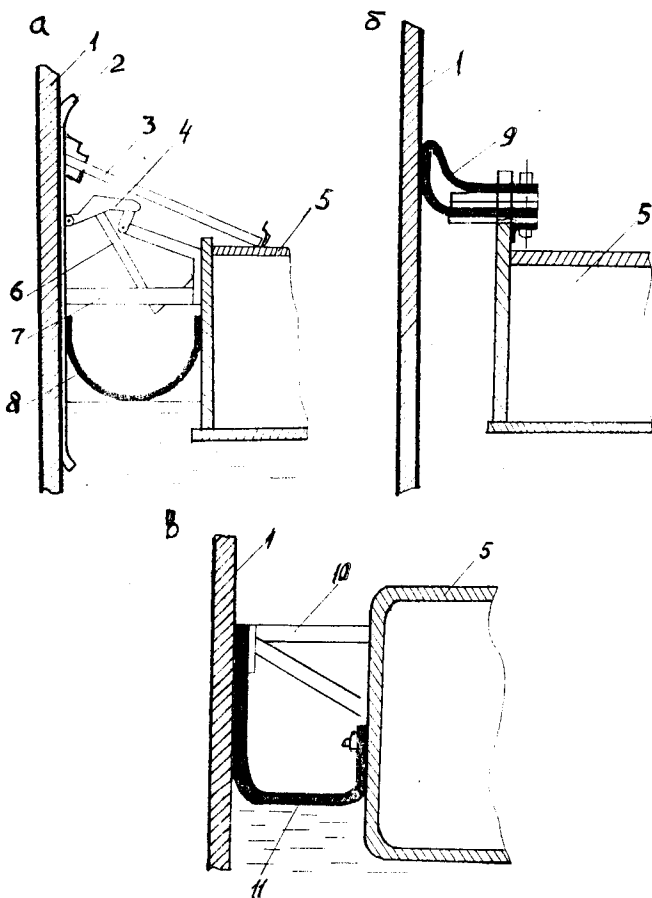
Тип	Вид
Жорсткі (механічні)	З підвісним важільним пристосуванням і циліндричними пружинами З важільним притискуючим пристосуванням, яке притискається до стінки власною вагою З підвісним пристосуванням і пластичними пружинами
М'які	Еластична оболонка з рідинним наповнювачем Еластична оболонка з газовим наповнювачем Губчаті З листового гумотканевого матеріалу
Комбіновані	-

Механічне ущільнення являє собою систему, яка має сквозаючий елемент, що закріплюється механічними важільними підвісними пристроями до понтона (плаваючого даху) і притискається до стінки за допомогою противаг, власної ваги або пружинами (рис. 2.7 а).

М'які ущільнюючі затвори знайшли широке застосування, у них ущільнення досягається за рахунок: пружності еластичного листа, тиску газового наповнювача, за рахунок власної ваги рідинного наповнювача, за рахунок пружності губчатого наповнювача. У резервуарах з понтоном в основному застосовуються ущільнювачі із листового гумотканевого матеріалу (рис. 2.7 б).

В останній час отримали розповсюдження комбіновані ущільнення (рис. 2.7 в), у яких застосовані елементи м'яких і жорстких затворів.





**Рис. 2.7. Конструкції ущільнюючих затворів:**

*а — жорсткі (механічні); б — м'які; в — комбіновані:*

*1 — стінка резервуара; 2 — ковзний лист затвора; 3 — захисний козирок; 4 — притискний важіль; 5 — понтонне кільце плаваючого даху; 6 — підвіска; 7 — пружина; 8 — ущільнююча завіса; 9 — листове еластичне ущільнення; 10 — жорсткий притискний пристрій; 11 — еластичне ущільнення*

Порівняльну оцінку ефективності затворів за їх якісними характеристиками в основному проводять за коефіцієнтом герметичності

$$K = \Delta G/L \cdot P_s, \quad (2.1)$$

де  $\Delta G$  — випаровування продукту за одиницю часу;

$L$  — периметр резервуара;

$P_s$  — тиск насичених парів продукту.

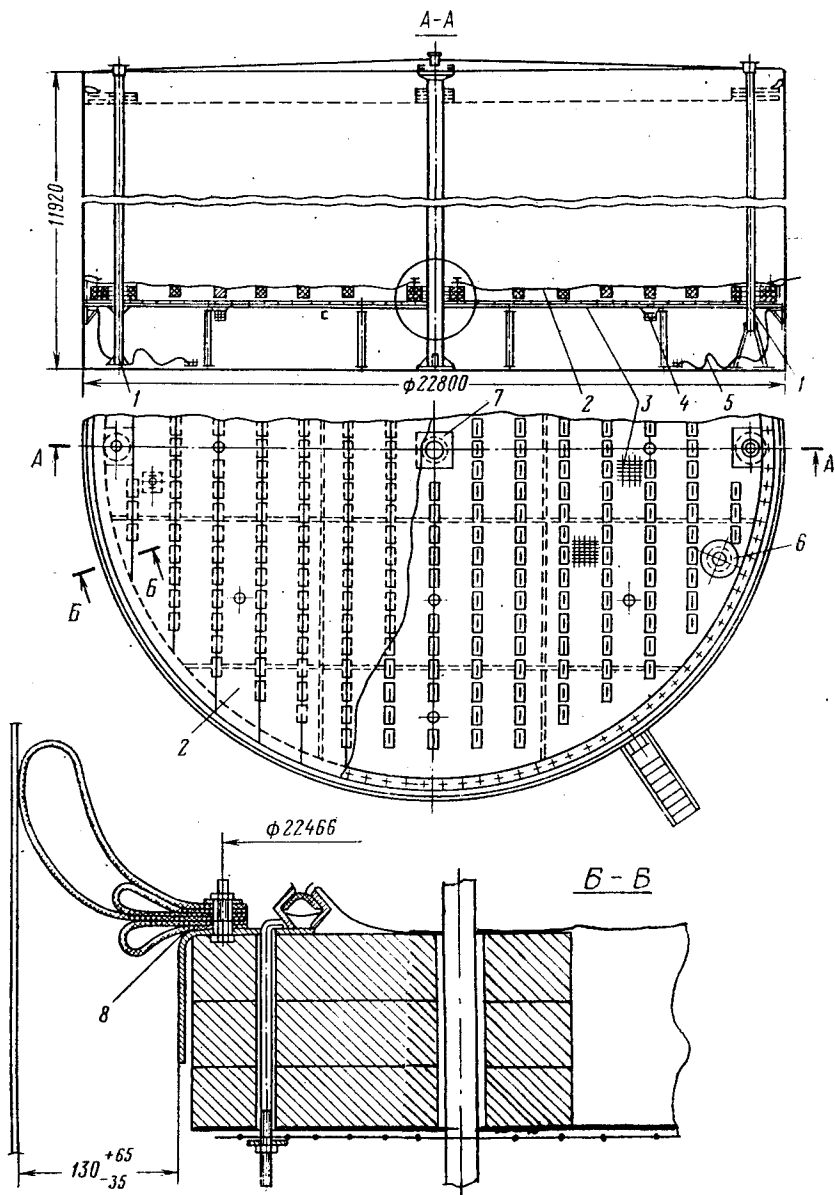
Кращим вважається затвор з найменшим коефіцієнтом. Такий коефіцієнт звичайно мають затвори жорсткого типу. Наприклад, у жорсткому затворі "Виггінс" (США) він не перевищує  $0,5 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}$ , а у м'якому затворі РУМ (колишнього СРСР) складає біля  $2 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}$ . У світовій практиці затвори з  $K 1 \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}$  вважається неекономічними.

Сучасні кращі затвори мають  $K = (0,3 - 0,5) \cdot 10^{-5} \text{ м}^3/\text{м}$ . Для того щоб уникнути можливого повороту понтона при його переміщенні у резервуарі, монтується дві діаметрально розташовані направляючі труби. У резервуарах з понтоном, крім люків-лазів у першому поясі, встановлюється ще люк-лаз у третьому поясі для того, щоб можна було проникнути всередину резервуара і на поверхню понтона.

Хоч застосування резервуарів з понтонами збільшує витрати металу на 20-25 %, але при достатній обіговості резервуара (10-12 раз на рік) ці додаткові витрати окуповуються за два роки, а головне - резервуари з понтоном дозволяють зменшити втрати нафтопродуктів від випаровування на 85-95 %. Для зменшення витрат металу в останні роки знайшли застосування понтони із синтетичних матеріалів (рис. 2.8).

Особливе місце в резервуаробудуванні мають резервуари з плаваючим дахом, які з кожним роком знаходять широке розповсюдження. Принципіальна схема конструкції резервуара з плаваючим дахом була розроблена в кінці XIX століття. Перші резервуари з плаваючим дахом були виготовлені в 20-30 роках нашого століття, а у 40-х роках їх почали впроваджувати у практику резервуаробудування в масовому порядку. За кордоном в технічно розвинутих країнах, таких як Японія, США, Нідерланди та інших, до теперішнього часу 80-95 % резервуарів товарних парків нафтопереробних заводів (НПЗ), нафтопромислів, перевальних і розподільних нафтобаз обладнані плаваючими дахами або понтонами. У деяких країнах світу побудовані резервуари з плаваючим дахом великих об'ємів: ФРН ( $121000 \text{ м}^3$ ), Іран ( $160000 \text{ м}^3$ ), Японія ( $200000 \text{ м}^3$ ).

В останній час у зв'язку з дефіцитом палива, необхідністю режиму економії нафтопродуктів, зменшення втрат, необхідністю надійного захисту навколишнього середовища від забруднення вуглеводами у вітчизняному резервуаро -



**Рис. 2.8. Конструкція понтона з поліамідної плівки ПК-4:**  
 1 — внутрішня направляюча; 2 — гнучкий настил; 3 — сталеві сітка;  
 4 — понтон; 5 — дріт для захисту від статичного струму;  
 6 — патрубок внутрішній направляючий; 7 — опора центрального  
 стояка; 8 — гумотканинний затвор

будуванні виявився особливий прогрес в інтенсивних об'ємах будівництва резервуарів з плаваючим дахом.

Резервуари з плаваючим дахом класифікуються: за об'ємом (300, 700, 1000, 3000, 5000, 10000, 50000, 100000 м<sup>3</sup>); за типом плаваючого даху (дискова, одношарова, двошарова). Технічну характеристику резервуарів з плаваючим дахом подано у табл. 2.5.

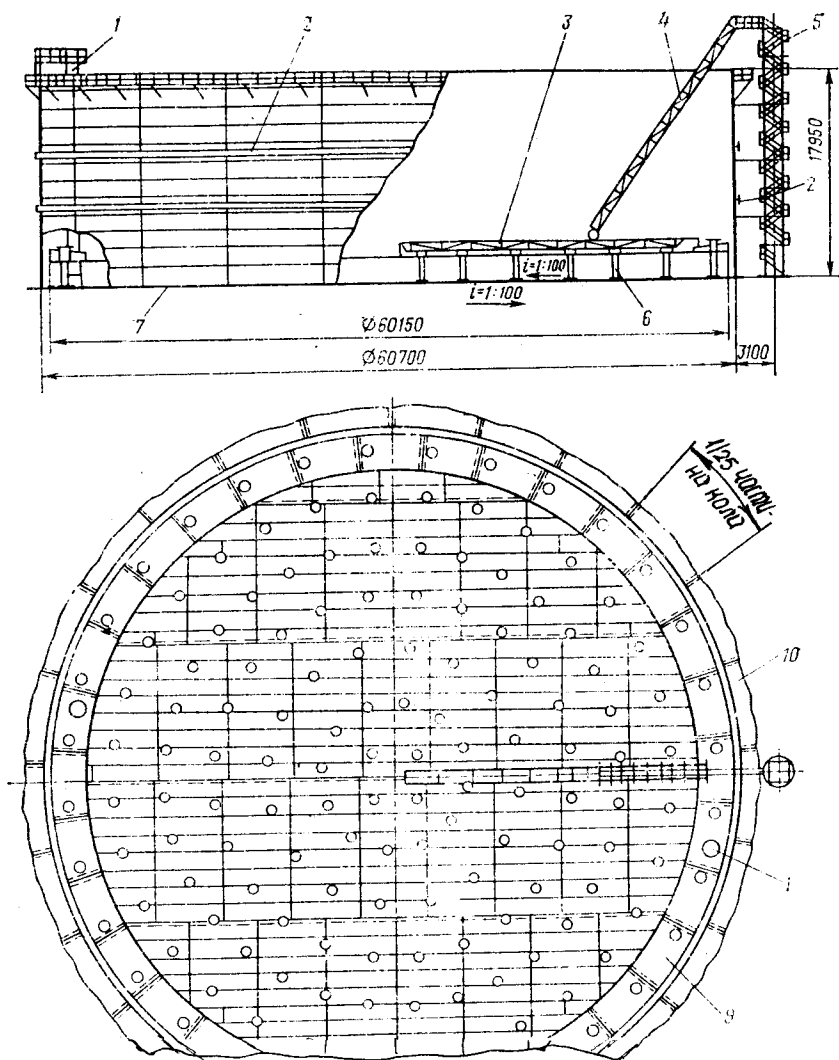
Таблиця 2.5

Техніко-економічні показники сталевих циліндричних резервуарів з плаваючим дахом

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Корисний об'єм, т.м	Діаметр, м	Висота стінки, м	Загальна маса, т	Маса даху, т
1000	0,94	10,43	11,92	27,3	7,62
2000	2,0	15,18	11,92	51,8	11,1
3000	3,15	18,98	11,92	75,2	16,73
5000	4,9	20,9	14,9	115	21,45
10000	10,3	28,5	17,9	211	42,00
20000	20,9	39,9	17,9	396	93,8
30000	29,6	45,6	17,9	470	124,0
50000	47,5	60,7	17,9	711	178,8
100000	103,6	88,7	17,9	1514	474,0

Розглянемо конструкцію резервуара з плаваючим дахом на резервуарі об'ємом 50000 м<sup>3</sup> (рис. 2.9). Ці резервуари в теперішній час споруджуються у двох модифікаціях: зі стінкою, виконаною полистовим способом з окремих листів і зі стінкою, що виконана індустріальним способом із рулонних заготовок.

Резервуар зі стінкою, виконаною полистовим способом із окремих листів, має такі розміри: діаметр 60,7 м і висоту 17,9 м. Загальна маса 711 т (в тому числі маса плаваючого даху — 178,0 т, а стінки — 450 т). Днище резервуара складається із центральної частини товщиною 6 мм і 32 сегментних крайків товщиною по 14 мм. Центральна частина днища являє собою полотнище, що складається з трьох рулонів. Стінка корпусу виконана з восьми поясів, зварених з вальцованих листів розміром 2000 x 8000 мм. Товщина стінки складає 26, 24, 19, 17 і 14 мм і далі по 12 мм. Шість нижніх поясів і крайки днища виготовлені із низьколеговоної сталі 09Г2С.



**Рис. 2.9. Резервуар об'ємом 50000 м<sup>3</sup> з плаваючим дахом зі стінкою, виконаною індустріальним способом із рулонних заготовок:**

1 — направляюча труба; 2 — кільце жорсткості; 3 — направляюча катучої драбини; 4 — драбина, що котиться; 5 — шахтова драбина; 7 — днище резервуара; 8 — центральна частина даху; 9 — понтонне кільце даху; 10 — балконна площадка

---

У верхній частині стінки резервуара змонтовано кільце жорсткості, що виконує функцію конструкції, яка сприймає вітрове навантаження і кільцевої площадки з огорожею.

Конструкція плаваючого даху являє собою замкнуте понтонне кільце, яке складається з 32 герметично зварених між собою коробів і центральної частини товщиною 5 мм. У нижньому положенні дах опирається на плаваючі стояки висотою 1,8 м. У центрі плаваючого даху встановлені водоприймачі дренажного пристрою, з'єднані з водовідвідними трубами для відводу з плаваючого даху. Для того щоб потрапити на поверхню плаваючого даху, існує драбина, що котиться. У верхній частині вона шарнірно опирається на площадку, а у нижній частині опорними роликами спирається на направляючу ферму. Кільцевий зазор (200 мм) між стінкою резервуара і плаваючим дахом герметизується м'яким ущільнюючим затвором.

Направляючими при русі плаваючого даху є кожух пробовідбірника і труба ручного виміру рівня.

Резервуар зі стінкою, виконаною індустріальним методом із рулонних заготовок, має такі ж розміри, як і резервуар зі стінкою, виконаною полистовим методом, і таку ж конструкцію днища і плаваючого даху. Різниця між ними лише в конструкції стінки. Стінку поставляють у шести рулонах. Маса її 300 т. Вона виконана з 12 поясів, товщина металу поясів складає: 17, 16, 14, 13 і 11 мм і решта пояси по 10 мм. Нижні вісім поясів виготовлені з високоміцної сталі 16Г2АФ, верхні чотири - із сталі 18Гпс5. Для герметизації кільцевого зазора між плаваючим дахом і стінкою застосовано жорсткий ущільнюючий затвор.

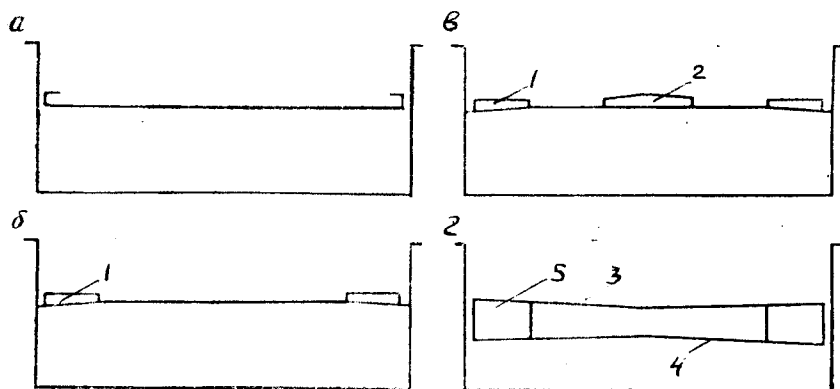
У світовій практиці розроблено три конструкції плаваючих дахів: дискова, одно- і двошарова.

Дисковий дах (рис. 2.10, а) являє собою зварений із листової сталі диск з бортами по периферії і жорсткими зв'язками. Але така конструкція плаваючого даху менш стійка порівняно з іншими, а тому вона не отримала широкого розповсюдження в країнах СНД.

Одношаровий дах (рис. 2.10, б) має по периметру кільцевий понтон. Центральна частина його являє собою форму диска. Кільцевий понтон займає 20-50 % усієї площі даху і розподілений на герметичні відсіки, що надає їй підвищену плавучість. Для стійкості від вітрового навантаження на дискову частину даху приварюються радіальні ребра. Іноді в

центральної частині одношарового даху монтують додатковий понтон (рис. 2.10, в).

Двошаровий дах (рис. 2.10, г) складається з верхнього і нижнього настилу, розділеного на ряд герметичних відсіків. Повітряний прошарок між настилами забезпечує не тільки плавучість, але й теплоізоляцію, яка захищає нафтопродукт від нагрівання і інтенсивного випаровування. Дах витримує навантаження від шару води товщиною 25 см і зберігає плавучість, навіть коли є поява витікання у 85 % відсіків.



**Рис. 2.10. Схеми конструкцій плаваючих дахів:**

*а — дискова; б — одношарова з кільцевим понтоном; в — одношарова з додатковим понтоном; г — двошарова*

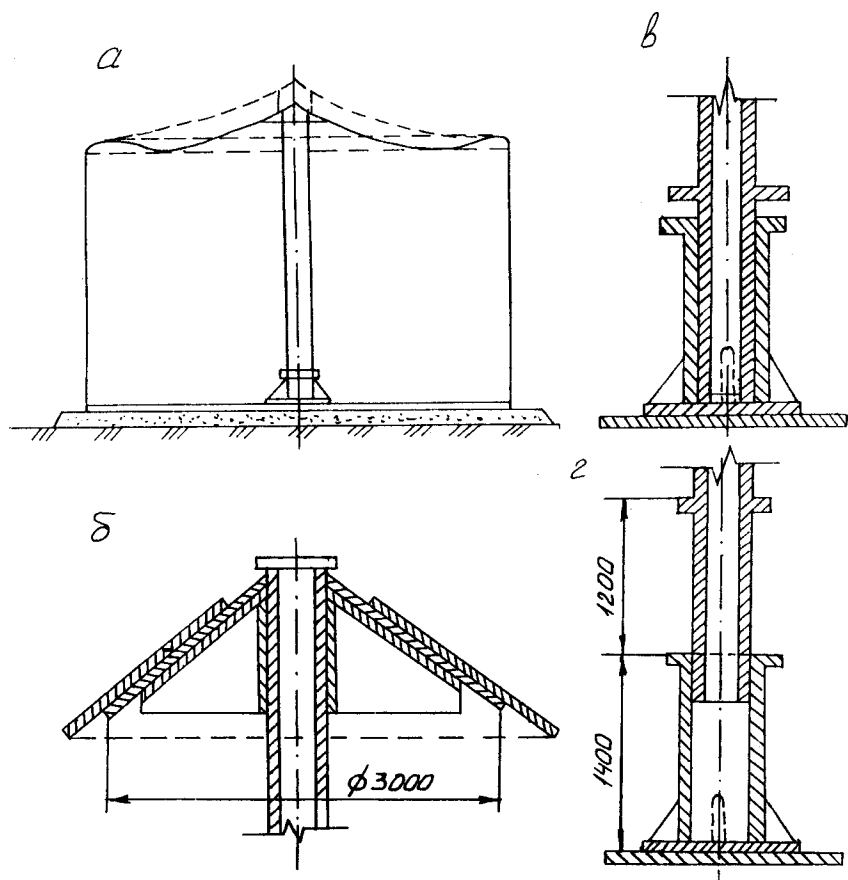
*1 — кільцевий понтон; 2 — додатковий понтон; 3 — верхній настил; 4 — нижній настил; 5 — герметичні відсіки*

## **2.4. Сталеві резервуари спеціальної конструкції**

Окрім резервуарів з понтоном і плаваючим дахом, у світовій практиці для зменшення втрат нафтопродуктів від малих і великих "дыхань" та зберігання їх при підвищеному тиску у газовому просторі застосовуються резервуари з "дыхаючим" дахом, сфероциліндричним дахом, краплеподібні резервуари.

Резервуари з "дыхаючим" дахом мають плоске днище і вертикальну циліндричну стінку. Дах таких резервуарів являє собою сталеву мембрану, яка при підвищенні тиску парів бензину в резервуарі піднімається і збільшує об'єм газового простору.

У центрі днища такого резервуара (рис. 2.11) встановлена телескопічна опорна колона. На верху колони змонтовано металічний зонг. Безмоментний "дихаючий" дах являє собою висячу оболонку, в якій майже відсутні вигинаючі моменти, а тому її несуча спроможність при малих товщинах сталі (2,5-3 мм) достатня, щоб забезпечити її міцність, стійкість і герметичність. Оболонка такого даху виготовляється на заводах у вигляді полотнищ.



**Рис. 2.11. Резервуар з безмоментним "дихаючим" дахом:**  
*а* — схема резервуара; *б* — металічний зонг на опорній колоні; *в* — телескопічна опора при відсутності надлишкового тиску; *г* — телескопічна опора при максимальному надлишковому тиску в резервуарі



Полотнища покрівлі розрізають на сектори. Висота сектора дорівнює ширині полотнищ, а основа - периметру резервуара, поділеному на число секторів.

Резервуар працює наступним чином. Телескопічно розташована опорна колона з зонтом, до якої приварена оболонка покрівлі, може вільно підніматися і опускатися завдяки тому, що основа опори вільно рухається всередині стакана, привареного до днища резервуара.

Таким чином, при підвищенні тиску у газовому просторі дах піднімається, збільшивши тим самим газовий об'єм, і зберігає тиск постійним. При пониженні тиску у газовому просторі дах опускається. Так, при вільному вертикальному переміщенні центральної опори з зонтом у стакані на 1200 мм (в резервуарах об'ємом 5000 м<sup>3</sup>) можна одержати додатковий об'єм газового простору резервуара приблизно 100 м<sup>3</sup>.

Резервуари з "дихаючим" дахом об'ємом 3000 і 5000 м<sup>3</sup>, що пройшли експериментальні випробування на тиск 3040 Па і вакуум 2550 Па, показали позитивні результати. Особливо ефективно застосовувати ці резервуари у парках або групах резервуарів, обладнаних газоурівнюючою системою для збирання пароповітряної суміші. У резервуарах з "дихаючим" дахом конструкції "Азнафтопроекту" циліндричний корпус на верхніх поясах має пристрій у вигляді кільцевого жолобу для гідравлічного затвора. Дах резервуара має вигляд ковпака (колокола) з поясом затвора, гідравлічний затвор заповнюється нафтопродуктом, який не випаровується і не застигає.

Для зберігання нафтопродуктів при підвищеному тиску застосовуються конструкції резервуарів з сфероциліндричним і торосферичним дахом. Конструкції вертикальних циліндричних резервуарів з сфероциліндричним дахом об'ємом 400, 700, 1000 і 2000 м<sup>3</sup> були розроблені у Дніпропетровському інженерно-будівельному інституті (автор М.І.Ашкеназі) (рис. 2.12). В загальному таких резервуарів, розрахованих на надлишковий тиск від 0,01 МПа до 0,013 МПа, у країнах СНД побудовано біля 200.

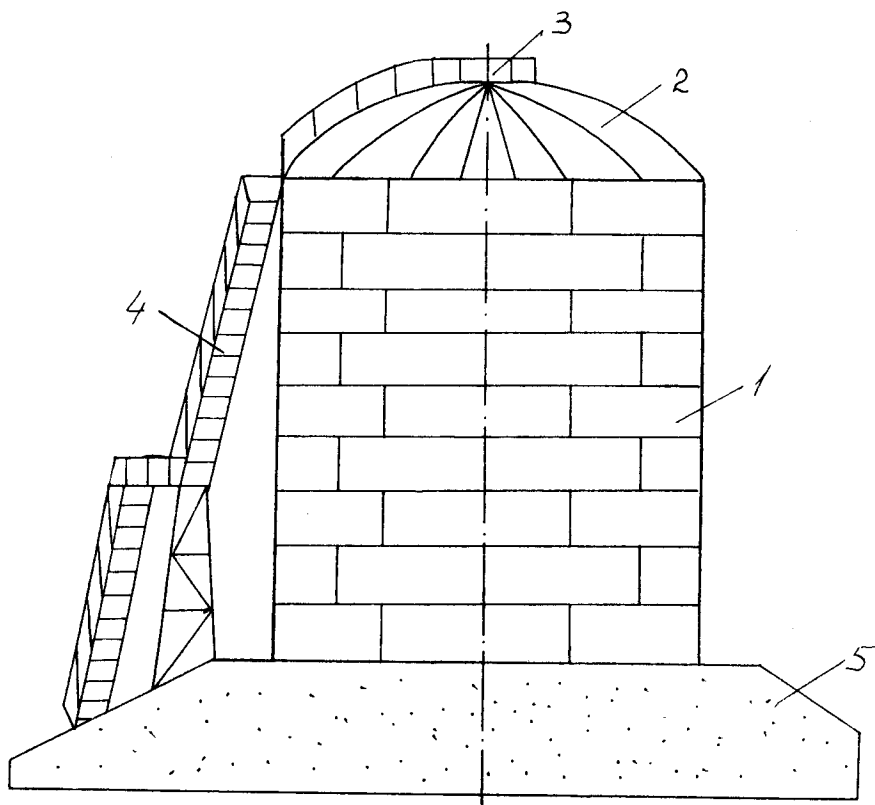
Основні геометричні розміри вертикальних резервуарів з сфероциліндричним дахом наведені у табл. 2.6.

Стінка резервуара об'ємом 2000 м<sup>3</sup> складається з шести поясів товщиною відповідно 7,6; 5,5; 4,4 мм. Великий радіус кривизни складає 15195 мм, малий — 1535 мм. Днище резервуара плоске, зварене внапуск, товщина листів 4 мм. Щоб

при надлишковому тиску і наявності невеликого шару рідини днище не піднімалося по периметру, нижня частина першого поясу у сполученні з днищем прикріплена анкерними болтами до фундаменту.

Загальне число анкерних болтів - 20, вони розміщені по периметру на відстані один від одного 1,5 - 1,8 м.

Дах в резервуарі сфероциліндричний і складається з центрального кола 2740 мм, загальна кількість пелюстків 24. Пелюстки зварені між собою внапуск. У зоні малого радіуса товщина листів прийнята рівною 5 мм, у зоні великого радіуса - 4 мм.



**Рис. 2.12. Схема резервуара з сфероциліндричним покриттям:**  
1 — стінка резервуара; 2 — сфероциліндричне покриття; 3 — кільцева площадка; 4 — монтажна драбина; 5 — підвалина під резервуар

Таблиця 2.6

Резервуари підвищеного тиску з сфероциліндричним дахом

Показники	Об'єм, м <sup>3</sup>			
	400	700	1000	2000
Геометричний об'єм, м <sup>3</sup>	420	770	1235	2050
Діаметр, м	8,53	10,43	12,30	15,20
Висота стінки, м	7,5	9,0	9,0	9,30
Висота покрівлі, м	2,0	2,08	2,95	2,97
Надлишковий тиск, МПа	0,02	0,018	0,015	0,013
Вакуум, МПа	0,0015	0,001	0,0005	0,0005

Прикладом резервуара з торосферичним дахом може бути конструкція резервуара типу "Гібрид", розробленого інститутом "ЦНІПроектстальконструкція" об'ємом 3000 м<sup>3</sup>, який має такі геометричні параметри: внутрішній діаметр стінки нижнього поясу 18300 мм, висота стінки 10375 мм. Стінка резервуара складається з семи поясів з товщиною листів (знизу вгору) 9, 8, 7, останні по 6 мм (рис. 2.13).

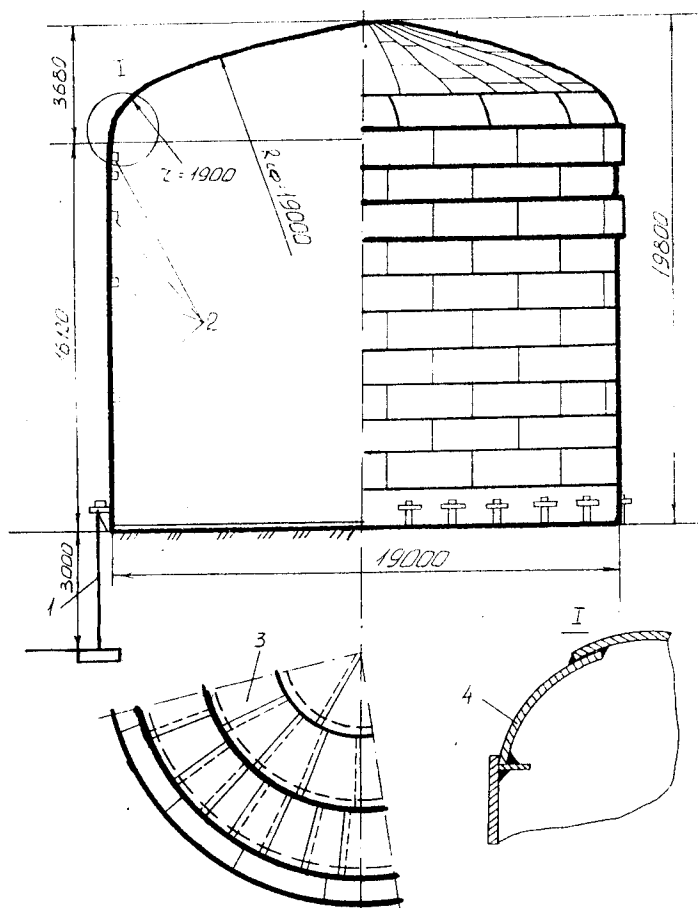
Самонесучий торосферичний дах резервуара висотою 3542 мм складається з центральної сферичної частини (радіусом кривизни 18300 мм), сполученої встик з шаровою частиною (радіус кривизни 1830 мм), з'єднаною внапуск з стінкою резервуара. Товщина листів даху постійна і складає 6 мм. Покрівля резервуара монтується з окремих пелюстків.

Резервуари типу "Гібрид" розраховані на надлишковий тиск 0,025 МПа і вакуум 0,001 МПа.

Експлуатація резервуарів з сфероциліндричним і торосферичним дахами відносно проста. Раціональна область застосування таких резервуарів - об'єм до 3000 м<sup>3</sup>. При великих об'ємах ускладнюються конструкції даху і анкерних пристроїв.

До резервуарів спеціальної конструкції відносяться і краплеподібні резервуари, які мають форму краплі рідини, що лежить на поверхні. При наявності надлишкового тиску у його верхній частині в усіх точках оболонки, крім зони спо-

лучення з днищем, будуть виникати рівні напруження розтягу. З цієї причини оболонка краплеподібного резервуара називається оболонкою рівного опору.



**Рис. 2.13. Схема резервуара з торосферичною покрівлею (типу "Гібрид"):**

- 1 — анкерне кріплення резервуара; 2 — кільцеві ребра жорсткості;*
- 3 — торосферична частина покрівлі;*
- 4 — з'єднання торосферичної покрівлі з циліндричною стінкою*

Конструктивно краплеподібні резервуари будують з опорним кільцем, екваторіальними опорами і великих об'ємів - багатокупольні (багатошарові) (рис. 2.14, 2.15).

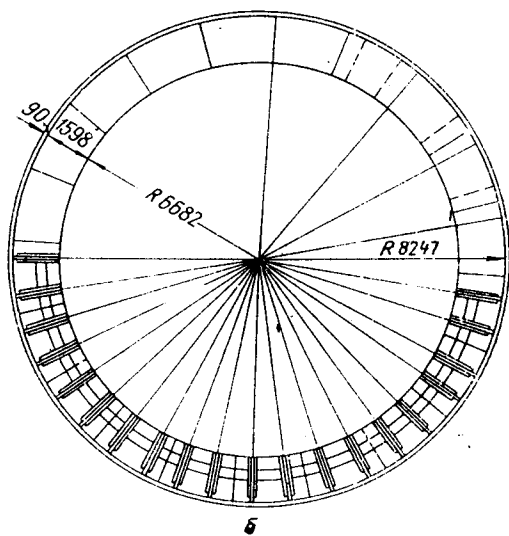
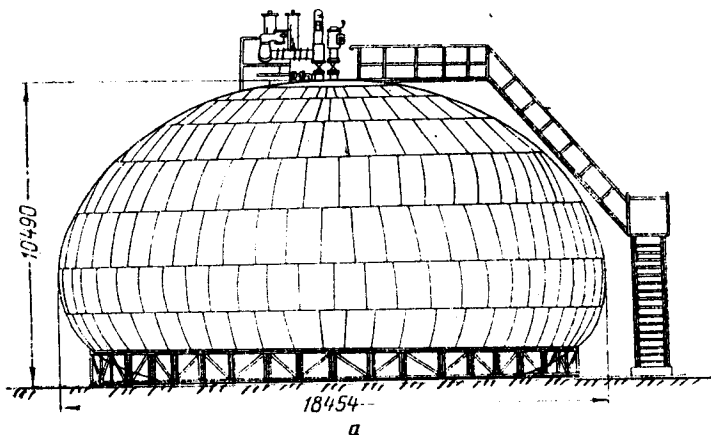
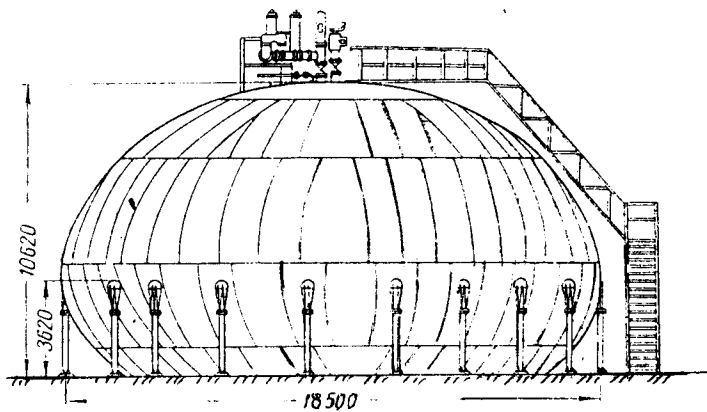
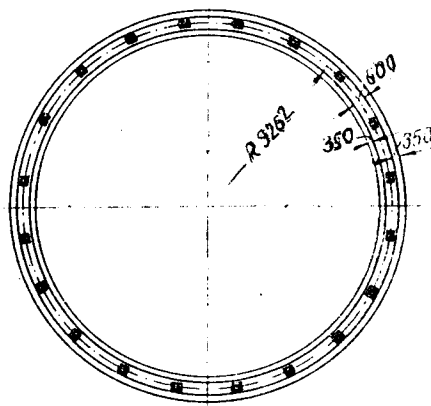


Рис. 2.14. Краплеподібний резервуар місткістю  $2000 \text{ м}^3$  з опорним кільцем:  
*a* — фасад резервуара; *b* — план опорного кільця



а



б

**Рис. 2.15.** Краплеподібний резервуар місткістю  $2000 \text{ м}^3$   
з екваторіальною опорою:

*а* — фасад резервуара; *б* — план фундаменту і розміщення колон

Технічну характеристику краплеподібних резервуарів подано у табл. 2.7.

Краплеподібний резервуар з опорним кільцем має форму краплі. Товщина оболонки при спорудженні вище еква-

торіальній лінії складає 5 мм, а нижче екваторіальної лінії - 6 мм.

Товщина листів опорного кільця 10 мм.

Зовнішній діаметр кільця дорівнює 16494 мм, внутрішній — 13364 мм, ширина 1665 мм. Опорне кільце має ребра жорсткості, кількість яких складає 40.

Резервуар має внутрішній каркас, який складається з 20 елементів, виконаних із швелерів, змонтованих у меридіональному напрямі. Краплеподібні резервуари виконані із мартенівської сталі марки Ст 3. Пелюстки оболонки виготовляються на спеціальному стенді.

**Таблиця 2.7**  
**Техніко-економічні показники краплеподібних резервуарів**

Показник	З опорним кільцем	З екваторіальною опорою	Багатокупольний
Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	2000	2000	10000
Діаметр за екватором, м	18,45	18,5	36,0
Висота, м	10,2	10,2	15,0
Надлишковий тиск, МПа	0,04	0,04	0,04
Вакуум, МПа	0,003	0,03	0,003
Кількість ребер жорсткості, шт.	40	-	-
Кількість опорних колон, шт.	-	20	-
Загальна маса, т	64,7	54,0	110,0

Краплеподібний резервуар з екваторіальною опорою у порівнянні з краплеподібним резервуаром з опорним кільцем має ряд переваг, основні з яких: нижня частина оболонки спирається на піщану подушку, а вага від нафтопродукту передається на колони і через них на фундамент, розвантажуючи нижню частину оболонки. Все це спрощує конструкцію оболонок і звільнює від необхідності установки ребер жорсткості всередині резервуара.

В конструкціях цих резервуарів передбачено 20 колон, що спираються на кільцевий бетонний фундамент. Колони виготовляються з металевих труб і прикріплюються до фундаменту за допомогою анкерних болтів.

Багатокупольний резервуар являє собою резервуар, в якому об'єм збільшено за рахунок встановлення додаткових торкуполів.

Краплеподібні резервуари економічні у своїй області, т.б. в області підвищеного тиску, однак монтаж таких резервуарів складний, потребує відповідних засобів механізації для виготовлення пелюстків подвійної кривизни, а тому їх застосування обмежене.

## 2.5. Горизонтальні циліндричні резервуари

Горизонтальні циліндричні резервуари різних типів і об'ємів широко застосовуються в системі нафтопродуктозабезпечення України. Їх використовують майже на всіх розподільних нафтобазах, наливних складах різних відомств і галузей промисловості.

В горизонтальних циліндричних резервуарах, як правило, зберігають світлі нафтопродукти під надлишковим тиском 0,04 МПа при плоских днищах і 0,07 МПа при конічних днищах. Взагалі існує три конструкції днищ горизонтальних резервуарів: плоске, конічне і циліндричне. Розроблені конструкції резервуарів таких об'ємів: 3, 5, 10, 25, 50, 75 і 100 м<sup>3</sup> (табл. 2.8) (рис. 2.16).

Горизонтальні резервуари за просторовим розташуванням розподіляються на надземні (вище рівня відмітки території нафтобази) і підземні (нижче рівня території).

Резервуари з конусними днищами призначені для підземної установки, а з плоскими днищами - для надземної і підземної (рис. 2.16, а і б).

Горизонтальні резервуари об'ємом 50, 75 і 100 м<sup>3</sup> з циліндричними днищами (рис. 2.16, в) запропонував Е.Н.Лес-сінг. Циліндричні днища мають кривизну лише в одній площині. Для забезпечення стійкості циліндричної оболонки резервуара всередині нього встановлюють опорні кільця жорсткості. Основна оболонка резервуара об'ємом 100 м<sup>3</sup> складається з шести обечайок. З'єднання листів кожної обечайки здійснюється зварюванням встик, а кільцеві з'єднання днищ з крайніми обечайками і обечайок між собою - вна-



пуск, окрім середнього кільцевого шва резервуара, звареного встик.

Резервуар встановлюється на збірних опорах. Нижче в табл. 2.9 подано область застосування горизонтальних резервуарів залежно від надлишкового тиску, під яким зберігають нафтопродукти.

**Таблиця 2.8**

**Характеристика наземних горизонтальних резервуарів  
(товщина оболонки 4 мм)**

Показник	Номинальний об'єм, м <sup>3</sup>					
	5	10	25	50	75	100
Діаметр, м	1,9	2,2	2,7	2,76	3,24	3,24
Довжина оболонки, м	2,03	2,75	4,15	8,94	8,94	11,92
Проліт, м	1,98	2,75	4,15	4,5	5,4	5,4
Товщина конічного днища, мм	-	5	5	5	5	5
Товщина плоского днища, мм	4	4	4	4	4	4
Кількість опорних кілець жорсткості, шт.	-	-	-	-	2	2
Кількість проміжних кілець жорсткості, шт.	-	1	1	1	2	4
Маса резервуара, т	0,72	1,09	1,86	3,44	4,23	5,41
Питома витрата сталі на 1 м <sup>3</sup> об'єму, кг	126	101	69	62	55	53

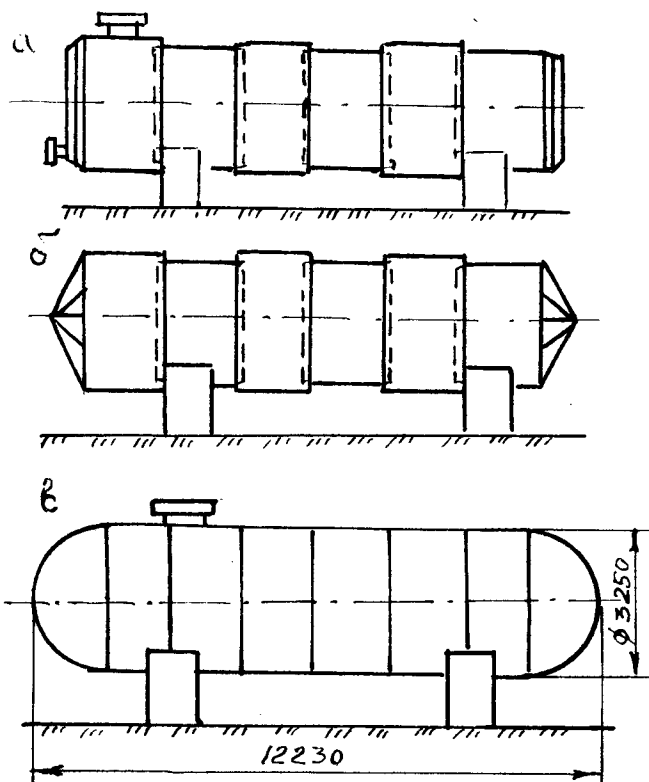


Рис. 2.16. Схеми конструкцій горизонтальних резервуарів:  
*а* — з плоским дном; *б* — конічним; *в* — циліндричним

Таблиця 2.9

Області застосування горизонтальних резервуарів

Надлишковий тиск, МПа	Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Конструкція днища	Діаметр резервуара, м
До 0,04	3,5 і 10	Плоска	2,8
До 0,05	25,5 і 75	Конічна	2,8 - 3,25
До 0,07	75 і 100	Циліндрична	3,25

## 2.6. Траншейні резервуари

Траншейні резервуари являють собою прямокутну в плані підземну споруду у вигляді котловану, виритого в ґрунті з відкосами під кутом 30°. По днищу і бокових поверхнях

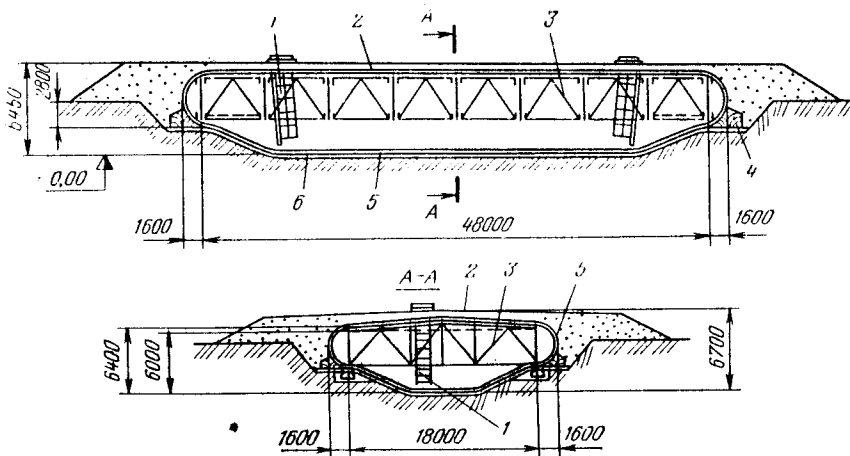
грунт покривається ізоляцією з гідрофобного ґрунту, по якій укладають оболонку товщиною 5 мм.

Заглиблене розміщення резервуара значно скорочує втрати нафтопродуктів від "малих дихань" за рахунок зменшення амплітуди коливань температури в газовому просторі. Крім того, вони безпечні в пожежному відношенні, що дозволяє скоротити відстань між резервуарами і таким чином краще використати територію забудови.

Траншейні резервуари будують наступних об'ємів: 2000, 5000 і 10000 м<sup>3</sup> (табл. 2.10).

Вони можуть бути розміщені на напівскельних, піщаних та глинистих ґрунтах з несучою спроможністю не нижче 20 н/см<sup>2</sup>. При цьому ґрунтові води повинні залягати на глибині на 1,5-2,0 м нижче відмітки днища резервуара. Навантаження від маси нафтопродукту передається через металеву оболонку на дно і нахилені стінки траншеї. Підземну частину резервуара перекривають стропильними фермами прогном 18 м з кроком 6 м, які зверху перекривають сталевими щитами розміром у плані 6 х 3 м. Щити засипають ґрунтом товщиною 250 мм. Кінці ферм через оболонку резервуара спираються на бетонні фундаменти.

На рис. 2.17 показано траншейний резервуар об'ємом 5000 м<sup>3</sup>, який широко застосовується для довготривалого зберігання нафтопродуктів.



**Рис. 2.17. Траншейний резервуар об'ємом 5000 м<sup>3</sup>:**  
 1 — драбина; 2 — покриття; 3 — ферма; 4 — опора стояка;  
 5 — бокова стінка-оболонка; 6 — днище

Таблиця 2.10

Техніко-економічні показники сталевих траншейних резервуарів

Показник	Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>		
	2000	5000	10000
Корисний об'єм, м <sup>3</sup>	2310	4640	9650
Висота заливу нафтопродукту, м	6,0	6,0	6,2
Проліт ферм перекриття, м	18	18	24
Крок ферм перекриття, м	6,0	6,0	6,0
Розміри в плані за осями, м	18 x 24	18 x 48	24 x 72
Розміри в плані за зовнішніми габаритами, м	21,2 x 27,2	21,2 x 51,2	27,2 x 75,2
Кількість ферм, шт.	6	9	13
Кількість щитів перекриття, шт.	24	48	72
Товщина оболонки резервуара, мм	5	5	5
Товщина настилу перекриття, мм	4	4	4
Маса металоконструкцій, т:			
оболонки	41,0	69,4	119,5
щита перекриття	22,3	43,3	92,0
ферми	16,5	27,3	72,15
Загальна маса резервуара, т	90	155	313

З метою боротьби з корозією стінку і покриття резервуара перед засипкою покривають двома шарами бітуму, а під днище укладають гідроізоляційний шар товщиною 120-200 мм.

Всі конструктивні елементи резервуара виготовляють на заводі. Стінки і днище поставляють у рулонах, а покриття — у вигляді окремих щитів.

## 2.7. Матеріали для резервуарних конструкцій

Сталеві резервуари для зберігання нафти і нафтопродуктів — масштабні будівельні конструкції, що приймають на себе значні навантаження, тому до них висуваються певні вимоги. Так, листовая сталь для виготовлення резервуарів повинна бути міцною, пластичною, з високою ударною в'язкістю при низькій температурі і гарантією зварювання. Листи повинні бути без розшарування, плівок, раковин, тріщин, хлопунів та інших дефектів.

Залежно від значення сталь підрозділяється на три групи: *A* — за хімічними властивостями; *B* — за механічними властивостями; *B* — за механічними і хімічними властивостями.

Залежно від нормативних показників сталь кожної групи поділяється на категорії: група *A-1, 2, 3; B-1, 2; B-1, 2, 3, 4, 5, 6*. Сталь усіх груп категорій 1, 2, 3 і 4 за ступенями розкислення виготовляється киплячою, напівспокійною і спокійною, а з номерами 5 і 6 — напівспокійною і спокійною. Напівспокійну сталь категорій 3 і 5 виробляють з звичайним і підвищеним вмістом марганцю.

В основному для резервуарних конструкцій застосовується сталь марок ВСт 1, ВСт2, ВСт3. Для позначення ступеня розкислення до марок сталі ще додають індекси: КП — кипляча; НС — напівспокійна; СП — спокійна. Для будівництва резервуарів великих об'ємів використовують низьколеговані сталі — кремній-марганцевисту марки 09Г2С і марганцевованадієву з азотом марки 16Г2АФ.

Для виготовлення типових конструкцій сталевих вертикальних резервуарів зі стаціонарним дахом використовують такі марки листової сталі:

для резервуарів об'ємом 100-5000 м<sup>3</sup> - ВСт3нс2 (стінка, днище); ВСт3кп (покрівля);

для резервуарів об'ємом 10000-30000 м<sup>3</sup> - ВСт3сп5 - нижні пояси стінки, днища; ВСт3нс (покрівля).

Для виготовлення типових конструкцій резервуарів з понтоном об'ємом від 1000 до 30000 м<sup>3</sup> застосовуються такі марки листової сталі:

для резервуарів об'ємом 1000 м<sup>3</sup> - ВСтЗнс2 і ВСтЗнс6 (днище, стінка, покриття, понтон);

для резервуарів об'ємом 2000 і 3000 м<sup>3</sup> - ВМСтЗсп (днище, стінка і покриття) і ВКСтЗнс (понтон);

для резервуарів об'ємом 10000, 15000 і 20000 м<sup>3</sup> - 09Г2С (нижні пояси стінки резервуара об'ємом 20000 м<sup>3</sup>) і ВСтЗсп5 (нижні пояси стінки, днища, покриття і верхні пояси резервуарів об'ємом 20000 м<sup>3</sup>);

для резервуарів об'ємом 30000 м<sup>3</sup> - 16Г2АФ (нижні пояси стінки), 09Г2С (верхні пояси стінки, днище і опорне кільце) і ВСтЗсп5 (днище і покриття);

Для резервуарів великих об'ємів: 50000 і 100000 м<sup>3</sup> з плаваючим дахом застосовують в основному листову сталь марки 09Г2С (шість нижніх поясів і крайки днища для резервуарів, виготовлених полистовим методом), 16Г2АФ (вісім нижніх поясів) і 18Гнс5 (верхніх чотири пояси) - для резервуарів, виготовлених індустріальним методом.

Оболонка краплеподібних резервуарів виконана з мартенівської киплячої сталі ВСтЗкп.

Основні показники сталей, що застосовуються для виготовлення резервуарних конструкцій наведено в табл. 2.11.

В зарубіжних країнах для спорудження резервуарів великого об'єму, як правило, використовують сталі підвищеної і високої міцності. Так, в Японії для нижніх поясів застосовують сталь з межею міцності 500, 600 і 800 МПа, у США - сталь Т-1 з межею міцності 700 МПа, у Франції - сталь з межею міцності 520 МПа.

У резервуаробудуванні знайшли застосування синтетичні матеріали. Так, для економії металу і зниження загальної металоємкості конструкції у вітчизняній і зарубіжній практиці знайшли застосування неметалічні понтони. У таких конструкціях основні деталі понтона, - нижні та верхні килими, виготовлені із поліамідної плівки ПК-4. Окремі елементи понтона з'єднують за допомогою клею ПК-5 або зварюванням токами високої частоти. Для забезпечення плавучості понтона застосовують поплавки, виготовлені з хімічно стійкого до вуглеводів плиткового пінопласту ПХВ-1. Розроблена конструкція понтона з листового поліетилену

високої щільності (940 - 980 кг/м<sup>3</sup>) товщиною до 2,5 мм і міцності 200 - 220 МПа.

Таблиця 2.11

Нормативні ( $R^H$ ) і розрахункові ( $R^P$ ) опори листової сталі за марками для виготовлення резервуарних конструкцій

Марка сталі	Товщина прокату, мм	Нормативний опір, МПа		Розрахунковий опір, МПа	
		межа текучості $R_m^H$	тимчасовий опір $R_p^H$	за межею текучості $R_m^P$	заг тимчасовим опором $R_p^P$
16Г2АФ	4 - 32	440	590	400	535
09Г2С	4 - 9	345	490	330	465
09Г2С	10 - 20	325	470	310	450
ВСтЗсп	4 - 10	275	380	270	370
ВСтЗсп	11 - 20	265	370	260	360
ВСтЗнс	4 - 10	235	365	230	355
ВСтЗнс	11 - 20	235	355	230	345
ВСтЗкп	4 - 10	225	355	220	345
ВСтЗкп	11 - 20	215	345	210	335

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні шляхи зменшення втрат нафтопродуктів при їх зберіганні у сталевих резервуарах.
2. Класифікація сталевих резервуарів.
3. Які основні конструктивні особливості вертикальних циліндричних резервуарів зі стаціонарним дахом?
4. Резервуари з понтоном і плаваючим дахом.
5. Класифікація ущільнюючих затворів резервуарів з понтоном і плаваючим дахом.
6. Сталеві резервуари спеціальної конструкції.
7. Конструкція траншейних резервуарів.
8. Матеріали для резервуарних конструкцій.
9. Марки сталей для виготовлення сталевих резервуарів.
10. Для яких елементів конструкцій застосовуються синтетичні матеріали?

---

### 3. РОЗРАХУНКИ ЕЛЕМЕНТІВ РЕЗЕРВУАРНИХ КОНСТРУКЦІЙ

#### 3.1. Основи теорії розрахунку оболонок

Оболонкою називається тіло, обмежене двома криволінійними поверхнями, відстань між якими мала по відношенню до інших розмірів тіла. Геометричне місце точок, рівновіддалених від обох поверхонь, є серединною поверхнею оболонки. Довжина перпендикуляра, встановленого у довільній точці серединної поверхні між двома обмеженими поверхнями, визначає товщину оболонки, яку позначають через  $\delta$ .

Теорія розрахунку оболонок в залежності від співвідношення товщини стінки  $\delta$  до радіуса серединної поверхні  $r$  ділиться на теорію оболонок довільної товщини і теорію тонких оболонок.

Більша частина споруд, призначених для зберігання вуглеводнів у газоподібному і рідкому станах (резервуари і газгольдери), являє собою оболонки обертання, тобто просторові форми, поверхня яких одержана обертанням будь-якої кривої (меридіана) навколо нерухомої осі. Так як оболонки резервуарів і газгольдерів мають товщину набагато меншу, ніж радіус ( $\delta/r < 1/5$ ), то вони відносяться до розряду тонких, і тому розрахунок цих конструкцій ґрунтується на теорії пружних тонких оболонок.

Основні робочі навантаження, які діють на резервуари і газгольдери, симетричні відносно осі конструкції (осесиметричні), що значно спрощує їх розрахунок.

Для розрахунку оболонок взагалі і зокрема оболонок обертання, що знаходяться під дією осесиметричного навантаження, застосовують дві теорії розрахунку: безмоментну (мембранну) і моментну. При розрахунку оболонок за безмоментною теорією вважають, що вигинаючі і крутні моменти, що діють у тілі оболонки, настільки малі, що ними можна знехтувати. Безмоментний напружений стан оболонки найвигідніший, так як в цьому випадку вдається найбільш повно використати несучу спроможність матеріалу. При цьому в тілі оболонки діють тільки напруження розтягу-стиску, рівномірно розподілені по всій товщині перерізу. Однак застосування безмоментної теорії розрахунку обмежене відповідними умовами, порушення яких призводить до



появи в оболонці значних згинаючих моментів і, як правило, до порушення безмоментного стану.

Ці умови такі:

1. Оболонка повинна мати товщину, що змінюється плавно;

2. Оболонка повинна мати поверхню, що теж змінюється плавно.

У випадку різкого перегину різниця у деформаціях сполучених поверхонь призводить до появи згинаючого моменту.

3. Навантаження на оболонку повинно бути безперервне, плавне, бо в протилежному випадку буде виникати різниця деформації (стрибок).

4. Закріплення країв оболонки повинно бути таким, щоб вони мали можливість вільно деформуватися у напрямі нормалі до поверхні. У випадку обмеження такої можливості має місце поява згину.

Враховуючи те, що на практиці остання умова існування безмоментного стану, як правило, не виконується, згин оболонки розглядається по краях і для визначення напруженого стану в крайовій зоні застосовується згинаюча теорія розрахунку оболонок.

При цьому згинаючі моменти і напруження від згину розповсюджуються на відносно невелику відстань від краю оболонки. Це явище має назву "крайовий ефект". Найбільше розповсюдження при розгляді "крайового ефекту" одержало застосування диференціального рівняння згину циліндричної оболонки як найбільш простого, що не потребує для свого вирішення значних обчислень.

Для того, щоб вивести рівняння напруженого стану оболонки обертання, зробимо деякі визначення:

всі діючі внутрішні зусилля в оболонці відносяться до її серединної поверхні, тобто до поверхні, що проходить через центри ваги будь-якого перерізу;

крива, обертанням якої утворена поверхня, називається меридіаном, а її площина — меридіональною площиною;

при перерізі поверхні оболонки обертання площиною, нормальною до її осі, одержується окружність, яка називається окружністю паралельного кола;

оболонка обертання має два радіуси кривизни: меридіанний (з положенням початкової точки, яка залежить від форми меридіана) і кільцевий, з початком на осі обертання.

В загальному випадку при обертанні кільцевого радіуса утворюється конус з паралельним колом в основі. Радіус паралельного кола дорівнює

$$r_0 = r_2 \cdot \sin\varphi, \quad (3.1)$$

де  $r_2$ — кільцевий радіус;

$\varphi$ — кут між направленням радіуса і віссю обертання.

Радіус у будь-якій точці перпендикулярний до поверхні. Тому направлення меридіанного і кільцевого радіусів співпадають.

### 3.2. Основні рівняння безмоментного стану оболонок обертання при осесиметричному навантаженні

Для виведення рівняння безмоментного стану оболонок розглянемо рівновагу елемента серединної поверхні оболонки з довільною формою меридіана, що вирізана із неї двома паралельними колами, які знаходяться один від одного на відстані, що відповідає куту  $d\varphi$ , і двома меридіанними

площинами з кутом між ними  $d\theta$  (рис. 3.1). Позначимо меридіональні зусилля, що припадають на одиницю довжини окружності паралельного кола,  $N_1$  і кільцеві - на одиницю довжини меридіана  $N_2$ . Інтенсивність довільного зовнішнього навантаження у меридіональній площині розкладається на дві складові:  $Y$  — направлена по дотичній до меридіана;  $Z$  — нормальна, направлена до осі обертання.

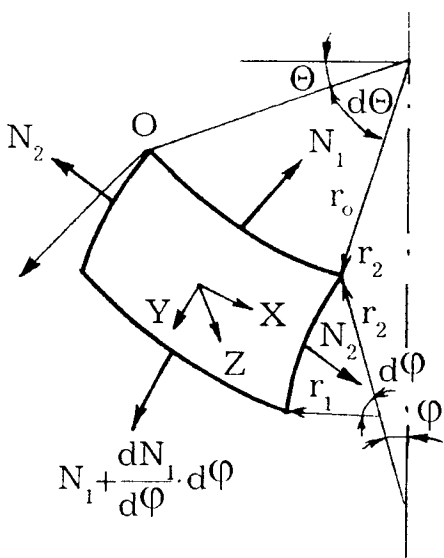


Рис. 3.1. Розрахункова схема до виводу безмоментних рівнянь оболонки

Таким чином, на верхню грань елемента діє зусилля

$$N_1 \cdot r_0 d\theta = N_1 \cdot r_2 \cdot \sin\varphi \cdot d\theta \quad (3.2)$$

З врахуванням приросту навантаження по довжині елемента на нижній грані зусилля буде дорівнювати

$$\left(N_1 + \frac{dN_1}{d\varphi} \cdot d\varphi\right) \left(r_0 + \frac{dr_0}{d\varphi} \cdot d\varphi\right) d\theta \quad (3.3)$$

Нехтуючи безконечно малими величинами другого порядку і приймаючи  $\sin\varphi = d\varphi$ , одержимо результуючі (3.2) і (3.3) на напрямі  $Y$

$$N_1 \frac{dr_0}{d\varphi} \cdot d\varphi d\theta + \frac{dN_1}{d\varphi} \cdot r_0 d\varphi d\theta = \frac{d}{d\varphi} (N_1 \cdot r_0) d\varphi d\theta \quad (3.4)$$

Компонент зовнішнього навантаження, що діє у тому ж напрямі, буде  $Y r_1 r_0 d\varphi d\theta$ , де  $r_1 \cdot d\varphi r_0 d\theta$  — площа елемента. Зусилля, що діють на бокові грані елемента, визначаються як  $N_2 r_1 \cdot d\varphi$ , а їх рівнодіюча у напрямі  $r_0$  дорівнює  $N_2 r_1 d\varphi \cdot d\theta$ . Компонент у напрямі  $Y$  —  $N_2 \cdot r_1 \cos\varphi d\varphi d\theta$ .

Просумувавши і скоротивши на  $d\varphi \cdot d\theta$ , одержимо рівняння рівноваги

$$\frac{d}{d\varphi} (N_1 r_0) - N_2 \cdot r_1 \cdot \cos\varphi + Y r_1 \cdot r_0 = 0. \quad (3.5)$$

Для симетричних оболонок обертання при осесиметричному навантаженні останнє рівняння можна проінтегрувати по  $d\varphi$ , і, помноживши на  $2\pi$ , одержимо вираз

$$2\pi r_0 N_1 \cdot \sin\varphi + Q = 0, \quad (3.6)$$

де  $Q$  — сумарне навантаження.

Нехтуючи безконечно малими вищих порядків, визначимо зусилля, що діє на верхній і нижній гранях елемента у напрямі  $Z$ , як  $N_1 r_0 d\varphi \cdot d\theta$ , де

$$2 \sin \frac{d\theta}{2} \approx 2 \frac{d\theta}{2} = d\theta. \quad (3.7)$$

Зусилля, які діють по бокових гранях елемента у напрямі  $Z$ , дають:  $N_2 r_1 \cdot \sin\varphi d\varphi d\theta$ , а компонент зовнішнього навантаження буде дорівнювати:  $Z \cdot r_1 \cdot r_0 d\varphi \cdot d\theta$ .

Додавши і скоротивши на  $d\varphi d\theta$ , одержимо

$$N_1 \cdot r_0 + N_2 r_1 \cdot \sin\varphi + Z r_1 \cdot r_0 = 0. \quad (3.8)$$

Поділивши рівняння (3.8) на  $r_1 r_0$  і враховуючи, що  $r_0 = r_2 \cdot \sin \varphi$ , одержимо

$$\frac{N_1}{r_1} + \frac{N_2}{r_2} = -Z. \quad (3.9)$$

Таким чином, ми одержали два рівняння (3.6) і (3.9) безмоментного стану оболонки, які будуть у подальшому використовуватися при розрахунках резервуарних конструкцій.

Так, рівняння (3.9) може бути використане для визначення напружень і товщини стінки циліндричних і сферичних оболонок після деяких перетворень і обчислень.

1. Циліндрична оболонка, що знаходиться під дією рівномірного внутрішнього тиску  $P$ , буде мати: кільцевий радіус  $r_2 = r$ ; меридіанний  $r_1 = \infty$ . Підставивши ці величини у рівняння (3.9), одержимо

$$N_2/r = -Z = P, \text{ або } N_2 = N = Pr. \quad (3.10)$$

Те ж одержимо у напруженнях

$$\sigma = N/\delta = Pr/\delta. \quad (3.11)$$

Рівняння (3.11) придатне для розрахунку циліндричної оболонки.

2. Сферична оболонка в цих же умовах навантаження має  $r_1 = r_2 = r$  і за умов симетрії  $N_1 = N_2$ . Підставивши це значення у рівняння (3.9), одержимо

$$\sigma = pr/2 \cdot \delta. \quad (3.12)$$

Остання формула використовується для визначення товщини сферичної оболонки.

### 3.3. Рівняння згину циліндричної оболонки

Для виведення рівняння згину циліндричної оболонки розглянемо рівновагу її елемента  $abcd$  під дією осесиметричного навантаження (рис. 3.2). Розміри елемента: довжина вздовж твірної  $d x$ , довжина по окружності  $rd\varphi$ . Кільцеві зусилля  $N_2$  за умовами симетрії залишаються постійними вздовж окружності. Те ж саме відноситься і до окружних згинаючих моментів  $M_2$ . Таким чином, з шести рівнянь статички три перетворюються у тотожність. Запишемо три рівняння рівноваги, що залишилися, тобто суми проєкцій зусиль на осі  $x$  і  $y$  і суми моментів відносно осі  $y$

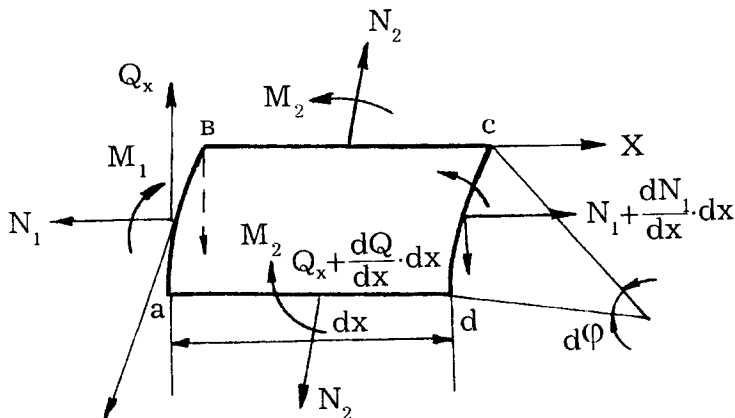


Рис. 3.2. Розрахункова схема до виводу рівняння згину циліндричної оболонки

$$dN_1 \cdot r dx d\varphi = 0,$$

$$\frac{dQ_x}{dx} r dx d\varphi + N_2 dx d\varphi + Z r dx d\varphi = 0, \quad (3.13)$$

$$\frac{dM_1}{dx} r dx d\varphi - Q_x r dx d\varphi = 0.$$

З першого рівняння робимо висновок, що зусилля  $N_1$  постійне і для спрощення приймаємо його рівним 0. Вплив  $N_2$  на згин не враховуємо. Необхідність врахування впливу зусилля  $N_1$  на згин виникає при розрахунку конструкції на стійкість.

Спростимо два рівняння, що залишилися

$$\frac{dQ_x}{dx} + \frac{1}{r} N_2 = -Z; \quad \frac{dM}{dx} - Q_x = 0. \quad (3.14)$$

Таким чином, одержали два рівняння, в яких є три невідомих. При цьому, задача про згин оболонки є внутрішньо статично невизначеною. Застосовуючи закон Гука для двоосного напруженого стану і враховуючи, що  $N_1$  тимчасово прийняли рівним 0, одержимо

$$N_2 = -\frac{E\delta}{r} \cdot \omega, \quad (3.15)$$

де  $E$  — модуль пружності;

$\delta$  — товщина оболонки;

$\omega$  — радіальне переміщення оболонки.

Знак мінус одержано тому, що вісь  $Z$  направлена всередину оболонки. Виключивши з рівняння (3.14)  $Q_x$  і підставивши значення  $N_2$  з (3.15), одержимо

$$\frac{d^2 M_1}{dx^2} - \frac{E\delta}{r^2} \omega = -Z \quad (3.16)$$

Диференціальна залежність між згинаючим моментом і згином буде

$$M_1 = -D \frac{d^2 \omega}{dx^2}, \quad (3.17)$$

де  $D$  — циліндрична жорсткість оболонки при згині

$$D = \frac{E\delta^3}{12(1 - \mu^2)}, \quad (3.18)$$

де  $\mu$  — коефіцієнт Пуасона.

Використовуючи наведену залежність, рівняння (3.16) можна записати у такому вигляді:

$$\frac{d^2}{dx^2} \left( D \frac{d^2 \omega}{dx^2} \right) + \frac{E\delta}{r^2} \omega = Z. \quad (3.19)$$

Якщо товщина оболонки постійна, то рівняння (3.19) матиме вигляд

$$D \frac{d^4 \omega}{dx^4} + \frac{E\delta}{r^2} \omega = Z, \quad (3.20)$$

або, ввівши позначення

$$\beta^4 = \frac{E\delta}{4r^2 D} = \frac{3(1 - \mu^2)}{r^2 \delta^2}, \quad (3.21)$$

можна записати

$$\frac{d^4 \omega}{dx^4} + 4\beta^4 \omega = \frac{Z}{D}. \quad (3.22)$$

Це і буде рівняння згину циліндричної оболонки. Загальне рішення цього рівняння має вигляд

$$\omega = e^{\beta x}(C_1 \cdot \cos\beta x + C_2 \sin\beta x) + \quad (3.23)$$

$$+ e^{-\beta x}(C_3 \cdot \cos\beta x + C_4 \sin\beta x) + f(x),$$

де  $C_1; C_2; C_3; C_4$  — довільні постійні, що визначаються, виходячи з умов на краю оболонки (граничних умов);

$f(x)$  — окреме рішення рівняння, яке залежить від його правої частини.

При розрахунку крайового ефекту найбільш важливим моментом є постановка граничних умов і знаходження постійних  $C_1 \dots C_4$ . У більшості випадків при розрахунку резервуарних конструкцій у розв'язку рівняння (3.22) досить взяти тільки другий додатак з рішення однорідного рівняння для правої частини. Це можливо при досить довгих оболонках, у яких  $l \geq 2,5\sqrt{rd}$ . У коротких ділянках оболонки (наприклад, з кільцями) потрібно розглядати повний розв'язок рівняння.

Для спрощення розв'язку диференціального рівняння (3.22) є таблиці гіперболо-тригонометричних функцій. Нижче приводяться позначення цих функцій і їх похідні:

$$\begin{aligned} \varphi_{\beta x} &= e^{-\beta x}(\cos\beta x + \sin\beta x); & \varphi'_{\beta x} &= 2\beta\xi_x; \\ \psi_{\beta x} &= e^{-\beta x}(\cos\beta x - \sin\beta x); & \psi_{\beta x} &= 2\beta\theta, \\ \theta_{\beta x} &= e^{-\beta x}\cos\beta x; & \theta'_{\beta x} &= -\beta\varphi_x; \\ \xi_{\beta\xi} &= e^{-\beta x}\sin\beta x; & \xi_{\beta\xi} &= +\beta\psi_x. \end{aligned} \quad (3.24)$$

Використавши позначення функцій, розв'язок (з одним додатком) можна записати

$$\omega = C_3\theta_x + C_4\xi_x + f(x). \quad (3.25)$$

### 3.4. Навантаження, що діють на резервуар

В процесі експлуатації на резервуари діють різноманітні навантаження, які залежать від конструкційних параметрів та умов експлуатації.

Основним експлуатаційним навантаженням, що діє на стінку вертикального циліндричного резервуара, є гідростатичний тиск стовбура рідини. Величина цього тиску на будь-якому рівні може бути визначена за формулою

$$P(x) = \rho \cdot g(H - x), \quad (3.26)$$

де  $\rho$  — густина нафти або нафтопродукту;

$g$  — прискорення вільного падіння;

$H$  — висота резервуара;

$x$  — текуча координати з початком у місці сполучення стінки з днищем.

На покрівлю резервуара діють такі навантаження: власна вага конструкції, снігове навантаження, надлишковий тиск у газовому просторі, зовнішній тиск, що виникає при розрядженні у газовому просторі (вакуум), вага теплоізоляції і обладнання резервуара, вітрове навантаження. Вітрове навантаження і навантаження від надлишкового внутрішнього тиску враховуються при визначенні напружень у настилі покриття і у його крайовій зоні (крайовий ефект покриття).

Навантаження від власної ваги, від ваги теплоізоляції і обладнання, як правило, задаються проектом. Снігове і вітрове навантаження визначені залежно від географічного положення району будівництва.

При визначенні товщини стінки і розрахунку її на міцність для вертикальних циліндричних резервуарів з стаціонарним дахом враховується як гідростатичний тиск рідини, так і надлишковий тиск у газовому просторі.

Навантаження від власної ваги покриття і стінки (за поясами), тиск вітру і вакууму враховують також при перевірці конструкції резервуара на стійкість.

Для розрахунку конструктивних елементів резервуара можна приймати такі величини навантажень на вертикальний циліндричний резервуар:

снігове,  $\text{н/м}^2$  — залежно від району будівництва;

вітрове - "

від надлишкового тиску, Па — 2000;

від вакуума, Па — 250;

від ваги покриття (приблизно),  $\text{н/м}^2$  — 700;

від ваги теплоізоляції (приблизно),  $\text{н/м}^2$  — 450.

Густина нафтопродукту для визначення гідростатичного тиску приймається  $0,9 \text{ т/м}^3$ .

Для розрахунку плавучості плаваючого даху навантаженням є власна його вага, а також маса води від можливого заливання поверхні даху атмосферними опадами; також ці навантаження враховуються при розрахунку понтонного кільця на стійкість.



Величину кожного виду навантаження для забезпечення безпеки роботи конструкції при розрахунках приймають з коефіцієнтом перевантаження ( $n$ ) (табл. 3.1)

Таблиця 3.1

Коефіцієнти перевантажень

Перелік навантажень	Символ коефіцієнта ( $n$ )	Значення
Тиск:		
гідростатичний	$n_1$	1,1
надлишковий і вакуум	$n_2$	1,2
Власна вага:		
конструкції	$n_3$	1,1
обладнання	$n_4$	1,2
Навантаження:		
снігове	$n_5$	1,4
вітрове	$n_6$	1,2

Тобто, розрахункове навантаження визначають як множення нормативного навантаження на коефіцієнт перенавантаження ( $n$ ), який враховує можливе відхилення навантажень у несприятливу сторону від нормативних величин.

### 3.5. Розрахунок стінки вертикального резервуара

Розрахунок стінки резервуара полягає у визначенні товщини стінки і радіальних переміщень за поясами, а також її розрахунок на стійкість.

#### 3.5.1. Розрахунок стінки резервуара за допустимими напруженнями

На першому етапі резервуаробудування основним методом визначення товщини стінки був метод розрахунку за допустимими напруженнями, в основу якого була покладена безмоментна теорія.

Розрахункова схема (рис. 3.3) являє собою частину резервуара, розміщеного горизонтально, нижня частина якого замінена двома зусиллями  $T_x$ . Резервуар знаходиться під внутрішнім гідростатичним тиском  $P$ .

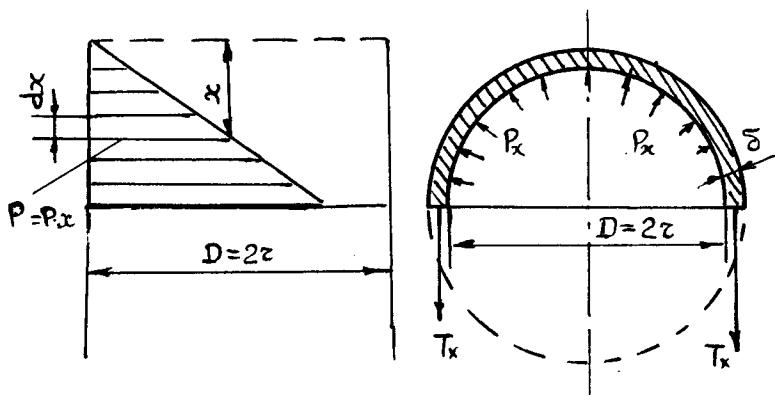


Рис. 3.3. Розрахункова схема резервуара

Розглянемо елемент резервуара на глибині  $x$ . Якщо не враховувати вплив згинаючих моментів, умова рівноваги елемента буде

$$2T_x = P_x 2r dx = 2\rho r x dx, \quad (3.27)$$

де  $T_x$  — розтягуючі кільцеві зусилля;  
 $P_x$  — гідростатичний тиск на глибині;  
 $r$  — радіус корпусу резервуара;  
 $\rho$  — густина рідини.

Із рівняння (3.27) маємо

$$T_x = \rho r x dx. \quad (3.28)$$

Кільцеві напруження можна визначити за формулою

$$\sigma = \frac{T_x}{dF} = \frac{\rho r x dx}{\delta dx} = \frac{rx}{\delta}. \quad (3.29)$$

З цього рівняння визначаємо товщину стінки корпусу резервуара на будь-якому рівні за допущеним напруженням

$$\delta = \frac{\rho r x}{[\sigma]}, \quad (3.30)$$

де  $[\sigma]$  — допущене напруження для сталі (за нормами для сталі Ст. 3 воно приймалось 160 МПа).

Розтягуючі зусилля за окружністю корпусу викликають збільшення радіуса резервуара. Позначивши прирощення

---

радіуса  $r$  через  $\Delta r$ , відносне подовження радіуса буде  $\varepsilon = \frac{\Delta r}{r}$ ,  
тоді

$$\sigma = E\varepsilon = \frac{E\Delta r}{r}. \quad (3.31)$$

У виразі (3.31), замінивши  $\sigma$  на його значення (3.29), одержимо

$$\frac{\rho r x}{\delta} = \frac{E\Delta r}{2}, \quad (3.32)$$

звідки

$$\Delta r = \frac{\rho \cdot r^2 x}{E\delta}. \quad (3.33)$$

Розрахунок стінки резервуара за допустимим напруженням має свої недоліки, які полягають у тому, що не враховуються коефіцієнти перевантаження і умов праці, котрі відбивають реальні умови експлуатації резервуарів. Тому виготовлення таких конструкцій є неекономічним, з великими витратами металу і запасами міцності.

У теперішній час в країнах СНД резервуарні конструкції розраховуються за граничним станом.

### 3.5.2. Розрахунок товщини стінки резервуара за граничним станом

Так як стінка резервуара працює головним чином на розтяг, то розрахунок її за граничним станом зводиться в основному до введення в розрахункові формули диференційних коефіцієнтів безпеки (коефіцієнтів запасу), тобто коефіцієнта перенавантаження ( $n$ ) і коефіцієнта умов праці ( $m$ ). Введення цих коефіцієнтів (різних для різних елементів конструкції) дозволяє збільшити або зменшити запас міцності того чи іншого елемента залежно від його призначення і виду навантаження, що на нього діє. Це в свою чергу дозволяє більш раціонально використати матеріал і його несучу спроможність і, як наслідок, більш економічно його витратити.

Як відомо, у безмоментних тонкостінних циліндричних оболонках, що знаходяться під внутрішнім рівномірним тиском, виникають меридіальні і кільцеві напруження.

При розрахунку стінки циліндричної оболонки резервуара визначають тільки кільцеві напруження за формулою (3.11).

Товщина стінки, яка визначається за формулою (3.11), буде дорівнювати

$$\delta = pr/\sigma. \quad (3.34)$$

Згідно з теорією граничного стану запишемо нерівність в зусиллях

$$N_p \leq N_{гр}, \quad (3.35)$$

де  $N_p$  — розрахункове зусилля в оболонці;

$N_{гр}$  — граничний стан оболонки.

У значенні зусиль величини, які входять є  $P$  — тиск, що складається з гідростатичного і надлишкового тиску у газовому просторі. З врахуванням коефіцієнтів перенавантаження тиск  $P$ , що діє на стінку резервуара, буде дорівнювати

$$P = n_1 \rho \cdot g(H - x) + n_2 \cdot P_H, \quad (3.36)$$

де  $P_H$  — надлишковий тиск.

Розрахункове зусилля

$$N_p = [n_1 \rho g(H - x) + n_2 \cdot P_H] \cdot r, \quad (3.37)$$

де  $r$  — радіус резервуара.

Величина граничного стану

$$N_{гр} = m \cdot R \delta, \quad (3.38)$$

де  $m$  — коефіцієнт умов праці, який згідно з табл. 3.2 для стінки резервуара дорівнює  $m = 0,8$ ;

$R$  — розрахунковий опір матеріалу стінки;

$\delta_i$  — товщина поясу, що розраховується (рис. 3.4):

Підставивши значення зусиль у вираз (3.35), одержимо

$$[n_1 \rho g(H - x) + n_2 P_H] \leq m R \delta_i, \quad (3.39)$$

або

$$\delta_i \geq \frac{[n_1 \rho g(H - x) + n_2 P_H] \cdot r}{m \cdot R}$$

Радіальні переміщення на будь-якому поясі згідно з рис. 3.4 визначатимуться за формулою

Таблиця 3.2

Значення коефіцієнтів умов праці ( $m$ )

Перелік розрахунків	$m$
Стінки резервуара на міцність	0,8
Стінки резервуара на стійкість	1,0
Розрахунок сферичного покриття	0,9
Кільця жорсткості плаваючого даху	1,0
Сполучення стінки з днищем	1,6
Зони крайового ефекту	1,7

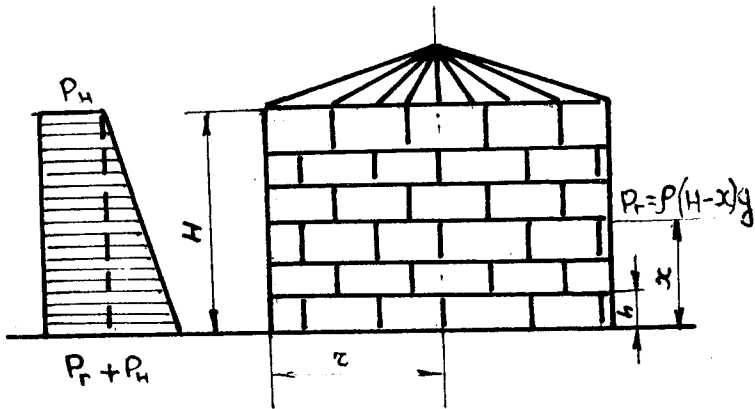


Рис. 3.4. Розрахункова схема для визначення товщини стінки резервуара за граничним станом

$$\Delta r_i = \frac{\rho r^2 (H - x) q}{E \delta_i} \quad (3.40)$$

Значення  $x$  у формулі (3.39) для першого поясу приймається не 0, а 30 см, оскільки нижній край стінки пружно зварений з днищем, для решти поясів — рівним висоті усіх поясів, котрі були розраховані (рахуючи знизу) перед цим.

### 3.5.3. Стійкість вертикальних циліндричних резервуарів

При розрахунку резервуарів на стійкість розрахунковими навантаженнями слід вважати: власну вагу покриття і стінки резервуара, снігове навантаження, вагу обладнання, вакуум і вітрове навантаження. Втрата стійкості стінки резервуара може відбутись як в осьовому, так і в меридіональному напрямках. В загальному випадку, коли діють разом осьове і бокове навантаження, на стінці резервуара утворюються вм'ятини, які розміщуються рівномірно по окружності стінки. В резервуарах з плаваючим дахом вакуум відсутній, тому перевірку стійкості стінки цих резервуарів проводять на дію вітру, власної ваги стінки і кільцевої площадки.

В теперішній час загальну перевірку стійкості проводять за формулою

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{01}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq m, \quad (3.41)$$

де  $\sigma_1$  і  $\sigma_2$  — відповідно осьові і кільцеві напруження у стінці;  
 $\sigma_{01}$ ,  $\sigma_{02}$  — відповідно осьові і кільцеві критичні напруження;

$m$  — коефіцієнт умов праці, який для перевірки стійкості приймається рівним  $m = 1$ .

Осьові напруження в стінці резервуара із стаціонарною покрівлею будуть

$$\sigma_1 = \frac{(q_{ст} + q_k) 2\pi r n_3 + q_{п} \cdot n_3 \pi \cdot r^2 + q_{сн} \cdot n_5 \pi r^2 \cdot K + P_{вак} \cdot n_2 \pi r^2}{2\pi r \delta}, \quad (3.42)$$

де  $q_{ст}$  — вагове навантаження від верхньої частини стінки до розрахункового рівня;

$q_k$  — навантаження від ваги верхнього опорного кільця;

$q_{п}$  — навантаження від ваги покрівлі;

$P_{вак}$  — розрахунковий вакуум;

$q_{сн}$  — снігове навантаження;

$K$  — коефіцієнт укладності снігу, який визначається за БНіП і залежить від форми покрівлі;

$n_2, n_3, n_5$  — коефіцієнти перенавантаження;

$\delta$  — товщина стінки на розрахунковому рівні;

\* Приклади всіх розрахунків подано в додатках.

$r$  — радіус резервуара.

Для резервуара з плаваючим дахом осьові навантаження визначаються за формулою

$$\sigma_1 = \frac{(q_{ст} + q_{пл})n_3 + q_{сн} \cdot n_5}{\delta}, \quad (3.43)$$

де  $q_{пл}$  — навантаження від кільцевої площадки;

$q_{сн}$  — снігове навантаження на кільцеву площадку.

Кільцеві напруження в стінці резервуара можна розрахувати за формулою

$$\sigma_2 = \frac{(R_2 P_{вак} + P_{екв})^2}{\delta_{ср}}, \quad (3.44)$$

де  $P_{екв}$  — приведенне до рівномірного тиску еквівалентне навантаження від вітру;

$\delta_{ср}$  — середня товщина стінки.

Еквівалентне навантаження визначають за формулою

$$P_{екв} = 0,5 \cdot n_6 \cdot q_{вітр} \cdot K_{ср}(C_2^0 + C_4), \quad (3.45)$$

де  $q_{вітр}$  — нормальний вітровий напір вітру;

$C_2^0, C_4$  — аеродинамічні коефіцієнти, які залежать від відношення

$$H_{рез}/D_{рез},$$

$K_{ср}$  — коефіцієнт зростання швидкісного напору вітру,

$$K_{ср} = 1 + \frac{0,125(H_p - 10)}{H_p}. \quad (3.46)$$

Значення критичних напружень визначаються з введенням емпіричних коефіцієнтів. Осьові критичні напруження будуть

$$\sigma_{01} = CE \frac{\delta}{r}, \quad (3.47)$$

де  $C$  — коефіцієнт, приведенний в табл. 3.3;

$\delta$  — товщина стінки на розрахунковому рівні;

$r$  — радіус стінки резервуара.

Критичні кільцеві напруження можна визначити за формулою

$$\sigma_{02} = 0,55 \frac{r}{l} \left( \frac{\delta}{r} \right)^{3/2}, \quad (3.48)$$

де 0,55 — емпіричний коефіцієнт;

$\delta$  — середня товщина стінки резервуара;

$l$  — довжина циліндричної частини, яка дорівнює висоті резервуара  $H$ .

Таблиця 3.3

Значення коефіцієнта  $C$

$r/\delta$	$c$	$r/\delta$	$c$	$r/\delta$	$c$
500	0,12	1500	0,07	2500	0,050
1000	0,08	2000	0,053	3000	0,045

Коефіцієнт запасу оболонки резервуара за стійкістю можна визначити як

$$K_{з.об} = \frac{1}{(\sigma_1/\sigma_{01}) + (\sigma_2/\sigma_{02})}. \quad (3.49)$$

При втраті стійкості від зовнішнього тиску корпус резервуара втрачає свою початкову форму. Тиск, при якому відбувається цей процес, називають критичним. Під дією критичного тиску початковий круглий переріз резервуара одержує хвилюподібну форму. Величина критичного тиску  $P_{кр}$  залежить від геометричної форми корпусу, розмірів резервуара і механічних властивостей матеріалу і може бути визначена за формулою

$$P_{кр} = \frac{E\delta_{ст}}{r} \cdot \frac{1}{n^2 + \frac{1}{2} \left( \frac{\pi r}{L} \right)^2} \times \quad (3.50)$$

$$\times \left\{ \frac{1}{\left[ 1 + \left( \frac{nL}{\pi r} \right)^2 \right]^3} + \frac{1}{12(1 - \mu^2)} \left( \frac{\delta_{ст}}{2} \right)^2 \left[ n^2 + \left( \frac{\pi r}{L} \right)^2 \right]^2 \right\},$$

де  $n$  — число хвиль, що утворилися на корпусі резервуара;

$L$  — висота циліндричної частини корпусу резервуара;

$\mu$  — коефіцієнт Пуасона.



### 3.6. Розрахунок вузла сполучення стінки резервуара з днищем\*

#### 3.6.1. Основні розрахункові положення

Сполучення стінки резервуара з днищем в теоретичному плані розглядається як пружне защемлення. Тому для знаходження згинаючого моменту  $M_0$  і перерізувальної сили  $Q_0$ , що виникають у сполученні стінки з днищем, необхідно

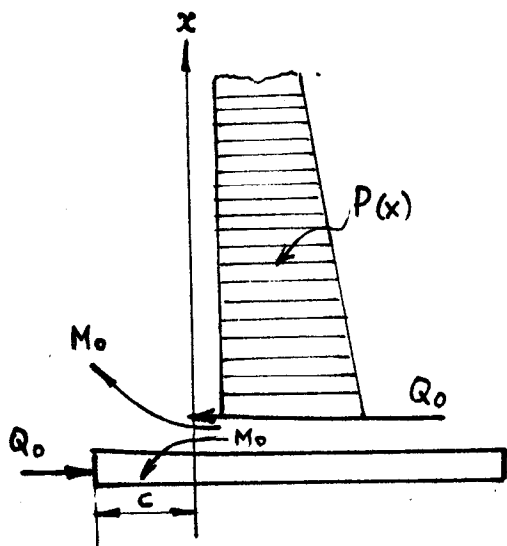


Рис. 3.5. Розрахункова схема нижнього вузла резервуара

скласти і розв'язати рівняння сумісності їх деформацій. Для знаходження невідомих  $M_0$  і  $Q_0$  прийнято використовувати один із методів будівельної механіки — розв'язання статично невизначених стержневих систем (рис. 3.5).

Для визначення невідомих напишемо канонічні рівняння методу сил, які являють собою рівняння

нерозривності деформацій у вузлі

$$\delta_{11}M_0 + \delta_{12}Q_0 + \Delta_{1p} = 0, \quad (3.51)$$

$$\delta_{12}M_0 + \delta_{22}Q_0 + \Delta_{2p} = 0,$$

де  $\delta_{11}, \delta_{21}$  — одиничні переміщення від дії  $M_0 = 1$ ;

$\delta_{12}, \delta_{22}$  — одиничні переміщення від дії  $Q_0 = 1$ ;

$\Delta_{1p}, \Delta_{2p}$  — переміщення від дії зовнішнього навантаження.

\*Методика розрахунку розроблена В.Л.Березіним, А.С.Афанасьєвим, В.І.Шутовим

Кожне переміщення складається із переміщення стінки і переміщення днища, тобто

$$\begin{aligned} \delta_{11} &= \delta_{11}^{\text{CT}} + \delta_{11}^{\text{ДН}}, \\ &\dots\dots\dots \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta_{2p} &= \Delta_{2p}^{\text{CT}} + \Delta_{2p}^{\text{ДН}}. \end{aligned} \tag{3.52}$$

Так як днище в горизонтальному напрямі має значну жорсткість, тобто практично не розтягається, частина переміщень — коефіцієнтів системи канонічних рівнянь відпадає

$$\delta_{12}^{\text{ДН}} = \delta_{21}^{\text{ДН}} = \delta_{22}^{\text{ДН}} = \Delta\delta_{2p}^{\text{ДН}} = 0.$$

І тоді система (3.51) приймає вигляд

$$(\delta_{11}^{\text{CT}} + \delta_{12}^{\text{ДН}})M_o + \delta_{12}^{\text{CT}}Q_o + \Delta_{1p}^{\text{CT}} + \Delta_{1p}^{\text{ДН}} = 0, \tag{3.53}$$

$$\delta_{21}^{\text{CT}}M_o + \delta_{22}^{\text{CT}}Q_o + \Delta_{2p}^{\text{CT}} = 0.$$

У подальшому розв'язання задачі зводиться до знаходження одиничних переміщень, які є коефіцієнтом системи рівнянь (3.53) і розв'язку останньої.

### 3.6.2. Визначення переміщень стінки

Для визначення переміщень стінок напишемо розв'язок лівої частини диференціального рівняння (3.22) (розв'язок однорідного рівняння)

$$\omega = e^{\beta x}(C_1 \cdot \cos\beta x + C_2 \sin\beta x) + e^{-\beta x}(C_3 \cdot \cos\beta x + C_4 \sin\beta x) \tag{3.54}$$

Оскільки стінка резервуара знаходиться під дією гідростатичного тиску, що змінюється за законом трикутника, то природно припустити, що на нескінченній відстані від днища переміщення стінки повинно дорівнювати нулеві. Другий доданок цього рішення дійсний при  $x \rightarrow \infty$  і прямує до нуля завдяки від'ємному степеню при  $l$ . Перший доданок може стати нулем тільки в тому випадку, якщо нулеві дорівнюють довільні постійні  $C_1$  і  $C_2$ . Таким чином, отримаємо

$$\omega = e^{-\beta x}(C_3 \cdot \cos\beta x + C_4 \sin\beta x), \tag{3.55}$$

або для спрощення обрахунків

$$\omega = C_3 \cdot \theta_{\beta x} + C_4 \xi_{\beta \xi} \quad (3.56)$$

Виразимо невідомі довільні постійні  $C_3$  і  $C_4$  через невідомі, але достатньо визначені  $M_o$  і  $Q_o$  (цей спосіб має назву методу початкових параметрів). Для цього прийнемо наступні граничні умови: при  $x = 0$

$$M_x = -D \frac{d^2 \omega}{dx^2} = M_o, \quad (3.57)$$

$$Q_x = -D \frac{d^3 \omega}{dx^3} = Q_o.$$

Узявши від виразу (3.56) другу і третю похідні (з допомогою гіперболо-тригонометричних функцій) і підставивши в них граничні умови, отримаємо

$$C_3 = -\frac{2\beta}{K} (Q_o + \beta M_o), \quad (3.58)$$

$$C_4 = \frac{2\beta}{K} M_o,$$

де  $K$  — величина, аналогічна коефіцієнту постелі в балках на пружній основі,

$$K = E\delta/r^2. \quad (3.59)$$

Тоді вираз для прогинів стінок буде мати вигляд

$$\omega = -\frac{2\beta}{K} (Q_o \theta_{\beta x} + \beta M_o \psi_{\beta x}). \quad (3.60)$$

Рівняння кутів повороту

$$\Phi = \omega' = \frac{2\beta^2}{K} (Q_o \varphi_{\beta x} + 2\beta M_o \theta_{\beta x}). \quad (3.61)$$

Рівняння згинаючих моментів

$$M_x = -D\omega'' = \frac{1}{\beta} (Q_o \xi_{\beta x} + \beta M_o \varphi_{\beta x}). \quad (3.62)$$

Рівняння поперечних сил

$$Q_x = -D\omega'''' = -Q_0\psi_{\beta x} + 2\beta M_0\varphi_{\beta x}. \quad (3.63)$$

Після знаходження  $M_0$  і  $Q_0$  з цими рівняннями можна побудувати епюри переміщень, моментів і поперечних сил.

Перейдемо безпосередньо до знаходження переміщень стінки. За методом сил і правилами знаків  $\delta_{11}$  і  $\delta_{22}$  є головними переміщеннями, і якщо їх напрям співпадає з напрямом дії сили (моменту), то вони мають знак "+". Тому в рівнянні (3.60) "-" можна опустити.

Для визначення  $\delta_{11}^{ct}$  введемо в рівняння (3.61)  $x=0$ ,  $Q_0=0$  і  $M_0=1$ . Тоді отримаємо

$$\delta_{11}^{ct} = 4\beta^3/K, \quad (3.64)$$

або

$$\delta_{11}^{ct} = \frac{4\beta^3}{K} \frac{\beta}{\beta} = \frac{4\beta^4}{K\beta} = \frac{1}{\beta D},$$

так як

$$\beta^4 = K/4D.$$

Підставивши в рівняння (3.61)  $x=0$ ,  $M_0=0$  і  $Q_0=1$ , отримаємо

$$\delta_{21}^{ct} = \delta_{12}^{ct} = \frac{2\beta^2}{K} \frac{2\beta^2}{2\beta^2} = \frac{1}{\beta^2 D}. \quad (3.65)$$

Такий же результат можна отримати із рівняння (3.60), підставивши в нього  $x=0$ ,  $Q_0=0$  і  $M_0=1$  (за теоремою взаємних переміщень  $\delta_{12} = \delta_{21}$ ).

Підставимо в рівняння (3.60)  $x=0$ ,  $Q_0=0$ ,  $M_0=1$ , отримаємо

$$\delta_{22}^{ct} = \frac{2\beta}{K} \frac{2\beta^3}{2\beta^3} = \frac{1}{2\beta^3 D}. \quad (3.66)$$

Для визначення вантажних членів  $\Delta_{1p}^{ct}$  і  $\Delta_{2p}^{ct}$  знайдемо окремий розв'язок для правої частини рівняння (3.22)

$$\omega^* = \frac{Pgc^2}{E\delta} (H-x) = \frac{\rho g}{K} (H-x). \quad (3.67)$$

Тоді при  $x = 0$

$$(\omega^*)' = \Delta_{1p}^{ст} = -\frac{\rho g}{K}; \quad \Delta_{2p}^{ст} = \frac{\rho g}{K} H, \quad (3.68)$$

де  $H$  — висота стінки резервуара.

Таким чином, визначені усі необхідні переміщення стінки.

### 3.6.3. Визначення переміщень днища

#### 1. Днище лежить на піщаній подушці.

Днище резервуарів об'ємом до  $5000 \text{ м}^3$  монтується на піщану подушку, яка є складовою частиною підвалини резервуара. У такому випадку сполучення стінки резервуара з днищем звичайно розглядається як пружне защемлення.

Для визначення переміщень днища умовно виріжемо з нього смужку одиничної ширини в радіальному напрямі.

Будемо розглядати цю смужку як напівнескінчену балку на пружній основі, навантажену на відстані  $C$  від кінця зосередженою силою (навантаження від ваги стінки і покриття), зосередженим моментом  $M_0$  і рівномірно розподіленим навантаженням  $p$ , тобто гідростатичним тиском (рис. 3.6). Для того, щоб розв'язати цю задачу, необхідно окремо для кожного виду навантаження скласти рівняння для напівнескінченної балки, що лежить на пружній основі, отримати рівняння прогинів, кутів повороту, перерізів, моментів і поперечних сил для схеми, яку розглядаємо. Тут нема потреби робити громіздкі викладки, так як розв'язок цієї задачі приведено в курсі "Опір матеріалів".

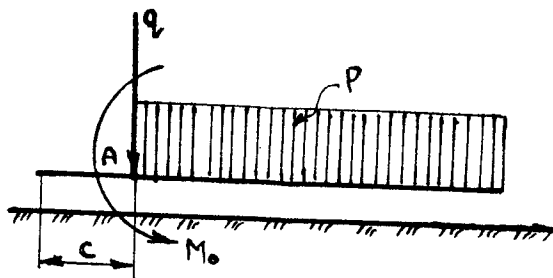


Рис. 3.6. Схема визначення переміщень днища, що лежить на піщаній подушці

Переміщення балки-смушки днища від дії згинаючого моменту  $M_0$ , що передається стінкою буде

$$\omega = \frac{M_0 \beta^2}{K} \left[ \xi_{\beta x} - \varphi_{\beta x} \theta_{\beta(x+c)} - \theta_{\beta x} \psi_{\beta(x+c)} \right], \quad (3.69)$$

де  $\beta$  — коефіцієнт деформації днища;  $\beta^4 = K/4D_{\text{дн}}$  ( $K$  — коефіцієнт постелі піщаної основи;  $K = 5 \div 15 \text{ кг/см}^3$ );  
 $D_{\text{дн}}$  — циліндрична жорсткість днища

$$D = \frac{E \delta_{\text{окр}}^3}{12(1 - M^2)}; \quad (3.70)$$

$\delta_{\text{окр}}$  — товщина крайків днища;  
 $\xi, \varphi, \theta, \psi$  — гіперболо-тригонометричні функції.  
 Кут повороту перерізу

$$\Phi_{\text{дн}} = \omega' = \frac{M_0 \beta^3}{K} \left[ \psi_{\beta x} + \varphi_{\beta c} \varphi_{\beta(x+c)} + 2\theta_{\beta c} \theta_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.71)$$

Згинаючий момент

$$M = -D_{\text{дн}} \omega'' = \frac{M_0}{2} \left[ \theta_{\beta x} + \varphi_{\beta c} \beta_{(x+c)} + \theta_{\beta c} \varphi_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.72)$$

Одиничне переміщення днища при  $X = 0$  (справа) одержимо, підставивши  $M_0 = 1$  в рівняння (3.71)

$$\delta_{11}^{\text{дн}} = \frac{1}{\beta_{\text{дн}} D_{\text{дн}}} \frac{1 + \varphi_{\beta c}^2 + 2\theta_{\beta c}^2}{4}. \quad (3.73)$$

Величина згинаючого моменту:  
 справа

$$M_{+0} = \frac{M_0}{2} \left( 1 + \varphi_{\beta c}^2 \right); \quad (3.74)$$

зліва

$$M_{-0} = -\frac{M_0}{2} \left( 1 + \varphi_{\beta c}^2 \right). \quad (3.75)$$

Переміщення днища від дії зовнішнього навантаження складається з двох переміщень

$$\Delta_{1p}^{\text{дн}} = \Delta_{1g}^{\text{дн}} + \Delta_{1p}^{\text{дн}}, \quad (3.76)$$

де  $\Delta_{1g}^{\text{дн}}$  — переміщення від зосередженої сили  $q$ ;  
 $\Delta_{1p}^{\text{дн}}$  — переміщення від рівномірно розподіленого навантаження  $p$ .

Переміщення від  $g = \frac{(G_{\text{ст}} + G_{\text{кр}}q)}{\pi d}$  складають

$$\omega_g = \frac{g\beta_{\text{дн}}}{2K} \left[ \varphi_{\beta x} + 2\theta_{\beta c}\theta_{\beta(x+c)} + \psi_{\beta c}\psi_{\beta(x+c)} \right], \quad (3.77)$$

де  $G_{\text{ст}}$  і  $G_{\text{кр}}$  — вага відповідно стінки і даху.

Кути повороту перерізів

$$\Phi_g = -\frac{g\beta_{\text{дн}}^2}{K} \left[ \xi_{\beta x} + \theta_{\beta c}\varphi_{\beta(x+c)} + \psi_{\beta c}\theta_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.78)$$

Згинаючі моменти

$$M = \frac{q}{4\beta_{\text{дн}}} \left[ \psi_{\beta x} - 2\theta_{\beta c}\xi_{\beta(x+c)} - \psi_{\beta c}\varphi_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.79)$$

Підставивши  $X = 0$  в рівняння (3.78), отримаємо

$$\Delta t_g^{\text{дн}} = \frac{g}{2\beta_{\text{дн}}^2 D_{\text{дн}}} \theta_{\beta c}^2. \quad (3.80)$$

Знак "-" не враховуємо, так як напрям переміщення (повороту)  $\Delta t_g^{\text{дн}}$  співпадає з напрямом дії моменту від сили  $q$ .

Переміщення від дії гідростатичного тиску  $P = \rho g H$

$$\omega_p = \frac{P}{2K} \left[ 2 - \theta_{\beta x} + \psi_{\beta c}\theta_{\beta(x+c)} - \xi_{\beta c}\psi_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.81)$$

Кут повороту перерізу

$$\Phi = \frac{P\beta}{2K} \left[ \varphi_{\beta x} - \psi_{\beta c}\varphi_{\beta(x+c)} + 2\xi_{\beta c}\theta_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.82)$$

Згинаючий момент у днищі

$$M = \frac{P}{4\beta^2} \left[ \xi_{\beta x} - \psi_{\beta c}\xi_{\beta(x+c)} + \xi_{\beta c}\varphi_{\beta(x+c)} \right]. \quad (3.83)$$

Підставивши  $X = 0$  в рівняння (3.82), отримаємо

$$\Delta_{1p}^{\text{дн}} = -\frac{P\beta}{2K} \left[ 1 - \psi_{\beta c}\varphi_{\beta c} + 2\xi_{\beta c}\theta_{\beta c} \right]. \quad (3.84)$$

Знак "-" в цьому випадку зберігається, так як напрям переміщення протилежний напрямку дії навантаження.

Підставивши знайдені значення переміщень в канонічні (3.53), можна визначити шукані величини  $M_0$  і  $Q_0$ . Значення поперечної сили  $Q_0$  звичайно невелике (12 - 13 % від абсолютної величини значення  $M_0$ ), тому впливом її на напружений стан вузла з'єднання стінки з днищем можна знехтувати. В зв'язку з тим, що на піщану подушку встановлюють резервуари відносно невеликого об'єму (до  $5000 \text{ м}^3$ ), які мають товщину нижнього поясу не більшу 10 мм, переріз зварного шва у вузлі можна умовно прийняти рівним товщині першого поясу стінки. Тоді напруга у шві визначається як

$$\sigma_m = 6M_0/\delta_1^2 \quad (3.85)$$

### II. Днище спирається на бетонне кільце

Резервуари великої місткості, починаючи з  $10000 \text{ м}^3$ , встановлюють на залізобетонне кільце, вміщене по периметру ґрунтово-піщаної подушки. Жорсткість такого кільця набагато перевищує жорсткість днища резервуара. Тому вважати таке кільце пружною підвалиною неможливо. Вважається, що під дією згинаючого моменту  $M_0$  частина днища (у радіальному напрямі) може відірватись від бетонного кільця (рис. 3.7). В цьому випадку припідняту частину, умовно розбиту на смужки одиничної ширини, можна розглядати як балку, що лежить на двох опорах і навантажена рівномірно розподіленим навантаженням  $P$  (гідростатичним тиском і моментом  $M_0$  на кінці).

Кути повороту перерізів (кутові переміщення) на опорах  $A$  і  $B$  можна визначити будь-яким способом за опором матеріалів (графоаналітичний метод, спосіб Верещагіна та інші).

Кут повороту перерізу на зовнішньому кінці опори  $A$

$$\Phi_A = \frac{1}{D_H} \left( \frac{M_0 l}{3} - \frac{Pl^3}{24} \right), \quad (3.86)$$

на опорі  $B$

$$\Phi_B = \frac{1}{D_H} \left( \frac{M_0 l}{6} - \frac{Pl^3}{24} \right) = 0, \quad (3.87)$$

де  $D_H$  — циліндрична жорсткість крайків при вигині.



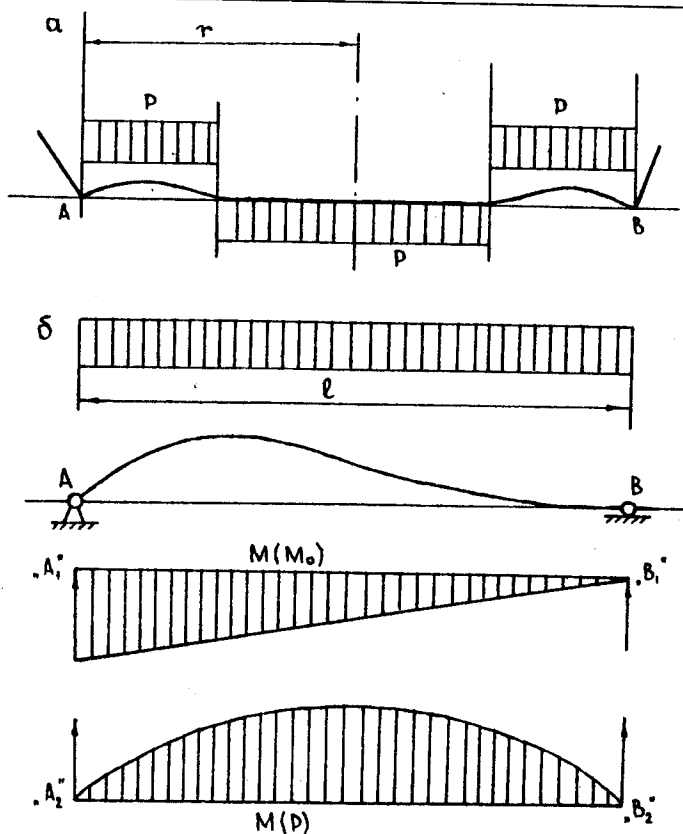


Рис. 3.7. Визначення переміщень днища, що опирається на бетонне кільце:

*a* — розрахункова схема; *б* — визначення переміщень

Тоді з рівняння (3.87) можна визначити  $l$  — довжину ділянки відриву днища від кільця

$$l = 2 \left( \frac{M_o}{P} \right)^{1/2} \quad (3.88)$$

Підставимо це значення  $l$  у рівняння (3.86) і отримаємо

$$\Phi_A = \frac{1}{3D} \left( M_o^3 / P \right)^{1/2} \quad (3.89)$$

Таким чином, одержимо сумарне переміщення днища

$$\delta_{11}^{\text{дн}} M_0 + \Delta_{1p}^{\text{дн}} = \frac{1}{3D} \left( \frac{M_0^3}{P} \right)^{1/2} \quad (3.90)$$

З рівняння (3.88) видно, що внаслідок нелінійності задачі визначити окремо переміщення  $\delta_{11}^{\text{дн}}$  і  $\Delta_{1p}^{\text{дн}}$  неможливо.

Підставивши значення (3.90) у систему канонічних рівнянь (3.53) та розв'язавши їх у загальному вигляді, одержимо кінцеве рівняння

$$aM_0 + b\sqrt{M_0^3} + c = 0, \quad (3.91)$$

де

$$\begin{cases} a = \delta_{11}^{\text{ст}} - \frac{(\delta_{12}^{\text{ст}})^2}{\delta_{22}^{\text{ст}}} \\ b = \frac{1}{3D_{\text{дн}}\sqrt{P}} \\ c = \Delta_{1p}^{\text{ст}} - \frac{\delta_{12}^{\text{ст}} \cdot \Delta_{2p}^{\text{ст}}}{\delta_{22}^{\text{ст}}} \end{cases} \quad (3.92)$$

Рівняння (3.89) можна розв'язати методом підбору значень  $M_0$  за допомогою таблиць квадратів і кутів чисел або ЕОМ. Спочатку потрібно визначити максимальну величину моменту, що виникає при абсолютно жорсткому затисненні стінки у днище за формулою

$$M_0^{\text{max}} = \frac{\rho g}{2\beta_{\text{ст}}^2} \left( H - \frac{1}{\beta_{\text{ст}}} \right) \quad (3.93)$$

### 3.7. Методика практичного розв'язання задач з розрахунку вузла сполучення стінки резервуара з днищем

#### 3.7.1. Резервуар опирається на піщану подушку

Методика розрахунку полягає в наступному.

1. Визначають основні характеристики стінки:

а) циліндрична жорсткість,  $H \cdot m$ ,

$$D_{\text{ст}} = \frac{E\delta^3}{12(1 - \mu^2)}, \quad (3.94)$$

де  $E$  — модуль пружності сталі,  $E = 2,1 \cdot 10^5$  МПа;  
 $\delta$  — товщина стінки першого поясу резервуара;  
 $\mu$  — коефіцієнт Пуассона,  $\mu = 0,3$ ;  
 б) умовний коефіцієнт постелі (3.59)  
 $K = E\delta/r^2$ ;  
 в) коефіцієнт деформації

$$\beta_{ст} = \left( \frac{K}{4D_{ст}} \right)^{1/4} \quad (3.95)$$

2. Визначають переміщення стінки

$$\delta_{11}^{ст} = \frac{1}{\beta_{ст} D_{ст}}; \quad \delta_{12}^{ст} = \delta_{21}^{ст} = \frac{1}{2\beta_{ст}^2 D_{ст}}; \quad (3.96)$$

$$\delta_{22}^{ст} = \frac{1}{2\beta_{ст}^3 D_{ст}}; \quad \Delta_{1р}^{ст} = \frac{\rho}{K}; \quad \Delta_{2р}^{ст} = \frac{P}{K}H,$$

де  $\delta_{11}^{ст}, \delta_{12}^{ст}, \delta_{21}^{ст}, \delta_{22}^{ст}$  — одиничні переміщення від дії  $M_o=1; Q_o=1; \Delta_{1р}^{ст}, \Delta_{2р}^{ст}$  — переміщення від гідростатичного навантаження;  $\beta$  — коефіцієнт;  $H$  — висота резервуара, см.

3. Визначають основні характеристики днища:

а) циліндрична жорсткість,  $H \cdot м$ , (3.70)

$$D_{дн} = \frac{E\delta_{окр}^3}{12(1 - \mu^2)},$$

де  $\delta_{окр}$  — товщина окрайок днища, см;

б) коефіцієнт постелі ( $K$ ), має значення 3 ... 20 кг/см<sup>3</sup>.

Для обчислень беруть  $K = 5,0$  кг/см<sup>3</sup>.

в) коефіцієнт деформації

$$\beta_{дн} = \left( \frac{K}{4D_{дн}} \right)^{1/4}; \quad (3.97)$$

г) знаходимо значення функцій  $\varphi_{\beta c}, \psi_{\beta c}, \theta_{\beta c}, \xi_{\beta c}$ . Для цього беремо відстань від зовнішньої поверхні стінки до краю днища  $C = 50$  мм. Тоді аргумент становитиме

$$\beta c = 5\beta_{дн}, \quad (3.98)$$

де  $\beta_{дн}$  — коефіцієнт деформації.

За таблицею (дод. 8) функцій знаходимо їх значення.

4. Визначають переміщення днища - від дії згинаючого моменту ( $M_o$ )

$$\delta_{11}^{дн} = \frac{1}{\beta_{дн} D_{дн}} \frac{1 + \varphi_{\beta c}^2 + 2\theta_{\beta c}^2}{4}, \quad (3.99)$$

від зусилля ( $q$ ) на одиницю довжини стінки

$$\Delta_{1g}^{дн} = \frac{q}{2\beta_{дн}^2 \cdot D_{дн}} \theta_{\beta c}^2, \quad (3.100)$$

де  $q$  — навантаження на одиницю довжини кола стінки, кН/м,

$$q = \frac{(G + G_n)g}{\pi d}, \quad (3.101)$$

де  $G_{ст}$  — маса стінки, т;

$G_n$  — маса покриття, т;

$d$  — діаметр резервуара, см;

від гідростатичного навантаження ( $P$ ) (3.84)

$$\Delta_{1p}^{дн} = -\frac{P\beta_{дн}}{2K} \left(1 - \varphi_{\beta c}\psi_{\beta c} + 2\theta_{\beta c}\xi_{\beta c}\right), \quad (3.102)$$

де  $P$  — гідростатичний тиск на днище,  $P = \rho H$ , МПа;  $\varphi_{\beta c}, \psi_{\beta c},$

$\theta_{\beta c}, \xi_{\beta c}$  — показники функцій (дод. 8)

5. Розв'язують канонічні рівняння

$$\begin{cases} \Delta_{1p} = \Delta_{1p}^{ст} + \Delta_{1p}^{дн} + \Delta_{1q}^{дн}, \\ \delta_{11} = \delta_{11}^{ст} + \delta_{11}^{дн}, \\ \delta_{11}M_o + \delta_{12}^{ст}Q_o + \Delta_{1p} = 0, \\ \delta_{21}^{ст}M_o + \delta_{22}^{ст}Q_o + \Delta_{2p}^{ст} = 0. \end{cases} \quad (3.103)$$

і визначають  $M_o$  і  $Q_o$ .

6. Після визначення  $M_o$  і  $Q_o$  за рівняннями (3.62) і (3.63) можна побудувати епюри згинаючих моментів і поперечних сил у стінці резервуара (рис. 3.8).

7. Визначають напруження у зварному шві (3.85)

$$\sigma_{ш} = 6M_o/\delta_1^2.$$

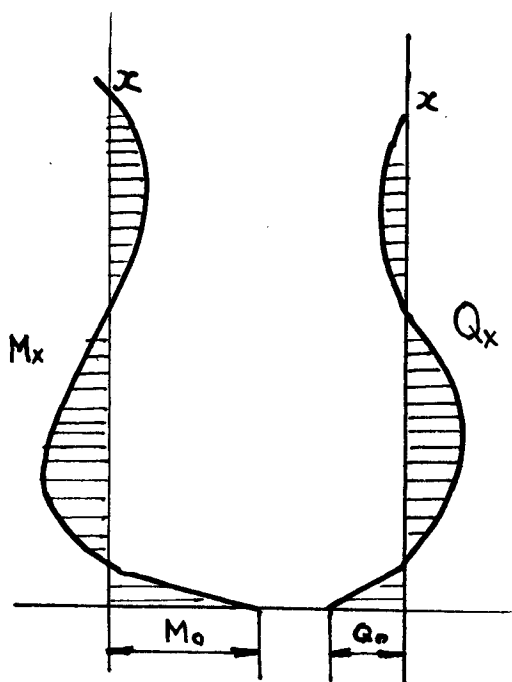


Рис. 3.8. Видгляд епюр  $M_x$  та  $Q_x$

### 3.7.2. Резервуар опирається на бетонне кільце

Методика розрахунку полягає у наступному.

1. Визначають основні характеристики стінки і її переміщення аналогічно як для резервуара, днище якого опирається на піщану подушку (3.7.1).

2. Знаходимо коефіцієнти  $a$ ,  $b$ ,  $c$  основного рівняння (3.91, 3.92)

$$aM_o + b\sqrt{M_o^3} + c = 0,$$

$$a = \delta_{11}^{ст} - \frac{(\delta_{12}^{ст})^2}{\delta_{22}^{ст}}, \quad b = \frac{1}{3D_{дн}\sqrt{p}},$$

$$c = \Delta_{1p}^{ст} - \frac{\delta_{11}^{ст} \cdot \Delta_{2p}^{ст}}{\delta_{22}^{ст}}.$$

Рівняння розв'язуємо методом підбирання значення за допомогою таблиць квадратів і кубів або на ЕОМ.

3. Підставивши значення коефіцієнтів  $a, b, c$  в основне рівняння, визначаємо за формулою (3.93) максимальний момент, що виникає при абсолютно жорсткому заземленні в днищі і послідовно заданими значеннями  $M_0$ .

$$M_0^{\max} = \frac{\rho g}{2\beta_{\text{ст}}^2} \left( H - \frac{1}{\beta_{\text{ст}}} \right).$$

4. Напруження у шві (3.85)

$$\sigma = \frac{6M_0}{\delta_{\text{ст}}^2}.$$

5. Визначаємо величину ділянки відриву днища від кільця

$$l = 2\sqrt{M_0/P}. \quad (3.104)$$

### 3.8. Розрахунок покриттів вертикальних резервуарів

Покриття резервуарів складається з окремих щитів, на які діють різноманітні навантаження: від власної ваги, вакууму, вітру, снігу, теплоізоляції даху, обладнання резервуара.

Залежно від характеристики резервуара, його об'єму і конструкції покриття може бути: з безмоментною покрівлею, конічне, сферичне, плоске. Розрахунок кожної конструкції покриттів має свої особливості.

#### 3.8.1. Розрахунок безмоментної покрівлі

Для розрахунку покриття резервуарів з безмоментною покрівлею розглянемо рівновагу вирізаного із покрівлі секторіального елемента з центральним кутом  $\alpha = 1$  і завантаженого розподіленим навантаженням  $q$  (рис. 3.9). З достатньою точністю можна визначити, що дотична до меридіана оболонки у точці  $x=r$  горизонтальна. Позначимо меридіональне зусилля розтягу на краю елемента, що припадає на одиницю довжини дуги  $ab$ , через  $N_0$ . Умову рівноваги  $M_0=0$  запишемо так:

$$\sum M_0 = N_0 l_{ab} h_{\text{кр}} - F_0 q x_c = 0, \quad (3.105)$$

де  $l_{ab}$  — довжина дуги;

$h_{кр}$  — перевищення центральної частини покрівлі над циліндричною стінкою;

$q$  — розрахункове навантаження на одиницю площі покрівлі;

$F_c$  — площа сектора;

$x_c$  — відстань до центра тяжіння сектора.

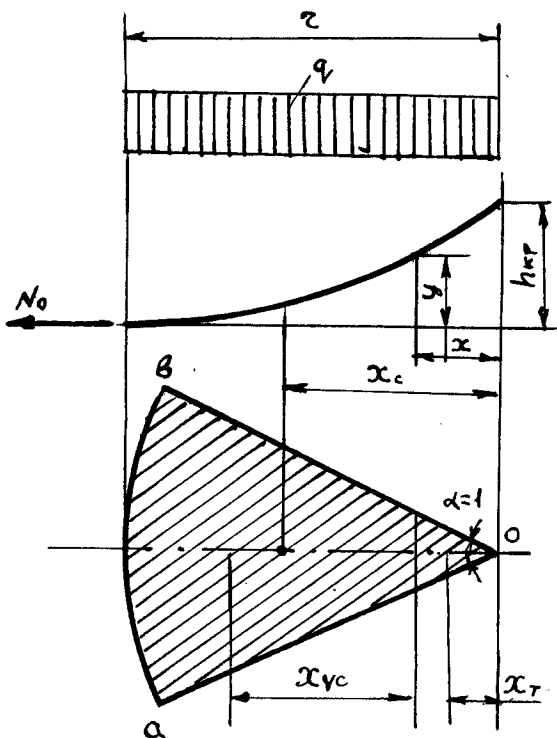


Рис. 3.9. Розрахункова схема безмоментної покрівлі

Враховуючи, що  $\alpha=1$ , довжина дуги  $l_{ab}=r$ ,  $F_0=l_{ab} \cdot r$  і  $x_c = \frac{2}{3}r$ , знаходимо меридіональне зусилля на контурі покрівлі за формулою

$$N_0 = q \cdot r^2 / (3h_{кр}). \quad (3.106)$$

За формулою (3.93) можна розраховувати напруження у будь-якій точці безмоментної покрівлі.

Умову, яка показує відсутність згинаючого моменту у будь-якому горизонтальному перерізі покрівлі на відстані  $x$  від її центра, можна виразити таким рівнянням:

$$N_{\mathcal{J}y} - F_{yc} \cdot qx_{yc} = 0 \quad (3.107)$$

де  $y$  — перевищення покрівлі над циліндричною частиною корпусу на відстані  $x$  від її центра;

$F_{yc}$  — площа заштрихованої частини сектора;

$x_{yc}$  — відстань від центра маси заштрихованої частини сектора до перерізу  $x$  покрівлі, що розглядається.

Добуток  $F_{yc}x_{yc}$  знайдемо з виразу

$$F_{yc}x_{yc} = F_c(x_c - x) + F_m(x - x_m), \quad (3.108)$$

де  $F_mx_m$  — відповідно площа і координата центра маси незаштрихованої частини сектора покрівлі (див. рис. 3.9).

Так як  $x_m = \frac{2}{3}x$ , то, приймаючи  $F_x = \frac{x^2}{2}$ , одержимо

$$F_{yc}x_{yc} = \frac{r^2}{2} \left( \frac{2}{3}r - x \right) + x^3. \quad (3.109)$$

Підставивши формулу (3.96) у вираз (3.94) з врахуванням формули (3.93), знайдемо рівняння кривої меридіонального перерізу покрівлі

$$y = \frac{h_{кр}}{2r^3} x^3 - 3 \frac{h_{кр}}{2r} x + h_{кр}. \quad (3.100)$$

Отримані рівняння дають можливість визначити зусилля у будь-якій точці безмоментної покрівлі.

### 3.8.2. Розрахунок плоского і конічного покриття

Плоске і конічне покриття резервуарів складається з окремих щитів, що спираються на стінку резервуара і центральний стояк (через центральний щит). В конусних покриттях конусність складає 1 : 20, тому положення кожного щита можна вважати горизонтальним. В зв'язку з тим, що всі навантаження на покриття пропорційні площі щита, зміна навантаження на трикутний щит відбувається за законом трикутника.



Навантаження на щит від власної ваги обчислюється за формулою

$$q_{B.b} = \frac{G_n}{F_{\text{ц}}} g, \quad (3.111)$$

де  $G_n$  — маса щита;

$F_{\text{ц}}$  — площа щита у плані.

Сумарне навантаження на одиницю площі щита буде

$$q_{\text{сум}} = n_3 q_{\text{ст}} + n_5 q_{\text{сн}} + n_2 q_{\text{ВАК}} + n_4 q_{\text{ті}}, \quad (3.112)$$

де  $q_{\text{ст}}, q_{\text{сн}}, q_{\text{ВАК}}, q_{\text{ті}}$  — навантаження відповідно від власної ваги, снігу, вакууму і термоізоляції.

Значення коефіцієнтів перенавантаження  $n_3; n_5; n_2; n_4$ .

Значення ординати трикутного навантаження по краю щита, що опирається на стінку резервуара, визначають

$$q = q_{\text{сум}} 2\pi r / h, \quad (3.113)$$

де  $r$  — радіус резервуара,

$h$  — кількість щитів покриття.

Щит покриття розраховують як просту одноплитну балку, навантажену трикутним навантаженням.

Згинальний момент

$$M = \frac{qL}{6} \left( x - \frac{x^2}{l^2} \right). \quad (3.114)$$

Максимальний згинальний момент (при  $x = 0,577l$ )

$$M_{\text{max}} = 0,064qL^2 \quad (3.115)$$

Але розрахунок проводять в основному за деформаціями, які не повинні перевищувати допустиме значення. Тому максимальний згин (при  $x = 0,5119l$ ) визначають як

$$f = 0,00652 \frac{qL^4}{EI} \leq \frac{1}{250} L, \quad (3.116)$$

де  $I$  — момент інерції радіального прогону (поздовжнього несучого елемента).

Прогини, що перевищують допустиму величину, утворюють на даху кишень, де збирається вода, що може призвести до корозії. Також великі прогини утворюються при монтажних роботах.

### 3.8.3. Розрахунок сферичного покриття

Покриття великооб'ємних резервуарів має форму сферичного ковпака, що складається із щитів. У плані щити покриття мають форму сектора, а в поздовжньому розрізі кривизни — сферичного ковпака.

Сферичне покриття резервуарів розраховують на стійкість. При цьому спочатку визначають критичне напруження сферичної оболонки

$$\sigma_{кр} = 0,17 \frac{E\delta_{сф}}{r_{сф}}. \quad (3.117)$$

Для визначення коефіцієнта запасу загальної стійкості визначають напруження стиску оболонки від рівномірного навантаження

$$\sigma_{ст} = \frac{Pr_{сф}}{2\delta_{сф}}. \quad (3.118)$$

Коефіцієнт запасу стійкості буде

$$K_{ст} = \frac{\sigma_{кр}}{\sigma_{ст}}, \quad (3.119)$$

де  $\delta_{сф}$  — товщина сферичного покриття;

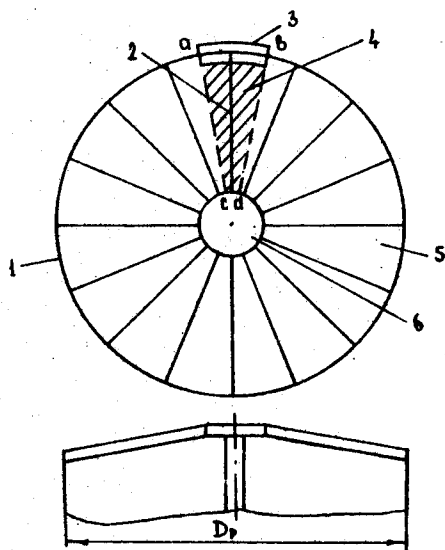
$r_{сф}$  — сферичний радіус покриття;

$P$  — надлишковий тиск у газовому просторі.

### 3.8.4. Розрахунок радіальної балки плоского щита покриття

Резервуари об'ємом 1000, 2000 і 3000 м<sup>3</sup> мають щитове покриття трапецеподібної форми, яка опирається у центральній частині на центральний стояк. Головним несучим елементом трапецеподібного плоского щита є радіальна балка двотаврового профілю. Розрахунок радіальної балки проводять на міцність. Довжина балки визначається довжиною щита покриття. Розрахункове навантаження на одиницю поверхні покриття  $q_{покр}$  знаходять як суму множників усіх видів навантажень (снігового, ізоляції, власної ваги, вакууму) на відповідні коефіцієнти перенавантажень.

Радіальна балка сприймає навантаження від заштрихованого сектора покриття (рис. 3.10), епюра якої наведена на рис. 3.11, а.



**Рис. 3.10.** Схема вантажної площадки радіальної балки:  
 1 — стінка резервуара; 2 — радіальна балка щита покриття; 3 — 1/8  
 частина кола покриття; 4 — вантажна площадка радіальної балки;  
 5 — щит покриття; 6 — центральний щит

Сумарне розрахункове навантаження на покрівлю визначають за формулою (3.99).

Для розрахунку радіальної балки на міцність знаходимо навантаження на стінку резервуара  $q_1$  і центральний щит  $q_2$

$$\begin{aligned} q_1 &= q_{\text{покр}} \cdot l_{ab}, \\ q_2 &= q_{\text{покр}} \cdot l_{cd}, \end{aligned} \quad (3.120)$$

де  $q_{\text{покр}}$  — розрахункове навантаження на покриття;  
 $l_{ab}$  — довжина дуги-опирання щита покриття на стінку резервуара;

$l_{cd}$  — відповідно довжина дуги-опирання на центральний щит, яка визначаються за формулами

$$l_{ab} = \frac{1}{n}\pi D, \quad (3.121)$$

$$l_{cd} = \frac{1}{n}\pi d,$$

де  $n$  — кількість щитів покриття;

$D$  і  $d$  — відповідно діаметр резервуара і центрального щита.

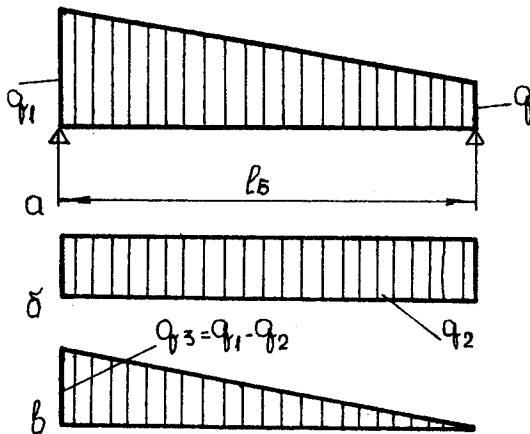


Рис. 3.11. Розрахункова схема радіальної балки

Для зручності розрахунку замінюємо трапецеподібне навантаження на рівномірне і трикутне (рис. 3.11, б), тоді

$$q_3 = q_1 - q_2 \quad (3.122)$$

Тоді максимальний згинальний момент у розрахунковому перерізі буде дорівнювати

$$M = q_2 \frac{l_b^2}{8} + q_3 \frac{l_b^2}{9\sqrt{3}}, \quad (3.123)$$

де  $l_b$  — довжина меридіональної балки.

Згідно з БНІП II-23-81 розрахунок балки на міцність проводимо за формулою

$$\frac{M}{W_n^{\min}} \leq R_y m, \quad (3.124)$$

де  $M$  — згинальний момент, м;

$W_n^{\min}$  — момент опору балки;

$R_y$  — розрахунковий опір сталі;

$m$  — коефіцієнт умов роботи, який приймається для розтягнених елементів стержневих конструкцій  $m = 0,95$ .

Для визначення номера двотаврової балки щита покриття знаходимо момент опору за формулою

$$W_n^{\min} = \frac{M}{R_y m}. \quad (3.125)$$

За сортаментом двотаврових балок підбирається номер профілю двотаврової балки.

Максимальний прогин радіальної балки  $Y_\delta$ , завантаженої трапецеподібним навантаженням, визначають за формулою

$$Y_\delta = \frac{5}{384} \frac{q_2 l_\delta^4}{EI_x} + \frac{2,5}{384} \frac{q_3 l_\delta^4}{EI_x}, \quad (3.126)$$

Максимальний прогин балки повинен бути менший допустимого, м

$$Y_{\text{доп}} = \frac{1}{250} l_\delta. \quad (3.127)$$

Якщо прийнятий прогин двотаврової балки із розрахунку на міцність задовільняє вимогам жорсткості, то така балка приймається, а якщо прогин балки буде більший допустимого, слід приймати балку вищого номера.

### 3.9. Розрахунок центральної опори резервуарів із щитовим покриттям

Вертикальні циліндричні резервуари об'ємом до  $5000 \text{ м}^3$  споруджуються з центральною опорою.

Розрахунок опори на міцність виконується за формулою

$$\frac{N_{\text{пр}}}{F_{\text{оп}}} \leq R_y m, \quad (3.128)$$

де  $N_{\text{позд}}$  — поздовжнє зусилля в опорі;

$F_{\text{оп}}$  — площа перерізу опори (нетто), яку визначають за формулою

$$F_{\text{оп}} = \frac{\pi}{4} (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{в}}^2), \quad (3.129)$$

де  $D_{\text{н}}$ ,  $D_{\text{в}}$  — відповідно зовнішній і внутрішній діаметри опори.

Поздовжнє зусилля в опорі

$$N_{\text{позд}} = q_2 n_{\text{щ}}, \quad (3.130)$$

де  $n_{\text{щ}}$  — кількість щитів покриття;

$q_2$  — навантаження на центральний щит.

Розрахунок опори на стійкість виконується за формулою

$$\frac{N_{\text{позд}}}{F_{\text{о}}} \leq K_n R_y m, \quad (3.131)$$

де  $F_{\text{о}}$  — площа перерізу опори (брутто);

$K_n$  — коефіцієнт поздовжнього згину, який приймається в залежності від гнучкості опори  $\lambda$  і розрахункового опору сталі.

Гнучкість опори складає

$$\lambda = \frac{l_{\text{ef}}}{i}, \quad (3.132)$$

де  $l_{\text{ef}}$  — розрахункова довжина опори:  $l_{\text{ef}} = \mu_e \cdot l_0$  (тут  $l_0$  — довжина опори;  $\mu_e$  — коефіцієнт розрахункової довжини;  $i$  — радіус інерції перерізу опори).

Для кільцевого перерізу

$$i = \sqrt{I_x / F_{\text{о}}}, \quad (3.133)$$

де  $I_x$  — момент інерції

$$I_x = \frac{\pi}{64} (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{в}}^4). \quad (3.134)$$

### 3.10. Розрахунок плаваючого даху

Для створення плавучості плаваючого даху перш за все необхідно визначити об'єм зануреної частини понтонного кільця даху, яка забезпечує виштовхувальну силу, достатню для плавання.

Умову плавання даху можна записати так:

$$\sigma_m = \rho g V, \quad (3.135)$$

де  $G_m$  — маса даху;

$\rho$  — густина рідини;

$V$  — об'єм частини зануреного понтонного кільця.

Так як переріз понтонного кільця являє собою трапецію, то і переріз зануреної його частини буде трапецією. Величину зануреної частини внутрішньої стінки кільця приймають в межах 50-80 мм. Таким чином, залишається визначити глибину занурення зовнішньої стінки кільця.

Якщо позначити висоту зовнішньої стінки короба кільця  $h_3$ , а внутрішню —  $h_b$ , то центр маси перерізу кільця (від внутрішнього краю) визначиться як (рис. 3.12)

$$x_c = \frac{2h_3 + h_b}{h_3 + h_b} \cdot \frac{b}{3}, \quad (3.136)$$

де  $b$  — ширина понтонного кільця.

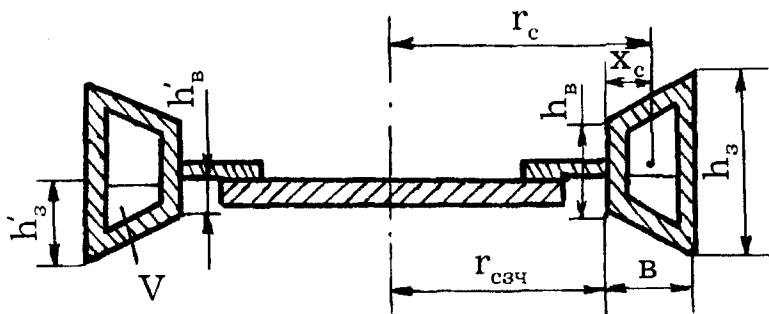


Рис. 3.12. Схема плаваючого даху з конструктивними параметрами

Радіус кола, що проходить через центр маси перерізу,

$$r_c = r_{цч} + x_c, \quad (3.137)$$

де  $r_{цч}$  — радіус центральної частини даху.

Тоді об'єм зануреної частини понтонного кільця буде

$$V = \pi r_{цч} b (h_3' + h_b'), \quad (3.138)$$

де  $h_3'$  і  $h_b'$  — глибини занурення відповідно зовнішньої і внутрішньої стінок короба кільця.

Для визначення сумарного прогину плаваючого даху ( $f$ ) визначимо розподільне навантаження  $q$ , що діє на центральну частину даху за формулою

$$q = \frac{G_{цч} + G_{ст}n + G_b - G_H}{\pi r_{цч}^2}, \quad (3.139)$$

де  $G_{цч}$  і  $G_{ст}$  — маса відповідно центральної частини даху і одного стояка;

$n$  — кількість стояків;

$r_{цч}$  — радіус центральної частини даху;

$G_b$  — маса води, що заливає центральну частину даху;

$G_H$  — маса нафти у додатковому об'ємі при збільшенні занурення даху.

Тоді сумарний прогин буде дорівнювати

$$f = f_q + f_k = 0,17 \frac{qr_{цч}^4}{E\delta^3} + 0,01r_{цч} \quad (3.140)$$

де  $f_q$  — максимальний прогин у центрі даху;

$f_k$  — конструктивний прогин для стікання води до водоприймачів;

$\delta$  — товщина центральної частини даху.

Для визначення радіальних зусиль  $H$  і  $T$  (рис. 3.13), що діють у понтонному кільці, візьмемо ділянку центральної частини (сектор) з центральним кутом  $\alpha = 1$  і радіусом  $x$ . Для вибраного сектора складемо рівняння моментів відносно горизонтальної осі, яка проходить через точку  $A$  (рівняння рівноваги)

$$H\omega = qF_{сек}(x_c)_{сек}, \quad (3.141)$$

де  $F_{сек}$  — площа сектора;

$(x_c)_{сек}$  — відстань по горизонталі центра маси сектора від точки  $A$ ;



$H$  — розтягуюче зусилля у мембрані біля її центра.  
 При центральному куті  $\alpha=1$

$$F_{\text{сек}} = 0,5x^2,$$

і тоді

$$(x_c)_{\text{сек}} = 2x \left( 0,5 - \frac{\sin 0,5}{3 \cdot 0,5} \right) = 0,36x \quad (3.142)$$

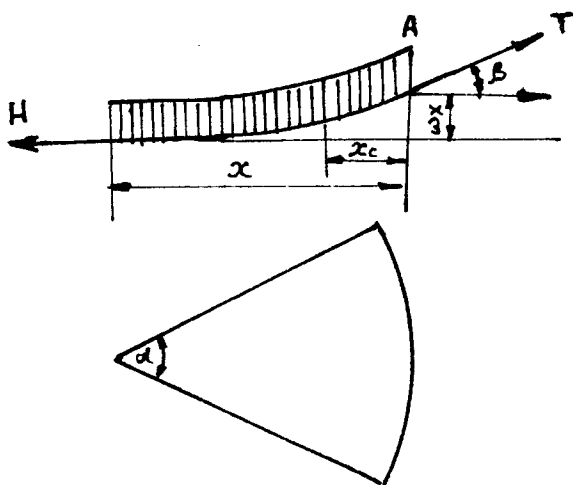


Рис. 3.13. Розрахункова схема визначення радіальних зусиль в центральній частині плаваючого даху

Підставивши ці значення в рівняння моментів (3.141), одержимо

$$H\omega = q \cdot 0,5x^2 \cdot 0,36x = 0,18qx^3. \quad (3.143)$$

Звідси визначимо

$$\omega = 0,18 \frac{qx^3}{H}. \quad (3.144)$$

Внаслідок симетричності конструкції при  $x=r_{\text{ц.ч}}$

$$\omega_{\text{max}} = f = 0,18 \frac{qr_{\text{ц.ч}}^3}{H}, \quad (3.145)$$

або

$$H = 0,18 \frac{qr_{ц.ч}^3}{f}, \quad (3.146)$$

де  $f$  — сумарний прогин.

Для визначення радіального зусилля  $T$  складемо ще одне рівняння для ділянки центральної частини даху і прирівняємо до нуля суму проекцій сил на вісь  $x$

$$-H + T_x 0,96x \cos\beta = 0, \quad (3.147)$$

де  $0,96x$  — довжина хорди при  $\lambda = 1$ ;

$\beta$  — кут примикання центральної частини даху до понтонного кільця.

Звідси будемо мати

$$T_x = \frac{H}{0,96x \cdot \cos\beta}. \quad (3.148)$$

Так як кут  $\beta$  досить малий, то  $x = r_{ц.ч}$  можна записати

$$T_x = \frac{H}{0,96x \cdot r_{ц.ч}},$$

або, підставивши сюди значення  $H$ , одержимо

$$T = 0,19 \frac{q \cdot r_{ц.ч}^2}{f}. \quad (3.149)$$

Зусилля  $T$  викликає стиснення понтонного кільця, що може призвести до втрати стійкості останнього.

Перевірку кільця на стійкість проводять за формулою

$$P_{кр} = \frac{3EI_3}{r_c^3} \geq T, \quad (3.150)$$

де  $I_3$  — момент інерції перерізу кільця відносно вертикальної осі, що проходить через центр маси;

$r_c$  — радіус кола, що проходить через центр маси перерізу кільця.

Одним із конструктивних елементів резервуарів з плаваючим дахом також є опорні стояки.

Навантаження на опорний стояк для центральної частини даху можна визначити за формулою

$$N_{\text{ц}} = G_{\text{ц.ч}}/n_{\text{ц}}, \quad (3.151)$$

де  $G_{\text{ц.ч}}$  — маса центральної частини даху;

$n_{\text{ц}}$  — кількість стояків у центральній частині.

Для понтонного кільця це навантаження приблизно буде

$$N_{\text{с.к}} = G_{\text{п.к}}/n_{\text{п.к}}, \quad (3.152)$$

де  $G_{\text{п.к}}$  — маса понтонного кільця;

$n_{\text{п.к}}$  — кількість стояків під кільцем.

Напруження в стояку можна визначити за формулою

$$\sigma = N/F \cdot \varphi, \quad (3.153)$$

де  $F_{\text{ст}}$  — площа поперечного перерізу стояка;

$\varphi$  — коефіцієнт запасу стійкості (для стояків у центральній частині даху  $\varphi = 1$ ; для стояків, розміщених під понтонним кільцем,  $\varphi = 2$ ).

Для визначення відстані між стояками потрібно задатись величиною місцевого прогину центральної частини даху  $f_m$ , тоді прогин між стояками буде дорівнювати

$$\omega = 0,48 \frac{N_{\text{ц}} a^2}{E \delta^3}, \quad (3.154)$$

де  $\delta$  — товщина центральної частини даху;

$N_{\text{ц}}$  — навантаження на один стояк під центральною частиною;

$a$  — відстань між концентричними колами, за якими розміщені стояки.

В середньому відстань між стояками у радіальному і кільцевому напрямках (за хордою) приймають рівною 1000  $\delta$ .

### 3.11. Розрахунок краплеподібних резервуарів (з опорним кільцем)

Загальний тиск у краплеподібному резервуарі з опорним кільцем (рис. 3.14) у газовому просторі складається з гідростатичного тиску рідини і збиткового тиску. Якщо збитковий тиск замінити стовпом рідини, то сумарний тиск буде

$$P = \rho q(h_r + h_n), \quad (3.155)$$

де  $P$  — сумарний тиск у резервуарі;

$h_r$  — висота стовпа рідини у резервуарі;

$h_n$  — висота стовпа рідини, яка відповідає надлишковому тиску  $P_n$ .

Умова рівноваги елемента оболонки визначається за формулою Лапласа

$$\frac{N_1}{r_1} + \frac{N_2}{r_2} = P = pq (h_n + y), \quad (3.156)$$

де  $N_1$  і  $N_2$  — відповідно меридіональне і кільцеве зусилля;

$r_1$   $r_2$  — радіуси кривизни відповідно у меридіональному і кільцевому напрямках;

$y$  — відстань від горизонтальної площини, проведеної через точку прикладання зусиль  $N_1$   $N_2$  до вершини оболонки резервуара.

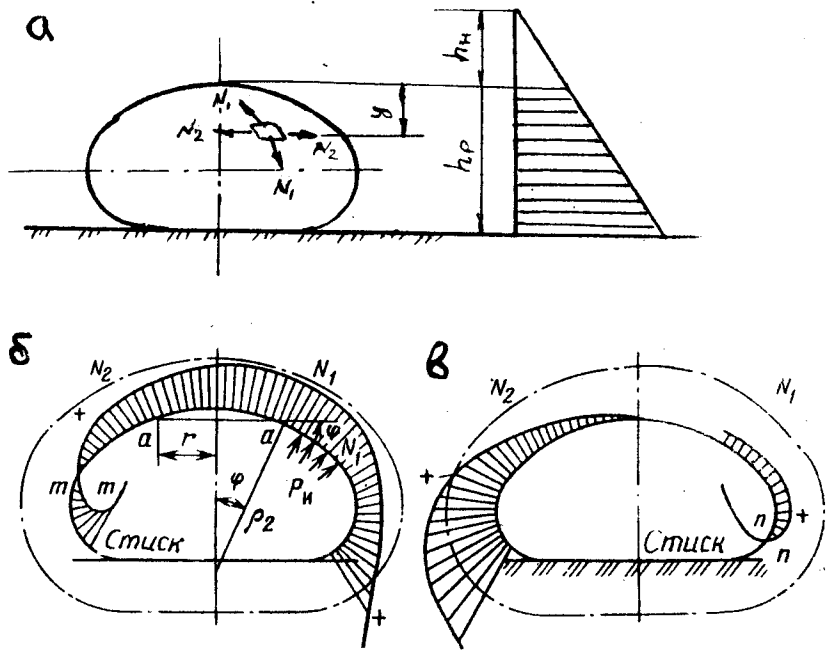


Рис. 3.14. Розрахункова схема (а) краплеподібного резервуара і епюри меридіональних (б) і кільцевих зусиль (в) в оболонці сфероїду з опорним кільцем під дією газового і гідростатичного тисків

Розрахунок краплеподібного резервуара проводиться із умов рівномірності оболонки під дією навантажень у меридіональному і кільцевому напрямках, тобто повинна виконуватись умова

$$N_1 = N_2 = N = \text{const.} \quad (3.157)$$

В такому випадку рівняння (3.139) можна представити у слідуючому вигляді:

$$\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} = \frac{pq}{N} (h_n + y) = \frac{P}{N}, \quad (3.158)$$

що є рівнянням поверхні краплі рідини, яка лежить на поверхні

$$\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} = \frac{P}{\beta}, \quad (3.159)$$

де  $\beta$  — поверхневий натяг плівки рідини.

Умова рівномірності буде виконана, якщо оболонка з формою поверхні, яка задовільняє рівняння (3.155), має постійну товщину. В оболонці резервуара під дією розрахункового навантаження виникають внутрішні зусилля осевого розтягу або стиснення. Напруження в самій оболонці можна визначити за безмоментною теорією.

Рівномірний тиск в осесиметричних оболонках викликає меридіональні зусилля, які можна визначити за формулою

$$N_1 = P_H r_2 / 2. \quad (3.160)$$

Кільцеві зусилля на основі рівняння (3.156) будуть

$$N_2 = P_H \cdot r_2 \left(1 - \frac{r_2}{2 \cdot r_1}\right). \quad (3.161)$$

У вершині оболонки кільцеві і меридіональні зусилля рівні між собою і виражаються наступною рівністю:

$$N_1 = N_2 = N = \frac{P \cdot r_0}{r}, \quad (3.162)$$

де  $r_0$  — радіус сфери вершини оболонки.

Згідно з виразом (3.147) меридіональні зусилля будуть зменшуватись до екватора, де  $r_2$  досягає мінімуму

$$N_{1e} = \frac{r_2 \cdot \epsilon \cdot P}{2}. \quad (3.163)$$

За екватором зусилля будуть зменшуватись, досягаючи до  $\infty$ .

Кільцеві зусилля згідно з виразом (3.157) від значення у вершині зменшуються до 0 у точці екватора, де  $r_2 = 2r_1$ , а потім, ставши від'ємними, тобто стиснутими, сягають до  $\infty$  на контурі з плоским днищем.

У вершині оболонки кільцеві зусилля виникають тільки під дією надлишкового тиску

$$N_1 = N_2 = N = \frac{P \cdot r_0}{2}. \quad (3.164)$$

В усіх точках оболонки нижче вершини діє постійне зусилля  $Pr_0/2$  (пунктирна лінія на епюрі, рис. 3.14, б). Складаючи різницю зусиль, позначених формулами (3.160) і (3.164), одержимо формулу для визначення меридіональних зусиль, викликаних тиском рідини при повному заливі

$$N_1 = \frac{P \cdot h_n}{2} (r_0 - r_2). \quad (3.165)$$

Кільцеві зусилля знаходимо таким же шляхом

$$N_2 = P \cdot h_n \left[ \frac{r_0}{2} - r_2 \left( 1 - \frac{r_2}{2 \cdot r_1} \right) \right]. \quad (3.166)$$

### 3.12. Розрахунок горизонтальних резервуарів

Горизонтальні резервуари проектують з плоскими, конічними і циліндричними днищами.

Геометричні параметри резервуарів визначаються за формулами:

об'єм і бокова поверхня резервуара

$$V = \pi r^2 l + K_1 \cdot r^3; \quad S = 2\pi r l + K_2 \cdot r^2, \quad (3.167)$$

де  $r$  — радіус оболонки;

$l$  — довжина резервуара;

$K_1$  і  $K_2$  — емпіричні коефіцієнти, що приймаються в залежності від форми днища:

	$K_1$	$K_2$
Плоске.....	0	6,28
Конічне.....	0,762	6,69
Циліндричне.....	5,33	16,0

Оптимальні діаметри резервуарів можна визначити як

$$D_{\text{опт}} = 0,8\sqrt[3]{V} \quad \text{при } P_n \leq 0,07 \text{ МПа,} \quad (3.168)$$

$$D_{\text{опт}} = 0,6\sqrt[3]{V} \quad \text{при } P_n > 0,07 \text{ МПа.}$$

Основними розрахунковими конструктивними елементами резервуарів є визначення товщини стінки і днища.

У стінці горизонтального резервуара, що лежить на суцільній основі, під дією ваги нафтопродукту і власної ваги виникають згинальні моменти  $M_1$  і  $M_2$ , що намагаються сплющити оболонку, але надлишковий тиск у газовому просторі резервуара сприяє відновленню форми. Тому при комбінованій дії навантаження від власної ваги металу, ваги нафтопродукту і внутрішнього тиску  $P_{\text{вн}}$  сумарний згинальний момент  $(M_1 + M_2)$  зменшується на  $1 + P_{\text{вн}}R^3/3EI$ , тобто

$$M_{\text{max}} = M_{\text{max}} \frac{1}{1 + \frac{P_{\text{вн}}R^3}{3EI}}, \quad (3.169)$$

де  $M_{\text{max}}$  — максимальне значення моментів  $M_1$  і  $M_2$  при  $\varphi = \pi/2$

$$M_{\text{max}} = 0,149\rho q R^3 \left(1 + 2 \frac{\rho_c}{\rho} \frac{\delta}{R}\right), \quad (3.170)$$

де  $\rho$  — густина нафтопродукту;

$R$  — радіус резервуара;

$\rho_c$  — густина сталі;

$I$  — момент інерції стінки резервуара;

$P_{\text{вн}}$  — внутрішній тиск.

Товщина стінки резервуара

$$\delta = \frac{R_{\text{вн}} \cdot R}{[\sigma]} + \frac{BM_{\text{max}}P}{[\sigma]}, \quad (3.171)$$

де  $[\sigma]$  — допустима межа міцності металу на розтягування.

Товщина плоского днища

---

$$\delta = \left( \frac{PR^2}{[\sigma]} \varphi \right)^{1/2}, \quad (3.172)$$

де  $P$  — тиск на днище, МПа;

$\varphi$  — коефіцієнт, що залежить від умов закріплення днища,  
 $\varphi = 0,5 \dots 0,75$ .

### КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. В чому полягає безмоментна теорія розрахунку оболонок?
2. Які умови обмежують застосування безмоментної теорії розрахунку оболонки?
3. Основні рівняння безмоментного стану оболонок обертання.
4. Які навантаження діють на резервуар?
5. Розрахунок стінки вертикального сталевого резервуара за граничним станом.
6. Стійкість вертикальних циліндричних резервуарів.
7. Методика розрахунку вузла сполучення стінки резервуара з днищем.
8. Розрахунок покриттів вертикальних резервуарів.
9. Розрахунок плаваючого даху.
10. Розрахунок центрального опорного стояка.
11. Розрахунок горизонтальних резервуарів.



## 4. СПОРУДЖЕННЯ СТАЛЕВИХ РЕЗЕРВУАРІВ

### 4.1. Спорудження підвалин і фундаментів під резервуари

Сталеві резервуари спираються на фундаменти, які передають навантаження від ваги споруди на підвалину. Підвальною називають товщу ґрунту, що знаходиться нижче підшви фундаменту і сприймає тиск, який ним передається.

Спорудження підвалини під резервуар — один з найвідповідальніших етапів будівництва, від якості виконання якого залежить величина і рівномірність осідання резервуара як головного фактора його експлуатаційної надійності.

#### 4.1.1. Конструктивні параметри підвалин і фундаментів під вертикальні резервуари

Підвалини під сталеві вертикальні резервуари сприймають навантаження від ваги продукту, що зберігається у резервуарі, та власної ваги резервуарних конструкцій.

Тиск заповненого резервуара на ґрунт можна визначити за формулою

$$P = \left( H\rho + \frac{G}{F} \right) q, \quad (4.1)$$

де  $H$  — висота резервуара;

$\rho$  — густина рідини, що зберігається у резервуарі;

$G$  — маса резервуара;

$q$  — прискорення вільного падіння;

$F$  — площа поперечного перерізу резервуара.

Так, тиск на ґрунт резервуарів при висоті стінки 11,5-12 м складає 0,12-0,13 МПа, при висоті 17-18 м - 0,18-0,19 МПа. В цьому випадку достатньо, щоб майданчик під забудову складався з ґрунтів з несучою спроможністю 0,20-0,25 МПа. Виходячи з цих умов, сталеві вертикальні резервуари споруджуються на скельних, напівскельних, піщаних, глинистих та макропористих ґрунтах. На чорноземних і підзолистих ґрунтах споруджуються резервуари об'ємом до 300 м<sup>3</sup>. Не можна використовувати для підвалини під резервуар насипні ґрунти з домішками (торф і пливуні). У цих випадках фундаменти під резервуари будують за спеціальними проектами, які обумовлюють заходи щодо підвищення несучої спроможності підвалин — закріплення ґрунтів.

Основними способами закріплення ґрунтів у підвалинах резервуарів можуть бути: заміна ґрунту, ущільнення ґрунтів, що просідають, трамбуванням з подальшим захистом від замочування, силікатизація або смолизація ґрунтів шляхом нагнітання в ґрунт через систему ін'єкторів розчинів силікату натрію або карбамідної смоли з відповідними затвердниками, цементизація для переволожених піщаних або гравелистих ґрунтів, термічне закріплення ґрунту шляхом випалювання масиву через пробурені свердловини (макропористих ґрунтів). Вибір шляху закріплення ґрунту залежить від його виду, товщини залягання, конкретних умов майданчика.

В основному, під будівництво резервуарних парків вибирають майданчик зі спокійним рельєфом місцевості, але в деяких випадках будівництво проводять на ділянках зі значними нахилами і навіть на схилах окремих невеликих гір, горбів. В таких випадках на косогірних ділянках групи резервуарів або окремі резервуари розміщують у напіввиймках і напівнасипах, по можливості монтуючи їх на материковому ґрунті. Якщо це неможливо, то виїмку під фундамент резервуара заглиблюють, і тоді весь резервуар розміщується на насипному ґрунті.

Сталеві вертикальні резервуари встановлюють на штучній підваліні, яка складається з ґрунтової підсипки, піщаної подушки і гідроізоляційного шару.

Для резервуарів об'ємом до 5000 м<sup>3</sup> включно конструкція підвалини показано на рис. 4.1, а основні їх розміри подані в табл. 4.1.

Ґрунтова підсипка робиться з місцевого ґрунту, який укладається шарами 15-20 см з ущільненням кожного шару. Загальна товщина ґрунтової підсипки залежить від складу підстилаючих ґрунтів. Заглиблення ґрунтової підсипки залежить також від якості підстилаючих шарів ґрунту і звичайно буває рівною 0,5-2,0 м. При використанні для підсипки ґрунтів, що слабо дреноються, верхня відмітка підсипки повинна забезпечити стікання води з-під підвалини.

Поверх ґрунтової підсипки викладають піщану подушку, виконану з піску середньої крупності з обмеженим складом глинистих і пілоподібних частинок. Поверхня подушки має нахил  $i = 1:50$  від центра до країв. Діаметр піщаної подушки на 1,4 м більший від діаметра резервуара. Кількість глинистих частинок (розміром меншим 0,005 м) у ґрунті не по-

винна перевищувати 5 % від об'єму всього ґрунту. Берми подушки мають нахил  $i = 1:10$  від резервуара, а відкоси —  $i = 1:1,5$ . Берми і відкоси відмощують камінням або бетонують.

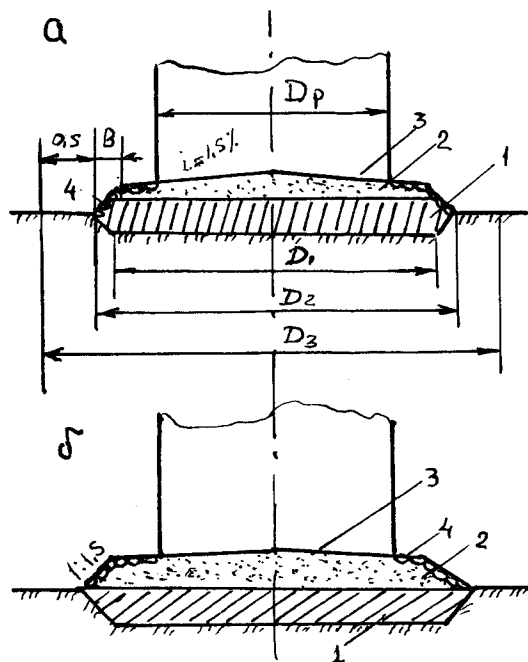


Рис. 4.1. Підвалини під вертикальні сталеві резервуари об'ємом до 5000 м<sup>3</sup>:

а — з піщаних і суглинчастих ґрунтів, б — з зв'язуючих ґрунтів (глини, суглинки);  
 1 — ґрунтова підсипка;  
 2 — піщана подушка;  
 3 — гідроізоляційний шар,  
 4 — підмостка

Таблиця 4.1

Основні розміри підвалин для вертикальних циліндричних резервуарів об'ємом до 5000 м<sup>3</sup>

Місткість резервуара, м <sup>3</sup>	Розміри підвалини під резервуар, м							
	H = 0,5 B = 0,75		H = 1,0 B = 1,5		H = 1,5 B = 2,25		H = 2,0 B = 3,0	
	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>	D <sub>1</sub>	D <sub>2</sub>
100	6,73	7,33	8,23	8,83	9,73	10,33	11,23	11,83
200	8,07	8,67	9,57	10,17	11,07	11,67	12,57	13,17
300	9,4	10,0	10,9	11,5	12,4	13,0	13,9	14,5
400	9,4	10,0	10,9	11,5	12,4	13,0	13,9	14,5
700	12,07	12,67	13,57	14,17	15,07	15,67	16,57	17,17
1000	13,4	14,0	14,9	15,5	16,4	17,0	17,9	18,5
2000	16,65	17,25	18,15	18,75	19,65	20,25	21,15	21,75
3000	20,46	21,06	21,96	22,56	23,45	24,06	24,96	25,56
5000	24,28	24,88	25,78	26,38	27,28	28,88	28,78	29,38

Для того, щоб попередити корозію днища, поверх піщаної подушки укладають гідрофобний (гідроізоляційний) шар, який складається з супіщаного ґрунту, перемішаного з в'язучими речовинами. Ґрунт для приготування гідрофобного шару повинен бути сухим (вологість до 3 %) і мати такий склад за об'ємом: 60–80 % піску крупністю 0,1–2 мм і 40–15 % піщаних, пилоподібних і глинистих частинок крупністю менше, ніж 0,1 мм. Як в'язучу речовину застосовують нафтові бітуми, кам'яновугільні дьогті, напівгудрони, іноді мазути. Товщина гідроізоляційного шару повинна бути 80–100 мм, для макропористих ґрунтів — 200 мм. Кількість в'язучої речовини приймається 8–10 % від об'єму суміші.

При спорудженні підвалин на косогорах залежно від складу ґрунту на них роблять полиці горизонтальної або ступінчатої форми (рис. 4.2). Вище резервуара на косогорі викопують канаву для відводу стічних вод.

При спорудженні резервуарів об'ємом 10000 м<sup>3</sup> і більше навантаження на підвалину в місці примикання стінки до днища значно зростає, тому по периметру підвалини монтують кільцевий залізобетонний фундамент (рис. 4.3).

Кільцеву плиту роблять або монолітною, або з окремих залізобетонних плит. Залежно від об'єму резервуара ширина кільця може бути 1000–1400 мм, товщина 200–300 мм. Кільце дозволяє розподілити сумарне навантаження від ваги стінки, покрівлі резервуара і снігу, а також від тиску вітру по великій площі і тим самим зменшити осідання всієї конструкції. Іноді в районах з вітровими навантаженнями більш як 440 Па у ґрунтову підсіпку укладають бетонні блоки для заанкерування резервуарів. Для районів з сейсмічністю понад 7 балів ширину плити приймають 5 м, а товщину — 0,4 м.

При будівництві підвалин у заболоченій місцевості при потужності торф'яника до 3–4 м для спорудження фундаменту під резервуари застосовують заміну ґрунту привезеним і обов'язково споруджують кільцеву водозабірну канаву навколо майбутньої підвалини.

При заляганні слабких ґрунтів на глибину понад 4 м для монтажу резервуарів споруджують пальові фундаменти (рис. 4.4). Палі заглиблюють до несучого шару ґрунту. По палях встановлюють залізобетонні балки і плити, а зверху них роблять піщану подушку товщиною 300 мм та гідрофобний шар.

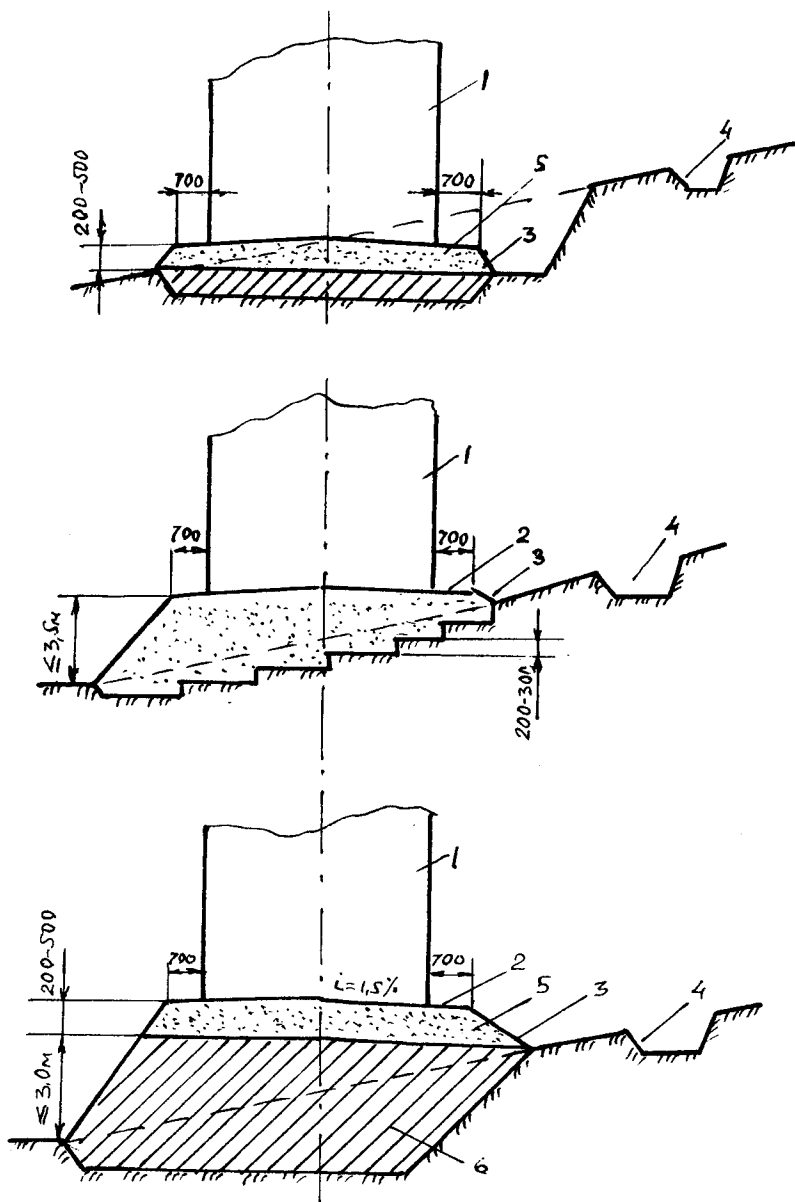
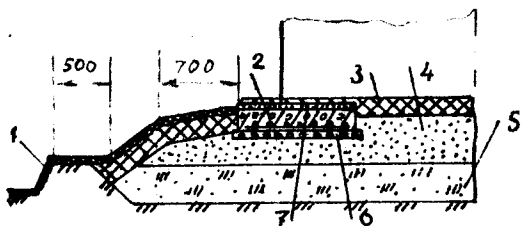
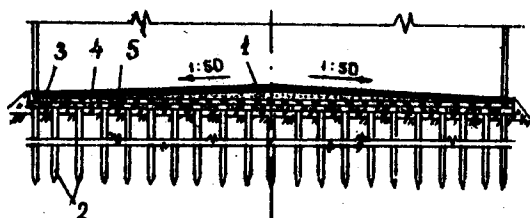


Рис. 4.2. Насипні підвалини на косогірних ділянках:  
 1 — резервуар; 2 — бровка; 3 — схил; 4 — нагірна канава; 5 — піщана подушка; 6 — підсипка місцевим ґрунтом



**Рис. 4.3. Підвалина під резервуар об'ємом 10000 м<sup>3</sup> і більше:**  
 1 — кільцева канава; 2 — залізобетонне кільце; 3 — гідрофобний шар;  
 4 — піщана подушка; 5 — ґрунтова підсипка; 6 — бетонна  
 підготовка; 7 — вирівнювальний цементний шар



**Рис. 4.4. Пальовий фундамент під резервуар:**  
 1 — піщаний шар; 2 — палі; 3 — монолітна плита;  
 4 — гідрофобний шар; 5 — насипний ґрунт

На ряді нафтобаз відпуск нафтопродуктів проводиться малими партіями і в більшості випадків самопливом без насосів. Для забезпечення потрібного тиску при самопливному наливанні нафтопродуктів у автоцистерни резервуари малого об'єму встановлюють на фундамент висотою 3–8 м.

Такі фундаменти споруджують цегляні, бетонні, бутові і залізобетонні у вигляді кільця або залізобетонної площадки на колонах.

На фундамент паралельно укладають балки, які утворюють настил для резервуара. Відстань між балками визначають за формулою

$$b = 1,29\delta \left( \frac{\sigma_i}{H\rho} \right)^{1/2}, \quad (4.2)$$

де  $\delta$  — товщина стінки днища резервуара;  
 $\sigma_i$  — допустиме напруження на вигин;  
 $H$  — висота резервуара;  
 $\rho$  — щільність нафтопродукту.

За моментом опору балки визначають її розміри і профіль

$$W = \frac{H\rho \cdot bl^2}{8\sigma_i}, \quad (4.3)$$

де  $l$  — довжина найбільшого згину балки.

#### 4.1.2. Розрахунок осідання вертикального резервуара

Резервуари є спорудами з великими площами підваліни, завдяки чому розрахункова потужність товщини ґрунту, що стискається в них, значна і може досягати величин! радіуса резервуара. При заповненні резервуара ґрунт під фундаментом стискається, і резервуар осідає. Осідання резервуара, яке відбувається під дією тиску маси нафтопродукту, що зберігається і самого резервуара розраховують, виходячи з умов, що тиск, який виникає від дії вищезалгаючих шарів ґрунту, визначається за гідростатичним законом.

При розрахунку осідання резервуара важлива роль належить коефіцієнту пористості ґрунту  $\varepsilon$ , який дорівнює

$$\varepsilon = \frac{V_n}{V_c}, \quad (4.4)$$

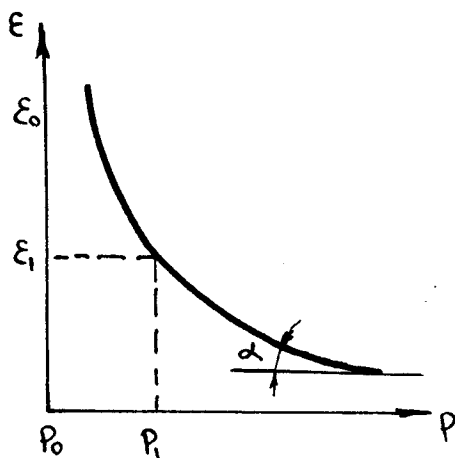
де  $V_n$  — об'єм пор;  $V_c$  — об'єм скелету.

В процесі осідання коефіцієнт пористості зменшується по кривій (рис. 4.5).

Згідно з рис. 4.5 можна визначити дуже важливий параметр, який називається коефіцієнтом ущільнення ґрунту ( $\lambda$ )

$$\lambda = \frac{P_1 - P_0}{\varepsilon_0 - \varepsilon_1} = \alpha. \quad (4.5)$$

Значення цього коефіцієнта для розрахунку осідання резервуара буде:



· для сильно-  
ущільнених  
грунтів  $\alpha \geq 0,05$ ;  
для ґрунтів се-  
редньої щільності  
 $\alpha = 0,05-0,01$ ;  
для ущільнених  
ґрунтів  $\alpha \leq 0,01$ .

Рис. 4.5. Графік залежності пористості ґрунту від навантаження на підвалину

Для виведення формули величини осідання резервуара розглянемо стан ґрунту під фундаментом (рис. 4.6), що знаходиться під навантаженням  $P$  (4.1).

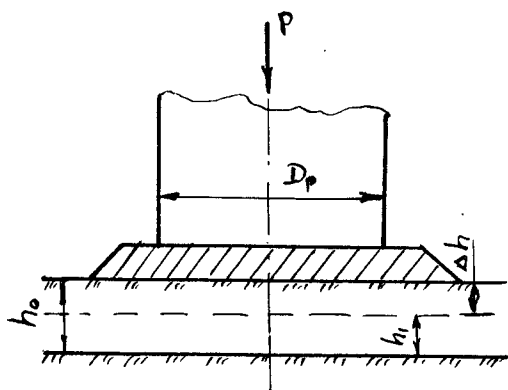


Рис. 4.6. Схема для розрахунку величини осідання резервуара ( $\Delta h$ )

Об'єм ґрунту під фундаментом складає

$$V = V_n + V_c = \varepsilon V_c + V_c = V_c(\varepsilon + 1). \quad (4.6)$$

Так як об'єми рівновеликі, запишемо

$$V_c = \frac{V}{1 + \varepsilon} = \frac{Fh_0}{1 + \varepsilon_0} = \frac{Fh_1}{1 + \varepsilon}, \quad (4.7)$$

де  $h_0$  — початкова потужність ґрунту під фундаментом;



$h_1$  — потужність ґрунту під дією навантаження  $P$ . З рівняння (4.7) можна визначити  $h_1$

$$h_1 = h_0 \frac{1 - \varepsilon_1}{1 - \varepsilon_0}, \quad (4.8)$$

де  $\varepsilon_0$  — початковий коефіцієнт пористості;

$\varepsilon_1$  — коефіцієнт пористості під дією навантаження резервуара.

Так як величина осідання резервуара  $\Delta h = h_0 - h_1$ , то

$$\Delta h = h_0 - h_0 \frac{1 - \varepsilon_1}{1 - \varepsilon_0} = h_0 \left( 1 - \frac{1 + \varepsilon_1}{1 + \varepsilon_0} \right). \quad (4.9)$$

З врахуванням (4.5)  $\Delta h$  дорівнює

$$\Delta h = h_0 \frac{\alpha \cdot P}{1 + \varepsilon_0}.$$

Допускається рівномірне осідання резервуара в межах 10-15 см.

#### 4.1.3. Технологія спорудження підвалин і фундаментів під вертикальні резервуари

До початку земляних робіт при будівництві фундаменту під резервуари на майданчику проводять планувальні роботи. Для розчистки майданчика від кущів і рідколісся застосовують кущорізи Д-514А на тракторі Т-130Т, а для розчистки поверхні ґрунту — кушові граблі. Кущорізом можна зрізати дерева товщиною до 20 см. Більш товсті дерева спілюють. Після видалення кущів необхідно провести корчування пнів за допомогою корчувача Д-695А або К-2А. Для корчування кущів і дрібних пнів можна використовувати корчозбирач ДП-8. Після закінчення розчистки майданчика починають розбивати осі котлованів під фундаменти за допомогою геодезичних інструментів. Розмічені осі закріплюють встановленням тимчасових тичок або кілків за межами майданчика котловану. Одночасно намічають траси тимчасових проїздів і місця відвалів рослинного і підстиляючого ґрунтів. Після розмітки площадки будівництва рослинний ґрунт зрізають на глибину 15-25 см і укладають його у відвал за допомогою бульдозера Д-157 або Д-532. Після видалення рослинного шару, використовуючи намічені осі,

розбивають границі котловану і осі обвалування. Котловани невеликої глибини також роблять бульдозерами. Однак при необхідності заміни виїнятого ґрунту привозним можна застосовувати одноковшові екскаватори в комплексі з автосамоскидами або скреперами. В таких випадках необхідно попередньо вибрати місце відвалу розробленого ґрунту і місце розробки ґрунту, що замінює виїнятий. Після закінчення риття котловану проводять планування його дна і вирівнювання відкосів. При проведенні робіт необхідно видалити з майданичка дощові води, для чого поверхню його за межами котловану планують з нахилом 0,003-0,005 і влаштовують водовідвідні канавки.

Укладання ґрунтової подушки (зворотну засипку котловану) роблять пошарово, причому товщина шару, що укладається, залежить від способу ущільнення. При ущільненні ґрунтів вальцовими гладкими котками товщина шару не повинна перевищувати 25 см. При використанні котків на пневмошинах товщину шару ґрунтової подушки можна збільшити до 40 см. Застосування для ущільнення важких трамбовок на базі трактора Т-100 або Т-130 дозволяє ущільнити ґрунт зразу на глибину до 1,5 м, однак порівняно з котками ці машини мають невелику продуктивність і при виконанні робіт можлива нерівномірність ущільнення ґрунту по площі.

Місцеві або привозні ґрунти, що укладаються в подушку, повинні мати вологість: глинисті — до 15 %, суглинисті — до 20 %, але не менше 8 %. При меншій вологості ґрунту його при засипанні поливають водою.

Піщану подушку засипають шарами товщиною 20-25 см з піску середньої крупності з мінімальними розмірами частинок 1-2 мм. Застосовувати дрібнозернистий річковий пісок для влаштування подушки не можна. Іноді для влаштування подушки використовують дрібний щебень, максимальний розмір частинок якого не перевищує 10 % товщини подушки. Ці вимоги до матеріалу подушки обумовлені тим, що подушка, яка складається з окремих, незв'язаних одна з однією частинок, за рахунок їх зрушення приймає форму днища при появі хлопунів, вм'ятин і запобігає появі в днищі неврахованих проектом напружень. Одночасно з цим матеріал подушки, маючи добрі дренажні властивості, також запобігає накопиченню вологості під днищем.

Пісок на підвалину подають автосамоскидами, а рівняють — автогрейдером або бульдозером. Спланована поверхня піщаної подушки має перевищення позначки центра над позначкою периметра 0,0115-0,020 радіуса. Діаметр подушки на 1,4 м перевищує діаметр резервуара, берми подушки мають нахил 1:10, а відкоси — 1:1,5.

Піщану подушку і ґрунтову підсіпку ущільнюють котками. Ґрунтову і піщану подушки ущільнюють до зникнення фронтальної хвилі ґрунту, що виникає під котком.

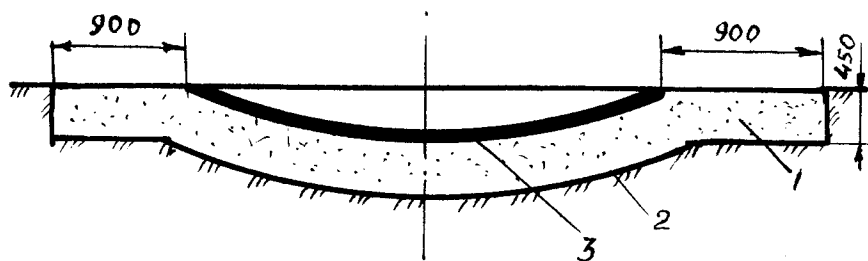
Поверх піщаної подушки укладають гідрофобний шар товщиною 80-100 мм для запобігання корозії днища. Гідрофобний шар укладається на піщану подушку рівним шаром. Він повинен покривати повністю поверхню подушки і бути ущільненим за допомогою котків. Суміш готують в розчиномішалках. По закінченні всіх робіт відкоси подушки облицьовують бетоном.

Бетонне кільце по периметру фундаменту для резервуарів об'ємом 10000 м<sup>3</sup> і більше збирають з армованих залізобетонних плит, які укладаються з зазором 20-94 мм (з внутрішньої і з зовнішньої сторін кільця). Поверх плити роблять цементну стяжку товщиною 50 мм з бетону марки М 200. При виконанні бетонного кільця монолітним по колу периметра встановлюють опалубку з дощок, ширина яких повинна бути рівною товщині кільця (200-290 мм). В середині опалубки на піщаний шар укладають гідроізоляцію з пергаменту і встановлюють арматуру. Бетонують бетоном марки М 300 з подачею його в цебрах і ущільнюють віброрейкою. Через кожних 25 м довжини кільця влаштовують поперечні температурні шви. Поверхню бетонного кільця закривають гідрофобною сумішшю врівень з поверхнею центральної частини фундаменту.

#### **4.1.4. Підвалини і фундаменти під резервуари спеціальної конструкції**

Підвалини під краплеподібні резервуари мають свої специфічні властивості. Частина підвалини під днищем резервуара має форму сферичної чаші. Друга частина підвалини під кільцевою опорною плитою являє собою плоске піщане кільце шириною 900 мм, що примикає до країв сферичної чаші і є її продовженням (рис. 4.7). Піщану подушку вико-

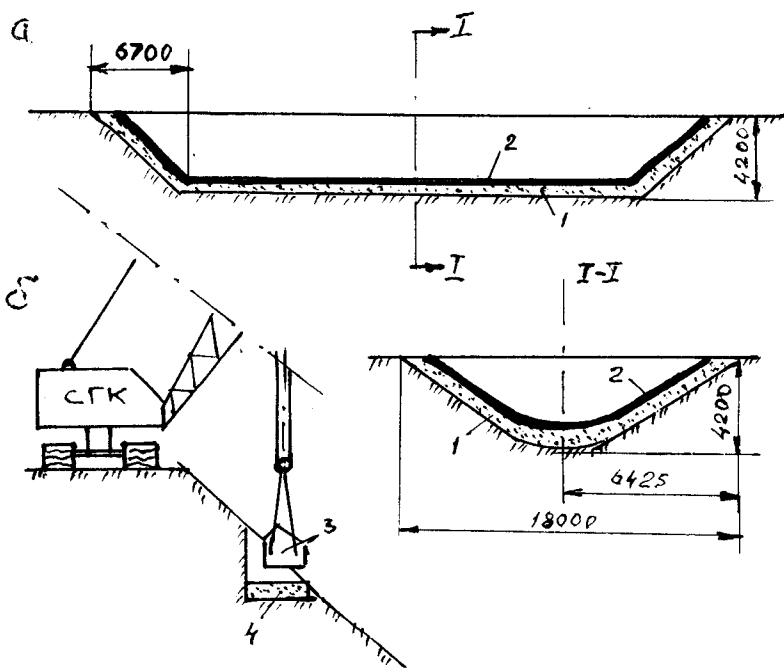
нують товщиною 450 мм з піску з пошаровим трамбуванням і поливанням його водою.



**Рис. 4.7. Форма підвалини під краплеподібний резервуар:**  
1 — піщане кільце; 2 — піщана подушка; 3 — ізоляційний шар

Поверх піщаної подушки укладають ізоляційний шар. Правильність форми сферичної чаші під днищем перевіряють металевим шаблоном. Шаблон закріплюють в центрі підвалини і, обертаючи його навколо власної осі, вивіряють форму підвалини.

Будівництво траншейного резервуара починають з копання траншеї екскаватором, обладнаним драглайном, з переміщенням ґрунту до місця відвалу бульдозером. Недоробку розміром 10-15 см знімають навішаним на стрілу екскаватора стругом до закінчення профілювання дна і відкосів траншеї. В готовій траншеї споруджують підвалину, яка складається з піщаної подушки і гідрофобного шару. Піщану подушку укладать зі зволоженого піску середньої крупності з ущільненням його площадочними вібраторами. Товщина піщаної подушки 100 мм. Поверх піщаної подушки укладають гідрофобний (гідроізоляційний) шар товщиною 100 мм. Пісок і гідрофобну суміш у траншею подають у ґебрах екскаваторним краном. Розрівнювання піску і гідрофобної суміші здійснюють ручним методом, причому для контролю товщини шару впоперек траншеї на відкоси і днище ставлять маячні дошки на відстані не більше 6 м одна від одної. На проміжній полиці траншеї встановлюють збірні фундаменти з закладними деталями для опорних стояків несучих ферм. Фундаменти встановлюють на бетонну підготовку (рис. 4.8).



**Рис. 4.8. Підвалина під траншейний резервуар:**

*а — вигляд котловану; б — установка фундаменту на бетонну підготовку*

*1 — піщана подушка; 2 — гідрофобний шар; 3 — фундаменти під колони; 4 — бетонна підготовка*

#### **4.2. Технологія виготовлення елементів резервуарних конструкцій на спеціалізованих заводах**

Спорудження сталевих вертикальних резервуарів в останні роки здійснюється переважно індустріальним методом, основою якого є індустріальна технологія виготовлення елементів їх конструкції на спеціалізованих заводах.

Це дозволяє скоротити до мінімуму об'єм складальних і зварювальних робіт на монтажній площадці. При використанні індустріального методу на майданчик постачають елементи конструкцій у вигляді укрупнених блоків: частини стінки і днища резервуара, зварені в полотнища і згорнуті в

рулони, щити або частини щитів покриття, короби понтонних кілець і т.п.

Метод рулонування полотнищ стінки і днища резервуарів був запропонований інститутом електрозварювання ім. Є.О.Патона НАН України. Розробка технології рулонування проводилась під керівництвом доктора технічних наук Г.В.Раєвського, який запропонував основні елементи резервуарів збирати на заводі у вигляді плоских полотнищ великих розмірів, зварювати їх автоматичним зварюванням і загортати в рулони, зручні за габаритами для перевезення. На монтажній площадці сталеві полотнища розгортають до проектного радіуса резервуара.

При загортанні згин полотнища відбувається в пружно-пластичній стадії. Повна деформація крайніх волокон  $\varepsilon$  буде рівна сумі пружної деформації  $\varepsilon_m$  при досягненні ними межі текучості  $\sigma_m$  і пластичної деформації  $\varepsilon_{пл}$ , тобто

$$\varepsilon = \varepsilon_m + \varepsilon_{пл}. \quad (4.11)$$

Якщо при згині радіусом  $r_c$  деформація

$$\varepsilon = \delta/2r_c, \text{ а } \varepsilon_T = \sigma_T/E,$$

то пластичну деформацію  $\varepsilon_{пл}$  (в %) в крайніх волокнах при загортанні полотнища по радіусу  $r_c$  можна визначити за формулою

$$\varepsilon_{пл} = \left( \frac{\delta}{2r_c} - \frac{\sigma_T}{E} \right) \cdot 100, \quad (4.12)$$

де  $\delta$  — товщина полотнища.

Товщину металу, що знаходиться в пружній зоні, для котрої напруга менша або рівна  $\sigma_T$ , можна визначити за формулою

$$a = \delta \varepsilon_T / \varepsilon, \quad (4.13)$$

або з врахуванням виразу одержимо

$$a = 2\sigma_T r / E. \quad (4.14)$$

При  $r_c = 1350$  мм і  $\sigma_T = 235$  МПа (сталь марки Ст 3)  $\varepsilon_{пл} = 0,26$  % для  $\delta = 10$  мм і  $\varepsilon_{пл} = 0,41$  % для  $\delta = 14$  мм, при цьому  $a = 3$  мм. При  $r_c = 1350$  мм і  $\delta_T = 310$  МПа для  $\delta = 14$  мм (сталь марки 09Г2С)  $a = 3,98$  мм, а при  $\delta_T = 400$  МПа (сталь марки 16Г2АФ)  $a = 5,14$  мм.

Таким чином, збільшення межі текучості матеріалу полотнища при заданих  $\delta$  і  $r_c$  зменшує пластичну деформацію, а при  $\sigma_T/E > \delta/2r_c$  вона повністю відсутня. Тому полотнище, зварене з листків товщиною до 5 мм включно (Ст 3), має здатність до самовільного розгортання без прикладення зовнішніх зусиль. При великих товщинах листів для розгортання рулонів при монтажі необхідно прикладати певні зусилля. Для сталі марки Ст 3 товщина листків, що має здатність до саморозгортання, складає приблизно 5 мм, для сталі марки 09Г2С — приблизно 7 мм, для сталі марки 16Г2АФ — приблизно 9 мм.

Виходячи з можливості збереження плавності циліндричної форми резервуара при розгортанні рулонів стінки, відносну величину пружної зони  $a/b$  в перерізі полотнищ, що згортаються при виготовленні рулонів приймають рівною 30 %. Звідси максимальні товщини листів  $\delta$  для виготовлення рулонних заготовок складуть: для Ст 3 - 10 мм; для сталі марки 09Г2С — 14-15 мм; для сталі марки 16Г2АФ— 17-18 мм.

З цієї причини для резервуарів великого об'єму, котрі монтуються індустріальним способом, застосовують високоміцні сталі.

Для складання і зварювання рулонованих листових конструкцій листовий метал, що поступає з металургійних заводів на завод монтажних заготовок, проходить спеціальну обробку. Спочатку листи виправляють на листопрямильних вальцях. Після виправлення листи поступають на площадку, де їх розмічають за стаціонарним шаблоном. Чистові розміри листових заготовок повинні витримуватись з допуском  $\pm 0,5$  мм за шириною і  $\pm 2,0$  мм за довжиною. Поздовжні кромки листів обробляють на кромкострогальних верстаках. Для цього листи збирають в пакети загальною масою до 5 т. По короткій кромці пакети закріплюють струбцинами і потім прошивають спочатку з однієї сторони, потім з іншої (з перекантуванням). Короткі кромки листів обрізають за розміткою на гільйотинних ножицях. Тут же обробляють листові заготовки фасонних окреслень - у вигляді трапеції або багатокутника. Оброблені листи вкладають в контейнери і передають на сортувальну площадку, де проводять комплектування пакетів за товщинами. В процесі комплектування пакетів листи металу проходять ретельний контроль з тим, щоб на зварювальний стан не попали листи з розша-

руваннями, тріщинами, раковинами та іншими металургійними дефектами. При транспортуванні до місця складання полотнища кромки і поверхню листів оберігають від пошкоджень. Пакети листів в контейнерах мостовими кранами подають до місця укладання і зварювання.

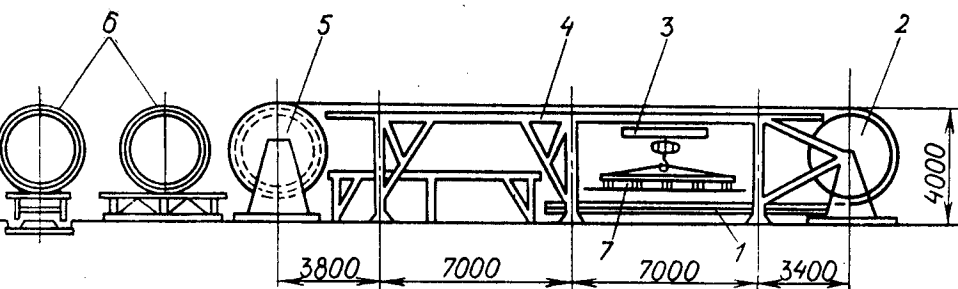
Розкладання листів під розмітку, подачу до гільйотинних ножиць, а також комплектування листів і укладання їх в контейнери проводять з допомогою електромагнітних листо захоплювачів. Використання електромагнітних листо захоплювачів значно полегшує і прискорює стропування листів і дозволяє уникнути пошкодження кромки. Робочі дільниці для розмітки листів, сортувальні площадки і гільйотинні ножиці обладнують електрокран-балками вантажопідйомністю до 2 т з електромагнітними листо захоплювачами. Виходячи з вимог техніки безпеки, на дільницях, обладнаних електромагнітними листо захоплювачами, висота підйому листа над базовою поверхнею не перевищує 0,4 м. Таке обмеження підйому дозволяє уникнути нещасних випадків при можливих падіннях листа.

Складання і зварювання полотнищ проводять на універсальних двоярусних стендах або спеціалізованих станах.

Універсальний стенд являє собою металічну конструкцію з двома робочими площадками-ярусами (рис. 4.9). На першому ярусі проводять складання і зварювання полотнища з однієї сторони. Підготовлені листи краном подають до першого яруса в контейнерах, а потім проводять їх розкладання електротельфером. Кромки листів притискають до мідних підкладок з допомогою електромагнітів. Автоматичне зварювання здійснюють зварювальними тракторами ТС-7М. В задній частині стенда розміщений кантувальний барабан діаметром 3300 мм, що вільно обертається. Зварені частини полотнища зі швидкістю 2 м/хв переміщують через барабан на верхній ярус. На верхньому ярусі проводять підварку швів зі зворотної сторони автоматичним зварюванням, контроль якості зварних з'єднань та усунення виявлених дефектів. В передній частині стенда розміщений згортаючий пристрій з жорстким механічним приводом. Згортаючий пристрій являє собою дві встановлені на фундаменті станини, в котрих закріплені осі планшайб діаметром 3300 мм. По колу планшайб знаходиться вінець, який входить в зачеплення з шестернею привода. Привід здійснюється від електродвигуна потужністю 7 кВт через редуктор і



додаткові пари шестерень. Між планшайбами за допомогою спеціальних штирів закріплюють каркас рулону з кільцями діаметром 2660 мм. Як каркас, використовують також шахтну драбину або спеціальні котушки.



**Рис. 4.9. Універсальний стенд для виготовлення і згортання полотнищ в рулони:**

1 — місце збирання і зварювання секцій полотнищ; 2 — кантувальний барабан; 3 — тельфер для розкладання листів; 4 — другий ярус стенда; 5 — пристрій для згортання полотнищ; 6 — готовий рулон; 7 — електрозахоплювач

Спеціалізований стан являє собою двоярусну установку для складання та зварювання полотнищ шириною до 18 м. На стані передбачена максимальна механізація і автоматизація всіх операцій з виготовлення полотнищ, що значно збільшує продуктивність праці та підвищує якість продукції. Листи металу подають краном на верхній ярус стану. Після розкладання листів за товщинами і притиснення їх кромek електромагнітами до мідних прокладок проводять зварювання секцій полотнища. Для зварювання використовують самохідний дводуговий апарат А-943 конструкції інституту електрозварювання ім. Є.О.Патона. Зварювання проводять при постійному струмі дротом діаметром 3-5 мм. Апарат забезпечує швидкість зварювання залежно від товщини металу від 60 до 120 км/год. В апараті А-943 передбачені автоматична подача флюсу. Порядок накладання швів передбачений наступний: спершу зварюють поперечні шви полотнища, потім — поздовжні. Напря́м зварювання поперечних швів — від більш товстих листів до тонких. На верхньому

ярусі проплавляють приблизно 3/4 товщини основного металу. Зварені ділянки полотнища переміщують через кантувальний барабан на нижній ярус, де проводять зварювання полотнищ зі зворотної сторони. При подальшому просуванні готових ділянок полотнища контролюють якість зварних з'єднань фізичними методами (рентгенографування робочих швів) і виконують ґрунтування полотнища. Після ґрунтування полотнище частинами поступає в згортаючий пристрій. Початок кожного нового полотнища закріплюють зварюванням до кінця попереднього вісьмома-десятьма сталевими смугами перерізом 100 x 5 мм і довжиною біля 1 м. Ці ж смуги після загортання їх на рулон відрізають від послідуочого полотнища і використовують для закріплення кінцевої кромки готового рулону.

Окрім рулонованих полотнищ стінки та днища резервуарів на заводах монтажних заготовок організоване поточне виготовлення щитів покриттів (плоских та сферичних). Несучі елементи покриттів у вигляді деталей із сортового прокату обрізають за шаблонами або упорами на прес-ножицях. Важкі швелерні або двотаврові балки обрізають газокисневою різкою. Правлення і вигинання елементів із сортового прокату проводять на привідних вальцях та кулачкових пресах. Листовий метал настилу щитів обрізають на гільйотинних ножицях. За типами і конструкціями щитів покриття готові деталі комплектують, укладають в контейнери і направляють до місця складання. Щити складають в спеціальних кондукторах, які дзеркально відображають форму щита в плані. Спочатку всі елементи каркасу щита з'єднують прихоплювачами, а потім зварюють ручним дуговим або напівавтоматичним зварюванням. Настил даху приварюють до каркасу перервними швами. Для зварювання настилу щит перекантують і укладають на козли або спеціальні опори. Настил зварюють трактором ТС-17М під шаром флюсу. Всі шви, що з'єднують деталі настилу, перевіряють на щільність вакуумуванням. Таким же чином складають частини сферичних щитів покриттів. Короби понтонів або плаваючих дахів резервуарів, елементи верхнього опорного кільця складають і зварюють в спеціальних кондукторах-кантувачах. Всі елементи конструкції резервуарів проходять ретельний контроль геометричної форми для забезпечення точності складання на монтажній площадці.

Для виготовлення частин сферичних щитів проводять контрольне складання.

Всі елементи резервуарних конструкцій, що виготовляються на заводах, повинні вписуватись в габарити рухомого складу залізниць.

### 4.3. Технологія і організація монтажу вертикальних резервуарів з рулонних заготовок

У теперішній час застосовують два методи монтажу резервуарів: індустріальний з рулонних заготовок заводського виготовлення і листовий. Технологія монтажу резервуарів, виготовлених із рулонних заготовок, включає такі етапи робіт: транспортування рулонів на будівельний майданчик, їх розвантаження, монтаж днища, затягування рулонів стінки на днище, їх підняття у вертикальне положення і розгортання, монтаж покрівлі, зварювання основних монтажних стиків, монтаж обладнання.

Число рулонних заготовок залежить від об'єму резервуара (табл. 4.2)

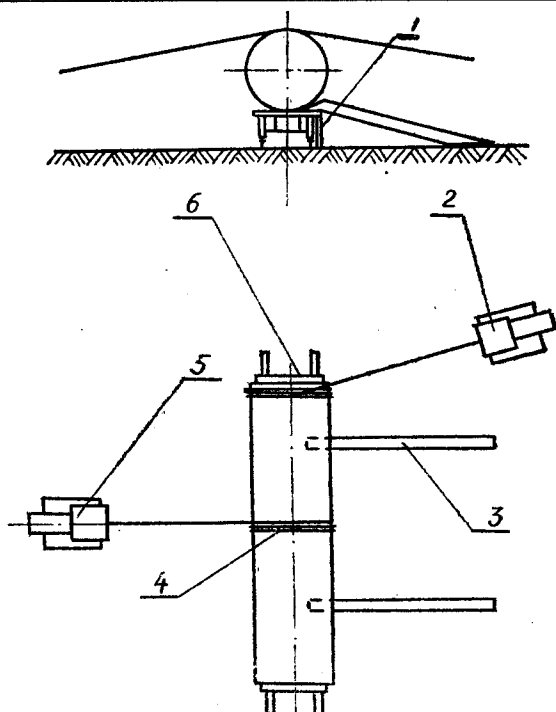
Таблиця 4.2

Кількість рулонних заготовок резервуара

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Корпус	Днище
5000	1	2
10000	2	4
20000	3	4
50000	8	4

#### 4.3.1. Транспортування і розвантаження рулонів

Полотнища стінок і днищ резервуарів, згорнутих у рулони, надходять зі спеціалізованих заводів залізницею або водним шляхом. Основним видом транспортування рулонів є залізничний транспорт. Виходячи з існуючої вантажопідйомності найбільш розповсюджених чотириосних платформ, маса рулонів не повинна перевищувати 65 т. При вантаженні на заводі рулони укладають на дерев'яні вузькі бруски-підкладки. Для недопущення рухомості рулонів при перевезенні з боків під них підбивають дерев'яні клини, а зверху їх охоплюють дротяними "скрутками". При перевезенні рулонів довжиною 18 м їх навантажують на платформи



**Рис. 4.10. Розвантаження рулонів із залізничних платформ методом скочування:**  
 1 — стояк; 2 — тяговий трактор; 3 — розвантажувальні балки; 4 — гальмівний канат; 5 — гальмівний трактор; 6 — залізнична платформа

через одну, забезпечуючи цим "прикриття" виступаючих за основну платформу кінців рулону. Великі деталі конструкції — шити покриття, короби понтонів, сегменти опорного кільця навантажують на платформи в решітчатих контейнерах, а малі деталі — в ящиках.

При проведенні розвантажувальних робіт найбільш трудомісткою операцією є розвантаження рулонів (із-за

великої маси). Для розвантаження рулонів із залізничних платформ та трейлерів можна використовувати самохідні крани достатньої вантажопідйомності (СКГ-63, СКГ-63А, СКВ-100), однак частіше використовують метод скочування. Розвантаження в цьому випадку виконуються за допомогою 2-3 тракторів в залежності від довжини і маси рулону і розвантажувальних балок (рис. 4.10). Рулон обмотують 2-3-ма витками гальмівного канату (в районі центра тяжіння), що йде до гальмівного трактора 5. При масі рулону 55-60 т або довжині 18 м ставлять 2 утримуючих трактори, при цьому гальмівні канати розносять на рівні відстані від центра тяжіння рулону. Тяговий канат намотують на рулон на відстані 0,8 м від більш важкого кінця. Сам тяговий трактор 2 ставлять збоку від зони перекочування рулону. Під рулон підставляють кінці спеціальних розвантажувальних балок 3,

по яких і проходить його скочування з платформи або трейлера. Платформу перед початком розвантаження закріплюють гальмівними башмаками. Під краї платформи, на які спираються розвантажувальні балки, підбивають стояки 1 або ставлять домкрати для запобігання її перевертання. При розвантажуванні ролон спочатку тяговим трактором накочують на розвантажувальні балки, потім до роботи підключаються гальмівні трактори, утримуючи його від самовільного скочування.

Діаметри тягового і гальмівного канатів, а також параметрів розвантажувальних балок визначають розрахунками (рис. 4.11).

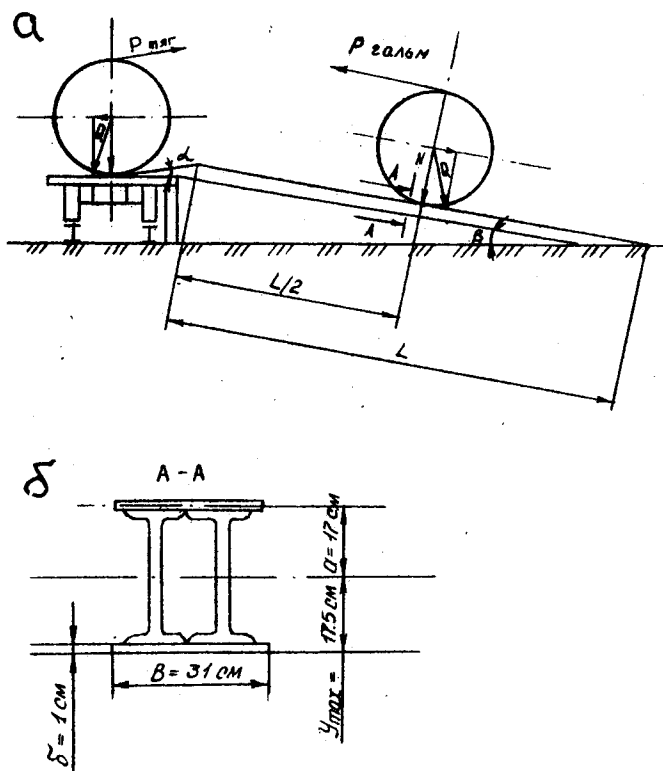


Рис. 4.11. Схема для розрахунку такелажного оснащення при розвантаженні ролонів:

а — для визначення зусиль; б — для визначення перерізу розвантажувальної балки

Розрахунок канатів (такелажної оснастки) проводять у такій послідовності (рис. 4.11, а).

1. Визначають зусилля в тяговому канаті при накочуванні рулону на балки, кН

$$N'_{\text{тяг}} = \frac{Q_p}{2} (\sin\alpha + K_0 \cos\alpha) q, \quad (4.15)$$

де  $Q_p$  — маса рулону, т;

$\alpha$  — кут нахилу площини накочування на балку до горизонту,  $\alpha = 7^\circ$ ;

$K_0$  — коефіцієнт опору кочення (для сталі по сталі),  $K_0 = 0,06$ ;

$\beta$  — кут нахилу площини скочування рулону по балці до горизонту, приймається в розрахунках  $\beta = 20^\circ$ .

З урахуванням підвищення навантаження на початку руху з місця розрахункове зусилля  $N'_{\text{тяг}}$  збільшується на 50 %, тобто  $N''_{\text{тяг}} = 1,5N'_{\text{тяг}}$ . За зусиллям  $N''_{\text{тяг}}$  обчислюють розривне зусилля тягового каната, кН,

$$P_k = N''_{\text{тяг}} n_3 \quad (4.16)$$

де  $n_3$  — коефіцієнт запасу міцності каната,  $n_3 = 5$ .

За знайденим зусиллям  $P_k$  підбирають діаметр каната (табл. 7.2).

2. Визначають зусилля у гальмівному канаті при скатуванні рулону по розвантажувальних балках, кН

$$N_{\text{гальм}} = \frac{Q_p}{2} (\sin\beta + K_0 \cos\beta) q, \quad (4.17)$$

З урахуванням ривка збільшують гальмівне зусилля  $N_{\text{гальм}}$  на 50 %,  $N_{\text{гальм}} = N \cdot 1,5$ .

За гальмівним зусиллям обчислюють розривне зусилля, кН

$$R_k = N_{\text{гальм}} n_3. \quad (4.18)$$

За розривним зусиллям підбирають гальмівний канат.

Підібравши діаметри канатів, приступають до розрахунку розвантажувальних балок:

1. Визначають зусилля, яке діє на одну розвантажувальну балку

$$N_1 = \frac{Q_p q K_n K_q}{2} \cos\beta, \quad (4.19)$$

де  $K_H$  — коефіцієнт нерівномірності маси,  $K_H = 1,06$ ;  
 $K_q$  — коефіцієнт динамічності,  $K_q = 1,1$ ;  $q = 10 \text{ м/с}^2$ .

2. Визначають максимальний згинальний момент у середині прольоту балки,  $\text{кН} \cdot \text{м}$ :

$$M_{\max} = \frac{N_1 l_\delta}{4}, \quad (4.20)$$

де  $l_\delta$  — прольот балки, м.

3. Визначають допустимий момент опору в небезпечному перерізі балки (середина прольоту)

$$W = M_{\max} / R_y. \quad (4.21)$$

За допустимим моментом опору підбирають переріз балки, який складається з двох двотаврових балок за ГОСТ 8239-72. Переріз балки має вигляд (рис. 4.11, б); дві двотаврові балки зверху і знизу приварюються листами товщиною  $\delta = 1 \text{ см}$  і шириною  $b = 31 \text{ см}$ . Двотаврову балку вибирають з характеристикою:  $I_x$  — момент інерції,  $\text{см}^4$ ;  $W_x$  — момент опору,  $\text{см}^3$ ;  $F$  — площа,  $\text{см}^2$ .

Тоді момент інерції перерізу балки (рис. 4.11, б)

$$I_{x-x} = r \left( I_x + \frac{B\delta^2}{12} + a^2 b \delta \right) \text{ см}^4, \quad (4.22)$$

де  $a$  — відстань від осі  $x-x$  до середини пластини, тобто

$$a = \frac{b}{2} + \frac{\delta}{2}.$$

Момент опору балки

$$W_{x-x} = \frac{I_{x-x}}{y_{\max}}, \quad (4.23)$$

де  $y_{\max}$  — максимальна координата точки перерізу, яка розглядається відносно осі  $x-x$ ,  $y_{\max} = \frac{b}{2} + \delta$ .

Напруження при вигині в перерізі балки

$$\sigma_{x-x} = M_{\max} / W_{x-x} < R_y, \quad (4.24)$$

де  $R_y$  — розрахунковий опір сталі балки, МПа.

Визначаємо згин у середині прольоту балки:

$$f = \frac{N_1 L^2 \delta}{48 E I_{x-x}}, \quad (4.25)$$

де  $E$  — модуль пружності сталі,  $E = 2,1 \cdot 10^5$  Па.

Згин балки  $f$  повинен бути не більшим  $1/500$  прольоту, тобто

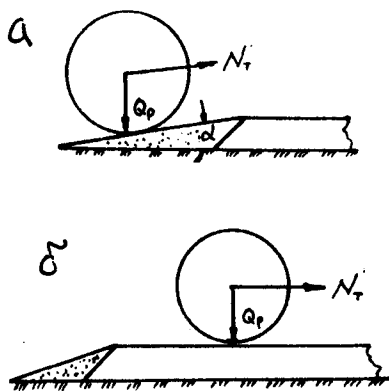
$$f < \frac{1}{500} l_3. \quad (4.26)$$

Для забезпечення безпеки робіт в зоні скочування рулону не має бути людей і механізмів. Не можна допускати падіння рулонів на землю навіть з невеликої висоти, так як завдяки великій масі рулон від удару об землю отримує значні деформації. Монтаж стінки резервуара із деформованого рулону призводить до підвищення витрат праці при розгортанні полотнища і до зниження якості і товарного вигляду конструкції.

Для спорудження резервуарів у важкодоступних або районах, що освоюються, іноді рулони транспортують водним транспортом по річкам на баржах. Навантаження і розвантаження рулонів з барж проводять також краном або перекочуванням. В останньому випадку розвантажувально-навантажувальні балки нижніми кінцями встановлюють в трюмі судна. При достатніх вантажопідйомності і стійкості судна рулони можна завантажувати на палубу. В цьому випадку значно

полегшується розвантаження, особливо на необладнаний берег.

На відстані до 200 м при наявності рівної поверхні рулони переміщують перекочуванням. Тягове зусилля для перекочування рулонів по горизонтальній поверхні при закріпленні канатів до центрів торців рулону (рис. 4.12, б) визначається за формулою Рис. 4.12. Схема для розрахунку оснастки при накочуванні: (а) і перекочуванні (б) рулону по днищу





$$N = Q_p \cdot qK_{ск}, \quad (4.27)$$

при намотуванні каната на ролон

$$N = \frac{Q_p}{2} qK_{ск}. \quad (4.28)$$

При накочуванні рулону по настилу (пандусу), розміщеному під кутом до горизонту (рис. 4.12, а)

$$N = Q_p \cdot q(\sin\alpha + K_{ск} \cdot \cos\alpha), \quad (4.29)$$

де  $N$  — тягове зусилля в канаті;

$Q_p$  — маса рулону, що перекочується;

$K_{ск}$  — коефіцієнт опору кочення, який визначається за формулою:

$$K_{ск} = \frac{K_{тк}}{r_p}, \quad (4.30)$$

де  $K_{тк}$  — коефіцієнт тертя кочення;

$r_p$  — радіус рулону.

Для перекочування рулонів по горизонтальній площі  $K_{ск} = 0,08 \div 0,15$ . Для підбору канатів визначаємо розривне зусилля, для чого тягове зусилля збільшуємо на 50 %, щоб врахувати початковий ривок руху з місця і вводимо коефіцієнт запасу міцності каната, тобто:

$$R_k = 1,5N \cdot n. \quad (4.31)$$

### 4.3.2. Монтаж днища резервуара

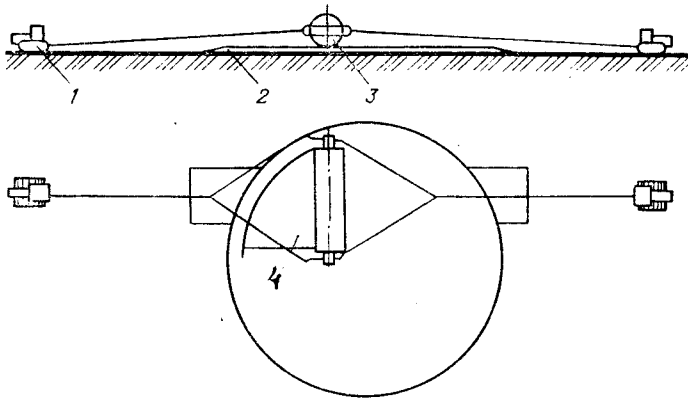
Після прийняття підвалини на ній кілками позначають центр, проектне положення днища (за периметром) і положення монтажних швів. Для резервуарів об'ємом  $5000 \text{ м}^3$ , днища яких мають сегментні краї, монтаж останніх можна проводити як до укладки центральної частини днища, так і після неї. У першому випадку зовнішній край днища помічають по залізобетонному фундаментному кільцю і положення сегментів країв контролюють при укладці. Центральна частина днища при розкочуванні відразу лягає своїм краєм поверх (зверху) країв. В другому випадку сегменти країв внутрішньої частиною потрібно підсувати під край полотнища, припіднімаючи його краном або трубоукладачем. У будь-якому випадку розмітку роблять за допомогою стале-

---

вого дроту, один кінець якого вільно (через кільце) закріплений на центральному штирі, а на другому прикріплена креслярка, яка робить кільцеві риски на металі і бетоні.

Для великих резервуарів (об'ємом більше 20000 м<sup>3</sup>) зовнішній радіус країв збільшують порівняно з проектним на величину, приблизно рівну товщині першого поясу стінки, для компенсації укладки кільця країв при зварці нижнього уторного кута. Після контролю положення сегментів країв (за радіусом і висотою) їх фіксують електропризахоплювачами, а потім зварюють між собою на довжині 250 мм, рахуючи від зовнішнього краю. Зварку проводять встик на підкладці автоматичним або напівавтоматичним способами. Для цього сегменти країв надходять на площадку з уже привареною на заводі підкладкою — половою розміром 60 x 6 мм — вздовж лівої радіальної кромки, якщо дивитись із зовнішньої сторони. Укладку елементів країв проводять, як і весь монтаж, за годинниковою стрілкою. Потовщення швів, зварених між сегментами, на довжині 250 мм зрізають і місця зрізів зачищають шліфувальною машиною. Частина шва, що залишився і з'єднує елементи країв, доварюють після зварки уторного кільцевого шва, який з'єднує стінку з днищем. Така технологія зварки дозволяє знизити напруження після зварки у кільцевому шві і уникнути короблення крайової зони днища від усадки, яка компенсується зміною ширини зазорів між краями. З тієї ж причини зазор між елементами країв в резервуарах великих об'ємів роблять змінної ширини від 3 (біля зовнішнього краю) до 11-12 мм (біля внутрішнього).

Рулони центральної частини днища накочують на основу по спеціально відсипаному пандусу. Перекочування проводять трактором за допомогою канатів, з'єднаних осями по торцях рулону. За допомогою цих же пристроїв роблять розгортання полотнищ (рис. 4.13). В початковому положенні рулон 3 розкантивають таким чином, щоб початкова кромка полотнища була притиснена до поверхні основи 2. Після цього розрізають, утримуючи планки, і двома тракторами розгортають полотнище. Розгортання найкраще проводити так, щоб полотнище зразу лягало в проектне положення. Іноді полотнища розгортають одне на одному подальшим горизонтальним пересуванням верхнього полотнища, однак при такому способі монтажу можливе порушення цілості гідрофобного шару.



**Рис. 4.13. Розгортання полотнищ днища резервуара:**  
 1 — трактор; 2 — пандус; 3 — пристрій для розгортання рулону;  
 4 — розгорнута частина рулону днища

Полотнища центральної частини днища з'єднують між собою внапуск. Ширина напуску складає 60 мм. Перед прихватом кромки з'єднання верхню кромку сильно притискають до нижнього полотнища. При побудові резервуарів об'ємом до 5000 м<sup>3</sup> притискання роблять кілками або ломиками. В резервуарах великих об'ємів вздовж кромки прокладають дошки товщиною не менше 50 мм, по яких пускають трактор або автовантажник. Монтажні шви зварюють автоматичною зваркою під шаром флюсу зварювальним трактором ТС-17М або ТС-35. Направлення зварки від центра до країв. Монтажні шви не доварюють до краю полотнища на 1500–1800 мм. По периферії центральну частину днища тимчасово прихоплюють через 1500–2000 мм до кільця країв. Кінцеву зварку швів, що з'єднують між собою сегменти країв, кільце країв з центральною частиною днища і монтажних швів центральної частини, проводять після зварки нижнього уторного шва, який дає найбільшу усадку. Контроль якості зварних з'єднань роблять вакуумуванням, причому перевіряють не тільки монтажні, а і заводські шви. В якості індикаторної рідини використовують розчин господарського мила з добавкою гліцерину і екстракту лакричного кореня (на 1 л води – 50 г мила, 5 г гліцерину і 10 г екстракту лакричного кореня). У вакуум-камері утворюється

розрідження 0,06 МПа. При використанні для утворення розрідження вакуум-насоса КВН - 4-8 або РВН-20 продуктивність методу — 45-60 м/ч.

На змонтованому днищі розмічають центр і риски для монтажу стінки корпусу і покриття, а також осі вертикальних монтажних швів. По рисці, яка відповідає зовнішній поверхні стінки резервуара, приварюють з кроком по дузі 350-400 мм обмежувачі, виготовлені з відрізків кутника. В резервуарах з понтоном або плаваючим дахом на днищі розмічають положення коробів понтонного кільця і місця розміщення стояків понтона (плаваючого даху). Монтажні зварювання з центральної частини понтона або плаваючого даху проводять аналогічно монтажу днища. На ній також розмічають розташування стояків і прорізують в цих місцях отвори діаметром, рівним діаметру патрубків стояків.

#### 4.4. Монтаж стінки резервуара з рулонних заготовок

Монтаж стінки резервуара — основний і дуже відповідальний технологічний процес, який складається з накочування рулонів стінки на днище, піднімання їх у вертикальне положення, розгортання і зварювання основних монтажних швів. Монтажні роботи проводяться з застосуванням різноманітних монтажних машин та такелажних засобів, вибір яких проводиться на підставі розрахунків. Для проведення цих розрахунків потрібно знати центр маси рулону. Враховуючи те, що стінка резервуара має змінну товщину за поясами, центр маси буде завжди зміщений. Положення центра маси рулону можна визначити за формулою (рис. 4.14)

$$X_c = \frac{\sum F_i x_i}{\sum F_i} = \frac{F_1 x_1 + F_2 x_2 + F_3 x_3 + \dots + F_n x_n}{F_1 + F_2 + F_3 + \dots + F_n}, \quad (4.32)$$

де  $X_c$  — відстань від початку координат до центра мас рулону;

$X_1, X_2, X_3, X_n$  — відстань від кожного поясу до початку координат;

$F_i = b \delta_i$  — площа перерізу кожного поясу рулону;

$b$  — ширина кожного поясу, для розрахунків приймається  $b = 150$  см;

$\delta_i$  — товщина стінки кожного поясу рулону. У практиці для обчислення використовують таку формулу:

$$X_c = \frac{\sum \delta_i x_i}{\sum \delta_i} = \frac{\delta_1 x_1 + \delta_2 x_2 + \delta_3 x_3 + \dots + \delta_n x_n}{\delta_1 + \delta_2 + \delta_3 + \dots + \delta_n} \quad (4.33)$$

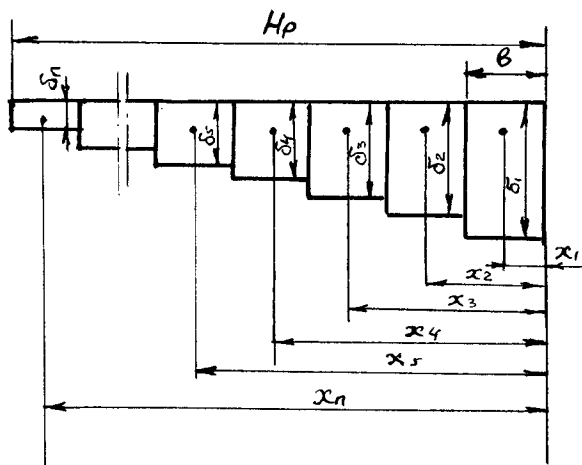


Рис. 4.14. Схема для визначення центра мас рулону

#### 4.4.1. Накочування рулонів на днище

Це перша монтажна операція, при якій рулон розміщують так, щоб його нижні торці знаходились поблизу осі майбутнього монтажного шва.

Рулони стінки резервуара наковують на днище резервуара по спеціально зробленому пандусу за допомогою тракторів і пристосувань, які закріплюють на торцях рулонів (рис. 4.15, а). Канати від пристосувань закріплюють до гальмівного і тягового тракторів. Канати для операції підбирають на підставі розрахунків їх на міцність. При цьому зусилля для наковування рулону стінки на днище по пандусу з врахуванням збільшення його на 50 % (додається процес зрушення з місця) визначається як

$$N'_T = Q_p q (\sin \alpha + K_{ок} \cos \alpha) 1,5, \quad (4.34)$$

де  $Q_p$  — маса рулону, т;

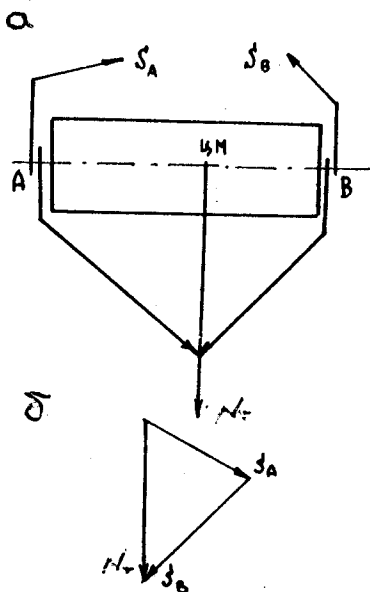
$\alpha$  — кут нахилу площини пандуса до горизонту, для обчислень  $\alpha = 5^\circ$ ;

$K_{ок}$  — коефіцієнт опору кочення (для сталі по ґрунту),  $K_{ок} = 0,08$ .

Зусилля перекочування рулону стінки по днищу з врахуванням збільшення його на 50 %

$$N''_T = Q_{рл} K_{ок}, \quad (4.35)$$

де  $K_{ок}$  — коефіцієнт опору кочення (для сталі по сталі),  $K_{ок} = 0,04$ .



Для розрахунку тягово-го каната і вибору механізмів порівнюють зусилля  $N''_T$  і  $N'_T$  і приймають більше. За більшим зусиллям вибирають тяговий механізм і розраховують тяговий канат з урахуванням коефіцієнта запасу міцності  $n$  ( $n=5$ ); ( $R_K = N_T \cdot n$ ).

Рис. 4.15. Схема для розрахунку такелажної оснастки для накочування на днище рулонів стінки

Тепер необхідно визначити зусилля, які діють у канатах, що закріплені до пристосування по торцях рулону. Для цього визначають за формулою (4.33) центр маси рулону, будують силувий трикутник (рис. 4.15, б) і визначають зусилля, що діють у канатах, закріплених на торцях рулону  $S_A$  і  $S_B$ . За розрахункове зусилля приймають найбільше  $S$ , за ним розраховують канат  $R_K = S \cdot n$  і підбирають його діаметр (табл. 7.2).

#### 4.4.2. Підняття рулонів у вертикальне положення

Рулони піднімають трьома методами: трубоукладниками і трактором, за допомогою А-подібної (падаючої) стріли, а також монтажними кранами. Перший метод застосовується для підняття рулонів резервуарів малого об'єму. При

цьому методі два трубоукладники з подовженими стрілами піднімають рулон на кут  $45^\circ$ , а потім трактором з протилежної сторони завершують підняття. Недоліком цього методу є те, що потрібно збільшувати довжину стріли нарощуванням і організувати синхронну роботу трубоукладників і трактора.

В практиці резервуаробудування найбільше застосування знайшли два останніх методи: за допомогою А-подібної стріли і кранами. В обох цих випадках перед підніманням нижній торець рулону укладають у ложе закріпленого на днище шарніра, припіднімаючи його краном. Під верхній кінець рулону підводять опорну клітку, яка являє собою настил з дерев'яних брусків, так, щоб рулон в початковому положенні розміщувався горизонтально або з невеликим нахилом в бік шарніра. Нижній кінець рулону закріплюють в шарнірі і до його торця приєднують піддон з листа товщиною 6–8 мм. Піддон служить для запобігання саморозгортання рулону. Після підняття рулону у вертикальне положення піддон тимчасово приварюється до днища.

Розглянемо детальніше ці методи.

#### *Підняття рулону А-подібною стрілою*

При піднятті рулону цим методом (рис. 4.16) А-подібну стрілу, зварену з труб 4 і сам рулон 5 встановлюють і закріплюють у шарнірі 12. До стріли закріплюються канати підвіски верхньої обойми поліспата 3. Нижня обойма поліспата кріпиться до якоря 2 або якорем може служити при наявності тракторної лебідки сам трактор. У підйомі рулону беруть участь три системи канатів: підйомний 9, утримуючий 10 і гальмівний, що кріпиться до гальмівного трактора 11. З метою забезпечення стійкості А-подібної стріли вона розкріплюється вітровими розтяжками 8. Переріз канатів, кратність поліспата і зусилля на якорі перевіряються розрахунками. Перед початком підйому до рулону прикріплюють монтажну драбину, а до захоплювача 6 на верхньому торці — страхувальний канат. Після цього виймають робочий канат поліспата, піднімають А-подібну стрілу у вертикальне положення і трохи припіднімають рулон, перевіряючи всі закріплення і співвісність розміщення оснастки. Якщо немає відхилень оснастки від вертикалі, то піднімають рулон. Перед закінченням підйому в момент, коли центр тяжіння рулону підходить до вертикалі, що проходить через вісь шар-

ніра, в роботу включається гальмівний трактор 11, з'єднаний гальмівним канатом 7 з рулоном.

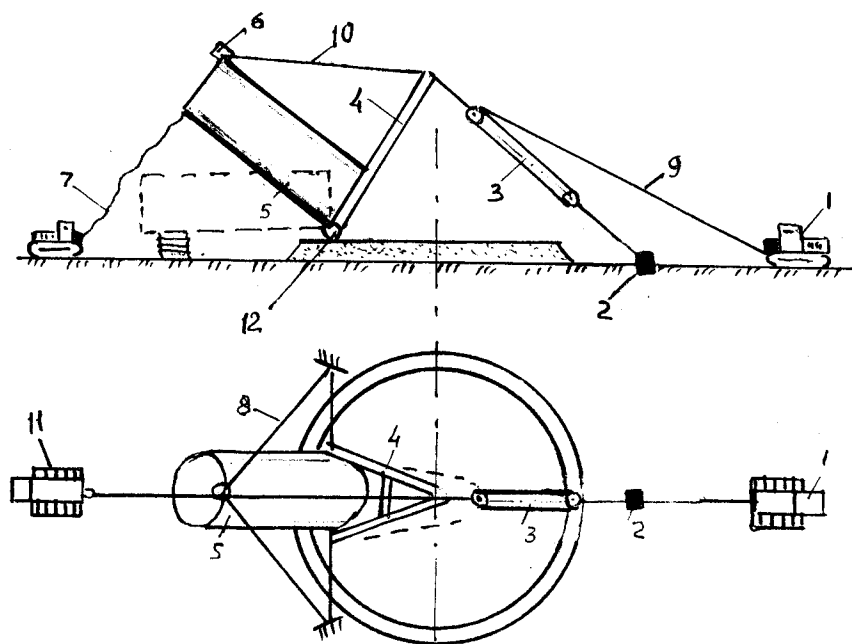


Рис. 4.16. Підняття рулону А - подібною стрілою

Основними розрахунками при підйомі рулону А-подібною стрілою є розрахунок такелажної оснастки (піднімального, утримуючого і гальмівного канатів).

Такелажне оснащення розраховують в такій послідовності. Спочатку визначають центр маси рулону  $X_c$  за формулою (4.33). Потім — тягове зусилля у піднімальному канаті, який закріплює рулон до А-подібної стріли (рис. 4.17)

$$S_1 = \frac{Q_p K_n K_q X_c}{a} q \quad (4.36)$$

де  $X_c$  — координата центра маси рулону, см;



$a$  — відстань від осі повороту рулону до піднімального каната, см.

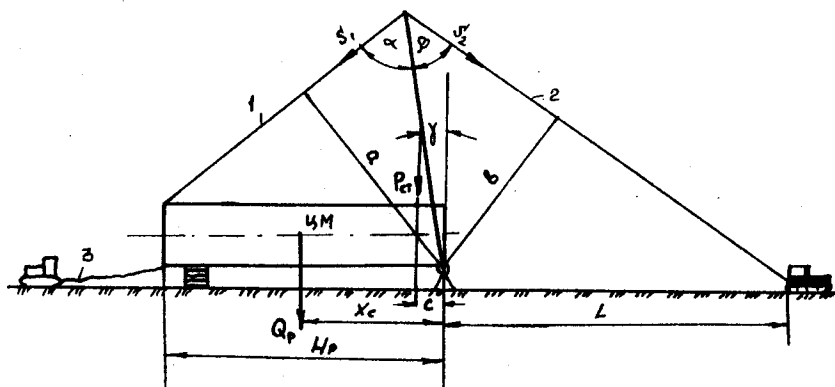


Рис. 4.17. Схема визначення зусиль при підйомі рулонів  $A$ -подібною стрілою:

1 — піднімальний канат, 2 — утримуючий канат, 3 — гальмівний канат

За зусиллям  $S_1$  обчислюють розривне зусилля  $R_k = S_1 n$ . Для розрахунку такелажного оснащення для підйому рулону вибираємо  $n = 6$ . Визначивши  $R_k$ , підбираємо канат.

Зусилля в утримуючому канаті, за допомогою якого поліспасть закріплюють до  $A$ -подібної стріли, визначають за формулою

$$S_2 = \frac{S_1 a + P_{\text{стр}} C q}{b}, \quad (4.37)$$

де  $P_{\text{стр}}$  — маса  $A$ -подібної стріли, т;

$C$  — відстань від центра шарніра до лінії, яка проходить через центр маси  $A$ -подібної стріли, см;

$b$  — відстань від центра шарніра до утримуючого каната, см.

За зусиллям  $S_2$  обчислюють розривне зусилля в утримуючому канаті  $R''_k = S_2 n$ .

Оскільки розривне зусилля у підйомному і утримуючому канатах має велике числове значення, то, як правило, для закріплення рулону і поліспасти до  $A$ -подібної стріли беруть кілька ниток каната (звичайно чотири). Тоді розривні зусил-

ля у підйомному і утримуючому канатах відповідно зменшуються і будуть  $\frac{R'_K}{K}$  і  $\frac{R''_K}{K}$ , де  $K$  — кількість робочих ниток.

За розривним зусиллям і підбирають діаметри канатів.

За зусиллям  $S_2$  підбирають поліспасти блоки з відповідною характеристикою.

Знаходять зусилля у збіжному кінці поліспасти

$$N_{\text{тяг}} = \frac{S_2}{n_n \eta}, \quad (4.38)$$

де  $\eta$  — ККД поліспасти,  $\eta = 0,815$ ;

$n_n$  — кількість робочих ниток у поліспасті.

Після цього знаходять розривне зусилля у збіжному кінці поліспасти, підбравши коефіцієнт запасу міцності каната  $n = 5$

$$R_K = N_{\text{тяг}} \cdot n. \quad (4.39)$$

Визначивши  $R_K$ , підбирають сталевий канат за діаметром  $d_n$ . За зусиллям  $S_2$  розраховуємо також канат, який закріплює нижній блок поліспасти до якоря (число робочих ниток  $n_n = 6$ )

$$R_K = \frac{S_1 n}{n_n}. \quad (4.40)$$

Останнім у даному обчисленні є вибір гальмівного каната. Визначаємо зусилля у гальмівному канаті, знаючи відстань від гальмівного механізму до осі шарніра ( $L$ )

$$N_{\text{гальм}} = \frac{q Q_p K_q K_n r_p}{L} \cdot 1,5, \quad (4.41)$$

де  $r_p$  — радіус рулону.

Визначивши зусилля  $N_t$ , вибираємо гальмівний механізм (трактор або тракторну лебідку).

Діаметр гальмівного каната вибираємо за розривним зусиллям  $R_K = N_t n$  (табл. 7.2).

*Підняття рулону краном*

У багатьох випадках монтажу резервуара для підняття рулонів застосовують самохідні крани. При цьому підйом здійснюють за двома варіантами: при пересуванні крана і при нерухомому крані.

При підйомі рулону пересувним краном (рис. 4.18) рулон у вихідному положенні 4 укладають так, щоб його верхній кінець знаходився поза днищем резервуара. Загальне розміщення рулону повинно бути таким, щоб кран 5 на протязі всього підйому міг переміщатися паралельно до його осі. Для запобігання перекосу при нерівномірних осадках ґрунту для переміщення крана викладають доріжку з плит. Таким чином, вся ця операція здійснюється шляхом перемінних підйомів рулона і руху крана. Величина підйомів і переміщень розраховується попередньо. Для контролю величини підйому на шарнірі 4 закріплюють кутовий сектор з показником, а для контролю переміщень вздовж шляху руху крана ставлять контрольні репери. Рулон підіймають так, щоб відхилення поліспасти крана від вертикалі не перевищувало допустимої величини (2-3°). Потім кран переміщують вперед, компенсують кут відхилення. Після цього операцію повторюють. Перед закінченням підйому для плавного спускання нижнього торця рулону на днище трактором натягують гальмівний страхувальний канат. По закінченню підйому рулона стінки резервуара з стаціонарною покрівлею в центрі днища встановлюють центральний стояк і закріплюють його розтяжками.

При підйомі рулону нерухожим краном (рис. 4.19) кінець підйомного каната закріплюють за торець рулону і здійснюють підйом його у вертикальне положення.

Для вибору самохідного стрілового крана необхідно брати до уваги слідуючі вихідні дані: масу і габарити стінки рулону, необхідну висоту його піднімання, а також можливість сумісництва операцій.

Методика вибору крана і розрахунок такелажного оснащення підйомного строповочного і гальмівного канатів та його вибір для підйому рулону у вертикальне положення методом повороту навколо шарніра з пересуванням крана зводиться до наступного:

1. Визначається висота до осі верхнього блока вантажного поліспасти, яка складається (рис. 4.20)

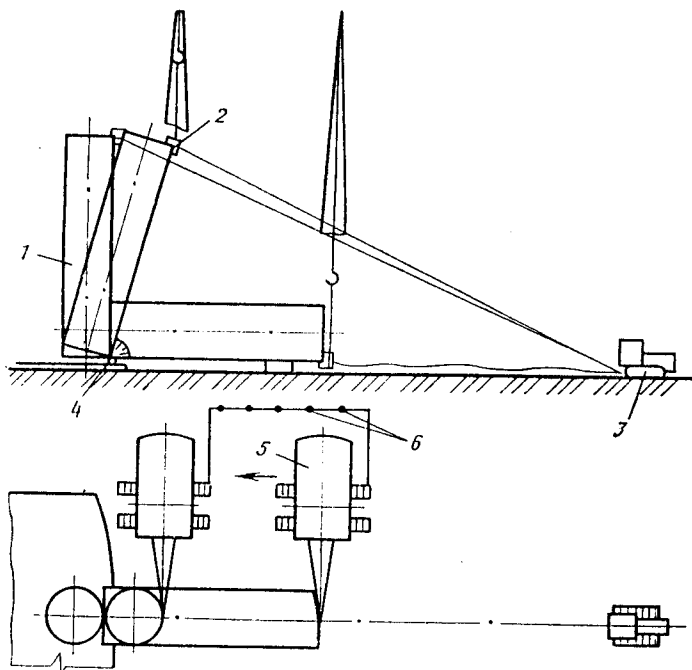
$$H_{\text{п}} = h_0 + H_{\text{р}} + h_{\text{стр}}, \quad (4.42)$$

де  $h_0$  — відстань від землі до осі шарніра, приймається в обчисленнях 1 м;

$H_{\text{р}}$  — довжина рулону;

$h_{\text{стр}}$  — висота підйомного стропа рулону,  $h_{\text{стр}} = 5$  м.

Робочий виліт стріли *A* при цьому дорівнюватиме відстані від осі повороту стріли до осі рулону (визначається графічно) (рис. 4.20, б).



**Рис. 4.18.** Підняття рулонів стінки резервуара самохідним краном:  
 1 — рулон; 2 — захоплювач; 3 — гальмівний трактор; 4 — шарнір;  
 5 — кран; 6 — точки зупинки крана для підйому

2. Визначається зусилля, яке діє на гаку крана у початковий момент підйому

$$P = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_c \cdot q}{H_p}, \quad (4.43)$$

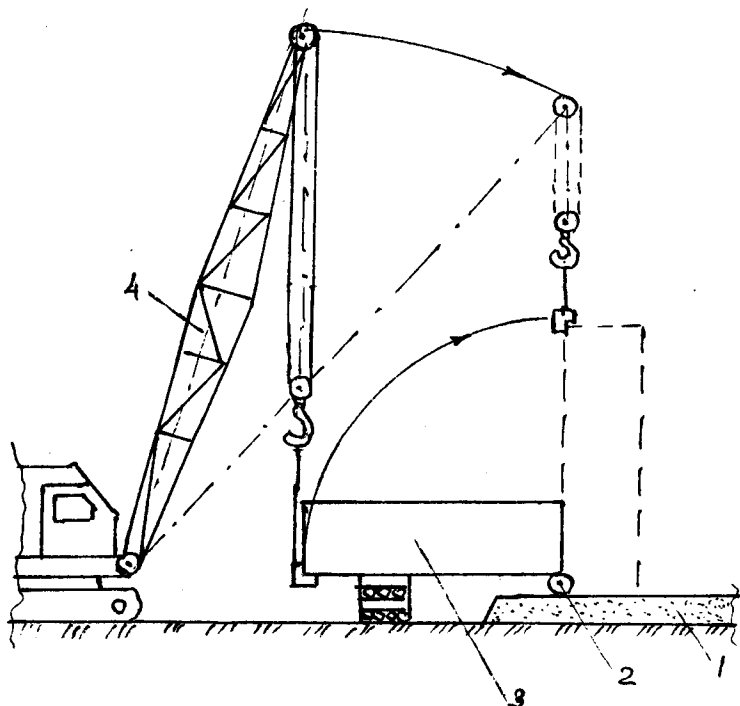
де  $Q_p$  — маса рулону, т;

$X_c$  — положення центра маси рулону, см;

$H_p$  — довжина рулону, см;

$K_q$  — коефіцієнт динамічності,  $K_q = 1,1$ ;

$K_n$  — коефіцієнт нерівномірності маси,  $K_n = 1,06$ .



**Рис. 4.19. Підйом рулону нерухомим краном:**  
 1 — днище; 2 — шарнір; 3 — рулон; 4 — кран

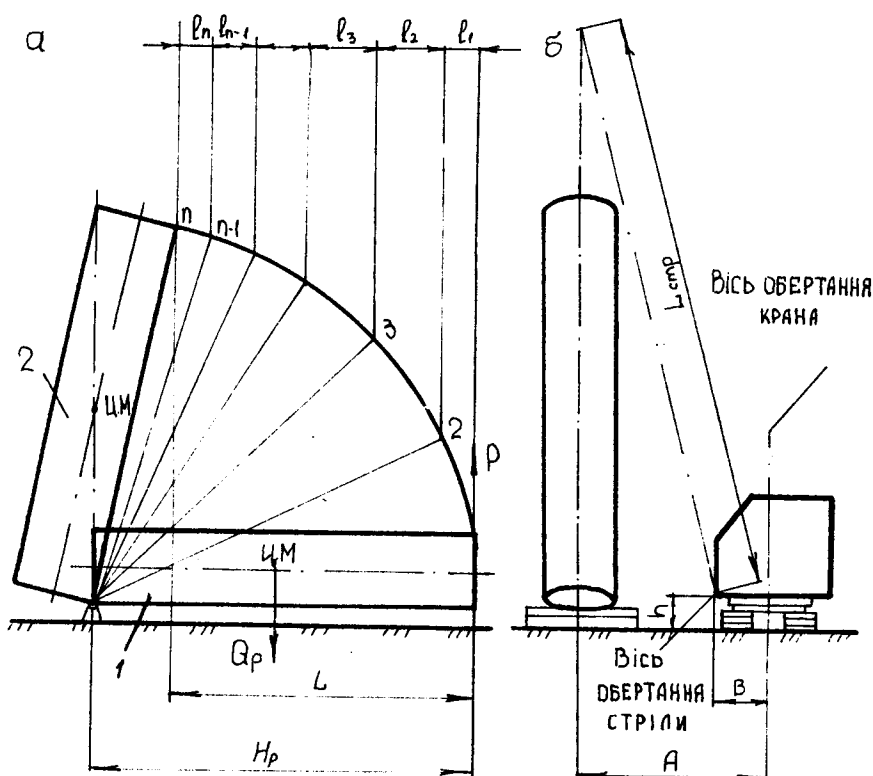
3. За розрахованим зусиллям ( $P$ ) вибираємо кран (тип, довжина стріли  $L_{ст}$ ; вантажопідйомність при найменшому вилеті стріли  $Q$ ; виліт стріли найменший  $A$ ; висота піднімання гака при найменшому вилеті стріли  $H$ ). Вибраний кран повинен задовольняти умовам  $P < Q$ ,  $H_n < H$ .

4. Розраховуємо підйомний і гальмівний канати: розривне зусилля у канаті піднімальної стропи

$$R_k = \frac{P \cdot n}{K}, \quad (4.44)$$

де  $n$  — коефіцієнт запасу міцності,  $n = 6$ ;

$K$  — кількість ниток у канаті,  $K = 4$ .



**Рис. 4.20.** Схема для визначення основних характеристик крана:  
 а — схема переміщень крана і рулону; б — схема для визначення максимальної висоти підйому стріли;  $l_1 \dots l_n$  — ділянки переміщення крана:

1 — початкове положення рулону; 2 — положення нестійкої рівноваги рулону

За зусиллям знайденого  $R_k$  вибираємо сталевий канат (з відповідним діаметром, розривним зусиллям і тимчасовим опором розриванню);

зусилля у гальмівному канаті

$$T_r = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_H \cdot r_p \cdot q}{a}, \quad (4.45)$$

де  $r_p$  — радіус рулону;

$a$  — відстань від шарніра до гальмівного каната.

Визначаємо розривне зусилля у гальмівному канаті

$$R_r = T_r \cdot n. \quad (4.46)$$

За даним розривним зусиллям підбираємо сталевий канат.

Крім того, за зусиллям  $T_r$  як гальмівний механізм вибираємо тип трактора.

5. Перевіряємо правильність вибору крана. Для цього визначаємо графічно (рис. 4.20, б) ділянки переміщення крана в процесі підйому. Із поданої схеми при зміні положення рулону під час підняття знаходимо ділянки переміщення  $l_1, l_2, l_3, \dots, l_n$ . Загальний шлях переміщення в процесі підняття буде  $\sum l = l_1 + l_2 + l_3 + \dots, l_n$ .

6. Визначаються зусилля, що діють на гак крана в положенні рулону, які відповідають ділянкам переміщення за формулою

$$P_i = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_{ci} \cdot q}{L_i}. \quad (4.47)$$

Для кожної точки переміщення  $P$  буде дорівнювати

$$P_1 = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_c \cdot q}{H_p},$$

$$P_2 = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_{c2} \cdot q}{H_p - l_1},$$

$$P_3 = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_{c3} \cdot q}{H_p - (l_1 + l_2)},$$

-----,

$$P_4 = \frac{Q_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot X_{cn} \cdot q}{H_p - (l_1 + l_2 + \dots, l_n)}.$$

За одержаними значеннями  $P_1 \dots P_n$  і  $l_1 \dots l_n$  будемо криву зміни зусиль, що діють на гак крана. Ця крива порівнюється з графіком зміни паспортної вантажопідйомності. Якщо визначена крива знаходиться нижче паспортної і ніде з нею не перетинається, тоді кран вибрано правильно.

### 4.4.3. Розгортання рулону стінки резервуара і монтаж покрівлі

Розгортання рулону стінки починають з закріплення початкової кромки полотнища розтяжками і прихоплення до дна нижньої кромки на відстані 3-3,5 м від початкової. При монтажі резервуарів об'ємом понад 5000 м<sup>3</sup> до початкової кромки на висоті 0,5-0,7 м приварюють скобу, за яку кріплять тяговий канат. Полотнище розгортають трактором і одночасно притискають нижню кромку до запобіжних кутників. Монтажу скобу в міру розгортання переставляють (рис. 4.21).

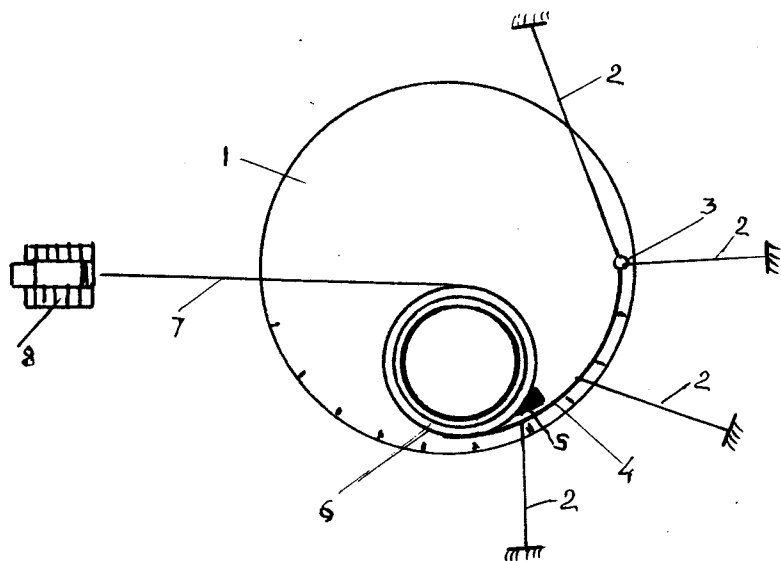


Рис. 4.21. Загальна схема розгортання рулону:

- 1 — підвалина; 2 — розтяжки; 3 — стояк жорсткості;
- 4 — розгорнута частина стінки резервуара; 5 — кутники;
- 6 — рулон; 7 — тяговий канат; 8 — тяговий трактор

Тяговий канат для розгортання рулону підбирають за розривним зусиллям, для чого спочатку визначають тягове зусилля за формулою



$$T_T = qQ_p \cdot K_q \cdot K_n \cdot K_T \cdot 1,5, \quad (4.48)$$

де  $K_T$  — коефіцієнт тертя ковзання сталі по сталі.

Обчислюємо розривне зусилля в тяговому канаті

$$R_k = T_T \cdot n, \quad (4.49)$$

за яким вибираємо сталевий канат з відповідною характеристикою.

За тяговим зусиллям  $T_T$  вибираємо як тяговий механізм трактор відповідної марки.

І, нарешті, перевіряється міцність зварювального шва, що прикріплює скобу для розгортання рулону. Знаходимо напруження зрізу зварного шва (рис. 4.22)

$$\tau_m = \frac{T_T}{\beta \delta_m l_m}, \quad (4.50)$$

де  $\beta$  — коефіцієнт, що враховує глибину провару,  $\beta = 0,7$ ;

$\delta_m$  — товщина зварювального шва, яка дорівнює найменшій товщині деталей, що зварюються;

$l_m$  — розрахункова довжина шва. Обчислене напруження  $\tau_{ш}$  повинно бути меншим від допустимого напруження на зріз  $[\tau]$ , яке дорівнює 100 МПа, тобто

$$\tau_{ш} \leq [\tau]. \quad (4.51)$$

В резервуарах зі стаціонарною покрівлею одночасно з

монтажем стінки проводять і монтаж покриття (рис. 4.23). Для цього після розгортання 10-12 м полотна на нього встановлюють елемент верхнього опорного кільця 6., притискаючи його до верхньої кромки струбцинами. Щити сферич-

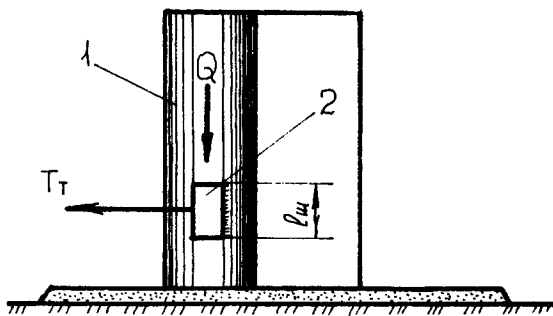
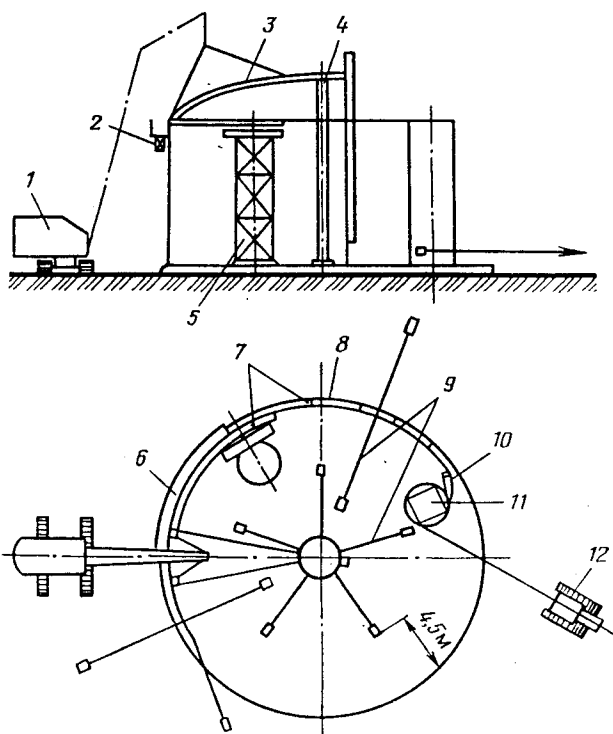


Рис. 4.22. Схема для визначення зусиль при розгортанні рулону:

1 — рулон стінки; 2 — тягова скоба

ного покриття з попередньо укрупнюються, збираються з 2-3 частин в спеціальному кондукторі. Укрупнені щити подають нагору краном і укладають одним кінцем на опорне кільце, а іншим на центральний щит, встановлений на монтажному стояку 4. При цьому верхня відмітка центрального щита звичайно більша проектної на 150-200 мм, утворюючи будівельний підйом, що дозволяє компенсувати деформацію всієї покрівлі після зняття монтажного стояка. Спочатку радіальні щити з'єднують з опорним кільцем на прихопленнях, а з центральним щитом — на болтах. При укладанні покриття необхідно контролювати вертикальність стінки за допомогою висків.



**Рис. 4.23. Одночасний монтаж стінки і покриття резервуара:**

- 1 — монтажний кран; 2 — навісні ліси; 3 — щит покриття;  
 4 — центральний монтажний стояк; 5 — монтажна драбина;  
 6 — опорне кільце; 7 — кутники-фіксатори; 8 — розгорнута частина стінки корпусу; 9 — розгалки; 10 — клиновий упор;  
 11 — рулон стінки корпусу; 12 — трактор

Зварювання щитів між собою роблять напівавтоматом від центра до країв у середовищі вуглекислого газу. Приварку щитів до опорного кільця і зварювання кільця проводять з монтажної люльки 2 або з підмостів.

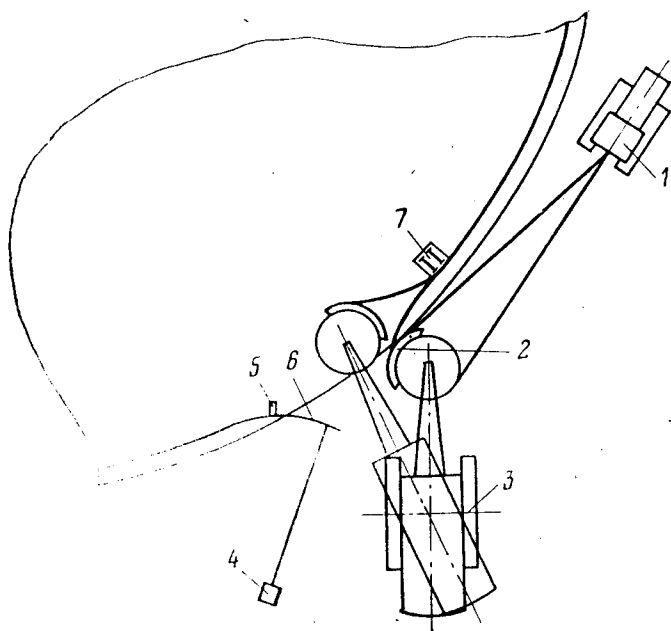
Монтаж щитів покриття одночасно з розгортанням рулонів стінки резервуара дозволяє розширити фронт робіт, а разом з тим система стінка резервуара - щит покриття - монтажний стояк, маючи деяку додаткову жорсткість, дозволяє частині розгорнутого полотнища краще протистояти вітровому навантаженню.

#### **4.4.4. Замикання монтажних стиків**

Однією з найбільш відповідальних і трудомістких операцій при монтажі стінки резервуара є формоутворення кінців полотнищ і замикання монтажних стиків. Звичайно при розгортанні рулону середня частина полотнища на відстані 3-3,5 м від обох вертикальних кромek знаходиться під дією чистого згину, тобто розгортання відбувається під дією згинаючого моменту. Ділянки полотнища, що примикають до початкової і кінцевої вертикальних кромek, не можуть бути розгорнуті таким чином, так як дуже важко створити стан чистого згину. Тому перед замиканням стиків необхідно виправляти кінцеві ділянки полотнищ іншими методами. Ця операція має назву — формування кінців полотнищ.

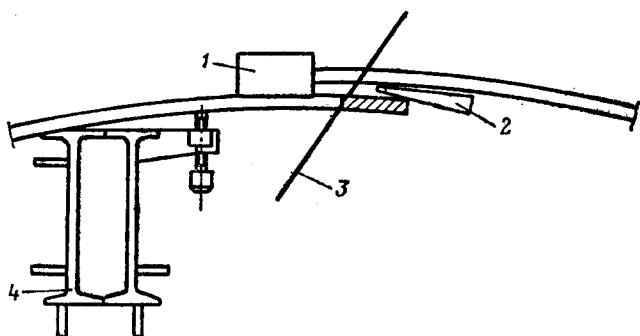
В практиці монтажу резервуарних конструкцій є декілька способів. Одним з них є спосіб з застосуванням вертикальних опорних труб. Полотнище на відстані 3-4 м від кромки затискається між двома вертикальними трубами (зсередини і ззовні). Труби фіксують внизу прихоплюванням до днища, угорі - розтяжками. Вільну частину полотнища вигинають назовні за допомогою тягового трактора. Оскільки виправити всю вільну ділянку за один раз не вдається, доводиться декілька разів переставляти труби в напрямі вільної кромки. Але цей метод досить трудомісткий і має недолік ще в тому, що неможливо добитися плавної форми полотнища. Тому він і не знайшов широкого розповсюдження. Частіше застосовують спосіб формоутворення, який був запропонований Діпронафтоспецмонтажем (м. Москва). За цим способом формоутворення згинаючий момент прикладають до вільної кромки полотнища, яка згинається назовні, причому форма зігнутого полотнища попередньо задається криволіній-

ними окресленнями обмежених секторів (рис. 4.24). Обмеження форми згину дозволяє запобігати зламів полотнища. Після перегину по формі сектора вивільнене полотнище самовільно починає повертатись до початкової форми, але отримані ним при перегині деформації зупиняються при досягненні проектного положення. Практично формоутворення здійснюється так: до вільної кромки підводять і кріплять згинальні сектори, встановлені на спеціальному стояку чи на вивільненому каркасі рулону. Потім канат, закріплений на каркасі, натягують трактором. Плече моменту в цьому випадку рівне діаметру каркасу. Недоліком способу є те, що в полотнищі поряд зі згинаючим моментом виникають додаткові зусилля, які можуть призвести до появи небажаних деформацій полотнища. Цього можна уникнути, якщо перенести плече моменту всередину резервуара. Тоді додаткове зусилля буде розтягуючим і непотрібних деформацій не буде.



**Рис. 4.24. Формоутворення кінців полотнищ стінки резервуара:**  
 1 — трактор; 2 — котушка з шаблоном; 3 — кран; 4 — якір; 5 — упор;  
 6 — полотнище стінки резервуара; 7 — вертикальна опора

По закінченню формоутворення кінців полотнища починають замикання монтажних стиків (рис. 4.25). Так як завод дає припуск по довжині кожного полотнища, кромки їх спочатку з'єднують внапуск. Притискання кромки здійснюється за допомогою клинів або гвинтових притисків. У першому випадку на кожному поясі приварюють скоби, у які закладають опорні балки для клинів. У другому випадку вздовж монтажної стики встановлюють вертикальну трубу жорсткості з гвинтовими притисками. Після підгонки кромки їх злегка розтискають і обрізають автогеном так, щоб утворилось з'єднання встик. Одночасно на кромках знімають фаску. Розділення кромки виконують V-подібної форми з розкриттям всередину.



**Рис. 4.25. Замикання монтажних стиків:**

1 — обмежувача пластина; 2 — клин; 3 — вісь монтажної стики;  
4 — пристосування для замикання

Підгонку і обрізання кромки полотнищ здійснюють з пересувних пристроїв. Після завершення цих робіт починають зварювання монтажних стиків, тобто виконують стикові зварювальне з'єднання. Зварювання вертикальних монтажних стиків проводять ручним зварюванням із зміною числа проходів від поясу до поясу залежно від товщини металу. Виконуються роботи по впровадженню для зварювання вер-

---

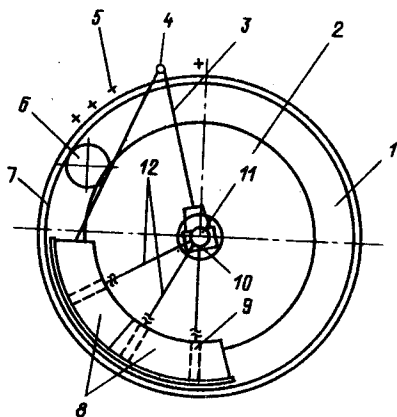
тикальних монтажних швів полотнищ автоматичного зварювання і зварювання з примусовим формуванням шва.

#### 4.5. Монтаж понтона і плаваючого даху

При монтажі понтона або плаваючого даху короби понтонного кільця розкладають вздовж готової стінки резервуара по вже зварених крайках, витримуючи номінальний зазор між стінками резервуара і короба. Короби з'єднують між собою накладками. До полиці на внутрішній стінці кільця підтискають кромку центральної частини плаваючого даху, прихоплюють її, а потім приварюють. На прорізані в центральній частині отвори над опорними плитами встановлюють і приварюють патрубкі з фланцями. Підйом понтона чи плаваючого даху для установки опорних стояків звичайно здійснюють шляхом наливання води в резервуар. Водоподаючий трубопровід при цьому врізають в дах бокового люка-лаза. Після підйому понтона на висоту біля 2 м через патрубкі опускають опорні стояки і закріплюють їх. При зливі води з резервуара понтон опускається і стає на опорні стояки. Після відкачки води проводять монтаж обладнання, під понтоном встановлюють відвідний блок.

Монтаж ущільнюючого затвора проводять після установки понтона або плаваючого даху на стояки. Спочатку деталі затвора розкладають по периметру понтонного кільця, проводять попереднє збирання монтажних елементів, перевіряють співпадання отворів для деталей кріплення на кільці та елементах затвора і, опускаючи по елементах деталі затвора у зазор, проводять його монтаж.

Останнім часом в практиці будівництва резервуарів країн СНД для монтажу плаваючого даху застосовують потоково-сумісний метод (рис. 4.26). На днище 1 резервуара встановлюють рулон 6 полотнища стінки 7. Канат 3 від барабана тягового механізму 10 запасовують у відвідний блок 4, закріплений за якірну петлю 5, і затягують рулон 6. Нижню частину полотнищ стінки 7 встановлюють за розміткою упорних косинок і приварюють до днища 1 резервуара. Канат 3 закріплюють до рулону 6 і за допомогою тягового механізму 10 розгортають частину рулону. При натягуванні каната 3 тяговий механізм 10 на центральній осі 11 повертається в сторону блока 4. В міру розгортання полотнища стінки ре-



**Рис. 4.26. Схема потоково-сумісного методу монтажу плаваючого даху резервуара**

тажу понтонного кільця. Роликові опори за допомогою зв'язків 12 з'єднують з центральною опорою, потім два короби укладають на роликові опори, проводять зварювання монтажного стику і за допомогою тягового механізму 10 і каната 3 зачочують зварені між собою короби в напрямі розгортання стінки резервуара 7. Аналогічно повторюють ці операції при монтажі наступних коробів. Потім збирають монтажний стик стінки резервуара і зварюють його. Останній короб, що замикає понтонне кільце, подають через стінку резервуара краном і проводять стиком з попереднім і першим коробами. Після монтажу стінки резервуара і плаваючого даху демонтують і вибирають із резервуара зв'язки 12 і центральну опору 11. Понтонне кільце опускають на днище резервуара і встановлюють тимчасово на фланці домкрати, за допомогою яких піднімають понтонне кільце на 20-30 мм. Після видалення роликових опор понтонне кільце опускають на днище резервуара і приварюють центральну частину плаваючого даху до понтонного кільця.

зервуара відвідний блок переміщують по периметру і закріплюють за якірні петлі 5.

Стійкість рулону резервуара при монтажі забезпечують розгалками, а також установкою елементів кільця жорсткості в міру розгортання полотнища.

Монтаж понтонного кільця проводять із коробів в міру розгортання рулону стінки резервуара в такій послідовності. На центральну частину плаваючого даху 2 і днища 1 резервуара встановлюють три роликові опори 9, які є кондуктором для мон-

#### 4.6. Монтаж вертикальних резервуарів полистовим методом

В практиці резервуаробудування полистовим методом споруджують тільки резервуари великих об'ємів 50000 та 100000 м<sup>3</sup>, які в основному виготовляються з понтоном або плаваючим дахом. У таких резервуарах днища і плаваючі дахи виготовляють на заводах і поставляють на будівельний майданчик у вигляді рулонних заготовок. Стінку резервуара монтують з окремих листів, так як товщина поясів стінки створює велику жорсткість конструкції, що не дозволяє згорнути їх у рулон.

Листи для монтажу стінки резервуара надходять на майданчик з заводів вальцованими за проектним радіусом. По краях листів приварені монтажні шайби. Маркування листів проводиться за поясами, тобто кожний пояс складається з листів одної марки.

Перед початком монтажу стінки, днище, зібране і зварене як і при індустріальному способі монтажу, розмічають, наносячи на нього з центра кільцеві риски, які відповідають окружності зовнішнього краю стінки, коробів понтонного кільця і центральної частини плаваючого даху. Крім того, методом засічок або за допомогою теодоліта розмічають місця приварювання опорних плит стояків плаваючого даху. На днище заковчують рулони центральної частини плаваючого даху, але не розгортають їх до встановлення першого поясу стінки. По рисці, яка відповідає зовнішній поверхні стінки резервуара, приварюють обмежувачі з відрізків косинця, а в позначених місцях приварюють опорні плити.

Листи першого поясу встановлюють з використанням крана (СКГ-20 або СКГ-30) на крайки днища по позначеній рисці впритул до обмежувачів, причому положення листів повинно точно відповідати проекту. В протилежному випадку місця встановлення обладнання можуть співпасти з вертикальними швами першого поясу, що недопустимо. Під ручне електродугове зварювання між листами встановлюють зазор  $4 \pm 1$  мм. Листи збирають на збірних пристосуваннях - клинових замках. З крайками днищ листи поясу з'єднують кутовими клиновими замками. З'єднання листів на клинових замках має деяку рухливість, чого позбавлені електрозахоплювачі. По закінченню зборки всього поясу



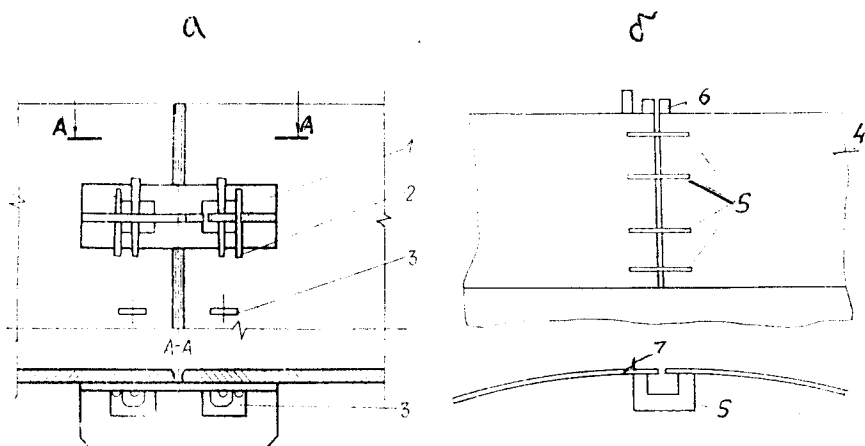
виконують перевірку циліндричності його форми шаблоном довжиною 4 м. Контроль форми проводять на двох рівнях і внизу, біля з'єднання з окрайками, і по верхній кромці поясу. Зварювання вертикальних швів поясу проводять вручну. Звичайно цю операцію виконують 4-6 зварювальників, які переміщуються в одному напрямі (за годинниковою стрілкою). Після зварювання всіх стиків, зібраних з зазором, внаслідок остигання і усадки в інших стиках утворюється зазор величиною 3-4 мм і відповідно можна починати зварювання цих стиків.

Для автоматичного зварювання з примусовим формуванням шва вертикальні стики першого поясу збирають з зазором  $12 \pm 1$  мм. Спочатку з'єднання між листами виконують на клинових замках, а потім фіксують П-подібними скобами (рис. 4.27), які забезпечують прохід зварювальному автомату. Клинові замки перед зварюванням знімають. Шви зварюють вручну на висоті 300 мм від днища, а потім починають автоматичне зварювання. Зварену ділянку шва використовують як ввідні технологічні планки, тобто автоматичне зварювання починають на готовій ділянці шва. В кінці шва, тобто на верхній кромці листів, приварюють ввідні технологічні планки. Для руху автомата вздовж стику приварюють напрямляючий сталевий кутник. При автоматичному зварюванні можуть виникати деформації поясу в районі стику. Для ліквідації цих деформацій застосовують гвинтові домкрати, якими витискають деформовані ділянки поясу назовні в сполученні з підігрівом і підбивкою стиків. По закінченню зварювання вертикальних швів в першому поясі починають зварювання уторного кільцевого шва, що з'єднує стінку з окрайками днища. Зварювання проводять вручну або напівавтоматичним способом з застосуванням порошкового дроту.

Після зварювання кільцевого уторного шва виконують зварювання окрайок між собою (від периферії до центра). Наступна операція — зварювання кільцевого шва, що з'єднує центральну частину днища з колом окрайок. Зварювання виконують напівавтоматами або вручну.

Після приварювання підкладних плит під стояки плаваючого даху розгортають полотнища його центральної частини і розкладають короби понтонного кільця. Рулони плаваючого даху розгортають тракторами, причому тягові канати проводять через отвори бічних люків-лазів або в не-

зручних місцях, через відвідні ролики, що підвішуються на козлах, на висоті, яка перевищує висоту змонтованого першого пояса.



**Рис. 4.27. Підготовка листів поясу резервуара до зварювання:**

- а* — клиновий замок для збирання стінки листовим методом;  
*б* — підготовка вертикального стику до автоматичного зварювання  
 1 — стяжна планка; 2 — клин; 3 — провушини; 4 — листи поясу, що з'єднуються; 5 — П-подібні скоби, що приварюються; 6 — вивідні технологічні планки; 7 — кутник для переміщення зварювального автомата

Перед початком монтажу другого пояса заміряють довжину листів і їх геометричну форму, особливо в кінцевих ділянках, де можливі недовальцовка і наявність плоских ділянок. Перший лист другого поясу встановлюють краном на проектне місце і закріплюють клиновими замками. Зазор між поясами утворюється з допомогою попередньо встановлених пластин з товщиною, рівною величині зазора ( $4 \pm 1$  мм).

Лист за допомогою клинів закріплюють таким чином, щоб не було зміщення кромки між поясами на внутрішній поверхні стінки. На зовнішній поверхні стінки зміщення

кромки рівне різниці товщин поясів. Після встановлення і вивірення положення першого листа подальшу зборку другого поясу проводять аналогічно зборці першого. Зазори в вертикальних з'єднаннях встановлюють залежно від способу зварки ( $4 \pm 1$  мм для ручної і  $12 \pm 1$  мм для автоматичної). Листи другого поясу закріплюють з відхиленням верхньої частини на 15 мм від вертикалі назовні для компенсування усадки наплавленого металу у вертикальних і горизонтальних швах. Горизонтальний шов між першим і другим поясами зварюють напівавтоматичною зваркою порошковим дротом в середовищі вуглекислого газу. Зварювання проводять одночасно з двох боків не менше, ніж двома парами зварників. Зварювальні пости розташовані в навішаних на пояс стінки рухомих кабінах. Зборку і зварку інших поясів виконують аналогічно. Оскільки висота кожного поясу складає 2 м, то зборку, підгонку і зварку поясів, починаючи з другого, здійснюють з інвентарних кільцевих підмостів, які встановлюють зсередини і ззовні поясу. Завдяки спеціальній конструкції підмост одночасно виконує роль кілець жорсткості, що дозволяє стінці в процесі монтажу добре протистояти вітровим навантаженням. Кільцеві підмости навішують на готовий пояс стінки за допомогою кронштейнів, які встановлюють в спеціально приварені до стінки "кишені" з відрізків швелера. Власне підмости збирають з окремих секцій і з'єднують між собою в кільцевому напрямі накладками на болтах.

Підмости переставляють послідовно від поясу до поясу: спочатку переставляють внутрішнє кільце підмостів, а потім зовнішнє. Всю операцію перестановки підмостів для резервуара об'ємом  $50000 \text{ м}^3$  виконують за одну зміну. Замість інвентарних кільцевих підмостів деколи використовують елементи верхнього балконного майданчика, який поєднує в собі функції верхнього кільця жорсткості.

При монтажі дренажної системи плаваючого даху (водоспуску) деталі подають через бічні люки-лази, використовуючи ручні лебідки. Поплавки системи протягують через монтажний люк в коробі понтонного кільця. Спочатку під плаваючим дахом монтують опори, а потім на них збирають елементи конструкції водоспуску.

Після повної зборки дренажної системи знизу розмічають і прорізають отвір в даху, встановлюють водоприймач і з'єднують його з системою. Після ретельної перевірки сис-

теми водоспуску (головним чином, співвісності деталей і відсутності перекосів) опори остаточно приварюють до днища. Вивідну трубу в місці проході через перший пояс приварюють в тому ж порядку, що і при встановленні обечайок люків-лазів і прийомно-роздаточних патрубків. Дренажну систему випробовують на герметичність шляхом заповнення водою, попередньо заглушивши зовнішній кінець вивідної труби.

Опорну ферму драбини, що котиться, подають на плаваючий дах частинам через верх резервуара. Половинки опорної ферми переміщують до місця встановлення ферми і на ній монтуєть драбину. В проектне положення готову драбину встановлюють краном, піднімаючи її верхній кінець до місця встановлення шарніра, при цьому нижній край драбини переміщується по фермі.

Направляючі труби, що поставляються окремими частинами, центрують і зварюють на поверхні плаваючого даху. В коробах понтонного кільця розмічають місця встановлення патрубків, через які проводять напрямляючі труби. Після розмітки в коробах вирізають отвори і вварюють в них патрубкі. Короб після встановлення в ньому патрубка випробовують повітрям з обмашуванням швів мильним розчином. Направляючі труби встановлюють на місце краном пропускаючи їх через патрубкі. Центрування труби в патрубок здійснюють з допомогою клинів.

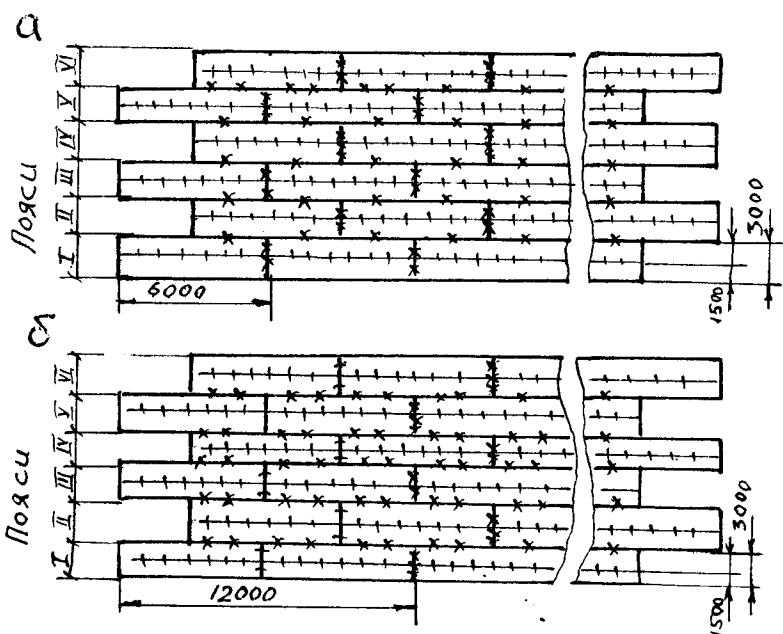
Спорудження резервуарів полистовим методом пов'язане з необхідністю піднімання великої кількості деталей і зварювання великопротяжних зварних швів, які виконуються на монтажному майданчику у різних просторових положеннях. А тому в багатьох випадках застосовують монтаж стінки резервуара крупними блоками, а також комбінованим методом.

Монтаж стінки резервуара крупними блоками передбачає збирання листів поясу (або поясів) у блоки у нижньому положенні і їх зварювання. Листи можуть бути з'єднані і зварені по коротких кромках, тобто вертикальним швом, або по довгих — горизонтальним швом.

Для укрупнення листів довжиною 6 м в блоки 12 м використовують поворотні пристосування.

Блоки розміром 6 х 3 збирають з двох листів 6 х 1,5 м кожний і зварюють по довгій стороні листа автоматом під флюсом (рис. 4.28, а). Укрупнені блоки розміром 12 х 3 м зби-

рають з чотирьох листів аналогічним методом, стики 1,2 виконують при укрупненні листів, а 3,4 — при монтажі (рис. 4.28, б).



**Рис. 4.28. Схеми укрупнення листів стінки у блоки:**

*а — при розмірах блоків 6 x 3 (із двох листів 6 x 1,5 м);*

*б — при розмірах блоків 12 x 3 (із чотирьох листів 6 x 1,5 м)*

Така технологія дозволяє суттєво зменшити трудомісткість зварювальних робіт при монтажі стінки резервуара і покращити техніко-економічні показники спорудження (табл. 4.2).

Для поєднання індустріального і полистового способів монтажу може бути застосований так званий комбінований спосіб. В цьому випадку частина стінки резервуара, починаючи з поясу товщиною 14–16 мм, монтується з виготовленої на заводі рулонної заготовки, а пояси з листів більшої товщини — полистовим способом (підрощування).

Можливі 2 способи комбінованого монтажу стінки: вертикальний і горизонтальний. При вертикальному способі рулони стінки встановлюють на готовому дніщі і після цього починають монтаж її перших 2–3-х поясів. Після зварки

поясів з окремих листів починають розгортання вздовж них рулонів через технологічні отвори в поясах за допомогою відвідних блоків. Розгорнуті полотнища піднімають не менше ніж двома кранами на висоту зібраних поясів і стикають з ними за допомогою попередньо встановлених ловильних пристроїв. Подальшу підгонку і зварку з'єднувального горизонтального шва проводять звичайним чином з пересувних під-мостів. Для більшої безпеки робіт і запобігання розкочування полотнищ, які володіють такою якістю як вітрильність при поривах вітру іззовні резервуара, встановлюють напрямляючі щогли на всю висоту стінки. Верхні кінці щогл підкріплюють розтяжками. Число щогл позначають, виходячи з довжини полотнища, але не менше чотирьох. При першому застосуванні способу на практиці полотнища піднімали за допомогою гідравлічних домкратів і тільки потім підрощували перші пояси. Цей метод має певні недоліки, які полягають у зростанні вартості і строків будівництва.

Таблиця 4.2

Техніко-економічні показники монтажу стінки резервуара об'ємом 50 тис. м<sup>3</sup> укрупненими блоками

Показники	З окремих листів	Із блоків
Піднімання листів	216	96
Піднімання елементів інвентарних підмостів	256	160
Довжина вертикальних зварних швів, м	432	288
Довжина горизонтальних швів, м	1536	960

Горизонтальний спосіб монтажу стінки з підрощуванням полягає в розгортанні рулонів стінки в горизонтальному положенні з укладанням їх на спеціально виготовлений шаблон-ферму, яка являє собою розбірну гратчасту конструкцію, верхня грань перерізу якої окреслена по радіусу резервуара. Рулон встановлюють в осях, закріплених на рамі. До вільної кромки полотнища прикріплюють тягові канати і з допомогою лебідок починають розгортати полотнище. Розгорнута частина полотнища ковзає по сегментах ферми.

По закінченню розгортання поздовжні краї полотнища притискають до ферми домкратами або вкладають на них довантажі. Після цього на вільній частині шаблона-ферми розкладають листи нижніх поясів стінки, закріплюють їх і зварюють між собою і з полотнищем. Ферму перед початком робіт вкладають на днище, причому нижній край її закріплюють в шарнірах. Закінчивши монтаж ділянки стінки на шаблоні-фермі, її піднімають шляхом повертання навколо шарнірів. Нижня кромка ділянки стінки після підйому повинна стати в проектне положення, тобто співпасти з рискою на кільці окрайок днища. Готову ділянку стінки розкріплюють розтяжками, ферму звільняють, встановлюють на сусідню ділянку, і цикл операцій повторюється. Після монтажу замикаючої ділянки стінки ферму розбивають і частинами видаляють з резервуара краном.

Недоліком цього способу є відносно малий фронт робіт і необхідність у ретельній розмітці місць установки ферм, розміщення поворотних шарнірів і границь ділянок.

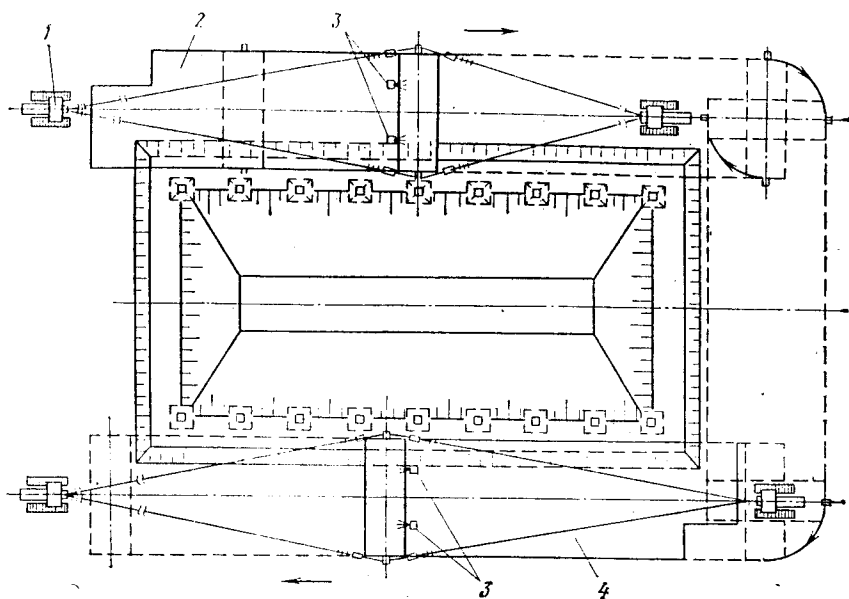
#### **4.7. Монтаж траншейних резервуарів**

Перед початком монтажних робіт перевіряють правильність розбивки осей траншеї поздовжньої осі і осей фундаментів, поздовжні і поперекові розміри, кути відкосів, наявність поздовжнього нахилу для траншеї ( $i = 0,003$ ), суцільність гідрофобного шару.

Елементи конструкції траншейного резервуара поставляють з заводів у вигляді полотнищ, згорнутих в один-два рулони. Ця металічна облицьовка у вигляді полотнищ має масу 56-58 т. Несучі сталеві ферми покриття поступають на майданчик розділеними на дві половини для зручності транспортування. Щити покриття розміром 6000 x 3000 мм доставляються пакетами. Розвантаження конструкцій здійснюється кранами. Рулони розвантажуються скочуванням, аналогічно, як і рулони циліндричних резервуарів.

Розкрій оболонки (облицьовки) траншейного резервуара і її монтаж здійснюються за двома способами: поздовжнім і поперечним. У першому випадку рулони попередньо розгортаються наверху і розгорнуті полотнища по чергово укладають у траншею. У другому випадку рулони розгортають також наверху або безпосередньо у траншеї перпендикулярно до поздовжньої осі.

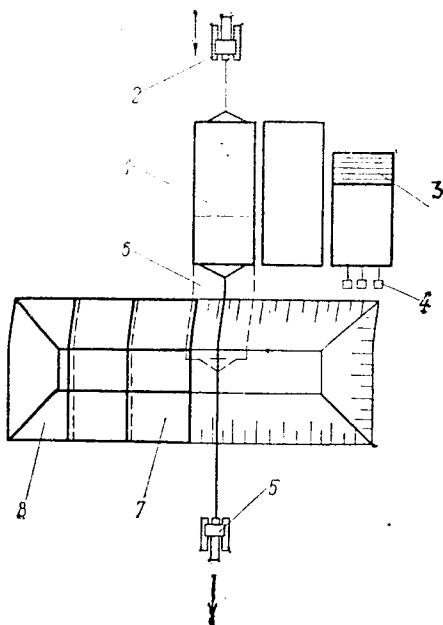
При поздовжньому розкрої оболонку траншейного резервуара поставляють у вигляді трьох полотнищ — двох бокових і одного середнього (днища). Перед початком монтажу ролон укладають на бровці поруч з торцем траншеї початковою кромкою вниз. До торців каркасу ролону закріплюють болтами хрестовини з осями для розгортання, на осі одягають шoki з закріпленими до них тяговими канатами. Полотнище розгортають вздовж траншеї тракторами (рис. 4.29), тягові і гальмівні канати весь час утримуються у натягнутому положенні. В процесі розгортання на поверхню полотнища, що прилягає до ґрунту, після очищення розпилювачем наносять бітумну ґрунтовку. По закінченні розгортання першого полотнища ролон перекочують на другу сторону траншеї і таким же чином розгортають друге полотнище. Поверх другого полотнища розгортають середнє полотнище. Після розгортання кожного полотнища проводять контроль якості зварних швів.



**Рис. 4.29. Розгортання полотнищ траншейного резервуара при поздовжньому розкрої:**

*1 — трактор; 2 — перше бокове полотнище; 3 — розпилювачі антикорозійного покриття; 4 — друге бокове полотнище*





**Рис. 4.30. Розгортання полотнищ траншейного резервуара при поперековому розкрою:**

1 — початкове положення полотнищ оболонки; 2 — гальмівний трактор; 3 — рулон, що розгортається; 5 — тяговий трактор; 6 — переміщення полотнища у траншею; 7, 8 — змонтовані частини оболонки резервуара

підкладки товщиною 4 мм. На підкладки встановлюють опорні башмаки стояків ферм покриття і закріплюють зварюванням. Ферми перед установкою укрупнюють і з'єднують дві частини в одну.

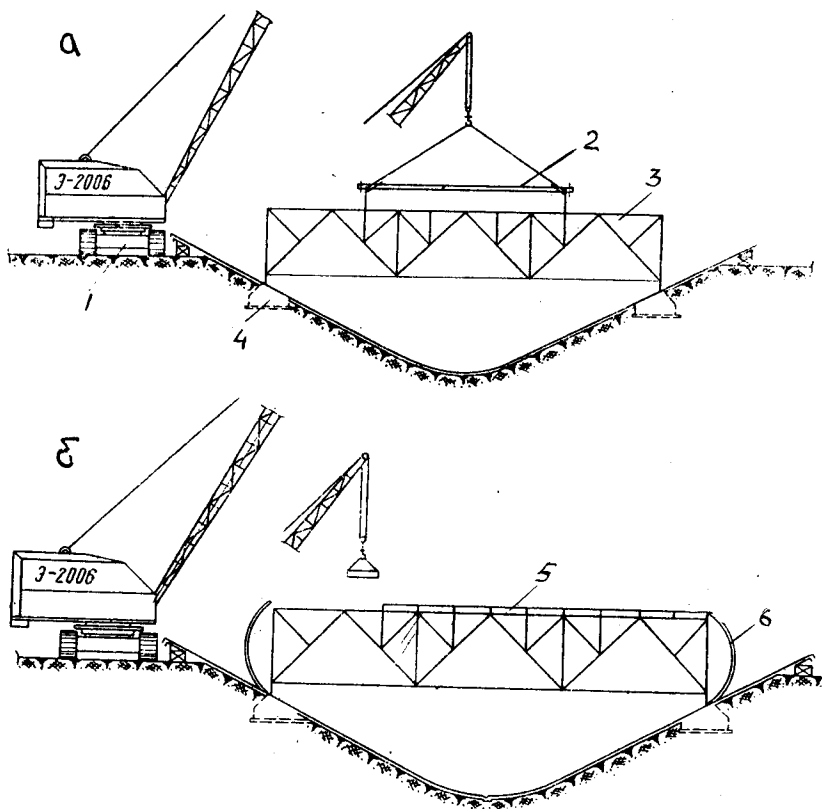
Монтаж ферм і шпангоутів проводять краном, який пересувається вздовж траншеї (рис. 4.31, а). На встановлені і закріплені зваркою шпангоути завертають краї оболонки. Для цього використовують самохідні крани, трактори і лебідки. Оболонку і шпангоути з'єднують між собою прихоплювачами. На установлених фермах укладають щити покриття і закріплюють їх зварюванням (рис. 4.31, б). В деяких проектах покриття передбачене з пустотілих залізобетонних плит. В такому випадку поверх встановлених залізо-

При поперековому розкрої оболонки резервуара рулони розгортають в положенні, нормальному до поздовжньої осі траншеї, і потім полотнища переміщують на гідроізоляційний шар траншеї (рис. 4.30).

Тяговий трос для пересування полотнища перекидають через траншею і закріплюють на кромці струпцинами. За допомогою гальмівного трактора при переміщенні полотнища знаходиться в натягнутому стані. Полотнища з'єднують між собою поперековими швами внапуск, ширина напуску — 40 мм.

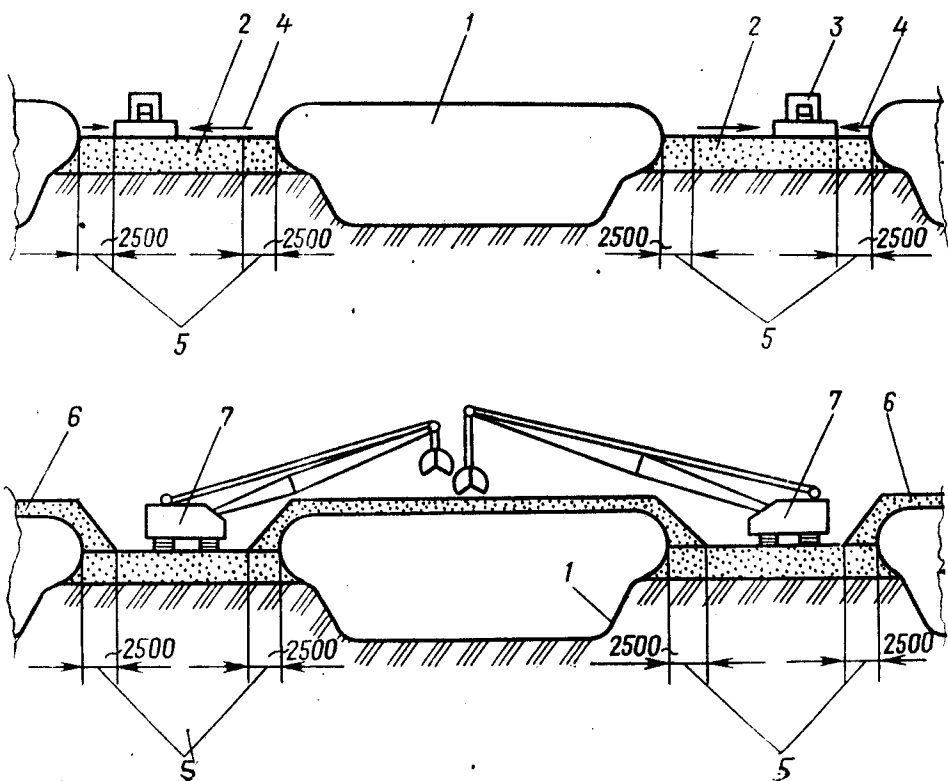
Перед початком монтажу несучих конструкцій покриття на оболонці розмічають місця їх опирання на фундамент і приварюють опорні

бетонних плит роблять цементну стяжку товщиною 20 мм і вкладають шар глини. Металічні покриття перед укладанням глини покривають бітумною ізоляцією з попередньою ґрунтовкою. Перед нанесенням ізоляції проводять випробування резервуара. Після випробувань і ізоляції проводять зворотне засипання траншейного резервуара (рис. 4.32). Для засипання резервуара ґрунт розрівнюють вздовж стінки резервуара, а потім екскаватором або грейферами подають на покриття, де його розрівнюють вручну. Шар ґрунту над покриттям повинен мати товщину 20–25 см. Після цього обладнують відкоси або роблять засипання пазух, якщо має місце ґрупове встановлення резервуарів.



**Рис. 4.31. Монтаж ферм (а) і плит покриття (б) траншейного резервуара:**

1 — самохідний кран; 2 — траверса; 3 — ферма; 4 — фундаменти під колони; 5 — плити покриття; 6 — загортання полотнищ резервуара



**Рис. 4.32. Зворотна засипка траншейного резервуара:**  
 1 — резервуар; 2 — ґрунт, що засипається; 3 — бульдозер; 4 — напрямлення руху бульдозера; 5 — запобіжна зона; 6 — засипка покриття;  
 7 — екскаватор, обладнаний грейдером

#### 4.8. Монтаж резервуарів спеціальної конструкції

До резервуарів спеціальної конструкції належать резервуари, розраховані на підвищений тиск у газовому просторі. До таких резервуарів належать резервуари з сфероциліндричним або торосферичним покриттям і краплеподібні резервуари. В резервуарах з сфероциліндричним або торосферичним покриттям днище і стінка монтується так, як у звичайних резервуарах з ролонних заготовок. Технологія монтажу тільки відрізняється тим, що по закінченню розгортан-

ня і зварювання стінки роблять розмітку першого поясу резервуара для встановлення і приварювання кронштейнів анкерних закріплень. В середині резервуара споруджують тимчасові пересувні підмости, з яких проводять монтаж і приварювання внутрішніх підкріплюючих кілець.

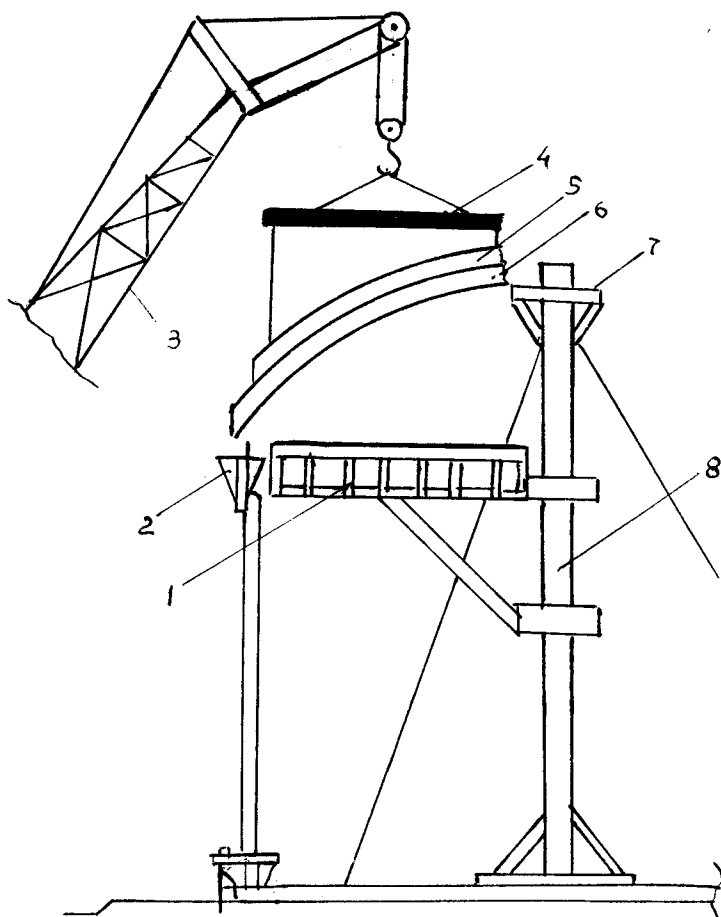
Покриття цих резервуарів монтують окремими пелюстками, окремими блоками або разом, зібравши дах внизу, разом з резервуаром. Кожний пелюсток для зберігання форми перед підніманням підкріплюють ребром-шаблоном, який встановлюють і прихоплюють за пелюсток зверху у його середній частині. Монтаж покрівлі проводять за допомогою крана. Пелюстки піднімають обов'язково за допомогою траверси 4 (рис. 4.33). Піднятий пелюсток 6 встановлюють середньою частиною на кільцеву опору, закріплену на центральному стояку 8, а периферійною — на обов'язкове кільце жорсткості. Радіальні кромки пелюстків зварюють внапуск. З внутрішньої сторони з'єднання зварюють з пересувних лісів або з поворотної площадки, встановленої на центральному стояку. Завершують монтаж установкою центрального кругового листа.

При монтажі покриття укрупненими блоками виготовляють спеціальний стенд на 2-3 пелюстки. По верхньому контуру стенд має кривизну, яка відповідає кривизні пелюстків. Піднімання блоків здійснюється з застосуванням просторової траверси (три - або чотирикутової).

Краплеподібні резервуари монтують з окремих штампованих листів, між тим листи кожного поясу мають свою форму. Пакети листів розкладають заздалегідь навколо підвалини за поясами.

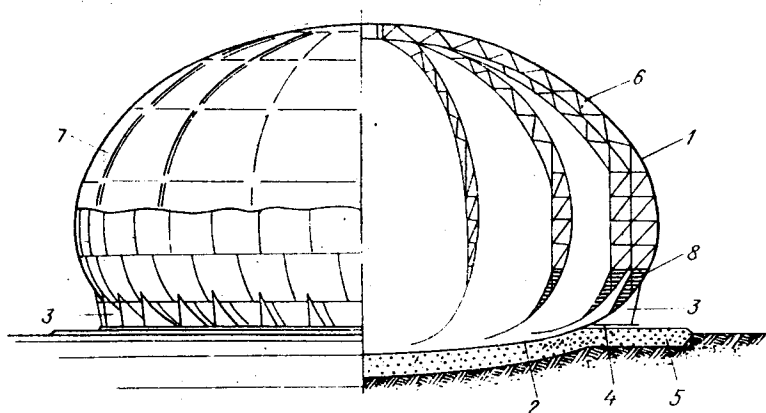
На готову підвалину укладають, а потім зварюють листи днища. Всі з'єднання виконують внапуск. В центрі готового днища встановлюють центральний монтажний стояк, у верхній частині якого збирають верхнє місце каркасу. Навколо резервуара збирають опорне кільце. Для цього спочатку укладають поелементно кільцеву плиту із сталі товщиною 10 мм. Ширина плити 1600 мм. На плиті монтують радіальні і кільцеві ребра, розкоси, верхні і нижні опорні кутники. Після зварювання елементів конструкції опорного кільця збирають два нижніх пояси оболонки, після чого її приєднують до днища і укладають на опорне кільце. На готових нижніх поясах за розміткою встановлюють і приварюють радіальні ребра жорсткості. На кожне друге ребро ставлять мериди-

ональні ферми каркасу (рис. 4.34). Зверху ферми приєднують до центрального кільця. На меридіональні ферми каркасу на рівні кожного поясу встановлюють кільцеві зв'язки. Після цього збирають останні пояси оболонки, укладаючи їх на каркас. Для монтажу ферм і оболонки резервуара використовують самохідні або повноповоротні баштові крани (рис. 4.35).



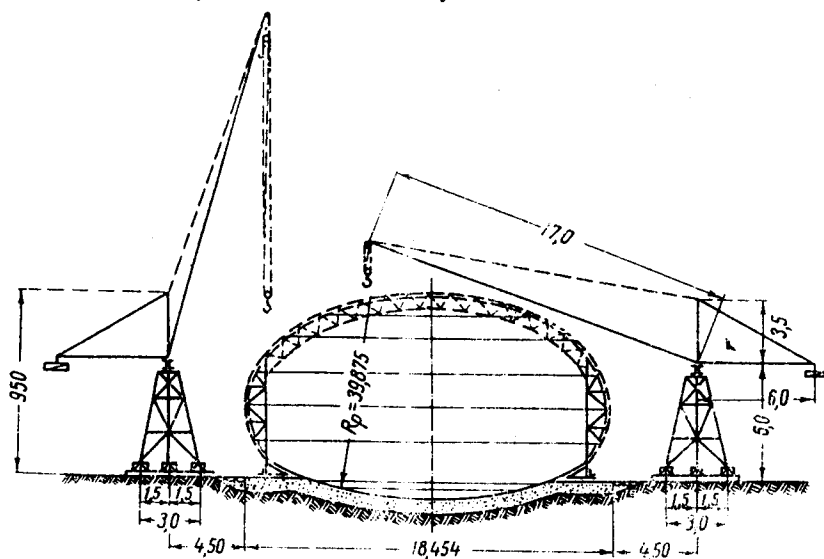
**Рис. 4.33. Монтаж сфероциліндричного покриття:**

1 — поворотні підмости; 2 — опорне кільце; 3 — кран; 4 — траверса;  
5 — шаблон; 6 — пелюсток покриття; 7 — центральне опорне кільце;  
8 — центральний стовп



**Рис. 4.34.** Схема розміщення монтажних ферм каркасу і опорного кільця:

1 — оболонка резервуара; 2 — сферичне днище; 3 — ребра жорсткості; 4 — опорна плита; 5 — піщана підвалина; 6 — ферма каркасу; 7 — стержні; 8 — радіальні косинки



**Рис. 4.35.** Монтаж резервуара башенними кранами

---

До висоти екватора оболонки монтажні і зварювальні роботи проводять з підмостів.

Верхні пояси збирають як з підмостів, так і з монтажної люльки. Підварку швів з внутрішньої сторони оболонки проводять з пересувних підмостів. Послідовність зварювання зовнішніх і внутрішніх швів така, що спочатку зварюють меридіональні шви, а потім кільцеві. Монтаж резервуара закінчується встановленням драбини і огорожею кругової площадки.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Як визначається тиск заповненого резервуара на ґрунт?

2. Які є методи закріплення ґрунтів у підвалинах резервуарів?

3. Конструкція підвалин під резервуари.

4. Розрахунок осідання вертикального резервуара.

5. Технологія спорудження підвалин під вертикальні резервуари.

6. Підвалини і фундаменти під резервуари спеціальної конструкції.

7. В чому полягає технологія виготовлення резервуарних конструкцій в заводських умовах?

8. Технологія транспортування і розвантаження рулонів.

9. Розрахунок оснащення для розвантаження рулонів.

10. Монтаж днища резервуара.

11. Монтаж стінки резервуара із рулонних заготовок.

12. Як здійснюється піднімання рулонів А-подібною стрілою?

13. Як розраховується А-подібна стріла і оснащення для піднімання рулонів?

14. Вибір крана для піднімання рулонів.

15. Технологія розгортання стінки резервуара і монтаж покриття.

16. Які особливості монтажу понтона і плаваючого даху?

17. Монтаж резервуарів листовим методом.

18. Монтаж траншейних резервуарів.

19. Монтаж краплеподібних резервуарів.

---

## 5. ГАЗГОЛЬДЕРИ

Газгольдером називається споруда, що складається з місткості для зберігання штучних або природних газів і допоміжного обладнання для регулювання параметрів і технологічних режимів їх зберігання. У світовій практиці газгольдери вже існують давно. В останні роки їх розвиток був обумовлений розширенням об'ємів виробництва газової і хімічної промисловості, необхідністю зберігання як сировини, так і продукції переробки. Сьогодні об'єми газгольдерів значно збільшилися. Так, в США працюють газгольдери об'ємом 566000 м<sup>3</sup>, Бельгії — 100000 м<sup>3</sup>, Франції — 225000 м<sup>3</sup>, ФРН — 50000-75000 м<sup>3</sup>.

### 5.1. Класифікація газгольдерів

Сучасні газгольдери класифікуються за параметрами газу, що зберігається, за технологічними вимогами, а також за видами конструктивних схем (рис. 5.1). За тиском газу, що зберігається, газгольдери розподіляють на два класи:

I клас — газгольдери низького тиску, в яких об'єм газового простору оболонки змінюється при опорожненні або заповненні, підтримуючи робочий тиск на рівні не вищому 0,07 МПа;

II клас — газгольдери високого тиску з постійним об'ємом газового простору і робочим тиском від 0,07 до 3 МПа.

Класи газгольдерів розподіляються на групи і типи. Так, газгольдери I класу за принципом роботи і видом конструктивної форми розділені на дві групи: мокрі і сухі. Кожна група, в свою чергу, розподіляється за конструкцією окремих елементів на два типи: мокрі газгольдери з вертикальними і гвинтовими направляючими; сухі газгольдери поршневого типу і з гнучкою секцією. Газгольдери II класу — газгольдери високого тиску, також розподіляються за конструктивними схемами на циліндричні з сферичними днищами і сферичні (кульові). В свою чергу, циліндричні газгольдери високого тиску розподіляються за способом їх установки на вертикальні і горизонтальні.





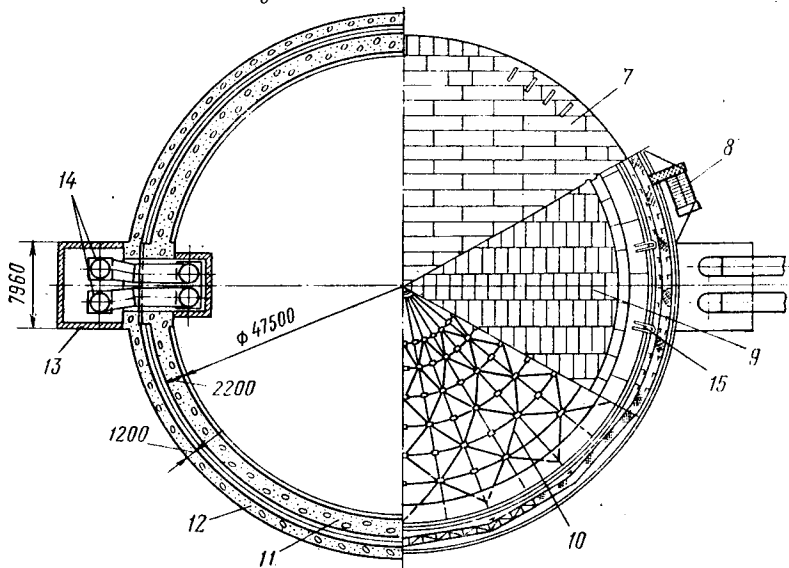
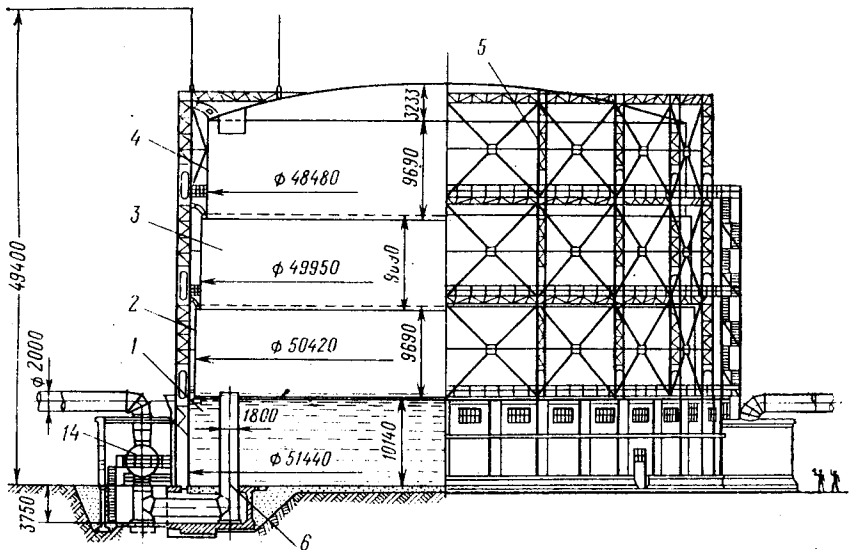
Рис. 5.1. Класифікація газгольдерів

## 5.2. Конструкції мокрих газгольдерів

Мокрі газгольдери за конструктивними ознаками можуть бути з вертикальними і гвинтовими направляючими. Вони являють собою споруду, що складається з вертикального резервуара (нерухома ланка) і декількох проміжкових рухомих ланок, телескопічно вставлених одна в одну. Остання ланка називається колоколом і має сферичну покрівлю (рис. 5.2).

Залежно від кількості рухомих ланок газгольдери можуть бути:

- одноланковими (резервуар + колокол);
- дволанковими (резервуар + телескоп + колокол);
- триланковими (резервуар + телескоп + телескоп + колокол).



**Рис. 5.2. Мокрий газгольдер об'ємом 50000 м<sup>3</sup> з вертикальними направляючими:**

1 — резервуар; 2 — нижній телескоп; 3 — верхній телескоп; 4 — колокол; 5 — зовнішні направляючі; 6 — газопровід; 7 — днище резервуара; 8 — зовнішня драбина; 9 — настил купола колокола; 10 — ферма купола; 11 — кільцевий фундамент; 12 — утеплююча стінка; 13 — приямок; 14 — секторні затвори; 15 — зовнішня направляюча

Резервуар заповнюється водою і служить гідравлічним ущільненням. Газгольдери об'ємом до 6000 м<sup>3</sup> виготовляють одноланковими, а понад 6000 м<sup>3</sup> — дволанковими і триланковими. Герметичність місць з'єднання рухомих ланок газгольдера досягається за рахунок обладнання гідравлічного затвора, який являє собою два кільцевих жолоби, що входять у зацеплення при переміщенні ланок.

При подачі газу в газгольдер по трубопроводах, прокладених під днищем резервуара, колокол піднімається, збільшуючи тим самим об'єм газового простору. При подальшому надходженні газу колокол кільцевим жолобом гідрозатвора зачіпається за проміжну ланку газгольдера (телескоп) і піднімає його.

У газгольдерах з вертикальними направляючими, щоб запобігти перекосам при русі колокола і телескопів, а також для сприймання горизонтальних навантажень від тиску вітру на бічну поверхню газгольдера і від кососиметричного снігового навантаження на покриття колокола, кожен ланку обладнано зовнішніми та внутрішніми роликами, які передають бічні навантаження на систему направляючих. Зовнішні ролики встановлені на спеціальних кронштейнах, рівномірно розміщених по верхньому краю кожної рухомої ланки, при русі останньої котяться по зовнішніх вертикальних направляючих, висота яких відповідає найвищому положенню рухомих ланок. Зовнішні вертикальні направляючі являють собою просторову конструкцію.

Вся система внутрішніх і зовнішніх направляючих передає діючі на газгольдер горизонтальні навантаження через корпус резервуара на фундамент, а також захищає конструкції від можливих перекосів при русі рухомих ланок.

Технічна характеристика мокрих газгольдерів з вертикальними направляючими подана в табл. 5.1.

Нижньою нерухомою частиною газгольдера є резервуар, виконаний сталевим або із попередньо напружених залізобетонних конструкцій.

Конструкція сталевих резервуарів мокрому газгольдера на відміну від звичайних вертикальних резервуарів має особливості, які полягають в тому, що по верхньому краю стінки корпусу йде кільцева площадка, котра одночасно виконує роль кільця жорсткості. Кріпиться вона до верхнього пояса стінки корпусу. На днищі резервуара розташовані і рівно-

Таблиця 5.1

## Техніко-економічні показники мокрих газгольдерів з вертикальними направляючими

Показник	Номінальний об'єм, м <sup>3</sup>										
	100	300	600	1000	3000	6000	10000	15000	20000	30000	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
Фактичний об'єм, м <sup>3</sup>	109	321	635	1045	3060	6072	10078	15134	20280	303600	
Діаметр, м: резервуара першого телескопа	7,4	9,21	11,48	14,5	21,04	26,88	28,14	31,18	35,87	43,61	
	-	-	-	-	-	-	27612	30,11	34,78	42,50	
	колокола	6,6	8,5	10,68	13,7	20,25	26,1	26,1	29,05	33,7	41,4
Висота, м: резервура першого телескопа	3,45	5,92	7,39	7,39	9,8	11,75	9,8	11,75	11,75	11,75	
							9,4	11,35	11,35	11,35	
	колокола	3,24	5,71	7,14	7,14	9,55	11,45	9,4	11,35	11,35	11,35
	сферичного покриття колокола	0,44	0,74	0,71	1,18	1,34	2,25	2,25	1,92	2,6	2,91

Продовження табл. 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Висота газгольдера у заповненому стані, м	6,21	11,15	14,03	14,03	18,85	22,6	27,44	33,29	33,29	33,21
Кількість напрямних (зовнішніх)	6	6	8	8	12	12	12	12	12	16
Витрати сталі, т	13,6	34,98	38,16	54,6	116,4	202,9	262,5	360,0	440,0	622,0

мірно розприділені по периметру корпусу радіальні підкладні балки. На ці балки спираються всі рухомі ланки газгольдера в нижньому положенні.

Залізобетонний резервуар газгольдера має деякі переваги перед сталевим: мала витрата металу, менші експлуатаційні витрати; зниження витрат на підігрів води, що знаходиться в резервуарі в зимовий період.

Колокол мокрого газгольдера складається з несучого каркасу й оболонки. В несучому каркасі стінки колокола встановлені верхні і нижні кільця жорсткості, з'єднані між собою вертикальними трубчастими стійками. Верхнє кільце жорсткості складається з потовщеного верхнього поясу стінки колокола, кутника і потовщених країв даху. Нижнє кільце утворене з потовщеного нижнього поясу колокола, горизонтального кільця з листової сталі. В одноланкових газгольдерах на цьому кільці з внутрішньої сторони стінки розміщуються довантажі, а в багатоланкових, крім того із зовнішньої сторони ставиться нижній жолоб гідравлічного затвора. Внаслідок невеликого тиску всередині колокола товщина його стінки приймається 3-4 мм або може бути розрахована за формулами (5.1, 5.2). Таким чином, під дією тиску газу покрівля колокола може вільно підніматися, і каркас покриття у такому випадку не несе ніякого навантаження, крім власної ваги.

Телескоп багатоланкового газгольдера являє собою порожній циліндр, корпус якого також складається з каркасу та оболонки товщиною 3-4 мм. Верхні і нижні кільця жорсткості каркасу включають відповідно верхній і нижній потовщені пояси корпусу, а також жолоб гідравлічного затвора. Жолоб кожного гідравлічного затвора мокрого газгольдера має глибину, достатню для протистояння стовпа води у гідравлічному затворі тискові газу з деяким запасом на можливість перекоосу рухомої ланки.

Тиск в мокрих газгольдерах залежить від маси його рухомих ланок. Для створення в газгольдерах заданого робочого тиску застосовують спеціальні привантаження колокола, складені з бетонних і чавунних вантажів.

Деякі переваги у порівнянні з газгольдерами з вертикальними направляючими мають газгольдери з гвинтовими направляючими, які не мають решітчастих оболонок для кріплення в направляючих.

Конструкція мокрого газгольдера з гвинтовими направляючими, так як і газгольдера з вертикальними направляючими, має резервуар для води і одну або декілька рухомих ланок (колокол, телескопи) (рис. 5.3).

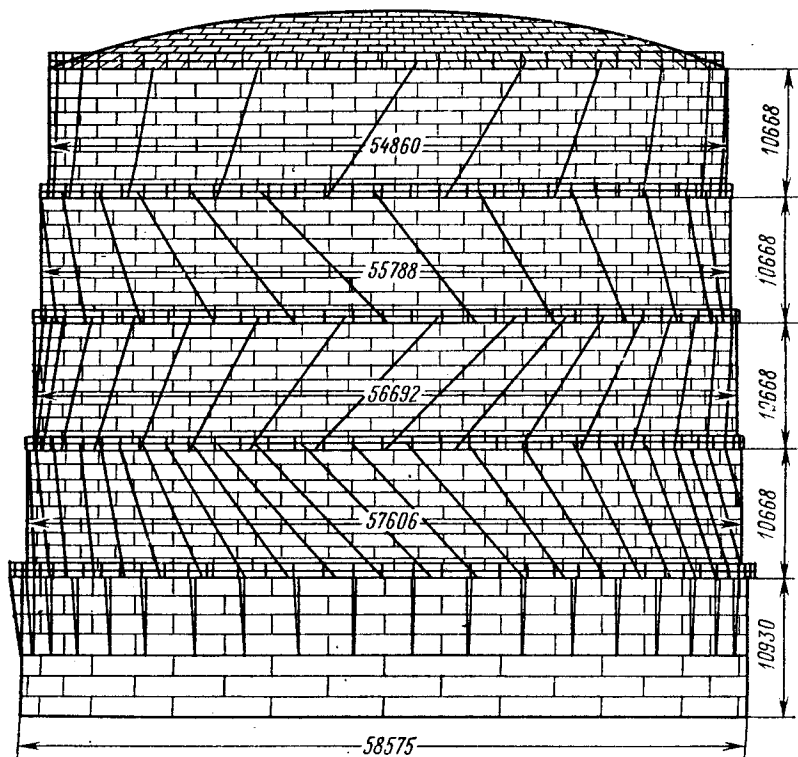


Рис. 5.3. Мокрий газгольдер об'ємом  $100000 \text{ м}^3$  з гвинтовими направляючими

Відрізняється ця конструкція від газгольдерів з вертикальними направляючими схемою підйому і опускання рухомих ланок. Якщо в газгольдерах з вертикальними направляючими рухомі ланки переміщуються тільки по вертикалі, то в газгольдерах з гвинтовими направляючими вони переміщуються ввєрх або вниз з поворотом навколо вертикальної осі. Таким чином, при підйомі кожної наступної ланки

---

вона як би вигвинчується з попередньої, а при опусканні, навпаки, загвинчується. Технічні показники газгольдерів даного типу наведено у табл. 5.2.

Направляючі таких газгольдерів виготовляють із залізничної рейки. Вони встановлені безпосередньо на корпусі рухомої ланки під кутом  $45^\circ$ , утворюючи кожен відрізок гвинтової лінії. Кожна направляюча приварена до стінки ланки по всій своїй довжині і, крім того, приварена через стінку до вертикальних стояків. Конструкція кожної рухомої ланки, як і в мокрому газгольдері з вертикальними направляючими, передбачає установку зверху і знизу стінки поясів жорсткості з листів великої товщини. Кількість стояків тут більше, ніж в газгольдерах з вертикальними направляючими, так як вони сприймають основні зусилля, що передаються роликами на гвинтові направляючі.

Система парних роликів розміщена по периметру верхнього краю резервуара і телескопів. Кожну пару роликів встановлюють на опорній плиті, закріпленій на консольній площадці резервуара або на верхній площині жолобу гідравлічного затвора. Осі обох роликів паралельні в горизонтальній площині. Направляюча проходить між роликами.

Гвинтова направляюча є найскладнішим в виготовленні і монтажі та найвідповідальнішим елементом конструкції. При виникненні горизонтального або несиметричного навантаження кожна направляюча працює на згин, стиск і кручення. Ця обставина і викликає необхідність в збільшенні кількості вертикальних стояків в рухомих ланках. Оскільки величина горизонтальних сил на кожному з розміщених нижче ланок зростає, то і кількість направляючих на них збільшується.

Деяку відмінність від звичайних газгольдерів газгольдери з гвинтовими направляючими мають і в конструкції гідравлічного затвора. Щоб зменшити тиск на ролики і гвинтові направляючі, гвинтові газгольдери мають великий діаметр. Відношення діаметра до повної висоти тут береться в межах 1,2-1,75.

Перевагами цієї конструкції порівняно з конструкцією газгольдера з вертикальними направляючими слід вважати: велику надійність в роботі;

меншу висоту спорудження при опущених ланках (висота резервуара);

економічність за витратами сталі (біля 10 %);



Таблиця 5.2

## Техніко-економічні показники мокрих газгольдерів з гвинтовими направляючими

Показники	Номінальний об'єм						
	1000	3000	6000	10000	15000	20000	30000
Фактичний об'єм, м <sup>3</sup>	1040	3088	6110	10222	15127	20258	30495
Діаметр, мм:							
резервуара (Д)	16450	25550	25650	31300	38200	39300	44900
1-го телескопа	-	-	24550	30600	37100	37100	42700
2-го телескопа	-	-	-	-	-	38200	43800
колокола	15350	23450	23450	29500	36000	36000	41600
Висота, мм:							
резервуара	5820	7400	7400	7850	7850	7080	7650
1-го телескопа	-	-	7200	7650	7650	6800	7650
2-го телескопа	-	-	-	-	-	6800	7650
колокола	5670	7200	7200	7650	7650	6800	7650
Повна висота газгольдера, (Нг), м	10990	14050	20440	21790	21790	25280	28680
Д/Нг	1,5	1,75	1,25	1,45	1,74	1,55	1,56
Витрата сталі, т	61,37	117,8	169,24	259,04	322,74	388,57	509,46
Питома витрата сталі на 1 м <sup>3</sup> об'єму, кг	61,17	39,3	28	25,9	21,5	19,4	16,9

доступність механічних деталей (роликів) для огляду і змашування, а також зменшення їх загальної кількості.

Однак ці конструкції складні у виготовленні і монтажі гвинтових направляючих і потребують дотримання більш суворох допусків при монтажі.

Для проведення операцій приймання, зберігання і відпуску газу мокрі газгольдери постачають спеціальним обладнанням і апаратурою. До основного технологічного обладнання належить: гідравлічний затвор, перепускний пристрій, автоматичний пристрій для скидання газу, датчик-показчик об'єму газу і ступінчатої сигналізації.

### 5.3. Розрахунок мокрих газгольдерів

Основними технологічними і конструктивними параметрами газгольдерів слід вважати: корисний об'єм газгольдера, тиск у газгольдері, товщину стінки резервуара, телескопа і колокола, параметри направляючих стояків і колокола, виходячи з геометричних схем (рис. 5.4).

#### 5.3.1. Розрахунок товщини стінки мокрого газгольдера

Товщина стінки колокола і телескопа визначається за формулою

$$\delta = n \frac{Pr}{mR\varphi}, \quad (5.1)$$

де  $n$  — коефіцієнт перенавантаження;  $n = 1,2$ ;

$P$  — внутрішній тиск у газгольдері, МПа;

$m$  — коефіцієнт умов роботи,  $m = 0,9$ ;

$r$  — радіус колокола або телескопа, м;

$R$  — розрахунковий опір сталі, МПа;

$\varphi$  — коефіцієнт міцності зварного шва,  $\varphi = 0,9 \dots 1,0$ .

Мінімальна товщина стінки колокола повинна бути не меншою 3,0 мм, телескопа — 4,0 мм. Товщина стінки резервуара, заповненого водою, розраховується, як звичайного вертикального резервуара. Нижній пояс резервуара має товщину 12 ... 14 мм, верхній — 4 ... 5 мм.

Товщина сферичного покриття колокола газгольдера

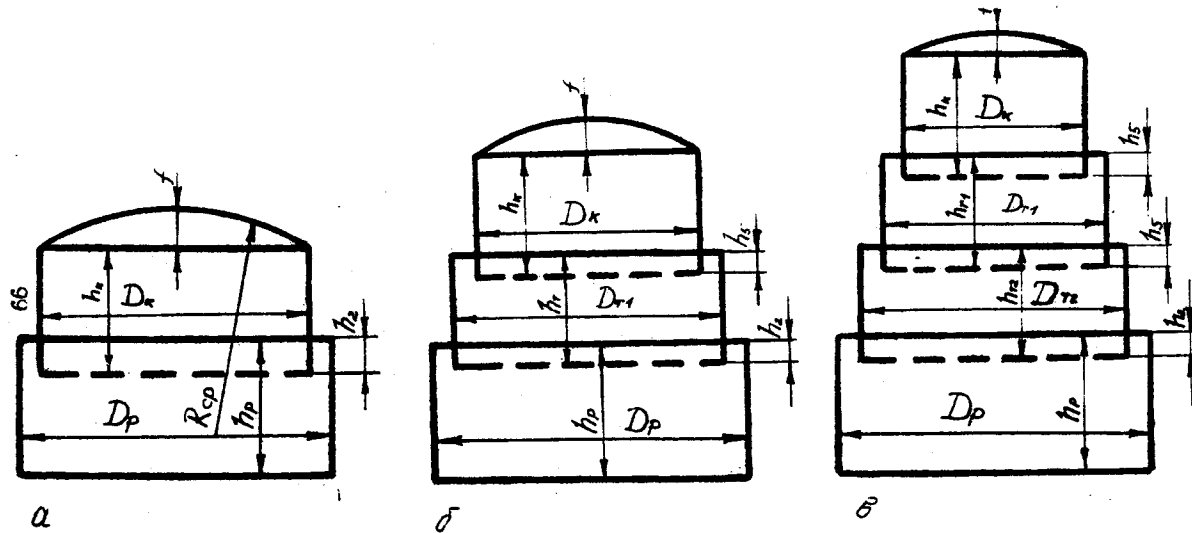


Рис. 5.4. Геометричні схеми мокрих газгольдерів:  
 а — одноланкового; б — дволанкового; в — триланкового

$$\delta = \frac{nPr_{\text{сф}}}{2mR\varphi}, \quad (5.2)$$

де  $r_{\text{сф}}$  — сферичний радіус покриття, м;

$$r_{\text{сф}} = \frac{D_{\text{н}}^2 + 4f^2}{8f}, \quad (5.3)$$

де  $D_{\text{н}}$  — діаметр колокола, м;

$f$  — висота сферичного покриття, м.

### 5.3.2. Визначення корисного об'єму і тиску у газгольдері

Тиск газу в мокрих газгольдерах залежить від маси його рухомих ланок. Максимальний тиск газу у газгольдері маємо при найвищому положенні колокола.

Рівняння рівноваги для рухомих ланок газгольдера буде

$$P = \frac{\pi D^2}{4} = m_{\text{к}}q - N_{\text{виш}} - V(\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{г}})q, \quad (5.4)$$

де  $P$  — тиск газу;

$D$  — діаметр колокола для одноланкового телескопа або діаметр нижнього телескопа для багатоланкового газгольдера;

$q$  — прискорення вільного падіння;

$N_{\text{виш}}$  — виштовхувальна сила, яка діє на занурену у воду частину колокола (телескопа);

$V$  — об'єм газу в газгольдері;

$\rho_{\text{в}}, \rho_{\text{г}}$  — густина відповідно води і газу.

Корисний об'єм мокрого газгольдера дорівнює повному об'єму газгольдера при найвищому положенні колокола і телескопа з відрахуванням об'єму газу в сферичному сегменті покрівлі, який не заповнюється водою в разі опущення колокола.

Висота циліндричної частини всіх рухомих ланок газгольдера однакова. Зазор між стінками кожної пари ланок становить 550 мм.

Корисний об'єм газгольдера:  
для одноланкового (рис. 5.4, а)

$$V_1 = \frac{\pi D_{\text{к}}^2}{4} (H_{\text{к}} - h), \quad (5.5)$$

для дволанкового (рис. 5.4, б)

$$V_2 = \frac{\pi D_K^2}{4} H_K + \frac{\pi D_T^2}{4} (H_{T1} - h_3 - h), \quad (5.6)$$

для триланкового (рис. 5.4, в)

$$V_3 = \frac{\pi D_K^2}{4} H_K + \frac{\pi D_K^2}{4} (H_{T1} - h_3) + \frac{\pi D_{T2}^2}{4} (H_{T2} - h_3 - h), \quad (5.7)$$

де  $H_K, H_{T1}, H_{T2}$  — висота циліндричної стінки відповідно колокола, першого і другого телескопів;

$h_3$  — глибина гідравлічних затворів;

$h$  — глибина занурення у воду колокола або нижнього телескопа (для обчислень приймають  $h_3 = 200$  мм,  $h = 200$  мм);

$D_K, D_{T1}, D_{T2}$  — діаметри колокола, першого і другого телескопів.

Тиск газу в газгольдері при різній кількості рухомих ланок визначають за формулами:

в одноланковому газгольдері

$$P = \frac{4}{\pi D_K^2} \left[ Q_K - \frac{Q'_K}{7,85} - V_K (\rho_b - \rho_n) \right] q 10^4, \quad (5.8)$$

у дволанковому газгольдері при найвищому положенні колокола і телескопа

$$P = \frac{4}{\pi D_T^2} \left[ Q_K + Q_T + q_K - \frac{Q'_K}{7,85} - (V_K - V_T) (\rho_b - \rho_n) \right] q 10^4 \quad (5.9)$$

де  $Q_K, Q_T$  — маса відповідно колокола і телескопа;

$q_K$  — маса води у гідравлічному затворі колокола;

$V_K, V_T$  — об'єм відповідно колокола і телескопа;

$Q'_K$  — маса зануреної у воду частини телескопа;

7,85 — густина сталі.

### 5.3.3. Визначення основних геометричних параметрів газгольдерів

Основні розміри газгольдерів приймаються, виходячи з аналізу практичних даних за вже побудованими або запроєктованими конструкціями. Деякі параметри можна розраховувати за формулами. Так, стрілу підйому сферичної покрівлі можна вираховувати за формулою

$$f = \frac{1}{15}D_k, \quad (5.10)$$

де  $D_k$  — діаметр колокола.

Знаючи діаметр колокола можна розрахувати, чому дорівнює радіус сфери

$$R_{сф} = \frac{D_k^2/4 + f^2}{2f} = \frac{D_k^2 + 4f^2}{8f}, \quad (5.11)$$

або приблизно  $R_{сф} = 1,9D_k$ .

Висота циліндричної частини всіх рухомих ланок однакова ( $h_{m1} = h_{m2} = h_{m3}$ ). Діаметр кожної послідувочої ланки менший діаметра попередньої на 1100 мм, тобто зазор між стінками кожної пари ланок складає 550 мм.

#### 5.4. Конструкції сухих газгольдерів

Сухі газгольдери відрізняються від мокрих тим, що вони не мають водяного резервуара. Сама назва газгольдерів "сухі" вже говорить про їх призначення - зберігання сухих обезвожених газів. В країнах СНД ці газгольдери застосовуються для зберігання в основному нейтральних газів (наприклад, азоту) під тиском  $20 \cdot 10^2 - 40 \cdot 10^2$  Па.

Об'єми таких газгольдерів виготовляються у такому параметричному ряді: 10000, 20000, 30000, 50000 і 100000 м<sup>3</sup>. У світовій практиці експлуатуються великооб'ємні газгольдери. Так, в ФРН фірма "МАН" для металургійної і хімічної промисловості змонтувала газгольдер об'ємом 180000 м<sup>3</sup>, а один газгольдер має об'єм майже 650000 м<sup>3</sup>.

За конструкцією сухі газгольдери можуть бути двох типів: поршневого і з гнучкою секцією.

Сухий газгольдер поршневого типу являє собою вертикальний корпус циліндричної або багатогранної форми з днищем і покрівлею, всередині якого знаходиться рухома шайба (поршень). Об'єм газгольдера при закачуванні газу змінюється за рахунок переміщення поршня (шайби) (рис. 5.5). В таблиці 5.3 подано основні технічні дані сухих газгольдерів поршневого типу.

Газ подається під шайбу, остання піднімається до певної межі, а при випусканні газу опускається до кінця, підтримуючи своєю масою постійний тиск газу в газгольдері.

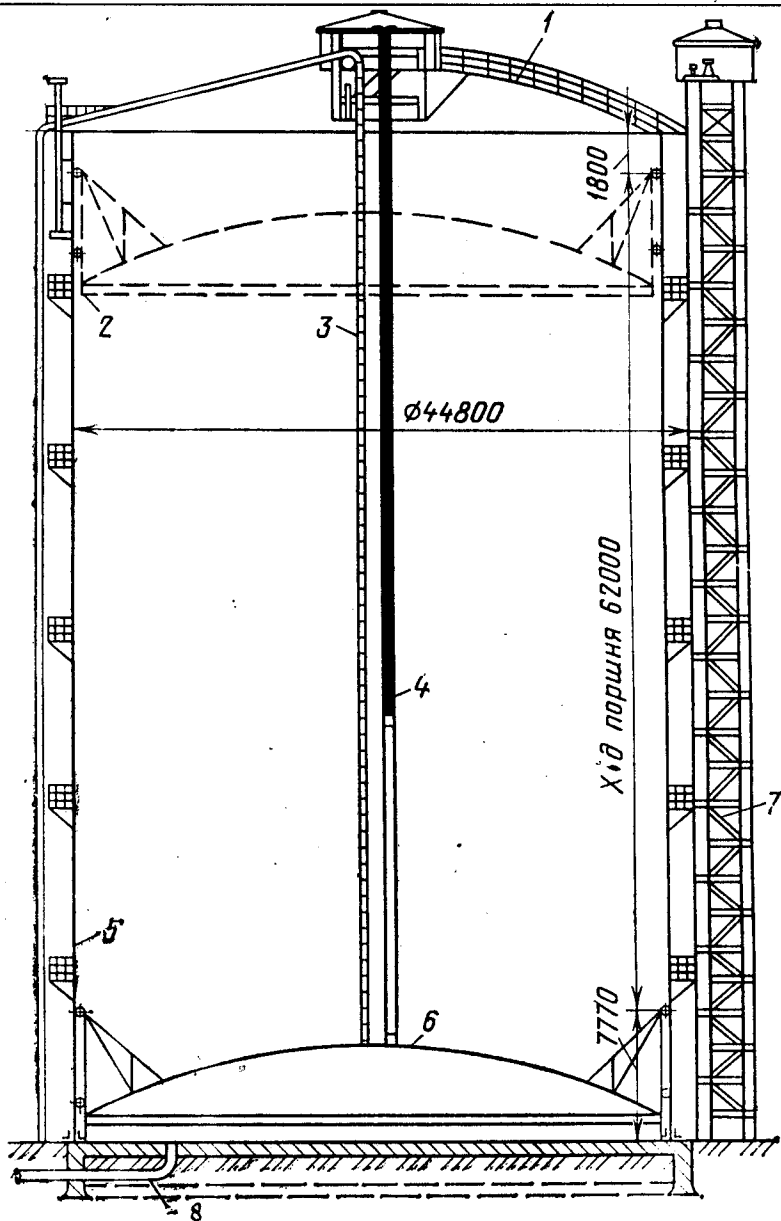


Рис. 5.5. Схема сухого циліндричного газозільдера об'ємом  $100000 \text{ м}^3$  з рідинним затвором:

- 1 — покрівля; 2 — верхнє положення поршня (шайби); 3 — ланцюгова драбина; 4 — підйомна клітка; 5 — стінка газозільдера; 6 — шайба; 7 — зовнішній підйомник; 8 — газопровід

Таблиця 5.3

Техніко-економічні показники сухих газгольдерів

Показник	Номінальний об'єм, м <sup>3</sup>				
	10000	20000	30000	50000	100000
Діаметр, м	22,84	28,55	30,42	34,26	44,8
Висота, м	31,18	35,64	47,0	60,89	71,5
Хід поршня, м	25,2	28,5	39,7	52,97	62,0
Тиск газу, Па:					
без довантаження поршня	2280	2040	1830	1650	1560
з довантаженням поршня	3920	3920	3920	3920	3920
Діаметр газопроводу, мм	600	800	900	1120	1120
Маса, т	314	421	528	738	1122

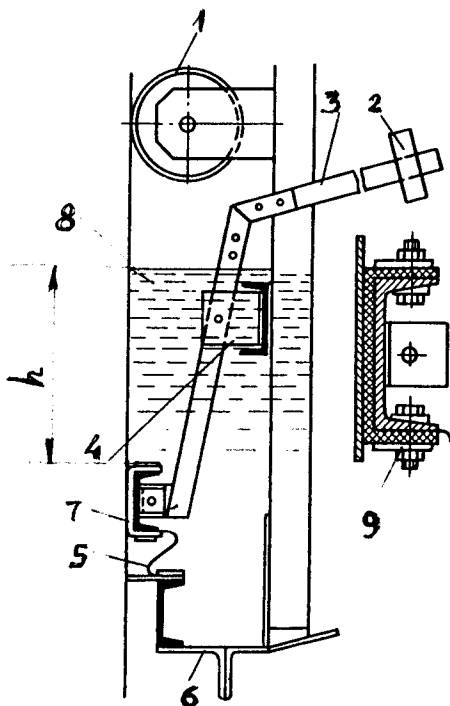
В нашій країні експлуатуються конструкції сухих газгольдерів з рідинним затвором. Стінка газгольдера складається із зовнішнього каркасу, виготовленого з двотаврових вертикальних стояків і горизонтальних кілець з кутників, або швелера і обшивки товщиною 5 мм. На корпусі розміщені зовнішні кільцеві площадки. Дах газгольдера сферичний, складається з вигнутих по радіусу сфери стропильних лап і листового настилу товщиною 3 мм.

Шайба газгольдера являє собою ребристо-кільцевий купол з конструкцією у вигляді ґратів по периметру, яка служить як для підвищення жорсткості усієї шайби, так і для установки на ній ущільнюючого пристрою по нижньому краю і двох ярусів дерев'яних роликів. Газгольдер має вертикальний підйомник і ланцюгову стрем'янку з противагою.

Як ущільнюючий використовується гідравлічний затвор типу ВДК на рідинному мастилі (рис. 5.6).

Для запобігання перекосу поршня і заклинення його обладнують двома рядами роликів. Відстань між рядами ро-





**Рис. 5.6.** Затвор системи "ВДК" на рідинному мастилі:

- 1 — направляючий ролик; 2 — важіль;  
 3 — противага; 4 — опора важеля; 5 —  
 фартух; 6 — днище поршня; 7 — притисне  
 еластичне кільце; 8 — газгольдерне мас-  
 ло; 9 — деталь гідравлічного затвора;  
 $h$  — висота стовбура газгольдерного масла

кої секції із прорезинової тканини, яка герметично закріплюється як до корпусу газгольдера, так і до рухомої шайби.

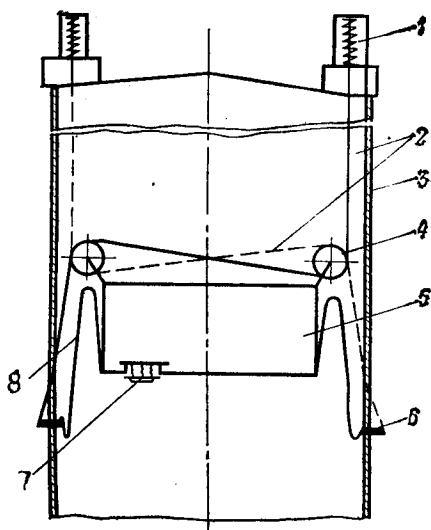
При заповненні газгольдера газом починають підніматися шайба і нижній край оболонки, яка ізолює газовий простір від простору над шайбою. Корпус сухого газгольдера складається із стінки товщиною 5 мм, днища — 6 мм і сферичної або конічної покрівлі. На половині висоти газгольдера встановлюється кільцева площадка.

Для захищення шайби від перекосів при русі служить вирівнююча система, яка складається із шести або восьми

ликів приймається рівною 0,125 діаметра поршня (шайби).

Введення газу в газгольдер здійснюється або через днище резервуара, як і в мокрому газгольдері, або збоку — через стінку корпусу. Висота підйому поршня обмежується рівнем розташування отворів газу.

Принцип роботи сухого газгольдера з гнучкою секцією такий же, як і в газгольдерах поршневого типу. Основна відмінність між ними полягає в конструкції ущільнення між шайбою і стінкою корпусу. Тут герметизація газового простору здійснюється за рахунок розміщення між стінкою газгольдера і циліндричною стінкою шайби гнуч-



**Рис. 5.7. Вирівнююча система:**

- 1 — верхнє кріплення каната з натягуючим пружним пристроєм; 2 — канат; 3 — стінка корпусу газгольдера; 4 — ролик; 5 — поршень; 6 — нижнє кріплення каната; 7 — запобіжна кришка; 8 — пластикна мембрана

діаметрально проти-  
лежних парних роликів і  
канатів. Кожен канат  
закріплюється в стінці  
газгольдера (рис. 5.7).

Гнучка секція газ-  
гольдера (мембрана)  
являє собою цилінд-  
ричну оболонку, виго-  
товлену із капронової  
тканини з впресовани-  
ми в неї з обох сторін  
методом гарячого про-  
катування шарами бу-  
тил або наїриткаучуку.  
Ширина полотнищ ма-  
теріалу дорівнює 1 м,  
товщини 2–2,5 мм. При  
виготовленні самої  
оболонки окремі пол-  
отнища склеюють  
один з одним. Всі з'єд-  
нання при склеюванні  
піддаються вулкані-  
зації.

Перевагами газгольдерів з гнучкою секцією над газголь-  
дерами поршневого типу є: забезпечення високої герметич-  
ності, відсутність контакту газу, що зберігається, з повітрям,  
водою і маслом змазування затвора; можливість зберігання  
зневоднених газів. До недоліків таких газгольдерів слід від-  
нести великий "мертвий" (не використаний) об'єм, який  
займає поршень при зберіганні газу, а також невеликий  
строк експлуатації гнучкої мембрани.

## 5.5. Визначення основних конструктивних параметрів сухих газгольдерів

Сухі газгольдери проектуються двох типів: поршневі  
об'ємом  $10 \text{ тис. м}^3$  і більше і з гнучкою секцією до  $10 \text{ тис. м}^3$   
включно. Геометрична схема сухого газгольдера показана  
на рис. 5.8.

Розрахунок стінки і покрівлі газгольдерів аналогічний розрахунку стінки колокола і телескопів мокрих газгольдерів. Однак розрахунок поршня (шайби) і гнучкої секції специфічний.

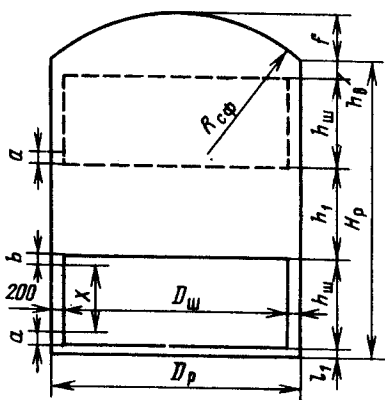


Рис. 5.8. Геометрична схема сухого газгольдера:

$R_{сф}$  — радіус сферичного даху;  $f$  — стрілка (висота сферичного даху);  $D_1$  — діаметр резервуара;  $H_p$  — висота циліндричної стінки;  $D_{ш}$  — діаметр шайби;  $h_{ш}$  — висота шайби;  $X$  — висота основної частини шайби;  $a, b$  — зазори;  $h_1$  — відстань між верхнім і нижнім положенням шайби;  $l_1$  — товщина підкладок шайб;  $h_b$  — відстань від верху шайби до верху стінки резервуара

Геометричні розміри сухого газгольдера визначаються за такими формулами:

висота основної

частини шайби

$$X = \frac{H_r - h_0 - l_1 - a - b}{3}, \quad (5.12)$$

де  $H_r$  — загальна висота газгольдера;  
 $h_0$  — висота підкладних опорних балок під шайбою;  
 $l_1$  — товщина підкладок шайби;  
 $a, b$  — зазори,  $a = 50$  мм,  $b = 30$  мм;  
 висота шайби

$$h_{ш} = x + a + b; \quad (5.13)$$

відстань між верхнім і нижнім положеннями шайби

$$h_1 = x - a - b; \quad (5.14)$$

---

висота газового простору

$$H_{\text{гп}} = h_{\text{ш}} + h_1; \quad (5.15)$$

діаметр резервуара газгольдера

$$D_p = \sqrt{4V/\pi H_{\text{гп}}}, \quad (5.16)$$

де  $V$  — заданий номінальний об'єм газгольдера.

### 5.6.Циліндричні газгольдери високого тиску

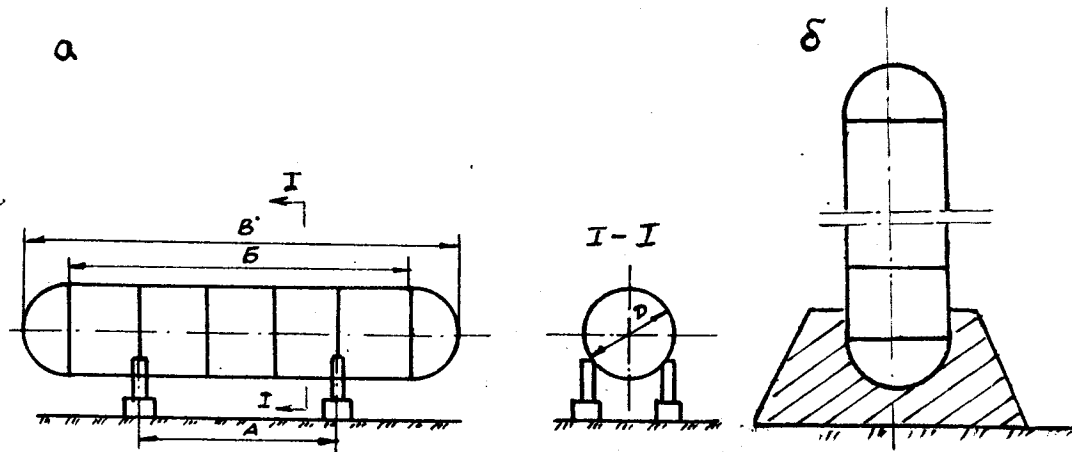
Газгольдери високого тиску широко застосовуються в хімічній і металургійній промисловості, а також на газгольдерних станціях, котрі повинні забезпечувати газопостачання міст.

Циліндричні газгольдери постійного об'єму (горизонтальні і вертикальні) служать для зберігання газу під високим надлишковим тиском 0,4 - 1,25 МПа, це дозволяє при невеликих розмірах газгольдерів зберігати великі об'єми газу (рис. 5.9).

В конструкціях циліндричних газгольдерів високого тиску можна виділити дві частини: циліндричну частину корпусу і сферичні днища (рис. 5.9, а).

Циліндрична частина складається з окремих обечайок довжиною 2000 і 2400 мм залежно від ширини листів сталі, що застосовується. Обечайки зварені між собою встик автоматичним зварюванням під шаром флюсу. Торці циліндричної частини закінчуються напівсферами днищ, що зварені з окремих листів. Газгольдери цієї конструкції повністю виготовляють і випробовують на заводах і поставляють на монтажний майданчик у готовому вигляді, в зв'язку з чим габарити їх повинні вписуватись в габарити рухомого складу залізниці. Розміри і основні параметри циліндричних газгольдерів, які застосовуються у різних галузях промисловості, уніфіковані (табл. 5.4).

Параметри товщини стінки і днища подано в табл. 5.5.



**Рис. 5.9. Циліндричний газгольдер:**

*а* — горизонтальний; *б* — вертикальний; *В* — загальна довжина; *Б* — довжина циліндричної частини; *А* — відстань між опорами; *Д* — діаметр газгольдера

**Таблиця 5.4**

**Техніко-економічні показники циліндричних горизонтальних газгольдерів**

Показник	Номінальний об'єм, м <sup>3</sup>			
	50	100	175	270
Геометричний об'єм, м <sup>3</sup>	49,3	91,6	178	274,5
Внутрішній діаметр, м	3,2	3,2	3,2	3,2
Загальна довжина, м	7,2/8/	13,2/15,2/	23,2/22,4/	35,3/34,4/
Довжина циліндричної частини, м	4,0/4,8/	10/12/	20/19,2/	31/31,2/
Відстань між опорами, м	3,4	7,8	11,4	18

**Примітка.** В дужках наведені розміри для  $P = 0,25; 0,4; 0,6; 0,8; 1,6$  МПа при ширині листів циліндричної частини 2,0, а без дужок — для  $P = 1,6; 1,8; 2,0$  МПа, коли ширина листів 2,4 м.

**Таблиця 5.5**

**Параметри товщини стінки і днища залежно від об'єму газгольдера і внутрішнього тиску**

Параметр	Номінальний об'єм, м <sup>3</sup>								
	50	50	50	100	100	100	175	175	270
Тиск, МПа	0,5	0,8	1,25	0,4	0,8	1,25	0,8	1,25	1,25
Товщина, мм: циліндричної частини	8	12	14	8	12	14	12	14	14
днища	8	9	10	8	9	10	9	10	10
Маса металоконструкцій, т	6,1	7,7	8,7	10,4	14,0	15,9	23,8	27,3	41,2

Циліндричні газгольдери встановлюються горизонтально на опорах (рис. 5.9, а) або вертикально на фундаменти (рис. 5.9, б).

Параметричний ряд газгольдерів горизонтальних складає: 50, 100, 175, 270 м<sup>3</sup>; вертикальних — 50 і 100 м<sup>3</sup>.

Циліндричні горизонтальні газгольдери спираються на чотири окремі опори-стояки звичайного трубчатого перерізу. В місцях установки опор-стояків оболонку підсилюють зсередини кільцями жорсткості. Самі стояки спираються на бетонні фундаменти.

Вертикальні газгольдери також спираються на декілька окремо стоячих опор-стояків, об'єднаних діагонально розміщеними зв'язками.

Вертикальні газгольдери розроблені двох об'ємів — 100 і 50 м<sup>3</sup> і розраховані на тиск 1,25; 0,8 і 0,4 МПа.

В таблиці 5.6 наведена технічна характеристика вертикальних газгольдерів.

**Таблиця 5.6**  
Техніко-економічні показники вертикальних газгольдерів високого тиску

Показники	Номінальний об'єм, м <sup>3</sup>					
	100	100	100	50	50	50
Надлишковий тиск, МПа	1,25	0,8	0,7	1,25	0,8	0,4
Геометричний об'єм, м <sup>3</sup>	97,6	97,6	97,6	49,3	49,3	49,3
Довжина, м:						
циліндричної частини	10,0	10,0	10,0	4,0	4,0	4,0
загальна	13,2	13,2	13,2	7,2	7,2	7,2
Загальна маса металоконструкцій, т	15,19	13,19	9,61	8,27	7,23	5,59
Питомий показник витрат металу на 1 м <sup>3</sup> корисного об'єму з урахуванням тиску	15,1	13,5	18,5	16,8	14,7	16,7

## 5.7. Розрахунок циліндричних газгольдерів високого тиску

### 5.7.1. Визначення товщини циліндричної частини і днища горизонтального газгольдера

Основним навантаженням для циліндричних газгольдерів є внутрішній тиск газу. Довжина циліндричної частини цих газгольдерів для всіх об'ємів у декілька разів перевищує діаметр оболонки, що дозволяє розрахувати корпус газгольдера за безмоментною теорією.

Під дією внутрішнього тиску газу у циліндричній частині газгольдера виникають зусилля:

кільцеві

$$N_k = P \cdot r, \quad (5.17)$$

поздовжні

$$N_k = P \cdot r/2.$$

Напруження від зусиль будуть відповідно дорівнювати

$$\sigma_k = P_r \cdot r/\delta_{ст}; \quad \sigma_{п} = Pr/2\delta_{ст}, \quad (5.18)$$

де  $P_r$  — тиск газу;

$r$  — радіус циліндричної частини;

$\delta_{ст}$  — товщина стінки.

З врахуванням умов експлуатації товщину стінки циліндричної частини газгольдера сталого об'єму, який перебуває під внутрішнім тиском  $P_r$ , визначають за формулою

$$\delta_{ст} = \frac{P_r \cdot D_r}{2\sigma_{доп} \cdot \eta \cdot K_{зв}} + C, \quad (5.19)$$

де  $P_r$  — робочий тиск, МПа;

$D_r$  — діаметр циліндричної частини, м;

$\sigma_{доп}$  — допустиме напруження для сталі, МПа (приймають за табл. 5.7);

$\eta$  — коефіцієнт, що враховує клас і групу експлуатації посудини,  $\eta = 0,9-1$ ;

$K_{зв}$  — коефіцієнт міцності зварного шва,  $K_{зв} = 1,0$ ;

$C$  — поправка на корозію і відхилення товщини при виготовленні на заводі,  $C = 0,8$  мм.



Таблиця 5.7

Допустимі напруження для вуглецевих сталей, МПа

Розрахункова температура, °С	Марка сталі	
	ВСт3пс ВСт3сп	09Г2С 16ГС
20	140	170
100	134	160
150	131	154
200	126	148

Товщина сферичного днища

$$\delta_{\text{дн}} = \frac{P_p \cdot D_r}{4\sigma_{\text{доп}} \cdot K_{\text{дн}} \eta z} \cdot \frac{D_{\text{ц}}}{2h_{\text{дн}}} + C, \quad (5.20)$$

де  $K_{\text{дн}}$  — коефіцієнт, що залежить від форми днища: при глухих днищах  $K_{\text{дн}} = 1,0$ , при днищах з неукріпленими отворами  $K_{\text{дн}} = 0,95$ ;

$z = 1 - d/D$ ,  $d$  — діаметр отвору в днищі;

$h_{\text{дн}}$  — внутрішня висота випуклої частини днища.

В усіх випадках товщина днища не повинна бути меншою, ніж товщина циліндричної частини.

Умова міцності циліндричної і сферичної частин газгольдера складає:

для циліндричної частини

$$0,97 \frac{P_p \cdot r}{\delta_{\text{ст}}} \leq \frac{m}{n} K_{\text{зв}} \eta R, \quad (5.21)$$

для сферичного днища

$$\frac{P_p \cdot r}{2\delta_{\text{дн}}} \leq \frac{m}{n} \varphi \eta R, \quad (5.22)$$

де  $m$  — коефіцієнт умов праці,  $m = 0,6$ ;

$n$  — коефіцієнт перенавантаження,  $n = 1,5$ ;

$K_{\text{зв}}$  — коефіцієнт міцності зварного шва,  $K_{\text{зв}} = 1$ ;

$R$  — розрахунковий опір сталі.

### 5.7.2. Визначення корисного об'єму і допустимого тиску в газгольдері

Геометричний об'єм циліндричного газгольдера із сферичним дном (рис. 5.9) і внутрішнім діаметром  $D$  визначається за формулою

$$V_{\Gamma} = \frac{\pi D_r^2}{4} \sigma_{\text{дон}} + \pi \frac{(B - B)^2}{12} (3r_{\text{сф}} - B + B), \quad (5.23)$$

де  $B, B$  — довжина відповідно газгольдера і циліндричної частини, м;

$r_{\text{сф}}$  — радіус сферичного днища, м.

Корисний об'єм газгольдера визначається через об'єм газу в газгольдері, який при температурі  $T_{\Gamma}$  і тиску  $P_{\Gamma}$  приведений до атмосферного,

$$\frac{P_{\Gamma} V_{\Gamma}}{T_{\Gamma}} = \frac{P_a \cdot V}{T_a}, \quad (5.24)$$

де  $P_a, T_a$  — відповідно атмосферний тиск і температура.

Тому що тиск у мережі  $P_{\Gamma}$  більший від атмосферного, у газгольдері завжди буде залишатися об'єм газу  $V_o$ , який визначається з виразу

$$\frac{P_{\Gamma} V_{\Gamma}}{T_{\Gamma}} = \frac{P_a \cdot V_o}{T_a}. \quad (5.25)$$

Корисний об'єм газгольдера буде  $V_k = V - V_o$ , або з врахуванням значень  $V$  і  $V_o$

$$V_k = V_{\Gamma} \frac{(P_{\Gamma} - P_c)}{P_a} \cdot \frac{T_a}{T_{\Gamma}}, \quad (5.26)$$

де  $P_{\Gamma}, P_c, P_a$  — відповідно тиск газу в газгольдері, барометричний тиск і атмосферний тиск, МПа. Для обчислень приймають  $P_a = 0,1$  МПа;  $P_c = 0,08$  МПа;

$T_a, T_{\Gamma}$  — температура відповідно атмосфери і газу в газгольдері, К.

Коефіцієнт використання газгольдера  $\varphi$  визначають як відношення корисного об'єму газу в газгольдері  $V_k$  до повного об'єму газу в газгольдері  $V$

$$\varphi = \frac{V_k}{V} = 1 - \frac{P_c}{P_r}. \quad (5.27)$$

Допустимий тиск  $P_{\text{доп}}$  газу в газгольдері при певному значенні товщини стінки  $\delta$ , МПа,

$$P_{\text{доп}} = \frac{2\sigma_{\text{доп}} \eta(\delta - c)}{D_r - \delta - c}, \quad (5.28)$$

де  $\sigma_{\text{доп}}$  — допустиме напруження, МПа (див. таб. 5.7);

$\eta$  — коефіцієнт, що враховує клас і групу експлуатації посудини,  $\eta = 0,9 \dots 1,0$ ;

$\delta$  — товщина стінки газгольдера;

$C$  — поправка на корозію,  $C = 0,8$  мм.

## 5.8. Сферичні газгольдери

Сферичні (кульові) газгольдери широко використовуються в хімічній, нафтопереробній та інших галузях промисловості для зберігання азоту, аміаку, зріджених вуглеводневих газів під тиском. Інколи сферичні газгольдери називають сферичними резервуарами — коли у сферичній ємкості зберігаються зріджені гази.

Сферична форма посудини для зберігання газу або легкоспалахуючої рідини під високим тиском — найбільш вигідна за витратами металу і загальної вартості. Так, при одних і тих же параметрах зберігання продукту витрати металу на сферичний резервуар об'ємом  $600 \text{ м}^3$  будуть на 15 % менші, ніж для циліндричного резервуару при рівних інших умовах. Однак таке положення існує тільки при тиску всередині місткості вищому 0,1 МПа, тому сферична форма резервуара визначається у кожному конкретному випадку на основі техніко-економічних розрахунків та умовами будівництва.

В колишньому СРСР сферичні газгольдери об'ємом 400, 600 і  $800 \text{ м}^3$  вперше були споруджені у 1943 році.

В теперішній час в Україні споруджуються газгольдери об'ємом до  $4000 \text{ м}^3$  із металоконструкцій і вузлів заводського виготовлення. В країні прийнято постійний ряд діаметрів і об'ємів сферичних газгольдерів і резервуарів: діаметром 9,0; 10,5; 12,0; 16,0 і 20,0 м з відповідними об'ємами 300, 600, 900, 2000,  $4000 \text{ м}^3$ . Інститутом Проектстальконструкція (Росія) були розроблені проекти сферичних резервуарів (газгольдерів) об'ємом 1400, 7000, 10000, 14000 і 20000.

Сферичні газгольдери проектуються і будуються на робочий тиск 0,25; 0,4; 0,6; 0,8; 1,0; 1,2; 1,6 і 1,8 МПа (табл. 5.8).

У зарубіжній практиці експлуатуються газгольдери (резервуари) підвищеного об'єму (табл. 5.9).

Таблиця 5.9

**Технічна характеристика конструкцій сферичних місткостей, побудованих в останні роки за кордоном**

Країна і призначення місткості	Об'єм, тис. м <sup>3</sup>	Діаметр, м	Тиск, МПа	Товщина стінки, мм	Марка сталі
Кувейт (для бутану)	10,0	21,7	0,65	21,4	Т - 1
ФРН (для світильного газу)	55,0	47,3	0,45	30,0	РВ-50
ФРН (для пропану)	20,0	33,7	0,56	28,5	В-50
Угорщина (для бутану)	4,0	19,7	0,5	20,0	-37
Венесуела (для пропану)	1,1	12,8	1,6	38,0	ТТ
Японія (для пропану)	20,0	33,7	0,5	19,1	-

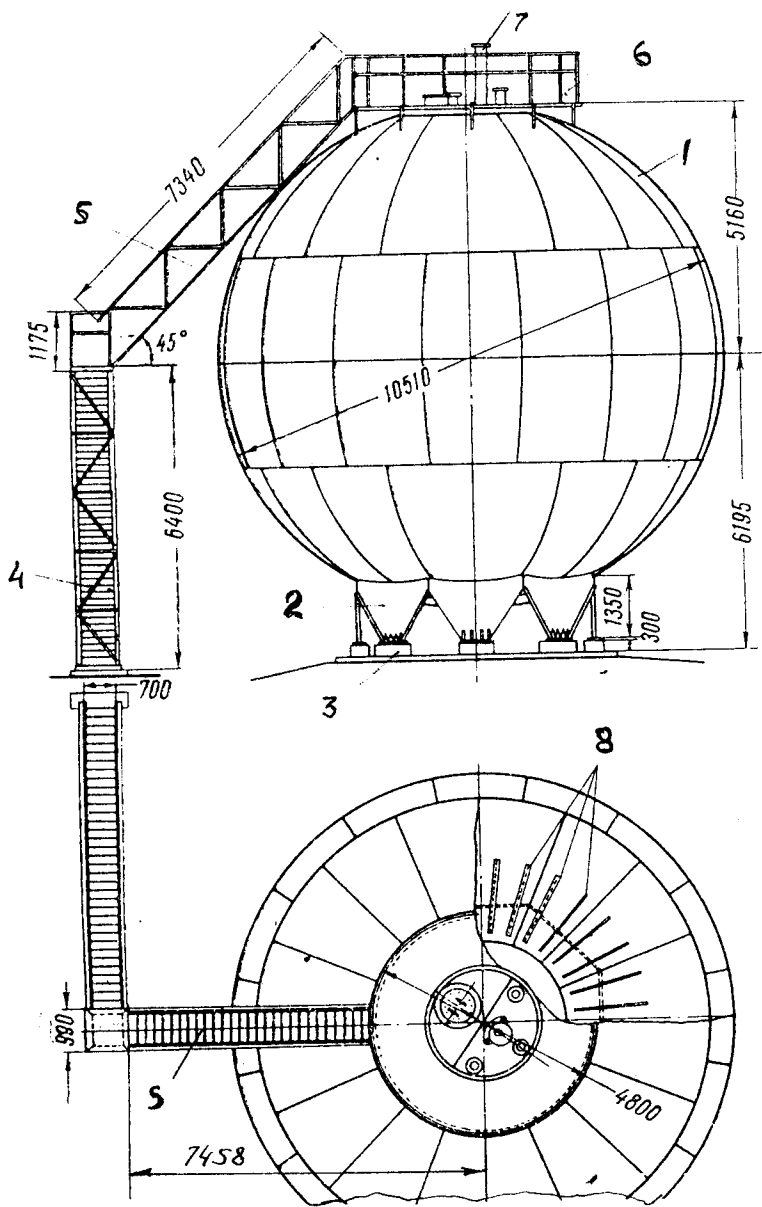
Сферичний газгольдер складається (рис. 5.10) із залізо-бетонного кільцевого фундаменту, опорної системи, сферичної оболонки, шахтової драбини, горизонтальної або похилої перехідної і кільцевої площадки, системи приладів та пристроїв для контролю технологічних параметрів.

Оболонка резервуара ( газгольдер) споруджується з пелюстків, які закріплюються за певним типом (шаблону). У світовій практиці спорудження сферичних місткостей зустрічаються різні види розкрою оболонок, але частіше екваторіально-меридіонального, трипоясного (рис. 5.11, а і б), двопоясного (рис. 5.11, в) і меридіонального (рис. 5.11, г) розкроїв.

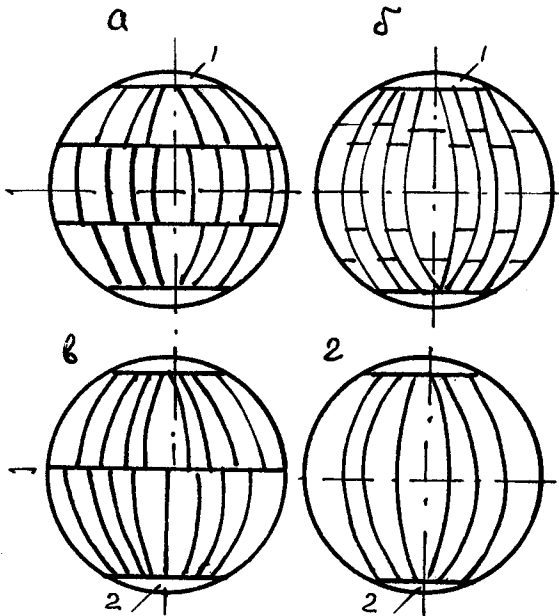
Таблиця 5.8

## Технічна характеристика сферичних газгольдерів (резервуарів)

Об'єм, м <sup>3</sup>			Розрахунковий надлишковий тиск, МПа	Конструктивні параметри				Продукт, що зберігається	Марка сталі оболонки
номінальний	геометричний	корисний		внутрішній діаметр, м	товщина оболонки, мм	маса оболонки, т	кількість стояків		
300	382,0	343,0	0,25	9,0	12	24,5	6	ЛСР, ізопентан	02Г2С
600	606,0	545,4	0,25	10,5	12	33,5	8	ізопентан	02Г2С
600	606,0	515,1	0,60	10,5	16	44,0	8	бутан, бутилен	02Г2С
600	606,0	606,0	1,0	10,5	22	61,0	8	інертний газ	02Г2С
600	606,0	515,1	1,8	10,5	34	94,0	8	пропан	02Г2С
600	606,0	515,1	1,8	10,5	25	68,5	8	пропан	12Г2СМФ
900	905,0	796,2	1,8	12,0	38	140,0	8	пропан	09Г2С
900	905,0	796,2	1,8	12,0	28	100,1	8	пропан	12Г2СМФ
2000	2145,0	1930,5	0,25	16,0	16	101,2	12	ЛСР, пентан	02Г2С
2000	2145,0	1828,2	0,6	16,0	22	139,3	12	бутан, бутилен	09Г2С
2000	2145,0	2145,0	0,8	16,0	24	155,0	12	інертні гази	09Г2С
4000	4189,0	3770,6	0,25	20,0	20	218,0	16	ізопентан	09Г2С
4000	4189,0	3560,6	0,6	20,0	28	305,0	14	бутан, бутилен	09Г2С



**Рис. 5.10. Сферичний газгольдер об'ємом 600 м<sup>3</sup> на опорах:**  
 1 — оболонка; 2 — опорна система; 3 — фундамент; 4 — шахтова драбина; 5 — перехідна; 6 — кільцева площадка; 7 — контрольно-вимірювальні пристрої та апаратура; 8 — ребра жорсткості



**Рис. 5.11. Схема розкрою сферичних оболонок:**  
*а, б — екваторіально-меридіонального, трипоясного;*  
*в — двопоясного; г — меридіонального; 1 — купол; 2 — днище*

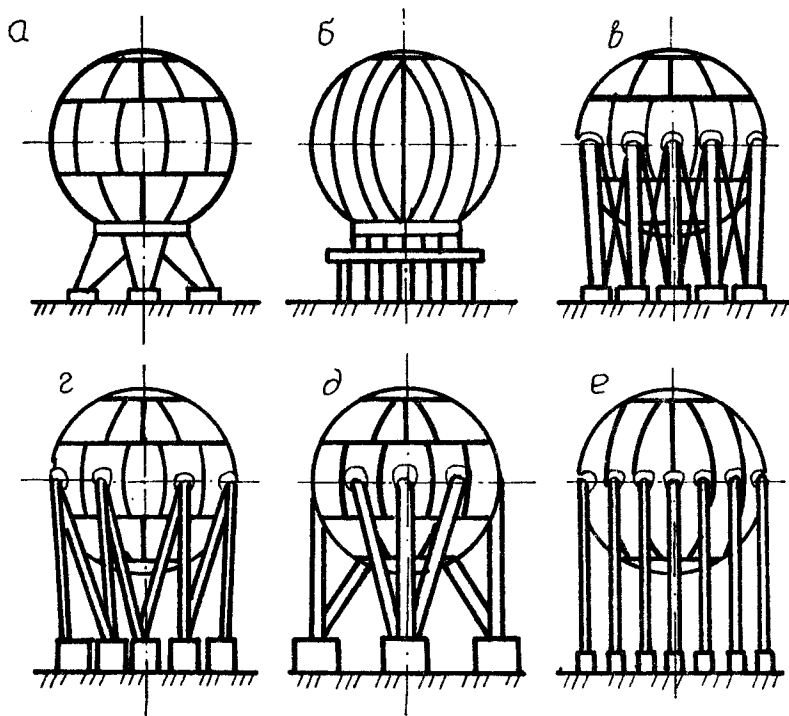
Екваторіально-меридіональний розкрій найчастіше застосовується для спорудження газгольдерів великого діаметра. При меридіональному розкрої оболонка на пояси не ділиться. Цей розкрій найбільш зручний для автоматичного зварювання, так як у такому випадку відсутні екваторіальні і кільцеві шви.

Формоутворення пелюстків здійснюється гарячою штамповкою або холодним вальцюванням. При гарячій штамповці розмір пелюстка (елемента) залежить від розмірів штампа. За цим методом, як правило, виготовляються пелюстки для оболонок малого об'єму. З метою одержання пелюстків великих розмірів спочатку штампуються окремі елементи, які потім укрупнюються. Найбільш прогресивним вважається одержання пелюстків холодним вальцюванням на спеціальних стендах. В США і ФРН елементи оболонки сферичних газгольдерів і резервуарів виготовляють холодним штампуванням. При виготовленні сферичних газгольдерів японські фірми також застосовують метод

холодного штампування з поступовим формуванням елементів оболонки розмірами 2,5 х 6 м.

Пелюстки оболонки між собою з'єднуються встик, їх товщина приймається в межах 10-36 мм.

Оболонка газгольдера спирається на опорну систему. Конструктивне вирішення опор сферичних газгольдерів наведено на рис. 5.12. Вони виконуються двох типів: стаканного і стоячого. Стаканні (циліндричні) опори являють собою або металічні постаменти (рис. 5.12, а), які у верхній частині утворюють кільцеву поверхню, або залізобетонне кільце, яке у нижній частині переходить у систему стояків (рис. 5.12, б). Діаметр циліндричної опори приймається рівним радіусу оболонки.



**Рис. 5.12. Конструктивні схеми опорних систем сферичних газгольдерів:**

*а — металічні постаменти; б — залізобетонне кільце з системою стояків; в — похилі поодинокі; г — V-подібні; д — віялоподібні; е — вертикальні трубчаті*



Найбільш прогресивним рішенням опорних конструкцій є похилі поодинокі (рис. 5.12, в),  $V$ -подібні (рис. 5.12, г), віялоподібні (рис. 5.12, д) і вертикальні (рис. 5.12, е) трубчаті опори діаметром 200-500 мм. Похилі опори до оболонки примикають по дотичній нижче екватора.

Для забезпечення жорсткості опорного контура, яка необхідна при передачі горизонтальних вітрових навантажень в робочому положенні, окремі опорні стояки між собою з'єднуються в єдину систему за допомогою діагональних (перехресних) зв'язків, виконаних жорсткими з труб діаметром 30-36 мм або гнучкими з круглої сталі. Зв'язки мають натягуючий пристрій (вигляду тарлепа), за допомогою якого вони в період монтажу попередньо натягуються зусиллям 1,0-1,5 тс.

У нижній частині стояк приварюється до опорної плити круглого перерізу діаметром  $(1,2 \div 1,5) D$  стояка і товщиною 30-40 мм. Плита до фундаменту прикріплюється двома-чотирма анкерними болтами.

## 5.9. Розрахунок сферичних газгольдерів

### 5.9.1. Розрахунок товщини стінки оболонки

Сферичні (кульові) газгольдери призначені для зберігання під тиском газів як у газоподібному, так у зрідженому стані. Тому основним навантаженням для них є надлишковий і гідравлічний тиск.

Під дією внутрішнього надлишкового тиску в оболонці виникають меридіональні і кільцеві зусилля

$$N_{\varphi} = N_{\theta} = N = P \cdot r / 2. \quad (5.29)$$

Звідси, виходячи з умови забезпечення достатньої міцності оболонки, її товщину визначають як

$$\delta = \frac{n P_H r_{сф}}{2 m \varphi R_1} + C, \quad (5.30)$$

де  $n$  — коефіцієнт перенавантаження надлишкового тиску,  $n = 1,2$ ;

$P_H$  — тиск у газгольдері, МПа;

$m$  — коефіцієнт умов роботи оболонки,  $m = 0,6$ ;

$\varphi$  — коефіцієнт міцності зварювального шва,  $\varphi = 0,95 \dots 1,0$ ;

$R_1$ — розрахунковий опір матеріалу оболонки на розтяг, МПа;

$C$ — збільшення товщини оболонки за рахунок технології виготовлення листів,  $C = 1,8$  мм.

Якщо місткість призначена для зберігання зріджених газів і легкозаймистих рідин під надлишковим тиском, то у формулі (5.30) замість  $P_H$  рекомендується приймати, МПа

$$P = P_H + P_T, \quad (5.31)$$

де  $P_H$  і  $P_T$ — відповідно надлишковий і гідростатичний тиски, які приймаються із своїми коефіцієнтами перенавантаження, при цьому гідростатичний тиск у нижній точці оболонки визначають як

$$P_T = \gamma DK_3, \quad (5.32)$$

де  $\gamma$ — густина продукту, що зберігається, Н/м<sup>3</sup>;

$K_3$ — коефіцієнт заповнення місткості

$$K_3 = V_r/V_g, \quad (5.34)$$

де  $V_k$ — корисний об'єм газгольдера, м<sup>3</sup>;

$V_r$ — геометричний об'єм оболонки, м<sup>3</sup>;

$D$ — діаметр газгольдера, м.

### 5.9.2. Розрахунок оболонки на допустимий вакуум

При зниженні температури, при відказі дихаючої апаратури в період спорожнення та інших причин у сферичному газгольдері може виникнути вакуум. І тому потрібно перевірити оболонку на стійкість, щоб розрахункові напруження у стінці оболонки не перевищували критичних напружень, тобто

$$\sigma \leq m \cdot \sigma_{кр}. \quad (5.34)$$

Критичні напруження для рівномірно стиснутої сферичної оболонки визначаються за формулою

$$\sigma_{кр} = K_3 \frac{E \cdot \delta}{r_{сф}}, \quad (5.35)$$

де  $K_3 = 0,1$  при  $r_{сф}/\delta < 500$ ;  $K_3 = 1,82\sqrt{\delta/r_{сф}}$  при  $r_{сф}/\delta > 500$ ;

$\delta_p$ — розрахункова товщина оболонки.

Допустимий вакуум при відомих конструктивних параметрах сферичної оболонки визначається за формулою

$$[P_{\delta ak}] = \frac{2\sigma_{кр} \cdot m \cdot \delta_p}{n \cdot K_M \cdot r_{сф}}, \quad (5.36)$$

де  $m$  — коефіцієнт умов праці оболонки на вакуум,  $m = 0,6$ ;  
 $K_M$  — коефіцієнт безпеки матеріалу,  $K_M \geq 1$ ;  
 $n$  — коефіцієнт перенавантажень для вакууму,  $n = 1,2$ .  
 На величину  $[P_{\delta ak}]$  також розраховують запобіжні клапани.

### 5.9.3. Розрахунок опорних стояків газгольдера

Опорні стояки є одним із найбільш відповідальних конструктивних частин сферичних газгольдерів. Їх виготовляють з труб діаметром 200...500 мм. Вони приймають всі навантаження, які можуть бути прикладені до резервуара у період випробування і експлуатації. Характеристика труб наведена у табл. 5.10.

Метою розрахунку є перевірка міцності й стійкості опор. Схема навантаження сферичного газгольдера зовнішніми вертикальними силами осісиметрична, тому всі опорні стояки навантажені рівномірно. Тоді вертикальне навантаження на одну опору можна визначити як

$$P = \frac{Q_{заг}}{n}, \quad (5.37)$$

де  $Q_{заг}$  — повне вертикальне навантаження (рис. 5.13);  
 $n$  — кількість опорних стояків.

При цьому вважається, що сила  $P$  прикладена відносно геометричної осі опорного стояка з ексцентриситетом, що дорівнює товщині оболонки (рис. 5.13). Тоді опорний стояк розраховується як позацентрово стиснений елемент, в якому в першу чергу перевіряємо стійкість за умовою

$$\sigma = \frac{P}{\varphi_{вн} F} \leq mR, \quad (5.38)$$

де  $\varphi_{вн}$  — коефіцієнт зниження допустимих напружень, значення якого приймають за таблицями (СНиП П-6-74. Нагрузки и воздействия. Нормы проектирования. — М.: Стройиздат. 1978. — 54 с.) залежно від гнучкості стояка

$$\lambda = L_0 / r_x; \quad (5.39)$$

## Характеристика труб

Зовнішній діаметр, мм	Товщина стінки, мм	Вага 1 м труби, Н	Площа поперечного перерізу труби, см <sup>2</sup>	Момент інерції перерізу труби, см <sup>4</sup>	Момент опору труби, см <sup>3</sup>
1	2	3	4	5	6
219	8	416	53	2950	269
	9	466	59,3	3270	298
	10	515	65,6	3590	327
	11	564	71,8	3890	355
245	8	467	59,5	4175	341
	9	524	66,7	4640	379
	10	580	73,8	5096	416
	11	635	80,8	5532	452
273	8	523	66,	5850	428
	9	586	74,6	6502	476
	10	648	82,6	7149	523
	11	711	90,5	7776	569
325	8	625	79,6	10010	615
	9	701	89,3	11150	686
	10	775	98,9	12270	755
	11	852	108,5	13370	822
	12	926	117,9	14450	889
351	8	676	86,2	12647	701
	9	759	96,7	14112	804
	10	841	107,1	15557	886
	11	922	117,5	16959	966
	12	1000	127,7	18336	1044
377	8	728	92,7	15738	837
	9	817	104	17586	938
	10	905	115,3	19384	1029
	11	993	126,5	21153	1122
	12	1080	137,6	22888	1215

1	2	3	4	5	6
426	9	926	117,8	25593	1201
	10	1026	130,6	28243	1325
	11	1126	143,4	30846	1448
	12	1230	156	33418	1569
508	9,52	1180	149	46300	1823

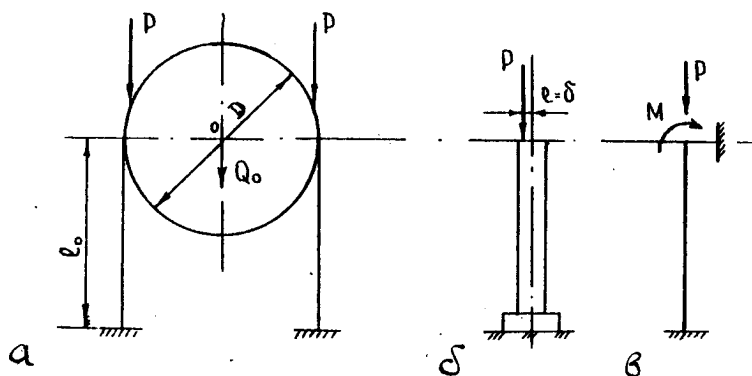


Рис. 5.13. Схема навантаження і розрахунку опорних стоек  
наведеного ексцентриситету

$$l_{\text{пр}} = (1,3 - 0,002\lambda)e \frac{F}{W} \quad (5.40)$$

від міцності металу (класу сталі).

Тут  $L_0$  – конструктивна довжина стійки;

$r_x$  – радіус інерції перерізу;

$e$  – ексцентриситет прикладання сили  $P$ ;

$F$  – площа перерізу;

$W$  – момент опору перерізу стійки.

Якщо  $l_{\text{пр}} \leq 20$ , то окреме обчислення міцності стійки не вимагається, а при  $l_{\text{пр}} > 20$  такий розрахунок обов'язковий.

## 5.10. Спорудження підвалин і фундаментів під газгольдери

Один із важливих елементів спорудження газгольдерів—обладнання підвалин і фундаментів, які повинні забезпечити осідання газгольдера в допустимих межах.

Фундамент під мокрий газгольдер роблять кільцевим і встановлюють під корпус резервуара. Фундамент являє собою збірне залізобетонне кільце, всередині якого роблять піщану підвалину.

Мінімальна ширина кільця

$$B_{\min} = \frac{1}{2} (D_p - D_k) + 200 + 150, \quad (5.41)$$

де  $D_p$  — зовнішній діаметр резервуара;

$D_k$  — діаметр колокола: 200 і 150—відповідно випуск (в мм) зовні від стінки резервуара і всередину колокола.

Характерна особливість фундаменту — наявність залізобетонних плит, які укладаються по кільцю в місці переходу від фундаментного кільця до піщаної подушки, що створює умови для плавного вигину днища при великих осіданнях піщаної підвалини (рис. 5.14).

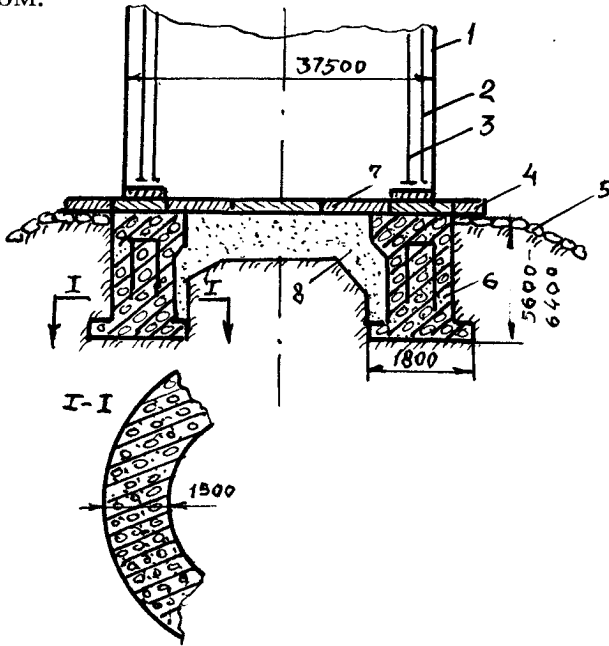
Під днищем резервуара роблять штучну підвалину, яка складається з ґрунтової підсипки, піщаної подушки і гідроізоляційного шару з захисним піщаним покриттям.

При спорудженні підвалини знімають слабкий поверхневий ґрунт і замінюють ґрунтовою підсипкою товщиною не менше 0,5 м з гравійних і піщаних або глинистих ґрунтів.

При укладанні глинистих ґрунтів їх вологість не повинна перевищувати 15 %, а для суглинків — 20 %. Ґрунтову підсипку і піщану подушку укладають шарами товщиною 15–20 см з пошаровим ущільненням трамбуванням і котками.

Гідроізоляційний шар наносять поверх піщаної подушки до укладання залізобетонного кільця і залізобетонних перехідних плит. Він складається з супіщаного ґрунту і в'язучої речовини. Ґрунт для виготовлення гідроізоляційного шару повинен бути сухим (вологість біля 3 %) і мати такий склад: пісок крупністю 0,1–0,2 мм — від 60 до 85 % і піщані пилюваті і глинисті частинки розміром меншим 0,1 мм — від 40 до 15 %. Як в'язучі речовини для гідроізоляційного шару застосовують нафтові бітуми, гудрони. Кількість в'язу-

чої речовини повинна бути в межах від 8 до 10 % від об'єму суміші. Залізобетонне кільце і плити покривають гарячим бітумом.



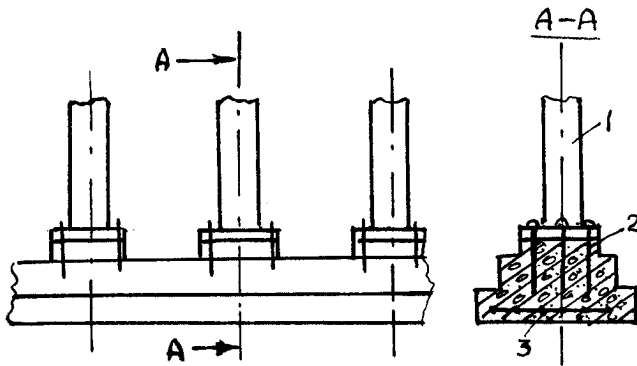
**Рис. 5.14.** Фундамент під мокрий газгольдер об'ємом  $22000 \text{ м}^3$ :

1 — стінка резервуара; 2 — стінка телескопа; 3 — стінка колокола;  
4 — берма газгольдера; 5 — бутова відмостка; 6 — кільцевий залізо-бетонний фундамент; 7 — залізобетонні плити; 8 — піщана подушка

Сухі газгольдери з гнучкою секцією споруджують не на спеціальному фундаменті, а на штучній піщаній підвалині, подібно до підвалини вертикального циліндричного резервуара об'ємом до  $5000 \text{ м}^3$ . Для захисту днища газгольдера від корозії поверх піщаної подушки укладають гідрофобний шар.

Горизонтальні циліндричні газгольдери спираються на опори-стояки, а самі стояки спираються на бетонні фундаменти.

Фундаменти сферичних газгольдерів в основному залізобетонні: поодинокі або кільцеві (монолітні). Поодинокі фундаменти під кожний стояк споруджуються тільки для малих об'ємів і сприятливих ґрунтових умов. Розгортка кільцевого залізобетонного фундаменту має вигляд, показаний на рис. 5.15.



**Рис. 5.15.** Розгортка кільцевого залізобетонного фундаменту під сферичний газгольдер:  
 1 — стояк; 2 — анкерний болт; 3 — арматурна сітка

Розміри, глибина заглиблення фундаменту визначають-ся відповідними розрахунками. Кільцеві фундаменти забезпечують більш рівномірне просідання сферичних газгольдерів (резервуарів), а відповідно і однакові умови навантаження всіх стояків.

## 5.11. Монтаж газгольдерів

Після спорудження підвалин і фундаментів під газгольдери і прийняття їх за актом приступають до монтажу елементів газгольдерних конструкцій.

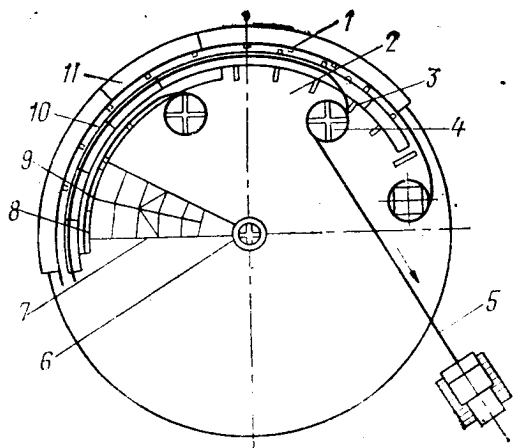
### 5.11.1. Монтаж газгольдерів низького тиску (мокрих і сухих)

Розмітку фундаменту, монтаж, зварювання і випробування днища мокрих газгольдерів проводять аналогічно монтажу вертикальних циліндричних резервуарів. Після прийняття днища роблять його розмітку, для чого в центрі днища приварюють штир і циркулем проводять кола, які відповідають розміщенню стінки резервуара, двотаврових підкла-



док, колокола і телескопа, опорного кільця корпусу і гідрозатвора. Коло телескопа розмічають на змонтованому опорному кільці, а коло колокола — на змонтованому дні гідрозатвора. Перед розгортанням рулонів проводять контрольне збирання опорного кільця, гідрозатворів і їх укрупнення в секції і блоки.

Розгортання рулонів резервуара, телескопів і колокола здійснюють за двома технологічними схемами: послідовно або одночасово (рис. 5.16).



**Рис. 5.16. Одночасне розгортання рулонів мокрого газгольдера:**

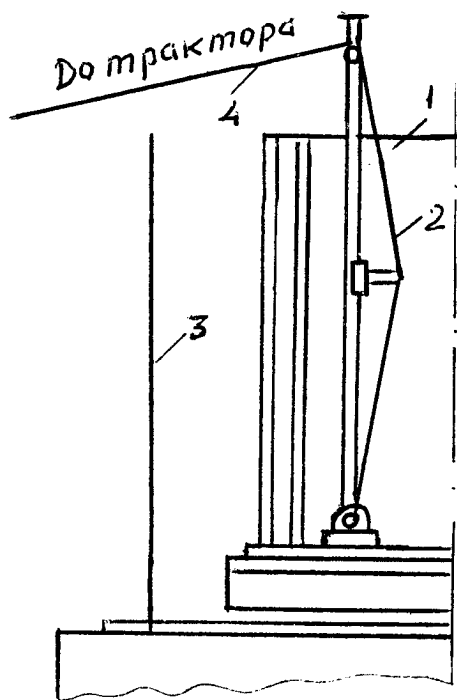
- 1 — внутрішні направляючі резервуара; 2 — днище; 3 — двотаврові підкладки; 4 — рулон; 5 — тяговий трос на тракторну лебідку; 6 — центральний монтажний стовп; 7 — стропила покриття колокола; 8 — гідрозатвор колокола; 9 — крайка покриття колокола; 10 — гідрозатвор-телескопа; 11 — обслуговуюча площадка резервуара

ють до обмежувачів із відрізків кутників, прихоплених до наміченої на днищі риски.

Потім корпус приварюють до днища з внутрішньої сторони перервним зварювальним швом. Довжина шва дорівнює 400 мм. Для підвищення жорсткості і забезпечення правильної форми корпусу при розгортанні рулону одночасно проводять монтаж обслуговуючої площадки 11 і внутрішніх направляючих 1.

Останній спосіб є найбільш прогресивним. Він дозволяє прискорити спорудження газгольдера, але потребує високої кваліфікації монтажників. При його проведенні кожний із рулонів розгортається з випередженням на 10-15 м. При розгортанні рулону корпусу його нижній край суміщають з розміченим колом і підтягу-

Перед розгортанням рулону телескопа 4 до днища приварюють двотаврові підкладки 3, на які укладають сегментні елементи опорного кільця. Приварювання підкладок проводять тільки після зварювання стиків сегментів і перевірки геометричної форми кільця. На кільце жорсткості наносять лінію розміщення телескопа і через 300-400 мм приварюють кутники обмежувача. Розгортання телескопа виконують на постаменті, висота якого на 30-50 мм більша двотаврових підкладок. Потім встановлюють внутрішні направляючі телескопа, перевіряють їх вертикальність і замикають монтажний стик телескопа за допомогою притискного стояка (рис. 5.17). Гідрозатвори колокола 8 і телескопа 10 монтують блоками. Паралельно з розгортанням корпусу телескопа і встановленням гідравлічного затвора з відставанням на 8-10 м на двотаврових підкладках приступають до розгортання колокола.



Після підйому рулонів встановлюють монтажний стояк 6 і прикріплюють його розтяжками до днища. Монтажний стояк складається з чотирьох елементів: стояка, який служить каркасом для рулону днища, монтажної підставки, хрестовини із швелера і опорного кільця.

**Рис. 5.17.** Притискний стояк для збирання монтажних швів:

- 1 — стінка телескопа;
- 2 — шарнірний стояк;
- 3 — стінка резервуара;
- 4 — трос діаметром 15,5 мм;
- 5 — підкладка (брус)

Монтаж покрівлі газгольдера виконують укрупненими блоками. Весь настил покрівлі з'єднують внапуск. Для монтажу покрівлі застосовують самохідні крани МГК-20 або Е-1004.

Спосіб монтажу зовнішніх направляючих залежить від об'єму газгольдера. Зовнішні направляючі для газгольдерів об'ємом 100, 1000 і 10000 м<sup>3</sup> встановлюють повністю на висоту з нижніми кільцевими балками, для об'ємів 15000 і 20000 — без нижніх кільцевих балок, для газгольдерів об'ємом 6000 і 30000 м<sup>3</sup> — окремо за висотою, причому нижні частини разом з кільцевими площадками під час розгортання рулону, а верхні частини — по дві в панелі після монтажу покриття колокола.

Зварювальні роботи та їх контроль при монтажі газгольдерів проводять аналогічно зварюванню і контролю при монтажі вертикальних циліндричних резервуарів.

Випробування газгольдерів на міцність і герметичність проводять у відповідності з вимогами, викладеними в розділі 11.

### **5.11.2. Монтаж газгольдерів високого тиску (циліндричних і сферичних)**

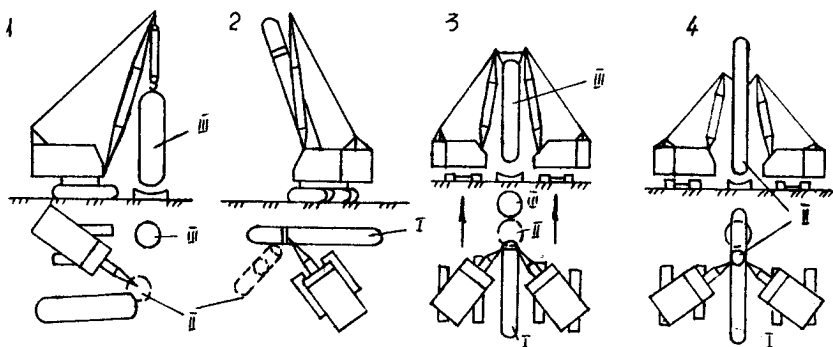
Циліндричні газгольдери повністю виготовляються на заводах металоконструкцій. Вони монтується на будівельному майданчику за допомогою самохідних гусеничних або пневмоколісних кранів. При монтажі вертикальних газгольдерів можуть бути застосовані два методи — метод ковзання і метод повороту.

При підніманні газгольдера у вертикальне положення методом ковзання строповку газгольдера здійснюють за верх або вище центра його ваги. В процесі піднімання нижня частина газгольдера не відривається від землі, а ковзає по ній до певного моменту. Газгольдери можуть підніматись у вертикальне положення і встановлюватись на фундамент одним або двома кранами (рис. 5.18). Причому схема 2 використовується, коли висота газгольдера більша ніж висота піднімання гака. Із положення I поворотом стрілки і одночасним скороченням вантажного поліспада газгольдер піднімають над фундаментом у положення II. Відхилення газгольдера від вертикального положення в процесі піднімання не повинно перевищувати кута  $\alpha_{\max} = 15^\circ$ . Для цього

відстань від центра ваги газгольдера до місця строповки  $a$  вибирають, виходячи з умови

$$a \geq \frac{D}{2tq\alpha_{\max}} \approx 2D, \quad (5.42)$$

де  $D$  — діаметр циліндричної частини газгольдера.



**Рис. 5.18.** Схеми установки вертикальних циліндричних газгольдерів одним (1, 2) або двома (3, 4) кранами:  
I, II, III — положення газгольдера

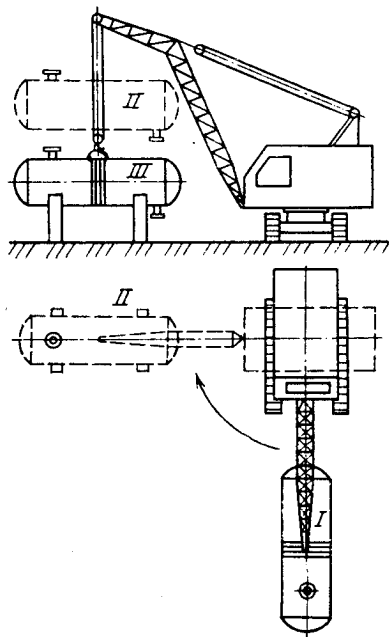
Використання двох кранів при підніманні дозволяє значно розширити діапазон мас і габаритів газгольдерів, що монтуються.

При використанні методу повороту нижню частину газгольдера закріплюють в шарнірі над краєм фундаменту. Метод повороту газгольдерів навколо шарніра дозволяє піднімати газгольдер, навантаження від маси яких на 40 % більше сумарної вантажопідйомності кранів.

Горизонтальні циліндричні газгольдери встановлюються на фундаменти також за допомогою одного або двох кранів шляхом обв'язки стропами (рис. 5.19). Із передмонтажного положення I газгольдер піднімають краном, повертають і переносять у положення II, а потім опускають в проектне положення III на фундамент.

Якщо вантажопідйомність крана недостатня для піднімання газгольдера, то останній монтується двома кранами.

Монтаж сферичних (кульових) газгольдерів має свої особливості. Вони поставляються на монтажний майданчик окремими частинами в контейнерах. Попередньо на



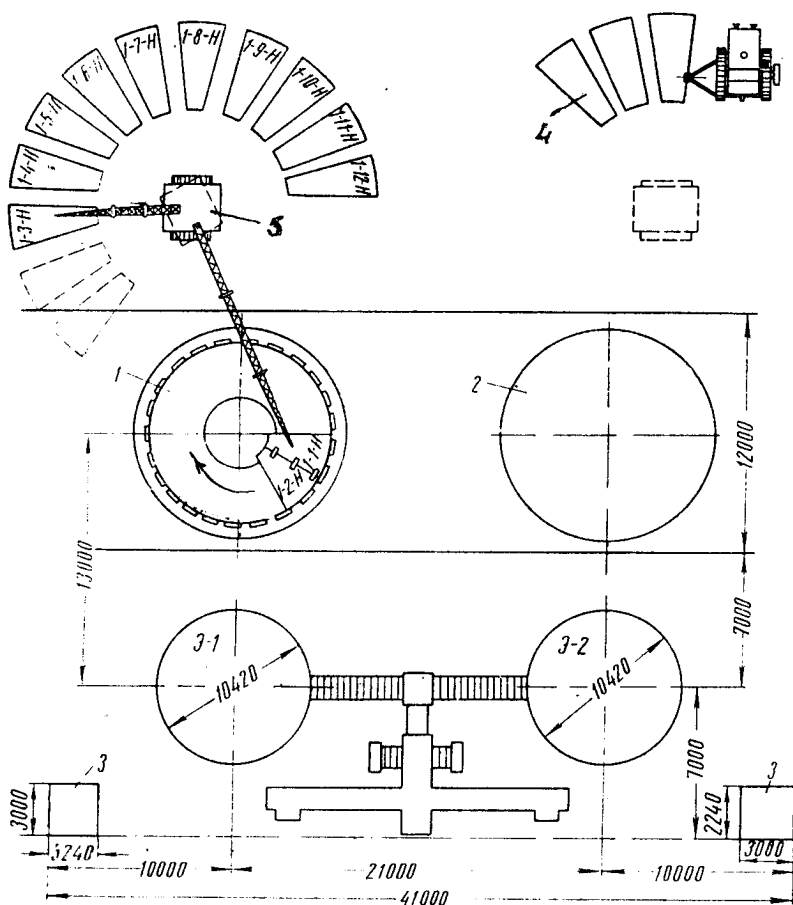
**Рис. 5.19. Схема монтажу горизонтального газгольдера за допомогою крана**

стояка. Пелюстки нижньої півкулі монтують згідно з маркуванням заводу-виготовлювача на стелажах (рис. 5.20), встановлених паралельно до осі фундаментів. На стелажі за допомогою крана і збірних пристосувань збирають нижню напівсферу з окремих пелюстків. Встановлені на стелажі пелюстки з'єднують між собою збірними планками і оправками. Кромки пелюстків повинні бути підігнані так, щоб зазор стику був 3 мм з допуском  $\pm 1$  мм. Правильність збирання пелюстків контролюється спеціальним шаблоном. Перед встановленням останнього пелюстка демонтують центральний стояк і встановлюють у нижній частині півкулі дві взаємно перпендикулярні труби діаметром 159-219 мм для забезпечення жорсткості конструкції при збиранні оболонки.

Монтажні штуцери для строповки нижньої півкулі встановлюють нижче центра ваги, тому при відриві від землі відбувається її перевертання.

заводі-виготовлювача проводять контрольне збирання газгольдера. На монтажному майданчику сферичні газгольдери збираються трьома методами: півкулями, окремими блоками з горизонтальним або вертикальним розміщенням блоків.

Монтаж півкулями застосовують для сферичних газгольдерів будь-якого об'єму. Збирання півкуль з пелюстків, які виготовляються штампуванням, здійснюється на спеціальних стендах з центральним стояком. Стенд складається із рами прямокутної або круглої форми, який на 0,3-0,4 м більший діаметра півкулі. Він виготовляється із двотавра і патрубку для кріплення центрального



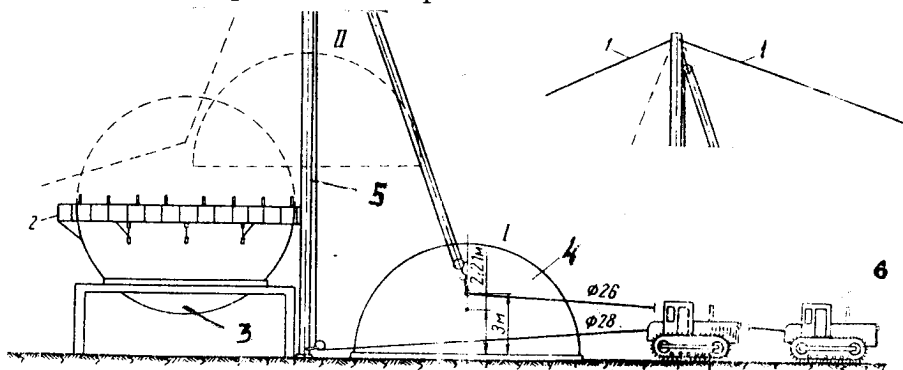
**Рис. 5.20. План розміщення стелажів і фундаментів для монтажу сферичних газгольдерів:**

- 1 — стелаж № 1; 2 — стелаж № 2; 3 — будки ІВП;  
4 — пелюстки напівсфери; 5 — монтажний кран

Для піднімання півкуль використовують два крани або мачи відповідної вантажопідйомності. Перевернута нижня півкуля встановлюється на маніпулятор, змонтований всередині фундаментного кільця, або на саме фундаментне кільце без маніпулятора.

Нижню напівсферу піднімають із положення I у положення II (рис. 5.21). Так як приварені штуцери знаходяться нижче центра ваги, то під дією власної ваги напівсфера перевертається, займаючи положення III, а потім положення IV. В положенні V напівсфера знаходиться в стані рівноваги. В цей момент відтяжки перекидають на другу сторону і починають опускати напівсферу на фундамент — в положення VI.

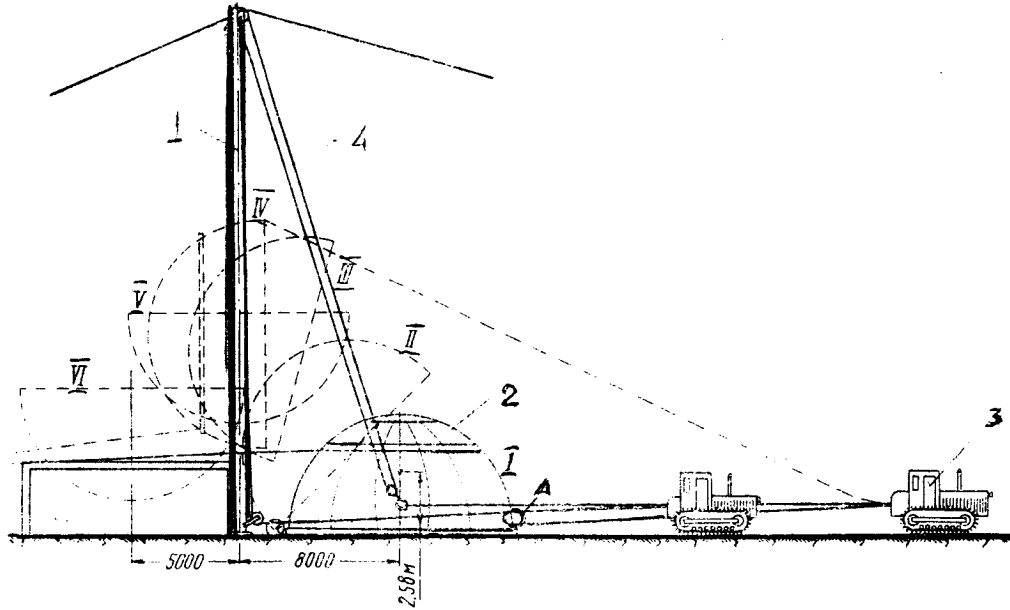
Після збирання верхньої півкулі здійснюють її піднімання із положення I у положення II (рис. 5.22) за допомогою мачи і тракторів. Коли півкуля досягне положення II (верхньої точки піднімання), трактори з відтяжками переводять на ліву сторону і плавно опускають верхню півкулю. Після установки верхньої півкулі на нижню приступають до збирання екваторіального зварного шва.



**Рис. 5.22. Монтажна схема установки верхньої півсфери:**  
 1 — розтяжки діаметром 26 мм; 2 — підмостки; 3 — нижня півкуля; 4 — верхня півкуля; 5 — монтажна мачта; 6 — тяговий трактор

Якщо оболонка монтується на маніпуляторі, зварювання її забезпечується обертанням з заданою частотою і напрямленням. По закінченню зварювання контролюють проектне положення газгольдера і встановлюють опори.

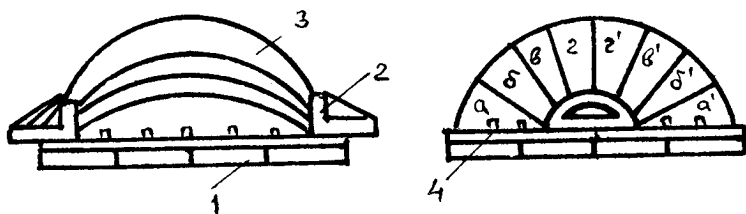
Збирання півкуль із вальцьованих пелюстків проводять на стенді (рис. 5.23), що складається з підвалини у вигляді багатокутної рами 1 і бокових опор 2, які знімаються для фіксації положення торцевих кромek пелюстків 3. Пелюстки  $a$  і  $a'$  ставлять на стенд ребром і за допомогою клинів і обмежувачів 4 вирівнюють підвалину півкулі. Потім монту-ють пелюстки  $b, b'; v', v; g', g$ .



**Рис. 5.21. Монтажна схема установки нижньої півсфери:**

*1 - вантажопідійомна мачта, 2 - нижня півсфера, 3 - тяговий трактор, 4 - піднімальний трос;  
I, II, III, IV, V, VI - положення півсфери при монтажу*





**Рис. 5.23.** Збирання півкулі з вальцьованих пелюстків на стенді:  
 1 — рама; 2 — бокові знімні опори; 3 — пелюстки; 4 — обмежувачі

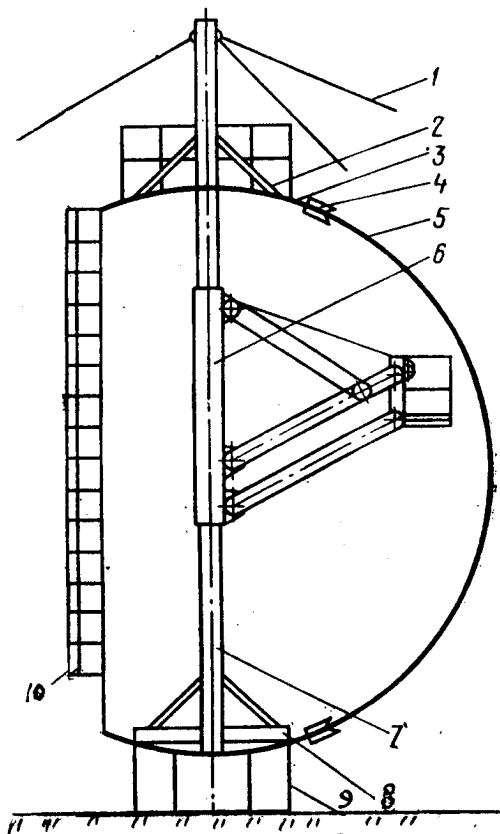
Після збирання пелюстків бокові опори знімають і встановлюють пелюстки днищ. Півкулі з'єднують на маніпуляторі по меридіональних швах.

При вертикальному методі монтажу оболонку монтуєть із дво- і трипелюсткових блоків за допомогою центральної тимчасової опори (рис. 5.24). В кінці стояка закріплюють нижнє і верхнє сферичне днище газгольдера. До стояка закріплюють поворотно-піднімальний пристрій і оглядову драбину, які необхідні для монтажу пелюстків і їх зварювання. Центральний стояк після установки закріплюють розтяжками. Збирання блоків, які складаються з двох-чотирьох пелюстків, проводять на спеціальних кондукторах.

Кондуктор має систему пневмогідравлічних опор для обертання пелюстків та їх подавання для автоматичного зварювання. Після зварювання пелюстків у блоки встановлюють тимчасове ребро жорсткості, розміщують і приварюють пластини, стропові скоби, шайби збірних пристосувань і уловлювачі.

Блоки зварюють між собою і з днищем зварювальним швом, потім перед установкою останнього блока демонтують центральну опору. Після підварки останнього блока на маніпуляторі виконують автоматичне зварювання всіх швів оболонки газгольдера з зовнішньої і внутрішньої сторін.

Монтаж резервуарів з горизонтальним розміщенням блоків проводять на тимчасовій кільцевій опорі, встановленій в середині фундаментного кільця. Блоки збирають також з двох-чотирьох пелюстків за допомогою кондуктора. Зібрану оболонку, зварюють на маніпуляторі, після чого газгольдер встановлюють у проектне положення.



**Рис. 5.24. Збирання сферичного газгольдера при вертикальному способі монтажу оболонки:**

- 1 — розгалки; 2 — планка для закріплення;  
 3 — верхнє днище; 4 — уловлювач; 5 — блок пелюстків; 6 — поворотний піднімальний пристрій;  
 7 — стояк; 8 — нижнє днище; 9 — тимчасова опора; 10 — оглядова драбина

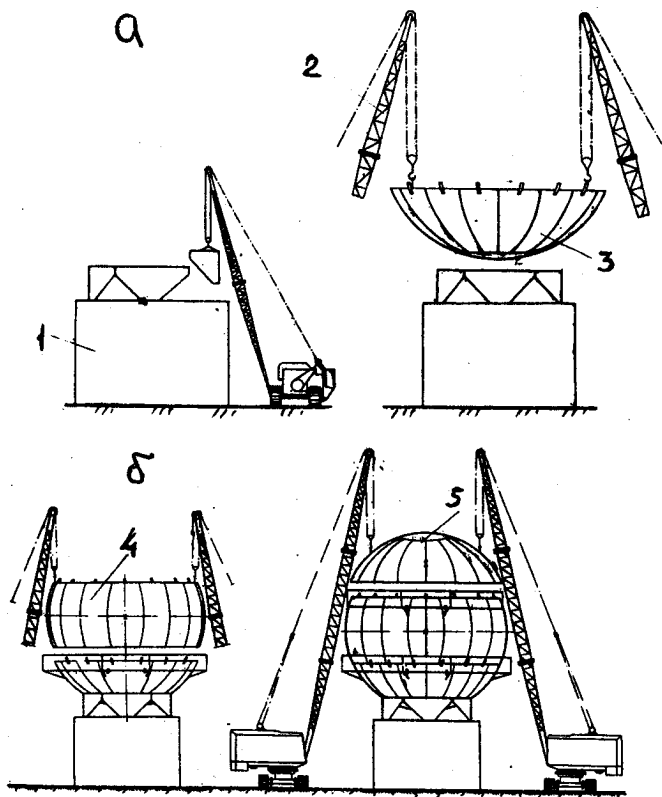
шов між нижньою частиною газгольдера і середнім поясом. Після зварювання кільцевого шва і недоварених ділянок меридіональних швів монтують ліси і приступають до збирання верхнього кільцевого шва. Монтаж, збирання і зварювання верхнього поясу виконують таким же методом, як і нижнього поясу.

У закордонній практиці накопичено великий досвід монтажу сферичних газгольдерів, які широко використовуються у нафтохімічній і нафтогазовій промисловості.

Сферичні газгольдери об'ємом 600 і 2000 м<sup>3</sup>, що працюють під тиском 1,2 МПа у зв'язку з тим, що товщина стінки значна, монтують поясами. Пояси газгольдера (верхній, екваторіальний, нижній) збирають блоками. За допомогою двох мачт або двох кранів готовий до монтажу нижній пояс піднімають і встановлюють на опору (рис. 5.25, а).

Перед підніманням середнього поясу встановлюють ліси для збирання і зварювання кільцевого шва між поясами і приварюють направляючі планки до зовнішньої сторони нижнього поясу (рис. 5.25, б) для встановлення середнього поясу.

Після встановлення середнього поясу, збирають кільцевий



**Рис. 5.25. Монтаж газгольдера з горизонтальним розміщенням блоків:**

*а — установка опор і нижньої півсфери; б — установка середньої і верхньої півсфери; 1 — опорна система; 2 — кран; 3 — нижня півсфера; 4 — середня півсфера; 5 — верхня півсфера*

У Нідерландах елементи оболонки газгольдерів виготовляються методом холодного штампування на пресах потужністю до 400 т. Монтаж оболонок сферичних газгольдерів виконують різними методами, в основному, з попереднім укрупненням в блоки на спеціальних стендах. В таких випадках виконується автоматичне зварювання пелюстків під шаром флюсу або в середовищі інертних газів. При екваторіальних опорах спочатку збирають екваторіальний пояс, а потім до нього приєднують нижню і верхню частини оболонки.

В країнах дальнього зарубіжжя зварювання сферичних резервуарів виконують в основному вручну. Зварювальні ро-

---

боти виконують дуговим зварюванням. Автоматичне зварювання під флюсом застосовується тільки при укрупненні елементів оболонки газгольдерів у блоки.

Для зниження залишкових напружень, викликаних зварюванням, і зниження ймовірності крихкого руйнування сферичних оболонок застосовують термічну обробку елементів, у ФРН - починаючи з товщини 30 мм, в США - з 25 мм, в Англії - з 19 мм.

У США, ФРН, Австрії іноді застосовують термічну обробку всієї сферичної оболонки, для чого її тимчасово покривають теплоізоляцією, а всередину газгольдера подається гаряче повітря або оболонка нагрівається за рахунок горіння в резервуарі рідких або газоподібних палив. У Японії перед приварюванням до пелюстків пристосувань ділянку оболонки прогривають до температури 120-150 °С.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. На які класи розподіляються газгольдери за тиском?
2. Класифікація мокрих газгольдерів.
3. Конструкції мокрих газгольдерів.
4. Розрахунок товщини стінки мокрого газгольдера.
5. Рівняння рівноваги рухомих ланок мокрого газгольдера.
6. Як визначається корисний об'єм і тиск газу у мокрому газгольдері?
7. Конструкції і параметричний ряд об'ємів сухих газгольдерів.
8. Визначення основних параметрів сухих газгольдерів.
9. Циліндричні газгольдери високого тиску (конструкції, параметри).
10. Розрахунок циліндричних газгольдерів високого тиску.
11. Параметричний об'ємний ряд сферичних газгольдерів.
12. Розрахунок сферичних газгольдерів.
13. Основні форми розкрою оболонки сферичних газгольдерів.
14. Які конструкції опор існують для сферичних газгольдерів?
15. Технологія спорудження підвалин і фундаментів під газгольдери.
16. Які методи монтажу газгольдерів низького тиску?
17. Як монтуються сферичні газгольдери?
18. Технологія монтажу циліндричних газгольдерів високого тиску.

## 6. ТЕХНОЛОГІЯ ЗВАРЮВАННЯ СТАЛЕВИХ РЕЗЕРВУАРІВ І ГАЗГОЛЬДЕРІВ

Зварювальні роботи є відповідальним технологічним процесом у монтажі резервуарів і газгольдерів, від якості яких залежить експлуатаційна надійність конструкції.

У вітчизняній і зарубіжній практиці спорудження резервуарів і газгольдерів застосовують різні методи зварювання: ручне електродугове, автоматичне і напівавтоматичне під шаром флюсу, напівавтоматичне порошковим дротом, зварювання з примусовим формуванням шва, зварювання у середовищі вуглекислого газу з застосуванням напівавтоматів. Зварювання всіх основних елементів резервуарів і газгольдерів проводять на постійному струмі. Для зварювання малонавантажених елементів (драбини, огорожі, підкладки) можна застосовувати як постійний, так і змінний струми.

Вид зварювання, порядок накладання зварних швів та розміри їх перерізів, обладнання, що застосовується, і режими зварювання вказуються в технологічних картах зварювання на кожний елемент конструкції резервуара і газгольдера.

Ручне електродугове зварювання здійснюється електродами типу 350А та 360А, марками УОНИ-13/55 та УОНИ-13/65 в наступному режимі (табл. 6.1).

Таблиця 6.1  
Режим зварювання стиків резервуара електродами УОНИ-13/55

Діаметр електрода, мм	Сила струму, А	Напруга, В	Швидкість зварювання, м/год.
4	160 - 200	25 - 30	5 - 6
5	250 - 260	25 - 30	7 - 6

Автоматичне зварювання під флюсом застосовується при монтажі резервуарів для укрупнення окремих листів у блоки і виконанням вертикальних стиків стінки з примусовим формуванням шва. Великий об'єм робіт із застосуванням автоматичного зварювання під шаром флюсу виконується при зварюванні оболонок сферичних газгольдерів. Для автоматичного зварювання застосовують зварюваль-

ний трактор ТС-17М або ТС-35, а напівавтоматичного — напівавтомат ПШ-54.

Для зварювання резервуарних і газгольдерних конструкцій як правило застосовують плавлені флюси АН-346А, АН-346М, АН-22, АН-26С, АН-43, АН-51. Зварювальний дріт застосовується діаметром 2, 3, 4, 5 мм наступних марок: Св-06А, Св-10ГА, Св-06ГА, Св-12ГС, Св-06МХ, Св-10ГА.

При зварюванні днища вертикальних циліндричних резервуарів всі елементи днища за винятком з'єднання сегментів крайок виконують внапуск. Зварювальні роботи на днищі починають після збирання сегментного кільця з крайок. Сегменти крайок збирають встик, після чого полотнища днища приварюють до сегментного кільця. При автоматичному зварюванні сегментів крайок початок шва розміщують на спеціально приварених технологічних пластинах. Основні зварювальні роботи на днищі проводять після вирівнювання полотнищ механічним котком. Окремі рулонні заготовки полотнища з'єднують між собою прихоплювачами довжиною 40 мм з відстанню між ними 200-300 мм. Зварювання з'єднань внапуск на днищі виконують напівавтоматами А-1035М та А-1197П порошковим дротом марки ПП2-ДСК, ПП-АН7 діаметром 2-3 мм і ПП-АН-3 діаметром 3 мм. Зварювання виконують постійним струмом на зворотній полярності на режимах, наведених в табл. 6.2.

Особливо відповідальним процесом при індустріальному методі спорудження резервуарів є зварювання вертикального монтажного шва. Це з'єднання виконується встик з V-подібним розділенням кромки, причому розкриття розділення стику направлено у середину резервуара. Зварювання вертикальних монтажних швів полотнищ стінки здійснюють вручну — ручним дуговим зварюванням. Послідовність зварювання монтажного стику стінки резервуара показана на рис. 6.1.

При спорудженні великооб'ємних резервуарів полистовим методом кількість наплавленого металу при зварюванні швів складає майже 16 %. Вертикальні шви зварюються ручним зварюванням, автоматичним зварюванням під шаром флюсу з примусовим формуванням шва і автоматичним зварюванням під шаром флюсу окремих листів у блоки, що збираються на землі. У зарубіжній практиці будівництва резервуарів крім вищезгаданих способів застосовують напів-

Таблиця 6.2

**Режими напівавтоматичного зварювання стиків порошковим дротом**

Марка дроту	Діаметр дроту, мм	Положення шва у просторі	Тип з'єднання	Товщина зварювального металу, мм	Струм, А	Напруга, В	Швидкість подачі дроту, м/год
ПП2-ДСК	2,3	Нижнє	Стикове	14	300 — 310	26 — 30	362
ПП2-ДСК	2,3	-"	Таврове	10	300 — 300	26 — 30	362
ПП2-ДСК	2,3	-"	Внапуск	7	310 — 320	26 — 30	362
ПП-АНЧ	2,3	-"	-"	7	250 — 300	23 — 25	230-260
ПП-АНЗ	3	-"	-"	6	270 — 300	27 — 29	142
ПП-АНЗ	3	-"	Таврове	10	320 — 350	26 — 31	166

автоматичне і автоматичне зварювання у середовищі вуглекислого газу.

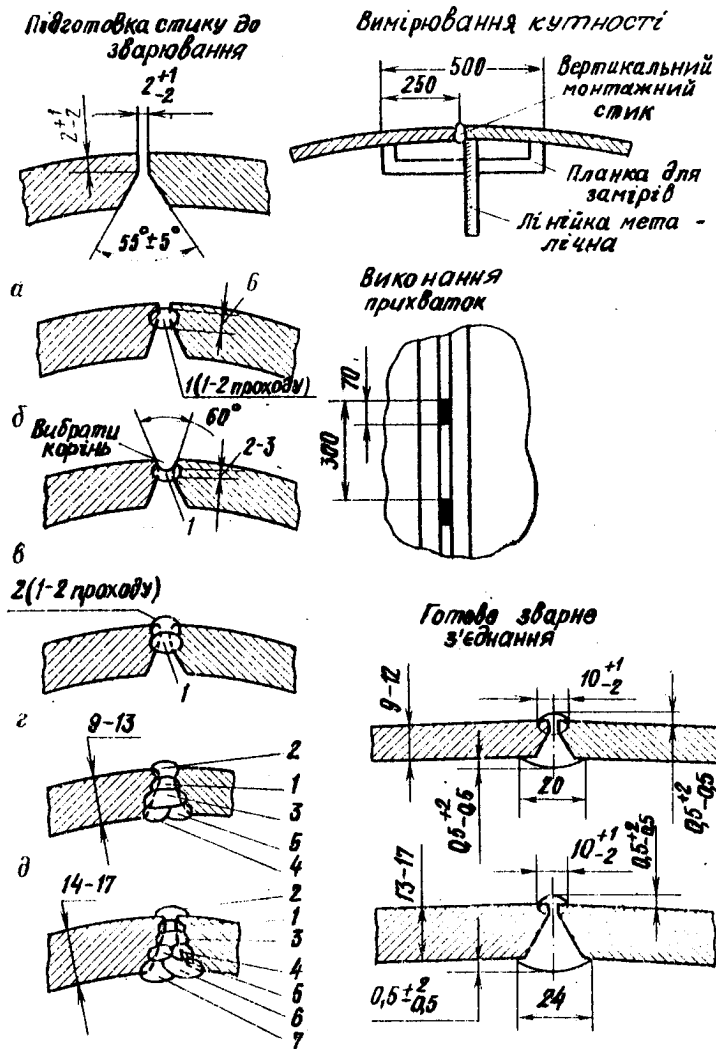
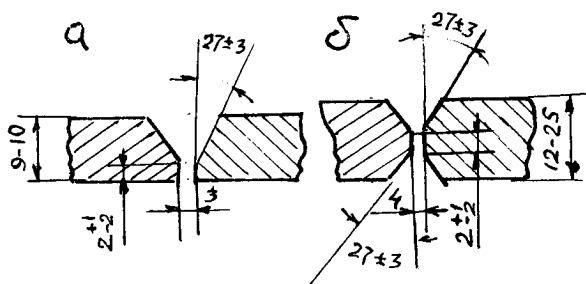


Рис. 6.1. Послідовність (а, б, в, г, д) виконання зварювання монтажний стик стінки резервуара:  
1-7 — порядок накладання швів



Для ручного електродугового зварювання вертикальні стики збирають на нижніх поясах з зазором  $4 \pm 1$  мм, на верхніх —  $3 \pm 1$  мм. Для виконання зварювання стики збирають з *V* та *X*-подібним розділенням кромки (рис. 6.2).



**Рис. 6.2. Підготовка кромки для ручного дугового зварювання вертикальних стиків:**

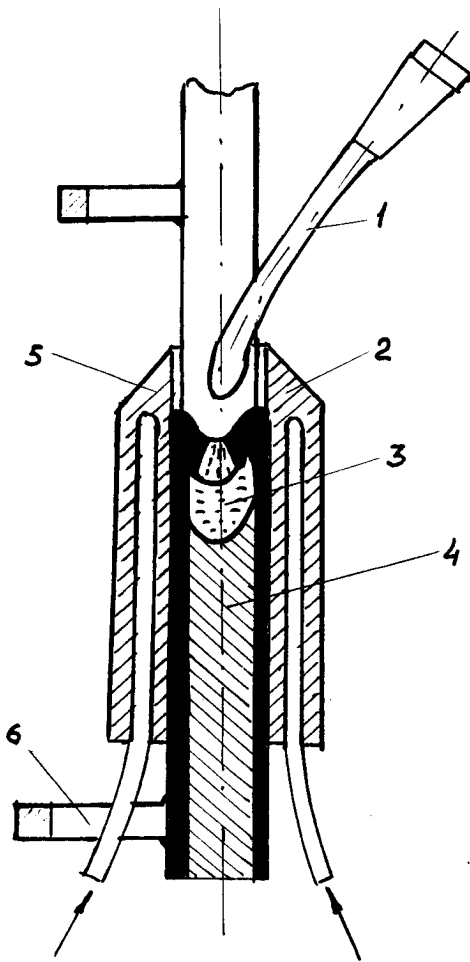
*a* — верхні пояси; *б* — нижні пояси

Зварювання з примусовим формуванням шва дозволяє механізувати з'єднання стиків у вертикальному і горизонтальному положеннях, використовуючи штучне інтенсивне охолодження поверхні розплавленого металу і шлаку. Зварювання застосовують для товщин від 8 до 26 мм (рис. 6.3).

Після перевірки зазора у стикі і зачищення його поверхні з обох сторін листів закріплюють повзуни, які охолоджуються водою. В зону зварювання від подаючого механізму по шлангу підводиться електродний дріт марки Св-06ГА через мундштук. Зварювальний автомат А-620М має мундштук із спеціальним вигинаючим пристроєм, що надає дроту певного радіуса вигину. Кромка листів, що зварюються, не має скосу, і електрод 1 подається таким чином, щоб його вісь співпала з віссю шва. Формування шва 4 здійснюється повзунами 2 та 5, один з яких 5 проходить між *П*-подібними скобами 6. Якість вертикальних швів у значній мірі залежить від регулювання висоти зварювальної ванни 3 між повзунами.

Автоматичне зварювання вертикальних стиків під шаром флюсу з примусовим формуванням шва має високу продуктивність і забезпечує швидкість зварювання від 2,61 до 4,6 м/год. Зварювання проводять в режимах, що залежать від товщини зварювального металу (табл. 6.3).

Для зварювання горизонтальних стиків стінки резервуара, що збирається листовим методом, застосовують на-



**Рис. 6.3. Зварювання стінок циліндричних резервуарів з примусовим формуванням шва:**

1 — електрод; 2 — повзун; 3 — зварювальна ванна; 4 — шов, що формується; 5 — повзун; 6 — П-подібні скоби

виконують із застосуванням постійного струму зворотної полярності в наступному режимі: товщина листів 12-26 мм, зварювальний струм 250-270 А, напруга 25-26 В, швидкість

ступні методи зварювання: ручне, напівавтоматичне зварювання у середовищі вуглекислого газу, автоматичне зварювання з напівпримусовим формуванням шва, яке виконується порошковим дротом. При ручному зварюванні листи збирають з зазором  $4 \pm 1$  мм. Горизонтальні стики нижніх поясів (з товщиною стінки 13-22 мм) мають К-подібне розділення кромки, а верхніх поясів — V-подібне. Для ручного дугового зварювання використовують електроди марки УОНИ-13/65, а УОНИ-13/55.

Для напівавтоматичного зварювання горизонтальних стиків в середовищі вуглекислого газу листи збирають із сталі 09Г2С з зазором  $3 \pm 1$  мм. Всі стики мають К-подібне розділення кромки. Зварюван-

подавання дроту 159 м/год, швидкість зварювання 0,5-3 м/год, витрата газу 10-12 м<sup>3</sup>/хв.

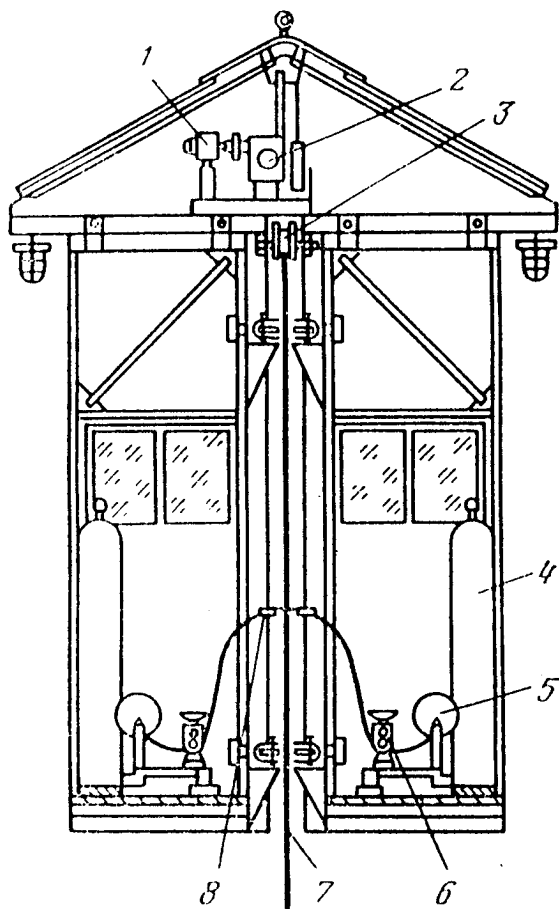
Таблиця 6.3  
Режими зварювання вертикальних стиків резервуарів і газгольдерів з примусовим формуванням шва

Товщина зварювального металу, мм	Діаметр електродного дроту, мм	Напруга, В	Зварювальний струм, А	Швидкість подання дроту, м/год.
12	3	32 — 34	640 — 660	166
14	3	32 — 34	640 — 660	166
17	3	32 — 34	660 — 700	210
19	3	35 — 37	700 — 720	235
22	3	36 — 36	730 — 760	265
26	3	36 — 36	730 — 760	265

Для напівавтоматичного зварювання в середовищі вуглекислого газу застосовують напівавтомати А-765. Горизонтальні шви виконують з використанням спеціальних пересувних пристроїв, що навішуються на стінку резервуара (рис. 6.4). У кожній кабіні встановлюють напівавтомат, балон з вуглекислою, пульт управління з контрольно-вимірювальними пристроями, запас касет з дротом, пересувне сидіння для зварника.

Найбільш розповсюдженим способом виконання горизонтальних сполучень є зварювання порошковим дротом з напівпримусовим формуванням шва одночасно з двох сторін. При цьому способі валик наплавленого металу формується спеціальним пристроєм у вигляді нескінченного ланцюга, складаного з великої кількості мідних блоків (рис. 6.5). Швидкість зварювання залежить від товщини зварювального металу і складає 9,5 — 20 м/год, при зварювальному струмі 400-500 А і напрузі 21-25 В.

Автоматичне зварювання горизонтальних швів порошковим дротом із захистом дуги вуглекислим газом з напівпримусовим формуванням шва може проводитись за допомогою імпоротної установки типу "Циркоматик" (Бельгія) (рис. 6.6). Установка складається з пересувного пристрою 1, автономного джерела зварювального струму 3, автоматичного зварювального обладнання 2 і балона з редуктором 4.



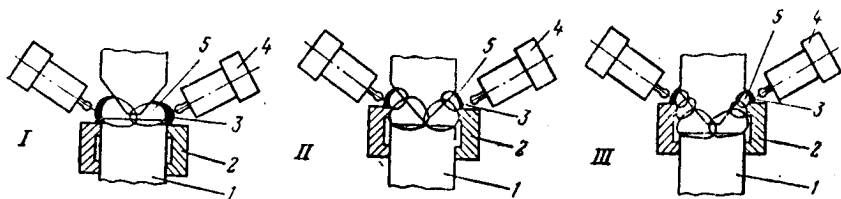
**Рис. 6.4. Пересувна кабіна для напівавтоматичного зварювання горизонтальних швів:**

1 — електродвигун; 2 — редуктор; 3 — привідний ролик; 4 — балон з вуглекислим газом; 5 — касета з дротом; 6 — подаючий механізм; 7 — стінка резервуара; 8 — зварювальна горілка

Пересувний пристрій має ходову каретку з алюмінієвим покриттям.

Полотнища траншейних резервуарів з'єднуються внапуск шириною 40 мм із застосуванням ручного електродугового зварювання і автоматичного зварювання під шаром флюсу. Зварювальні роботи при монтажі мокрих і сухих газгольдерів проводяться аналогічно зварювальному процесу при спорудженні вертикальних циліндричних резервуарів. Зварювання оболонок сферичних газгольдерів здійснюється автоматичним зварюванням під шаром

флюсу, причому для газгольдерів з розрахунковою температурою — 40 °С і нижче застосовують зварювальний дріт СВ-12ГС, СВ-03ГА, СВ-10МХ під флюсом АН-51.



**Рис. 6.5.** Схема процесу зварювання горизонтальних з'єднань з напівпримусовим формуванням шва:

*I-III — порядок заповнення розділки*

*1 — зварювальний метал; 2 — повзун; 3 — шлак; 4 — зварювальна горілка; 5 — зварювальна ванна*

Для зварювання резервуарів і газгольдерів при застосуванні різних методів зварювання використовується широкий діапазон джерел живлення для зварювання — зварювальні агрегати, перетворювачі та випрямлячі (табл. 6.4).

Контроль якості зварних з'єднань при спорудженні резервуарів і газгольдерів проводять вакуумуванням (на щільність), надлишковим тиском повітря з застосуванням мильного розчину (дах резервуарів і газгольдерів), фізичними методами контролю (гама- і рентгенографія). Якість з'єднань внапуск на щільність і при монтажі робочого і технологічного обладнання резервуарів і газгольдерів контролюють за допомогою газової проби. Більш докладно контроль якості зварювальних робіт викладено в розділі 11.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які методи зварювання застосовуються при монтажі резервуарів і газгольдерів?
2. Яке обладнання застосовується для автоматичного зварювання?
3. Технологія зварювання днищ вертикальних резервуарів.
4. Технологія зварювання вертикальних монтажних стиків.
5. Конструкція розділення кромки вертикальних стиків.

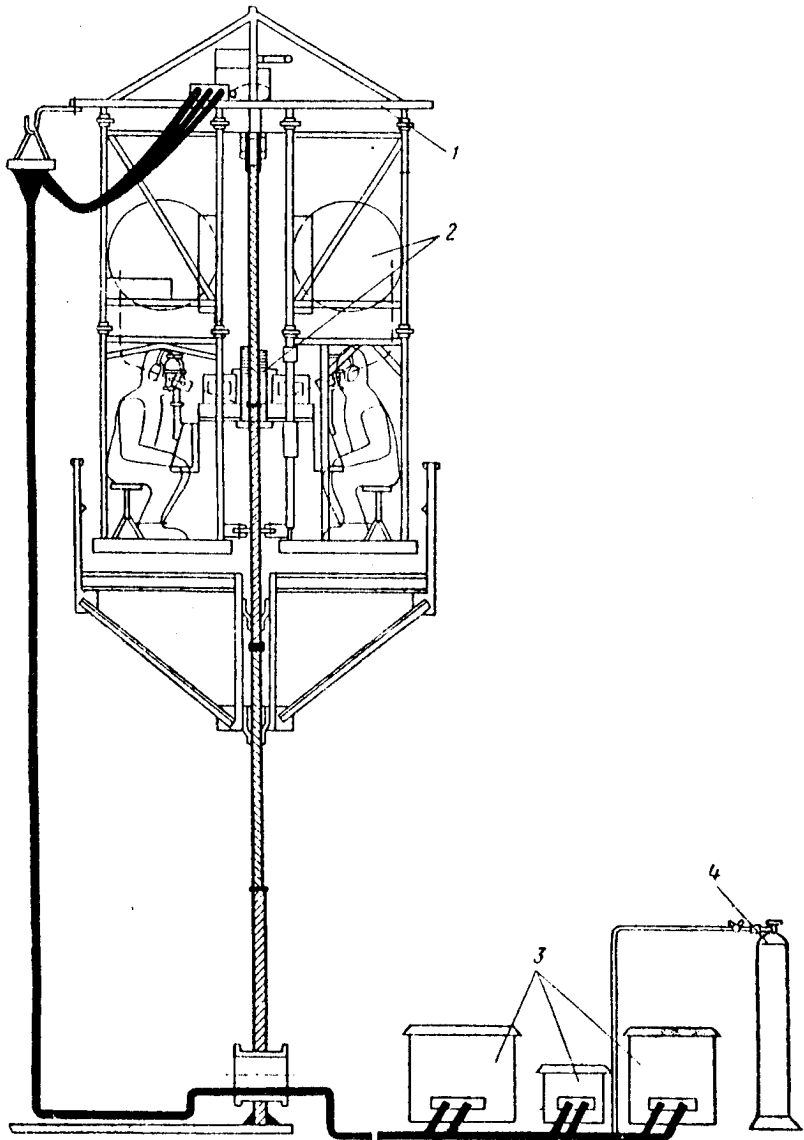


Рис. 6.6. Автоматична установка для зварювання горизонтальних стиків стінки резервуара з напівпримусовим формуванням шва:  
 1 — пересувний пристрій; 2 — автоматичне зварювальне обладнання;  
 3 — автономне джерело зварювального струму;  
 4 — балон з редуктором

## Джерела живлення дуги

Вид і призначення джерела живлення дуги	Тип	Маса, кг
Зварювальний перетворювач для ручного зварювання	ПСО - 120	155
	Те ж ПСО-300-1	400
	"- ПСО-300-3	400
	"- ПС - 500	940
	"- ПСО - 500	760
Зварювальний перетворювач для автоматичного і напівавтоматичного зварювання	ПСГ - 500	500
	Те ж ПСУ - 500	545
Зварювальний агрегат з бензиновим двигуном	АСБ-300-2	650
	Те ж АСБ-300-4	600
Зварювальний агрегат з бензиновим двигуном	АСД - 3 - 1	-
	Те ж АСПД - 500	-
Випрямляч для ручного зварювання	ВД - 101	170
	Те ж ВД - 301	230
	"- ВСС-300-3	240
Випрямляч для автоматичного і напівавтоматичного зварювання	ВС - 300	250
	Те ж ВДГ - 301	210
	"- ВС - 600	350
	"- ВС - 1000	600
	"- ВС - 1000 - 2	650
	"- ВКС-500-1	365

6. Технологія зварювання з примусовим формуванням шва.

7. Технологія напівавтоматичного і автоматичного зварювання горизонтальних стиків.

## 7. МАШИНИ, МЕХАНІЗМИ І ОСНАЩЕННЯ ДЛЯ МОНТАЖУ СТАЛЕВИХ РЕЗЕРВУАРІВ І ГАЗГОЛЬДЕРІВ

В процесі монтажу резервуарів і газгольдерів застосовується велика кількість різноманітних машин, монтажних пристосувань, виду такелажного оснащення, строповки і типу вантажопідйомних механізмів. Ефективність і безпека проведення технологічних операцій при монтажі резервуарних і газгольдерних конструкцій залежить від правильного вибору і розрахунку механізмів і такелажного оснащення.

### 7.1. Сталеві канати, їх вибір і характеристика

Сталеві канати широко використовуються для строповки монтажних елементів при монтажі резервуарних і газгольдерних конструкцій, вантажних кранів, при підніманні або переміщеннях деталей гвинтових розтяжок і т.п. Канати, що застосовуються при будівництві резервуарів і газгольдерів, виготовляються з неоцинкованого дроту діаметром від 0,5 до 3 мм з межею міцності 1400-20000 МПа. З дроту звивають пасма (в основному, 6 пасм), а з пасм звивають канат. Всередині каната при звиванні пасм розміщують органічне (конопляне) осердя, густо промащене мастилом.

Сталеві канати бувають хрестового і одностороннього звивання. У першому випадку напрями звивання дроту у пасма і пасм протилежні, у другому — напрями звивання співпадають. При монтажі застосовують, в основному, канати хрестового звивання, так як вони більш стійкі проти розкручування. Гнучкість каната залежить головним чином від діаметра дроту, тому для вантажних канатів і стропів використовують конструкцію  $6 \times 37 + 1$ , де 6 — число пасм, 37 — число дросинок у пасмі, 1 — органічне осердя. Для вант, розтяжок і відтяжок застосовують більш жорсткі канати конструкції  $6 \times 19 + 1$ , для стропів — конструкції  $6 \times 61 + 1$ .

Кожна бухта каната, що поступає з заводу-виготовлювача, повинна мати паспорт-сертифікат, в якому вказана довжина і маса каната, його конструкція і розривне зусилля. При відсутності паспорта-сертифіката проводять випробування взірця каната на розривній машині у відповідності з існуючими правилами.

Для підбору каната для виконання монтажних робіт його розрахунок проводять за формулою



$$R_k = S_1 \cdot K_{3M}, \quad (7.1)$$

де  $R_k$  — розривне зусилля каната;

$S_1$  — зусилля натягування одного відгалуження каната;

$K_{3M}$  — коефіцієнт запасу міцності (табл. 7.1).

Таблиця 7.1

Значення коефіцієнта запасу міцності

Призначення канатів	$K_{3M}$
Вантажні, стрілові канати для кранів, лебідок, поліспаств, мачт та інших підйомних механізмів з приводом: ручним	4,5
машинним при режимі роботи:	
легким	5,0
середнім	5,5
важким	6,0
Канати для стропів, що мають на кінці інвентарні деталі кріплення до вантажів, і призначені для вантажу масою до 50 т	6,0
Канати для стропів, закріплені на вантаж обв'язкою і призначені для строповки вантажів масою понад 50 т	6,0
Ванти і стяжки	3,5
Канати лебідок для піднімання людей	9,0

Розрахувавши  $R_k$ , за відповідним стандартом підбирають канат, причому для вантажних канатів приймають максимальне розривне зусилля дроту (табл. 7.2).

Підбір, розрахунок, експлуатація і повторне випробування всіх вантажних канатів, розгалок, виготовлених стропів регламентовані "Правилами безпечної експлуатації вантажопідйомних кранів" Держтехнагляду України.

Для з'єднання відрізків канатів, виготовлення інвентарних, кільцевих або багатоланкових стропів застосовують спеціальні затискачі, а також вузли і сукання.

Таблиця 7.2

## Технічна характеристика сталевих канатів

Діаметр каната, мм	Маса каната довжиною 100 м, кг	Маркірувальна група			
		1566	1666	1764	1960
		Розривне зусилля каната в цілому, кН, не менше			
1	2	3	4	5	6
<b>Канат подвійного сукання типу ЛК конструкції 6 x 19</b>					
11	46,2	62,85	66,75	63,6	75,15
12	52,7	71,75	76,2	78,55	85,75
13	59,6	81,25	66,3	89	97
14	72,6	98,95	105	106	118
15	84,4	114,5	122	125,5	137
16,5	102,5	139	147	152	166
18	122	146	176	161,5	198
19,5	140,5	191	203	209	226
21	163,5	222	236	243,5	265
22,5	185	251	267	275	303,5
24	211	287	304,5	314	343
25,5	239	324,5	345	355,5	363,5
27	291,1	365	366	399,5	436,5
28	349	396	421	434	473,5
30,5	384,5	475	504,5	520	567,5
32	422	523,5	556	573	625,5
33,5	501,6	574	610,5	748	666
37	574	683	725	629	616
<b>Канат подвійного сукання типу ТК конструкції 6 x 37</b>					
11,5	42,7	57,5	61	62,6	68
13,5	61,4	62,4	67	69,6	97,7
15	63,5	112	119	122	132,5
18	109	146,5	155,5	159,5	173
20	136	185,5	197	202	219
22,5	170,5	229	243	249	270,5
24,5	206	277	294,5	301	327,5
27	245,5	330,5	351	360	390,5
29	266	387,5	412	422	456

1	2	3	4	5	6
31,5	334	449,5	476	469,5	531,5
33,5	363,3	516,5	546,5	561,5	610
36,5	436	567,5	624	639,5	694
38	492	1130	659	909,5	762,5
39,5	551,5	743	769	603,5	675,5
44,5	630,5	919	971,5	995	1030

Дюгові затискачі ставлять у з'єднаннях з кроком ( $t=6d_k$ , де  $d_k$  — діаметр каната) (рис. 7.1, а). В кінцеві петлі ходових канатів і стропів ставлять коуші (рис. 7.1, б), які запобігають перетиранню каната в петлях. Коуші виготовляють з тонколистової сталі і оцинковують. Розміри коушів залежно від діаметра каната вибирають за ГОСТ 2224-72.

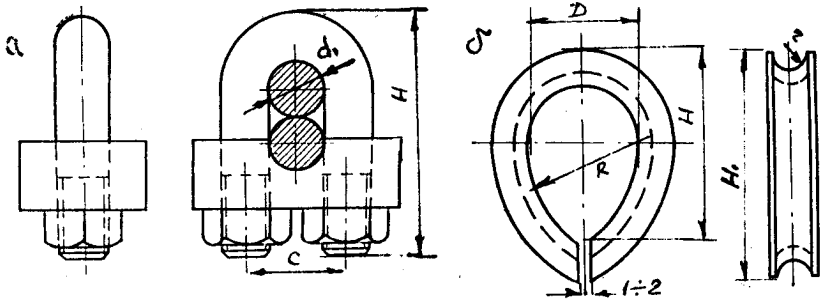


Рис. 7.1. Пристосування для з'єднання сталевих канатів і запобігання його перетирання:  
а — дуговий затискач; б — коуш

Як з'єднуючий елемент окремих вантажо-захоплювальних пристроїв застосовують такелажні скоби (рис. 7.2), розміри яких підбирають, виходячи з діючого зусилля за ГОСТом.

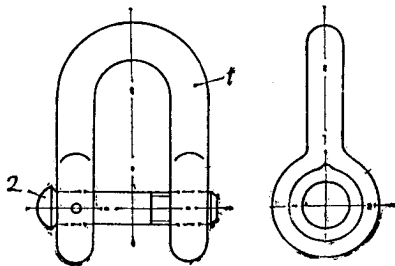


Рис. 7.2. Такелажна скоба:

1 — скоба; 2 — палець

При довготривалій експлуатації сталеві канати зазнають зносу у вигляді обривання частини дроту, а також зменшення діаметра дротинок від стирання і корозії. Норми зносу каната для вибракування наведено у табл. 7.3 і 7.4.

Таблиця 7.3

Число обривів дроту на кроку сукання при вибракуванні канатів

Відношення $D/d^x$	Коефіцієнт запасу міцності		
	3 – 3,5	4 – 4,5	5 і понад
12 – 15	2	4	10
16 – 25	4	3	за Правилами Держнагляду України

<sup>x)</sup>  $D$  – діаметр ролика по осевій лінії каната;  
 $d$  – діаметр каната

Таблиця 7.4

Число обривів дроту при зменшенні їх діаметра від поверхні зносу корозії

Зменшення діаметра дроту, %	Число обривів дроту, % від норм.	Зменшення діаметра дроту, %	Число обривів дроту, % від норм.
10	65	25	60
15	75	30	50
20	70	40	Канат бракують

## 7.2. Траверси для піднімання щитів покриття резервуарів

Щити сферичного покриття резервуарів встановлюють у проектне положення краном за допомогою спеціальних пристроїв – траверс. Траверси в основному виготовляють з труб. В комплект траверси входять відрізки канатів, які з'єднують траверсу з гаком крана. Ці відрізки канатів закріплюються в скобах, приварених до щитів.

Вибір траверс здійснюється за розрахунком.

Порядок розрахунку наступний. Спочатку визначають центр маси щитів покриття за формулою

$$x_c = \frac{h}{3} \left( \frac{b_1 + 2a_1}{b_1 + a_1} \right), \text{ см} \quad (7.2)$$

де  $h, b, a_1$  — геометричні характеристики щита, см.

У відповідності зі знайденим положенням центра маси знаходимо зусилля в канатах, які з'єднують траверсу з гаком крана, для чого будемо силовий трикутник (рис. 7.3), з якого визначаємо зусилля  $S_1$  і  $S_2$ , причому сумарна маса щита і траверси дорівнює

$$N = g(m_{щ} + m_T), \text{кН.} \quad (7.3)$$

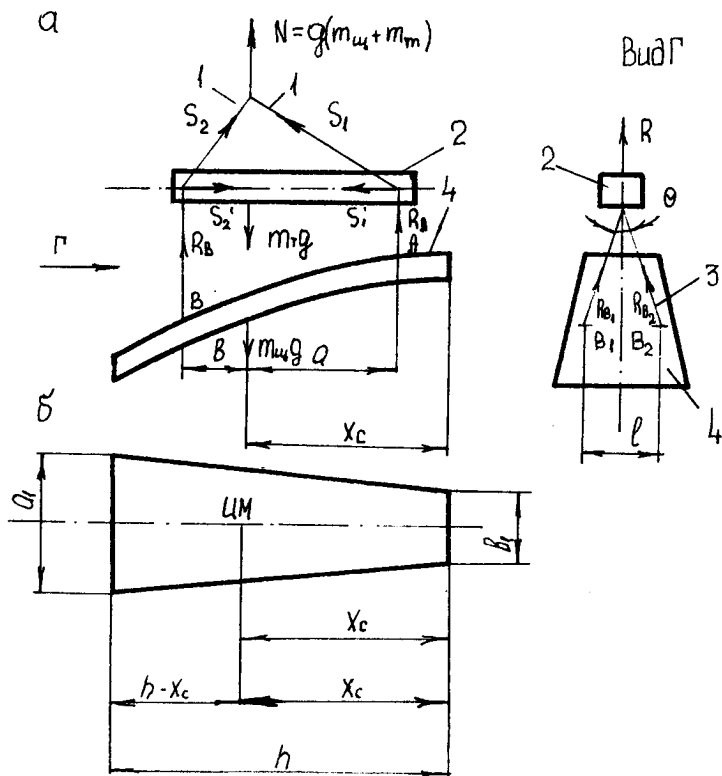


Рис. 7.3. Схема підняття щитів покриття за допомогою траверси:  
 а — розрахункова схема траверси; б — план щита покриття;

1 — канати-стропи на гак; 2 — траверса; 3 — стропи на щит покриття; 4 — щит покриття

Для розрахунку каната вибираємо найбільше із одержаних  $S_1$  і  $S_2$ . Позначимо найбільше зусилля в канаті через  $S$ . За цим зусиллям розраховуємо розривне зусилля за формулою (7.1). За знайденим розривним зусиллям підбираємо канат

відповідного діаметра, розрахункового розривного зусилля з тимчасовим опором на розрив (табл. 7.2).

Знаходимо стискаючі зусилля в балці траверси

$$S'_1 = S_1 \cdot \cos\alpha \quad S'_2 = S_2 \cdot \cos\beta \quad (7.4)$$

де  $\alpha$  і  $\beta$  — кути нахилу канатів до горизонту. Для практичних розрахунків можна прийняти  $\alpha=30^\circ$  і  $\beta=44^\circ$ .

За розрахункове зусилля приймають найбільше  $S_1$  або  $S_2$ . Позначимо це зусилля  $S'$ .

Перевіряємо балку траверси на стійкість

$$\sigma = \frac{S'}{F \cdot K_H} < R_q, \text{ МПа}, \quad (7.5)$$

де  $F$  — площа перерізу балки (труби, з якої зроблена балка траверси),  $\text{см}^2$ ;

$K_H$  — коефіцієнт поздовжнього вигину, який залежить від гнучкості траверси

$$\lambda = \frac{L}{i_{\text{мін}}} < 150, \quad (7.6)$$

де  $L$  — довжина траверси,  $\text{см}$ ;

$i_{\text{мін}}$  — мінімальний радіус інерції перерізу балки траверси,  $\text{см}$ ;

$R_q$  — допустиме напруження сталі, з якої зроблена траверса.

Визначаємо зусилля в канатах, що з'єднують траверсу з щитом у точках  $A$ ,  $B$  і  $B'$

$$\begin{aligned} R_A &= \frac{q \cdot b \cdot m_{\text{щ}}}{a + b}, \\ R_B &= \frac{q \cdot a \cdot m_{\text{щ}}}{a + b}, \\ R_{B'} &= \frac{R_B}{2 \cos \theta/2}, \end{aligned} \quad (7.7)$$

де  $a$  і  $b$  — відстань від центра маси щита до точок прикладання зусиль  $R_A$ ,  $R_B$ ;

$\theta$  — кут між канатами.

З визначених зусиль вибираємо найбільше, зазначимо його  $R$  і за ним розраховуємо канати для кріплення траверси до щита

$$R_k = R \cdot K_{зм} \quad (7.8)$$

За  $R_k$  підбираємо відповідний сталевий канат.

### 7.3. Блоки і поліспасти для монтажних робіт

Для виконання монтажних робіт при спорудженні резервуарів і газгольдерів широко використовуються блоки і поліспасти. Блоки застосовують для зміни напрямлення каната і для комплектації поліспастів. Для зміни напрямлення каната приймають відводні одно- або двороликові блоки (рис. 7.4, а), що мають вантажопідйомність до 15 т. Діаметр ролика відводного блока повинен бути не меншим 10-12 діаметрів каната. Блоки підбирають з таблиць ГОСТу за вантажопідйомністю. Зусилля, що діє на відводний блок (рис. 7.4, б), дорівнює

$$Q = S \cdot K_\alpha, \quad (7.9)$$

де  $S$  — зусилля в канаті, що проходить через блок;

$K_\alpha$  — коефіцієнт, залежно від кута охоплення канатом ролика блока  $\alpha$  (табл. 7.5).

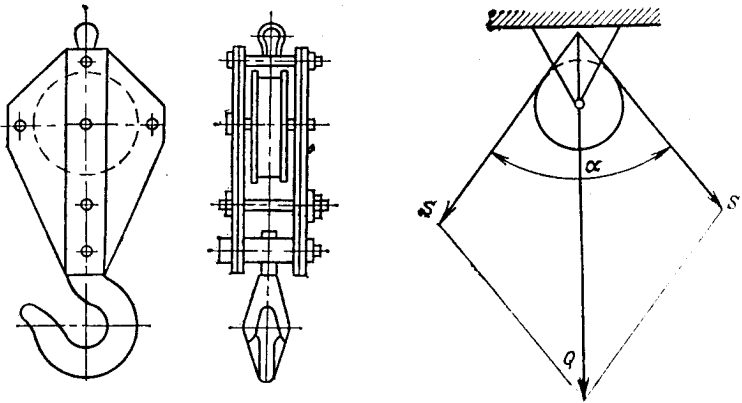


Рис. 7.4. Відвідний блок:

а — однороликовий відвідний блок;  
б — схема зусилля, яке діє на відвідний блок

Значення коефіцієнта  $K_\alpha$ 

$\alpha$ , градус	0	30	45	60	90	120	150	160
$K_\alpha$	2	1,9	1,6	1,7	1,4	1	0,3	0

Для зменшення зусиль в тяговому канаті, а разом з тим і зменшення потужності вантажопідйомного механізму застосовують поліспасти (рис. 7.5), які являють собою систему рухомих і нерухомих блоків, оснащених одним загальним канатом. При роботі поліспасти поряд із зменшенням тягового зусилля у ходовому канаті зменшується і швидкість піднімання  $V_b$  або переміщення вантажу у декілька разів

$$V_b = V_x/n_n, \quad (7.10)$$

де  $V_x$  — швидкість руху ходового каната;  
 $n_n$  — число робочих ниток у поліспасті.

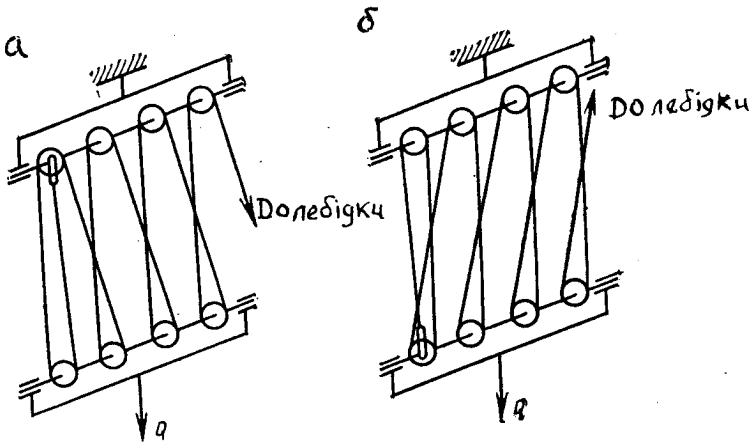


Рис. 7.5. Схеми поліспаств:

а — з закріпленням кінця каната на нерухомому блоці;  
 б — те ж на рухомому блоці

Поліспаст підбирають за максимально необхідною вантажопідйомністю з таблиць ГОСТу. При цьому враховується тягове зусилля яке досягається на вантажопідйомному обладнанні (лебідки). Зусилля у збігаючому кінці поліспасти



$$S = N_{\max} / n_n \cdot \eta \cdot n_p, \quad (7.11)$$

де  $N_{\max}$  — максимальне зусилля у поліспасти;

$\eta$  — коефіцієнт корисної дії ролика: при підшипниках ковзання  $\eta = 0,96$ , при підшипниках кочення  $\eta = 0,98$ ;

$n_p$  — кількість роликів поліспасти: при збіганні ходового кінця з нерухомого блока поліспасти  $n_p = n_n$ , з рухомого —  $n_p = n_n - 1$ .

За знайденим зусиллям підбирають діаметр і тип ходового каната.

#### 7.4. А-подібна стріла для піднімання рулонів стінки резервуара у вертикальне положення

А-подібна стріла являє собою раму, зварену з труб, нижні кінці якої закріплюють на поворотній трубі — осі шарніра, а за верхні закріплюють строповочний канат і обойму рухомих блоків поліспасти. Характеристика труб, що застосовуються для виготовлення А-подібної стріли, подана в табл. 5.10.

Надійність і безпека монтажних робіт за допомогою А-подібної стріли залежать від правильного вибору її конструкції, яка підлягає розрахунку на стійкість.

Для розрахунку А-подібної стріли необхідно знайти зусилля стиснення  $N$ , що діє вздовж стріли (рис. 7.6),

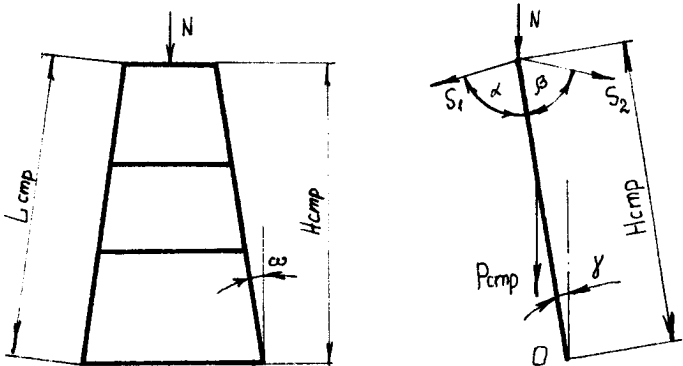


Рис. 7.6. Розрахункова схема А-подібної стріли

$$N = S_1 \cos \alpha + S_2 \cos \beta + \frac{q Q_{\text{ст}}}{2} \cos \gamma + q m_{\text{осн}} \cos \gamma, \quad (7.12)$$

де  $\alpha$  — кут між канатом стропування і стрілою;

$\beta$  — кут між канатом, що утримує верхню обойму поліспасти, і стрілою;

$\gamma$  — кут нахилу стріли від вертикалі;

$Q_{\text{ст}}$  — маса стріли;

$m_{\text{осн}}$  — маса оснастки;

$q$  — прискорення вільного падіння;

$S_1$  — зусилля у стропальному канаті;

$S_2$  — зусилля в утримуючому канаті.

За зусиллям  $N$  визначають зусилля в одній трубі стріли

$$N_1 = N / 2 \cos \omega, \quad (7.13)$$

де  $\omega$  — половина кута між трубами стріли.

Згинальний момент у кожній трубі від дії власної маси

$$M_1 = q m_{\text{тр}} H_{\text{стр}} \sin \gamma / 8, \quad (7.14)$$

де  $m_{\text{тр}}$  — маса однієї труби стріли;

$H_{\text{стр}}$  — висота стріли.

Тоді напруження в матеріалі труби

$$\sigma = \frac{N_1}{F_{\text{оп}}} + \frac{M_1}{W_{\text{хп}}} \leq K_p R_y, \quad (7.15)$$

де  $F_{\text{оп}}$  — площа перерізу труби, нетто;

$W_{\text{хп}}$  — момент опору перерізу труби, нетто, відносно осі  $X$ .

Стійкість труби в площині дії згинального моменту перевіряють за формулою

$$\frac{N_1}{K_H} \leq K_p R_y \quad (7.16)$$

де  $K_H$  — коефіцієнт поздовжнього вигину при позацентровому стисненні, який визначають за табл. 7.6 залежно від умов гнучкості

$$\lambda = \lambda \sqrt{R_y / E} \quad (7.17)$$

і відносно ексцентриситету

$$e_0 = K_{\text{фе}} e F_0 / W_{\text{хп}}, \quad (7.18)$$

де  $K_{\phi}$  — коефіцієнт впливу форми перерізу, який дорівнює 1.1 (для труби);

$e = M_1/N_1$  — ексцентриситет прикладеної сили.

### 7.5. Якорі для закріплення монтажних елементів

Якорі призначені для закріплення: розчалок, котрі підтримують полотнища стінки резервуара при розгортанні; нерухомої обойми блоків поліспасти при підніманні рулонів, лебідок при переміщенні деталей резервуарних і газгольдерних конструкцій.

Таблиця 7.6

Значення коефіцієнта  $K_H$

$\lambda$	$e_0$						
	1	1,25	1,5	1,75	2	2,5	3
5	253	239	225	215	205	136	175
5,5	224	212	200	192	134	170	156
6	196	190	176	172	166	153	145
6,5	176	170	160	155	149	140	132
7	157	152	145	141	136	127	121
8	126	121	117	115	113	106	100
9	103	100	96	96	93	36	35
10	90	65	31	30	79	75	72
11	75	73	71	69	68	63	62
12	62	60	59	59	56	55	54

Якорі можуть бути вантові, пальові, закладні (заглиблені), напівзаглиблені і наземні інвентарні.

При монтажі резервуарів і газгольдерів в основному застосовують напівзаглиблені якорі (навантаженням до 400 кН) при підніманні рулонів і наземні інвентарні для закріплення розчалок із зовнішньої сторони стінки.

Як закладну частину напівзаглибленого якоря використовують залізобетонний блок або блоки масою 1,5-7,5 т. Блок або блоки закладають у ґрунт на рівні поверхні. Навантаження на закладну частину передається через петлю каната або спеціальні тяги. Для збільшення вантажопідйомності якоря на основний блок укладають декілька таких самих блоків, і таким чином збільшують загальну масу якоря (рис. 7.7).

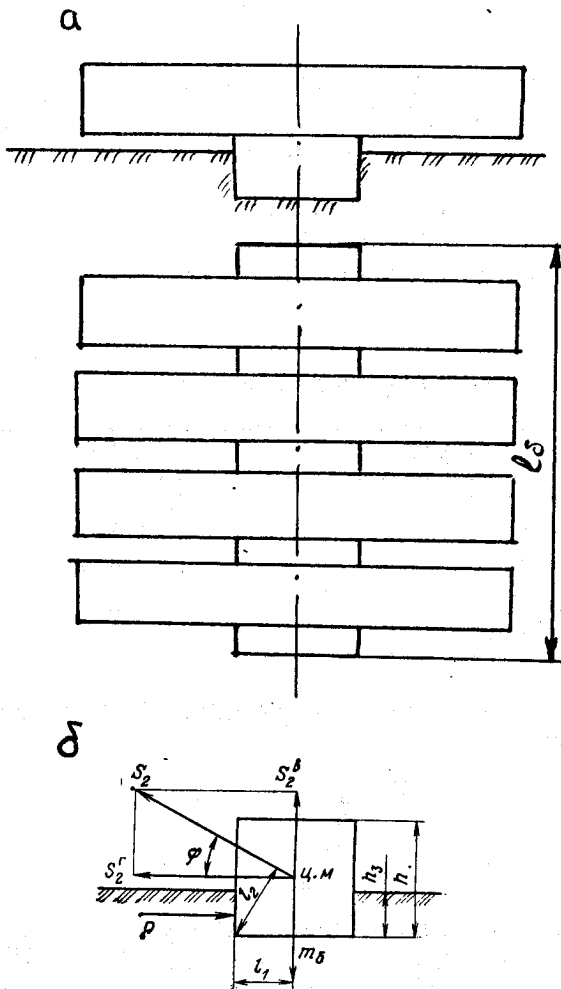


Рис. 7.7. Схема якоря з системою залізобетонних блоків (а) і розрахункова схема напівзаглибленого якоря (б)

Розрахунок напівзаглибленого бетонного якоря виконують в такій послідовності:

1. Визначають вертикальні і горизонтальні складові зусилля в канаті

$$S_2^b = S_2 \cdot \sin \varphi \quad (7.19)$$

$$S_2^r = S_2 \cdot \cos\varphi$$

де  $S_2$  — зусилля, що діє на якір, кН;

$\varphi$  — кут до горизонту, під яким кріплять канат.

2. Знаходимо силу реакції ґрунту на опірну стінку якоря

$$P = h_3 \cdot l_6 \cdot [\sigma_{\text{гр}}], \text{ кН}, \quad (7.20)$$

де  $h_3$  — глибина закладання блока, м;

$l_6$  — довжина заглибленого блока, м;

$[\sigma_{\text{гр}}]$  — допустимий тиск на ґрунт, кН/м<sup>2</sup>, який приймається за табл. 7.7.

Таблиця 7.7

Значення допустимого тиску на ґрунт

Характеристика ґрунту	$[\sigma_{\text{гр}}]$ , Па
Щільний гравій	$(5 \div 6) 10^5$
Щільний пісок	$(3 \div 5) 10^5$
Суха глина	$(3 \div 4) 10^5$
Мокра глина	$(0,5 \div 2) 10^5$
Рослинний ґрунт	$(0,25 \div 0,5) 10^5$

3. Знаходимо мінімальну масу якоря, яка забезпечує його стійкість проти зсуву

$$m_6 = \frac{K_y \cdot S_2^r - P}{K_T} + S_2^b, \quad (7.21)$$

де  $K_y$  — коефіцієнт стійкості якоря від зсуву,  $K_y = 1,4$ ;

$K_T$  — коефіцієнт тертя бетону об ґрунт,  $K_T = 0,45 - 0,7$ .

4. Визначаємо кількість залізобетонних блоків, що складають якір, за формулою

$$n_6 = m_6 / m_1, \quad (7.22)$$

де  $m_1$  — маса одного залізобетонного блока.

5. Перевіряємо якір на стійкість від перевертання відносно ребра  $A$

$$m_6 l_1 > K_y \cdot S_2 \cdot l_2, \quad (7.23)$$

де  $l_1, l_2$  — плечі моментів, що утримують і перевертають якір.

Для малонавантажених елементів застосовують наземні інвентарні якорі, які являють собою бетонний блок або декілька блоків, що працюють за рахунок своєї ваги.

## 7.6. Лебідки для монтажу резервуарів і газгольдерів

Для монтажу резервуарів і газгольдерів застосовуються як ручні, так і привідні лебідки. Ручні лебідки застосовуються для установки і натягування розчалок і вант, переміщення та піднімання невеликих вантажів і локального притискання елементів конструкції при підгонці з'єднань (табл. 7.6).

Таблиця 7.6  
Основні технічні характеристики ручних лебідок

Тягове зусилля, кН	Діаметр каната, мм	Канатомісткість, м	Маса лебідки, кг
10,0	11,0	150	217
20,0	15,5	90	674
30,0	16,0	150	369
40,0	19,5	75	1198
75,0	24,0	120	1325

Електролебідки використовують для піднімання і переміщення більш вагомих деталей і елементів, однак, із-за специфіки процесу монтажу резервуарів і газгольдерів вони застосовуються дуже рідко.

Найбільше розповсюдження знайшли тракторні лебідки. Такі тракторні лебідки як ЛТІІ-КМ а ЛТ2М-80 мають велику мобільність, значне тягове зусилля (65 та 69 кН). Їх застосовують для піднімання рулонів за допомогою А-подібної стріли, перекочування і розгортання рулонів днища, розгортання рулонів стінки з використанням відвідних блоків. Особливу перевагу тракторні лебідки мають при виконанні монтажних робіт у складних умовах.

## 7.7. Вантажопідйомні крани

Для монтажу резервуарних і газгольдерних конструкцій як основні вантажопідйомні машини застосовують самохідні підйомні крани. Ці крани мають високу мобільність, велику маневреність і достатню вантажопідйомність. За-

---

стосування кранів дозволяє підвищити майже в 3-4 рази продуктивність праці на монтажних роботах із значним зменшенням собівартості монтажу.

Для монтажу резервуарів і газгольдерів можуть бути використані: автокрани вантажопідйомністю 3-16 т, крани на шасі автомобільного типу вантажопідйомністю до 25 т, пневмоколісні крани вантажопідйомністю 5-100 т, крани-трубоукладальники, гусеничні крани.

Автокрани вантажопідйомністю 3-16 т і крани на шасі автомобільного типу вантажопідйомністю до 25 т застосовуються для монтажу невеликих резервуарів і газгольдерів об'ємом до 1000 м<sup>3</sup>, розвантаження пакетованих елементів конструкцій і виконання допоміжних операцій (укрупнення щитів покриття, монтаж обладнання і т.п.). В основному застосовують крани К-61, К-64, АК-75, К-104, МКА-16. В табл. 7.9 подано основні технічні характеристики автокранів.

Пневмоколісні крани вантажопідйомністю до 25 т мають широке застосування при монтажі резервуарних конструкцій. До них відносяться крани марки К-124, К-161, К-255, МКП-40 та інші. В табл. 7.10 подані основні дані про пневмоколісні крани.

Гусеничні крани знайшли найбільш широке застосування при спорудженні резервуарів і газгольдерів. Вантажопідйомність цих кранів досягає 250 т, але найбільше розповсюдження мають крани вантажопідйомністю 20-100 т. Гусеничні трактори мають висоту маневреність і можуть бути обладнані стрілою різної довжини. Як правило, за паспортом кожен кран має 4-5 довжин стріл; кожна стріла має свою вантажовисотну характеристику крана. Недоліком цього виду машин можна вважати обов'язкову наявність стійкої підвалини для надійної роботи крана.

Найчастіше при будівництві резервуарів і газгольдерів застосовують крани: МКГ-20, МКГ-25, СКГ-30, СКГ-40, СКГ-63 та СКГ-100 з відповідною вантажопідйомністю 20, 25, 30, 40, 63, 100 т (табл. 7.11).

Для вибору самохідного стрілового крана необхідно брати до уваги наступні вихідні дані: масу і габарити елементів конструкції, що монтуються, необхідну висоту піднімання вантажу; конфігурацію споруди в монтажній зоні; об'єм і технологію виконання монтажних робіт, можливість суміс-

## Технічна характеристика автомобільних кранів

Марка крана	Вантажо- підйом- ність (макси- мальна), т	Довжина стріли, м	Виліт стріли, м	Висота піднімання гака, м	Швидкість піднімання гака, м/хв.	Швидкість пересуван- ня крана, км/год.		
						без ванта- жу	з ванта- жем	
ЛАЗ-690А	3,0	9,0	2,5 — 5,5	6,6 — 5,0	3,5; 12,0	45,0	5,0	
	К-61	6,3	7,35	3,5 — 7,0	7,7 — 4,7	13,5	30,0	5,0
		11,75	4,6 — 10,0	12,0 — 7,9	4,65	30,0	5,0	
К-64	6,3	7,35	3,3 — 6,5	4,7 — 7,5	13,5	30,0	5,0	
		11,75	4,6 — 10,0	12,0 — 4,6	4,35	30,0	5,0	
АК-75	7,5	7,5	2,9 — 7,0	3,0 — 5,2	2,0	40,0	5,0	
		7,5 з надстав- кою 4,5 м	5,09 — 9,0	12,4 — 9,6	7,6	40,0	5,0	
К-104	10,0	10	4 — 10	9,5 — 4,5	3,5 — 9,0	35	5,0	
		13	5 — 16	16 — 10	5,0 — 12,5	35	5,0	
		10	4 — 10	10,5 — 6,0	2,7 — 5,0	до 45	5,0	
МКА-16	16,0	15	5 — 15	15,2 — 6,0	10,0; 19,0	до 45	5,0	
		16	5,5 — 16,0	16,0 — 12,0	10,0; 19,0	до 45	5,0	
		23	7,5 — 20	23,0 — 14,5	6,0; 15,2	до 45	5,0	



Таблиця 7.10

## Технічна характеристика пневмоколісних кранів

Марка крана	Вантажо- підйомність, т	Довжи- на стріли, м	Виліт стріли, м	Висота піднімання гака, м	Швидкість піднімання гака, м/хв.	Швидкість пересу- вання крана, км/год.	
						з ванта- жем	без ван- тажу
К-124	12,0	10	4,2 — 10,0	9,0 — 4,6	4,4 — 4,5	0,9	10,0
		18	6,0 — 17,0	16,6 — 3,7	6,6 — 67,5	0,9	10,0
		22	7,0 — 20,0	20,1 — 11,6	6,6 — 67,5	0,9	10,0
К-161	16,0	10	3,3 — 10,0	3,3 — 3,7	0 — 10	—	15,0
		15	5,0 — 13,5	13,5 — 7,5	—	—	15,0
		20	6,5 — 17,0	13,3 — 11,4	—	—	15,0
		25	7,5 — 23,0	22,6 — 11,4	0 — 50	—	15,0
К-255	25,0	15	4,5 — 14,0	13,0 — 6,4	1,0 — 7,5	—	до 20
		20	5,5 — 20,0	13,0 — 10,2	1,0 — 7,5	—	
		25	6,5 — 20,0	23,0 — 15,2	1,0 — 7,5	—	
МКП-40	40,0	20	3,5 — 15,0	16,0 — 6,0	0,64; 4,35	—	4 — 25
		25	4,6 — 15,0	24,0 — 19,3		—	
		30	5,3 — 17,0	20,0 — 26,0		—	
		35	7,0 — 25,0	35,5 — 30,5		—	

Таблиця 7.11

## Технічна характеристика кранів на гусеничному ході

Марка крана	Вантажопідйомність, т	Довжина стріли, м	Виліт стріли, м	Висота піднімання гака, м	Швидкість піднімання гака, м/хв.	Швидкість пересування крана, км/год.
1	2	3	4	5	6	7
МКГ-20	20	12,5	4,6 — 12,0	12,0 — 7,5	2,9; 6,2	0,62 — 1,35
		22,5	5,5 — 16,2	22,0 — 17,6		
		32,6	7,0 — 17,0	32,0 — 29,0		
МКГ-25	25	12,5	4,0 — 12,0	12,0 — 7,0	0,9; 6,0; 5,5; 16,3	0,75
		17,5	4,0 — 12,7	17,0 — 13,7		
		22,5	4,0 — 14,0	22,0 — 13,5		
		27,5	4,0 — 15,0	27,0 — 23,7		
		32,5	5,0 — 15,0	35,0 — 31,0		
СКГ-30	30	15,0	5,0 — 14,0	14,5 — 6,4	6,0; 22,0	0,7
		20,0	6,2 — 13,0	19,3 — 11,2		
		25,0	7,4 — 23,0	23,5 — 12,6		
		30,0	6,0 — 25,0	26,5 — 16,0		
		35,0	9,6 — 29,0	34,0 — 22,5		

Продовження таб. 7.11

1	2	3	4	5	6	7
СКГ-63	63	15	4,5 – 14,0	22,0 – 11,3	4,25; 0,65; 6,5; 1,3	1,2
		20	5,0 – 17,7	19,2 – 12,4		
		25	5,5 – 19,6	24,2 – 17,5		
		30	6,0 – 19,6	30,0 – 23,6		
		35	6,5 – 13,0	34,2 – 30,7		
		40	7,0 – 23,0	39,6 – 34,5		
МКГ-100	100	21	4,6 – 22,2	20,0 – 7,0	0,5 – 3,0	
		31	5,0 – 23,6	30,0 – 17,0	0,63 – 5,0	
		41	5,5 – 30,6	40,0 – 26,2	1,25 – 7,5	
		51	6,4 – 31,7	79,0 – 56,0		

ництва операцій, необхідності використання оснащення не-серійного виготовлення.

Можливість використання того чи іншого типу крана визначають, виходячи з його вантажовисотних характеристик при необхідній довжині стріли. При виборі довжини стріли необхідно дотримуватись наступних умов: мінімальна відстань від стріли до конструкції об'єкта, що будується, повинна бути 1,5 м; мінімальна відстань вантажу, що піднімається, від стріли — 0,5 м; при повороті крана на 360° відстань об'єкта до його хвостової частини - не менша 1,0 м.

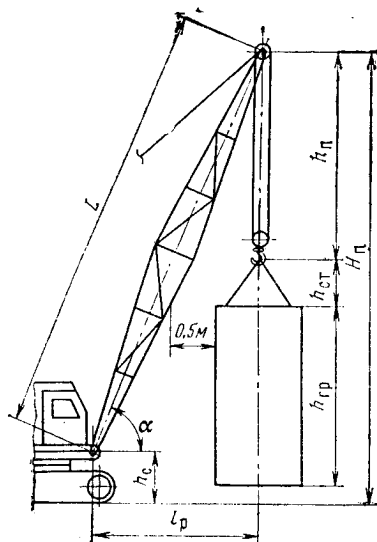


Рис. 7.8. Визначення необхідної довжини стріли крана

При монтажі елементів конструкції резервуара (щити покриття, технологічне обладнання, тощо) довжина стріли крана (рис. 7.8) буде дорівнювати

$$L = \frac{H_n - h_c}{\sin \alpha}, \quad (7.24)$$

де  $H_n$  — повна висота вантажної системи;

$h_c$  — відстань по вертикалі від поверхні ґрунту до осі повороту стріли крана у вертикальній площині;

$\alpha$  — кут нахилу стріли до горизонту

$$H_n = 1,1h_{гр} + h_{ст} + h_n, \quad (7.25)$$

де  $h_{гр}$  — висота об'єкта, що монтується (споруджується) (наприклад, стінка резервуара + фундаменту);

$h_{ст}$  — висота строповки;

$h_n$  — висота грузового поліспата крана ( $h_n \approx 3,0$  м).

$$\alpha = \arctg \frac{H_n - h_{ст}}{l_p}, \quad (7.26)$$

де  $l_p$  — робочий виліт стріли, який дорівнює відстані до центра маси вантажу, що піднімається, з врахуванням наведених вище умов.

Знаючи необхідну довжину крана  $L$ , робочий виліт стріли і масу конструктивного елемента, можна вибрати марку крана за таблицями 7.9 - 7.11 з врахуванням вантажовисотних характеристик.

При підніманні рулону стінки резервуара або газгольдера з переміщенням крана паралельно до його осі висота до осі верхнього блока вантажного поліспада буде

$$H_n = h_\phi + H_p + h_{ст} \quad (7.27)$$

де  $h_\phi$  — висота фундаменту;

$H_p$  — довжина рулону;

$h_{ст}$  — висота строповки і поліспада.

Зусилля на гаку крана  $N_k$  можна визначити за формулою (4.43).

Для перевірки правильності вибору крана будують графік зміни зусиль на гаку залежно від переміщення крана (або кута  $\varphi$  — кута між горизонталлю і віссю рулону при підніманні). Якщо зусилля на гаку не перевищує паспортної вантажопідйомності, то кран вибраний правильно.

## 7.8. Шарнір для піднімання рулонів

Для піднімання рулону методом повороту з допомогою  $A$ -подібної стріли або самохідним краном застосовують шарнір (рис. 7.9), що являє собою конструкцію, складену з двох поворотних труб, до однієї з яких закріплюється  $A$ -подібна стріла, до середньої частини другої — рулон. Рулон укладають нижнім кінцем на спеціальне ложе, приварене до поворотної труби, і обтягують канатом навколо нижнього кінця і вздовж шарніра до строповочного захоплювача. Канати в обох напрямках обтягують гвинтовими стяжками (талперами). Стropовочний захоплювач — струпцину закріплюють у верхній частині верхнього торця рулону при підніманні  $A$ -подібною стрілою і у нижній — при підніманні самохідним краном. Опорну плиту шарніра приєднують до днища за допомогою декількох планок.

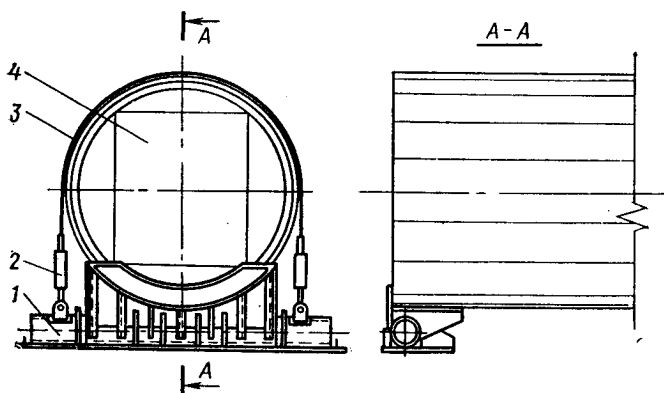
Переріз планок і переріз зварних швів, якими планки приварені до днища і плити шарніра, перевіряють на дію

горизонтального зусилля, що виникає в момент відриву рулону від підкладної клітки

$$N_r = S_1 \cdot \cos \alpha_1 \quad (7.28)$$

де  $S_1$  — зусилля у строповочному канаті;

$\alpha_1$  — кут нахилу строповочного каната до осі рулону.



**Рис. 7.9. Шарнір для піднімання рулону:**

1 — вісь шарніра (труби); 2 — талпер; 3 — закріплення рулону;  
4 — рулон

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які конструкції канатів застосовуються для монтажу резервуарів і газгольдерів?
2. Як підбирається канат для монтажних робіт?
3. Вибір траверси для монтажних робіт.
4. Як підбираються блоки і поліспасти?
5. Розрахунок  $A$ -подібної стріли.
6. Як розраховується якір для закріплення монтажних елементів?
7. Які типи кранів застосовуються для монтажу резервуарів і газгольдерів?
8. За якими параметрами здійснюється вибір вантажо-підйомних кранів?
9. Шарнір для піднімання рулонів: конструкція, призначення.

---

## 8. ЗАЛІЗОБЕТОННІ РЕЗЕРВУАРИ

### 8.1. Загальні відомості, призначення і класифікація залізобетонних резервуарів

У світовій практиці для зберігання нафти, нафтопродуктів, води широкого застосування поряд із сталевими резервуарами набули залізобетонні резервуари.

В Україні їх з успіхом експлуатують в резервуарних парках насосноперекачуючих станцій нафтопроводу "Дружба", перевальних нафтобазах. Особливо такі резервуари знайшли своє місце при зберіганні мазуту на теплових електростанціях, а також в системах водопостачання і каналізації. З успіхом конструкції залізобетонних резервуарів експлуатуються в Росії, США, Франції, Норвегії, Швеції, Алжирі, Данії та інших.

Застосування залізобетонних резервуарів обумовлено рядом деяких важливих техніко-економічних переваг у порівнянні зі сталевими резервуарами: висока корозійна стійкість бетону, що значно знижує втрати нафти і нафтопродуктів; економія значної кількості сталі при спорудженні залізобетонних резервуарів: для залізобетонних резервуарів об'ємом 10000-30000 м<sup>3</sup> витрата сталі на 1 м<sup>3</sup> об'єму складає 5-6 кг, а для резервуарів об'ємом 100000-120000 м<sup>3</sup> — лише 3-4 кг; значне зниження втрат від випаровування при довготривалому зберіганні нафти і світлих нафтопродуктів завдяки значному зменшенню амплітуди коливань температури у резервуарі; значна економія площ забудови, так як відстань між стінками сусідніх резервуарів у групі може бути знижена до 1 м; значно більша довговічність залізобетонних резервуарів, яка обумовлена перш за все високою корозійною стійкістю бетону; недефіцитність бетону, який на 60 % складається з місцевих будівельних матеріалів (щебеню, гравію, піску).

Однак поряд з переліченими перевагами залізобетонні резервуари мають і суттєві недоліки: велика трудомісткість різноманітних будівельно-монтажних робіт (опалубних, арматурних, бетонних, монтажних, земельних та інших), що, тягне за собою збільшення строків будівництва порівняно зі строками монтажу сталевих резервуарів; значна маса резервуара, приблизно в 6 разів перевищує масу сталевих резервуарів такої ж місткості, що веде до збільшення транспорт-

них витрат, а також до збільшення вартості будівельно-монтажних робіт; високі вимоги до технології будівництва, так як будь-яке порушення технології може призвести до утворення тріщин і, як наслідок, до порушення герметичності резервуара.

Особливі вимоги до будівельного майданчика, так як конструкція дуже чутлива до нерівномірного осідання. Грунти повинні бути однорідними, щільними, рівень ґрунтових вод повинен бути на 2-3 м нижчий відмітки днища.

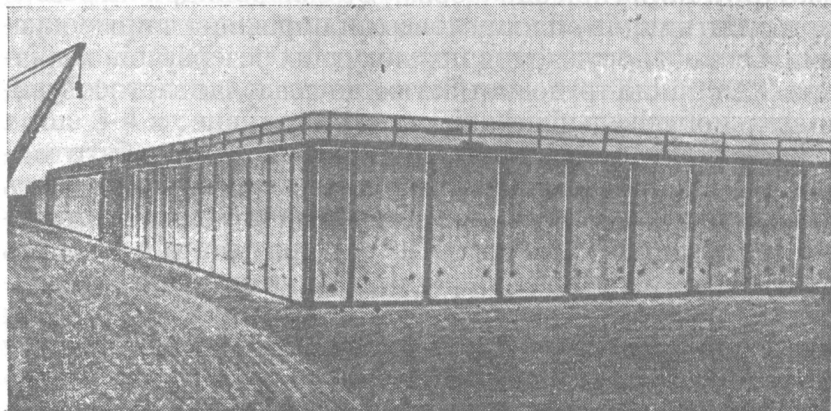
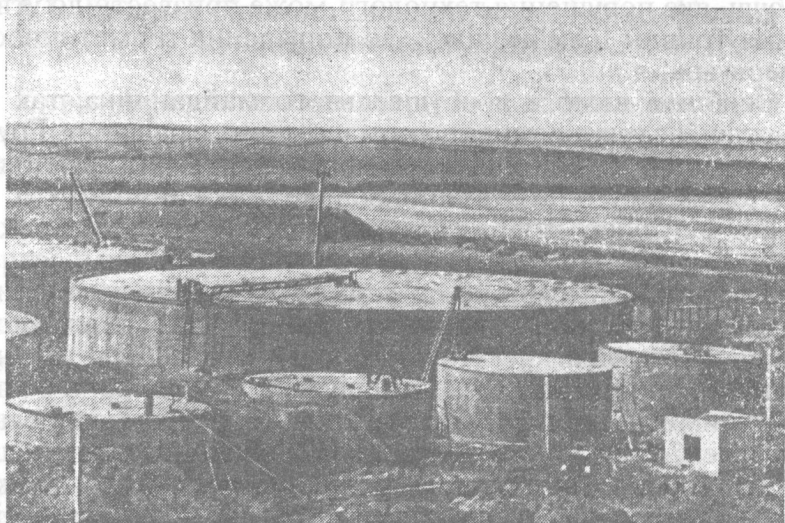
Всі залізобетонні резервуари можна класифікувати за різними ознаками.

За формою у плані резервуари можуть бути циліндричними і прямокутними, при цьому кожна з форм конструкцій має свої позитивні і негативні ознаки (рис. 8.1). Так, циліндричні резервуари мають деякі переваги у порівнянні з прямокутними: по-перше, можливість створення попередніх напружень стискання в циліндричній оболонці корпусу, що дає можливість уникнути утворення тріщин в бетоні і використовувати їх для зберігання світлих нафтопродуктів і сірчанистих нафт; по-друге, менші витрати матеріалів (бетону, арматури), так як при однаковому об'ємі циліндричні резервуари мають меншу площу поверхні порівняно з прямокутними. Однак спорудження прямокутних резервуарів відрізняється меншою трудомісткістю, що дозволяє застосовувати загальнобудівельні деталі.

За способом спорудження резервуари можуть бути монолітні і збірно-монолітні. Монолітні резервуари являють собою єдиний моноліт з бетону, армований єдиним сталевим арматурним каркасом. Такі резервуари хоч і мають більш високу газо- і водонепроникність і жорсткість, але відрізняються високою трудомісткістю і великими строками спорудження, необхідністю виконання на будівельному майданчику значного об'єму бетонних і арматурних робіт.

На практиці, в основному, широко застосовуються збірно-монолітні залізобетонні резервуари, в яких днища, як найбільш відповідальна частина, виконані монолітними, а корпус зібраний з окремих стінових панелей (для корпусу) і плит (для покриття). Стінки між панелями і плитами замонічують шляхом зварювання випусків арматури і заповнення зазора між елементами мілкозернистою бетонною сумішшю.





**Рис. 8.1.** Загальний вигляд залізобетонних резервуарів:  
*а* — циліндричного; *б* — прямокутного

За розташуванням відносно рівня поверхні землі резервуари можуть бути заглиблені (підземні), напівзаглиблені і наземні. В заглиблених резервуарах покриття знаходиться нижче рівня поверхні землі на 0,2 м. Напівзаглиблені резер-

---

вуари розташовуються таким чином, що їх покриття знаходиться над рівнем поверхні землі на висоті не більшій половини висоти корпусу. Наземні резервуари повністю розташовуються вище рівня поверхні землі. На практиці найбільшого застосування набули заглиблені резервуари, які відрізняються високою пожежостійкістю і значною стабільністю температурного режиму в робочому просторі. Висока пожежостійкість дозволяє скоротити відстань (пожежні розриви) між резервуарами і, як наслідок, зменшити розміри земельних ділянок, що відводяться під резервуарні парки, а також скоротити протяжність внутріпаркових комунікацій. Стабільність температурного режиму в робочому просторі заглиблених резервуарів дозволяє значно скоротити втрати нафти і нафтопродуктів від випаровування, а менша теплопровідність дозволяє тривалий час зберігати температуру підігрітого мазуту і забезпечити його зливання із резервуара без додаткового підігріву.

## **8.2. Циліндричні залізобетонні резервуари**

Циліндричні залізобетонні резервуари мають форму циліндра, обмеженою по висоті. Такі резервуари мають значно більше розповсюдження порівняно з прямокутними, що пояснюється їх деякими техніко-економічними перевагами. По-перше, циліндрична форма цих резервуарів дозволяє здійснити утворення попередніх напружень стискання в бетоні днища, корпусу і покриття. Наявність попередніх напружень стискання в бетоні (днища) значно підвищує його тріщиностійкість і гарантує відсутність тріщин в бетоні днища і корпусу. Це дозволяє розширити застосування залізобетонних резервуарів. В залізобетонних резервуарах без попереднього напруження відсутність тріщин в бетоні не гарантується, а це сприяє проникненню агресивних парів сірчаної нафти до сталевій арматури і до подальшого її корозійного руйнування. Окрім цього, із-за наявності тріщин в бетоні різко підвищується його газопроникність, що робить неможливим використання залізобетонних резервуарів без попереднього напруження для зберігання світлих нафтопродуктів і нафт. По-друге, циліндрична форма резервуара порівняно з резервуарами прямокутної форми при однаковому їх об'ємі забезпечує менші витрати матеріалів (бетону і арматури).

Для циліндричних залізобетонних резервуарів розроблений і використовується на практиці уніфікований ряд за об'ємом і габаритними розмірами (табл. 8.1).

**Таблиця 8.1**  
**Уніфікований ряд циліндричних залізобетонних резервуарів**

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Діаметр, м	Висота, м	Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Діаметр, м	Висота, м
100	6	3,6	5000	42	4,6
250	9	3,6	6000	30	7,6
500	12	4,6	10000	42	7,6
1000	16	4,6	20000	54	9,0
2000	24	4,6	30000	66	9,0
3000	30	4,6	40000	76	9,0

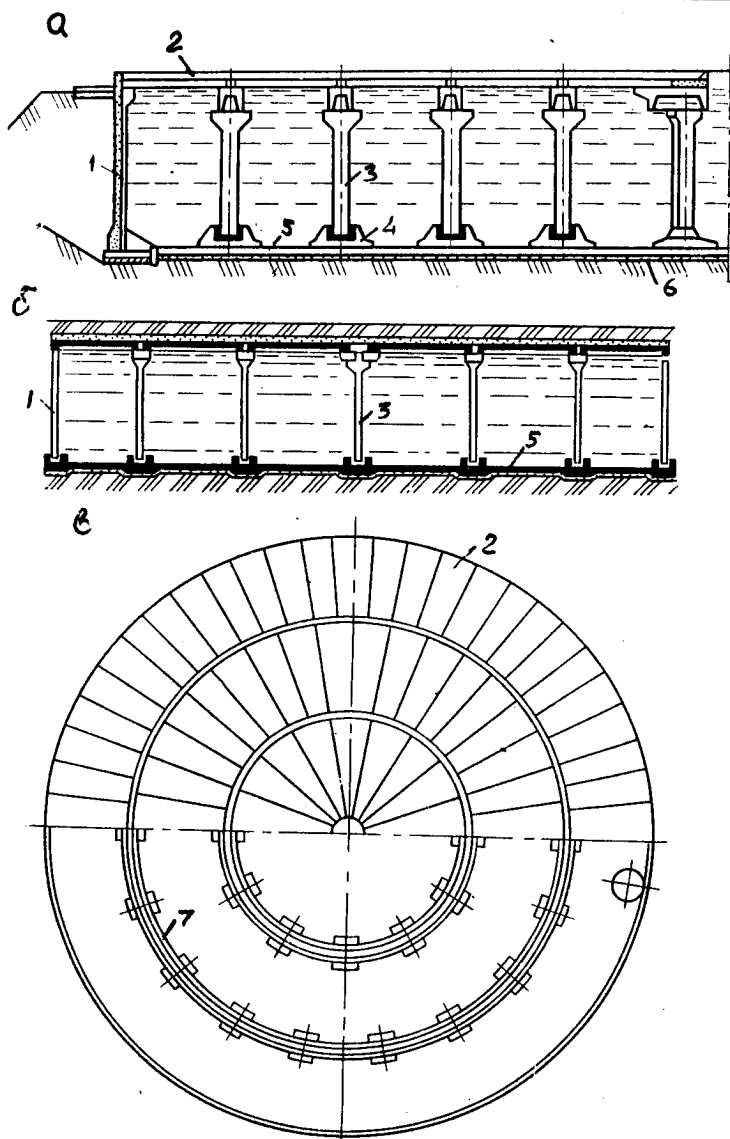
Для зберігання нафти рекомендується застосовувати циліндричні залізобетонні резервуари об'ємом 1000, 3000, 5000, 10000, 20000, 30000 та 40000 м<sup>3</sup>, а для зберігання нафтопродуктів (мазуту) — об'ємом 1000, 3000, 5000, 10000 та 20000 м<sup>3</sup>. Найбільше розповсюдження на практиці одержали збірно-монолітні циліндричні залізобетонні резервуари, в яких днище виконане монолітним, а корпус і покриття — зібрані з окремих елементів (стінові панелі, плити покриття).

Циліндричні залізобетонні резервуари за конструктивними особливостями розділяються на дві групи:

резервуари з попередньо напруженими стінкою, днищем і покриттям (для зберігання нафти і нафтопродуктів);

резервуари з попередньо напруженою стінкою, але без попереднього напруження монолітного днища і збірного покриття (для зберігання води і мазуту) (рис. 8.2).

Циліндричні залізобетонні резервуари як першої, так і другої груп складаються з монолітного днища, збірного циліндричного корпусу (із залізобетонних панелей) і збірного покриття, складеного із несучих і огорожуючих конструкцій. Між цими групами резервуарів існують деякі конструктивні відмінності.

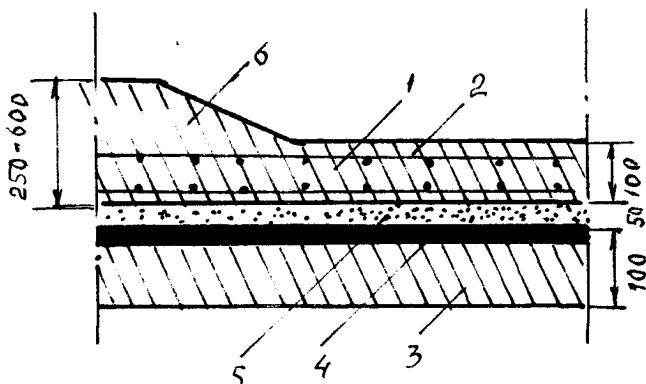


**Рис. 8.2. Конструкція залізобетонних резервуарів:**

*а — з попередньо напруженою стінкою, днищем і покриттям; б — з попередньо напруженою стінкою, але без попередньо напруженого днища і покриття; в — план покриття;*

*1 — стінка; 2 — покриття; 3 — колони; 4 — підколоники (фундаменти під колони); 5 — днище; 6 — бетонна підготовка; 7 — попереківі балки по колонах*

Розглянемо конструкцію повністю попередньо напружених резервуарів, тобто резервуарів, що відносяться до першої групи. Передусім в цих резервуарах, на відміну від резервуарів другої групи, інша конструкція монолітного залізобетонного днища (рис. 8.3), яке складається з бетонної підготовки, шару сухого піску (товщиною 50 мм), гідроізоляційного шару з двох шарів пергаменту на бітумі і власне монолітного днища з залізобетону.



**Рис. 8.3. Конструкція днища залізобетонних попередньо напружених резервуарів:**

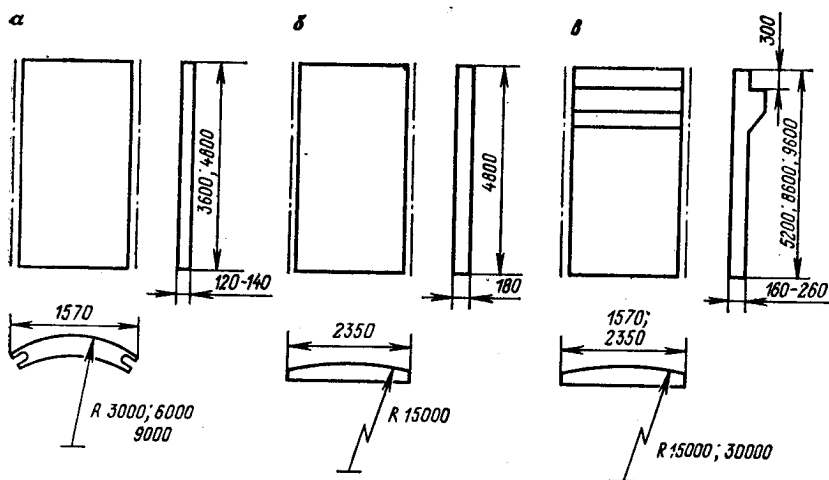
- 1 — монолітне днище; 2 — арматура; 3 — бетонна підготовка;  
 4 — гідроізоляційний шар (два шари пергаменту з бітумом);  
 5 — шар сухого піску; 6 — потовщення днища в місцях встановлення стінки і колон

Бетонна підготовка являє собою шар важкого бетону (марки М50) товщиною 100 мм. Її вкладають на попередньо ущільнену укаткою ґрунтову основу. Бетонна підготовка служить проміжним шаром між ґрунтовою основою і власне монолітним днищем і призначена як для захисту днища від проникнення ґрунтових вод, так і для підвищення рівномірності передачі тиску від резервуара на ґрунт.

Шар сухого піску на бетонній підготовці призначений для зниження сил тертя при переміщенні ділянок днища по бетонній підготовці під час створення попередніх напружень. За рахунок наявності прошарку піску коефіцієнт тертя бетону днища і бетонної підготовки знижується до 0,6, що і полегшує процес ковзання днища. На шар піску вкладають

ковдру, яка складається з двох шарів пергаменту з проклеюючою швів бітумом. Ковдра з пергаменту попереджує попадання вологи в пісок при укладці і твердінні бетону днища. Монолітне днище циліндричного резервуара — суцільна (монолітна) плита з залізобетону товщиною 100 мм. На днище через фундаменти-підколонники опираються колони, які є несучими елементами балок покриття. В місцях спирання колон товщину днища збільшують на 250 мм. На периферійну частину днища опирають панелі циліндричного корпусу. Периферійну частину днища, що стикається з стінкою панелей, потовщують до 600 мм для збільшення площі контакту панелі і торцевої поверхні днища з метою передачі тиску на нього при створенні попередніх напружень. Панель корпусу опирається на кільцеву монолітну або збірну плиту із залізобетону (кільцевий фундамент). Між поверхнею бетонної підготовки, шаром піску і плитами кільцевого фундаменту вкладають прокладку із шлакової повсті, обгорнутої пергаментом. Бетон монолітного днища резервуара ущільнюють подвійним армуванням арматурними сітками з високоміцного дроту класу В-II діаметром 5 мм. Подвійне армування бетону днища необхідне для прийняття навантажень, які діють як зверху (вага рідини, що зберігається в резервуарі), так і знизу (для підпору ґрунтових вод). Потовщену периферійну частину і підколонні ділянки днища армують каркасами із стержневої арматури класу А-III діаметром 5 мм. Конструкція днища в циліндричних залізобетонних резервуарах для зберігання води і мазуту дещо відрізняється від розглянутої вище (див.рис. 8.3). По-перше, між днищем і бетонною підготовкою відсутній шар сухого піску, так як в цьому випадку не відбувається попереднього напруження бетону днища. По-друге, застосовується друга конструкція вузла спряження стінки корпусу і днища. Панелі корпусу при цьому опираються через кільцеву канавку на потовщену частину днища. Після закінчення монтажу панелей корпусу і попереднього обтискання зазори в кільцевому пазі замонолічують дрібнозернистим бетоном. Слід зазначити, що на верхню поверхню днища (з попереднім і без попереднього напружень) наносять шар так званої надбетонки з дрібнозернистого бетону. Надбетонка має нахил  $i = 0,005$  (або 5 мм на 1 м) від центра днища до периферії для полегшення зачищення.

Корпус циліндричного залізобетонного резервуара зібраний з уніфікованих стінних панелей. Використовують два види панелей у вигляді скорлуп і з криволінійною зовнішньою і плоскою внутрішньою поверхнями (рис. 8.4). Панелі-скорлупи мають однакову товщину по ширині та висоті і виконані за радіусами, які відповідають зовнішньому і внутрішньому радіусам корпусу резервуара. Такі панелі застосовують для циліндричних резервуарів діаметром до 13000 мм, тобто об'ємом до 1000 м<sup>3</sup>. Необхідність виконання зовнішніх поверхонь панелей корпусу за радіусами пов'язана з технологією створення попередніх напружень шляхом обгортки циліндричного корпусу високоміцним дротом. Строго циліндрична зовнішня поверхня забезпечує щільне і рівномірне прилягання дроту при обгортці корпусу, рівномірність товщини стінки по ширині панелей — економію бетону. Однак виготовлення панелей-скорлуп відрізняється підвищеною трудомісткістю, що обмежує їх застосування.



**Рис. 8.4. Конструкції стінних панелей циліндричних залізобетонних резервуарів:**

*а — у вигляді "скорлуп"; б — плосковипуклі;  
в — плосковипуклі з консолю*

Другий тип панелей з криволінійною зовнішньою і прямолінійною внутрішньою поверхнями застосовують для циліндричних резервуарів, які мають корпус радіусом понад

13000 мм і об'ємом понад 1000 м<sup>3</sup>. При цьому зовнішня поверхня корпусу має циліндричну форму, а внутрішня поверхня — форму багатогранника. Панелі корпусу циліндричного резервуара виготовляють з попередньо напруженого залізобетону, причому попередні напруження в бетоні панелей складають в напрямі поздовжньої осі. Для панелей використовують бетон проектної марки М300 і арматуру класу А-ІУ. Застосовують два різновиди панелей: безконсольні (для резервуарів діаметром до 24000 мм) і консольні (для резервуарів діаметром понад 24000 мм). Консоль панелей призначена для спирання крайніх плит.

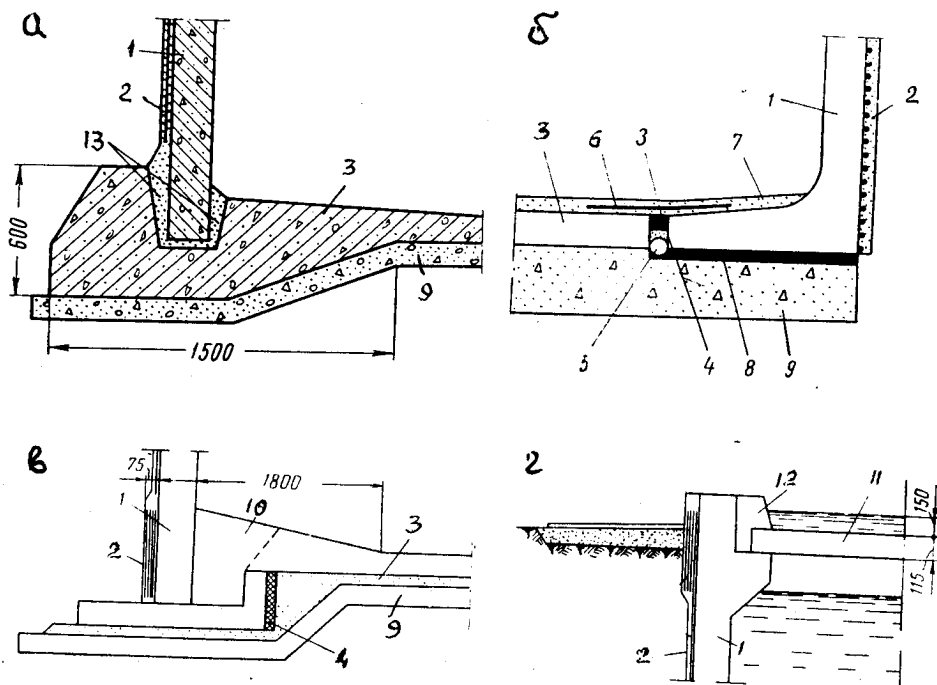
Уніфікований ряд стінних панелей корпусу циліндричних резервуарів включає три типорозміри: для резервуарів об'ємом 1000 та 3000 м<sup>3</sup> (висотою 4300 мм); 5000 та 10000 м<sup>3</sup> (висотою 7600 мм); понад 10000 м<sup>3</sup> (висотою 9000 мм).

Висота стінних панелей приймається кратною 0,6 м товщині панелей 120, 140, 160, 180, 200 та 260 мм. Ширина панелей приймається кратною числу  $\pi$ :  $\pi/2$  (1,57 м) та  $3/4 \pi$  (2,35 м), включаючи ширину зазору  $150 \div 200$  мм між панелями. Це необхідно для укладки цілого числа панелей по довжині кола корпусу. Панелі з'єднують між собою шляхом зварювання в зазорах випусків арматури внапуск з подальшим замоноличуванням порожнин стиків дрібнозернистою бетонною сумішшю. Нижню частину панелей з'єднують з днищем резервуара замоноличуванням дрібнозернистим бетоном в кільцевому пазі (для резервуарів без попереднього напруження днища) або шляхом опирання панелей на кільцеву монолітну фундаментну плиту з фіксуванням їх проектного положення зварюванням закладних сталевих деталей (для резервуарів з попереднім напруженням днища) (рис. 8.5).

На консоль у верхній частині панелі опирають периферійні плити покриття, а стик між торцем плити і панеллю замоноличують шляхом установки арматури і заповнення зазора дрібнозернистою бетонною сумішшю. Для забезпечення попереднього напруження бетон корпусу обмотують з натягом високоміцного сталевого дроту. Якщо попереднє напруження створюють не тільки в бетоні корпусу, а й в днищі і покритті, то нижню і верхню частини поверхні корпусу на рівні днища і покриття обмотують додатковими шарами високоміцного сталевого дроту. Для захисту набитих на корпус шарів напруженого дроту від корозії поверхню корпусу



покривають шаром дрібнозернистого бетону (цей бетон називають торкрет-бетоном, так як його наносять на поверхню панелей розпилюванням, тобто торкретируванням). Загальна товщина шарів торкрет-бетону — 25-30 мм.



**Рис. 8.5. Конструкції вузлів спрężення елементів залізобетонних резервуарів:**

*а* — прямокутної стінової панелі з днищем; *б* — L-подібної стінової панелі з днищем; *в* — прямокутної стінової панелі резервуарів об'ємом 30 тис. м<sup>3</sup>; *г* — стінової панелі з покриттям;

- 1 — стінова панель; 2 — напружена арматура з захисним покриттям (торкретом); 3 — монолітне днище; 4 — азбоцементний розчин;  
 5 — дренажна перфорована трубка; 6 — арматурна сітка;  
 7 — надбетонка; 8 — ковзаний шар із рубероїду на бітумі;  
 9 — бетонна підготовка; 10 — пристінна ділянка, замонолічена бетоном марки 300; 11 — плита покриття; 12 — замонолічений бетонний пасок; 13 — шов замонолічування стінових панелей

Покриття циліндричних залізобетонних резервуарів виконано з плит, вкладених на балки, які в свою чергу спираються по колу на опорні поверхні консолей колон. Колони через фундаменти-підколонники спираються на поверхню днища. На поверхні плит розміщують огорожуючі конструкції покриття, до складу яких звичайно входять: цементна стяжка, гідроізоляційна ковдра (два шари рубероїду і шар насипного ґрунту). Конструкція покриття визначається видом і властивостями рідини, яка зберігається в резервуарі, а також наявністю або відсутністю попередніх напружень у диску покриття. При зберіганні в циліндричних резервуарах рідин, які не містять легкокипаровуючих фракцій (мазут, вода), застосовують ненапружені покриття. В такому випадку в покритті резервуарів використовують трапецієподібні і прямокутні в плані ребристі плити. При зберіганні в циліндричних резервуарах рідин, що містять легкокипаровуючі фракції (світлі нафтопродукти, нафта), до герметизації покриття ставляться жорсткі вимоги, а для диску покриття застосовуються спеціальні плоскі плити прямокутного поперечного перерізу трапецієподібні в плані. Застосовують п'ять типорозмірів плоских плит, які забезпечують покриття резервуарів об'ємом 1000-40000 м<sup>3</sup>: ПП-1 (центральні), ПП-2, ПП-3, ПП-4, ПП-5 та ПП-6. Плити ПП-5 та ПП-6 одного типорозміру. Схема розміщення плоских плит покриття циліндричних резервуарів об'ємом 1000-40000 м<sup>3</sup> приведена на рис. 8.6. В центрі покриття встановлюють так звану круглу центральну плиту, що складається з двох плит ПП-1. Ця плита спирається безпосередньо на опорні поверхні чотирьох опорних колон. Після монтажу плит ПП-1 центральну частину їх замоноличують встановленням арматури і заповненням бетону. Окрім того центральна плита служить опорою для плит ПП-2. Плити периферійних рядів спираються на балки, встановлені на колони, а плити крайнього периферійного ряду одним кінцем — на консолі панелей корпусу, другим кінцем — на балки.

Балки, на які спираються плити покриття, мають П-подібний переріз з опорною поверхнею шириною 900 мм. Широка опорна поверхня таких балок дозволяє різко скоротити необхідне число типорозмірів плит покриття і обмежити їх п'ятьма. Довжина балок стандартна — 6 м. Балки встановлюють на опорні поверхні колон і закріплюють зварюванням сталевих закладних деталей. Стики між балками замо-

нолічують дрібнозернистою бетонною сумішшю. З'єднанням балок утворюють опорне кільце-багатогранник, на яке опираються плити покриття. Колони резервуарів — залізобетонні стержні прямокутного перерізу (як правило, 300 x 400 мм). Верхній кінець колони являє собою розширену двоконсольну опорну частину розміром 1000 x 400 мм. Нижній кінець колони встановлюють в стакані фундаменту-підколонника з замоноличуванням зазорів дрібнозернистою бетонною сумішшю. Фундаменти-підколонники передають навантаження від конструкцій покриття на потовщені ділянки днища.

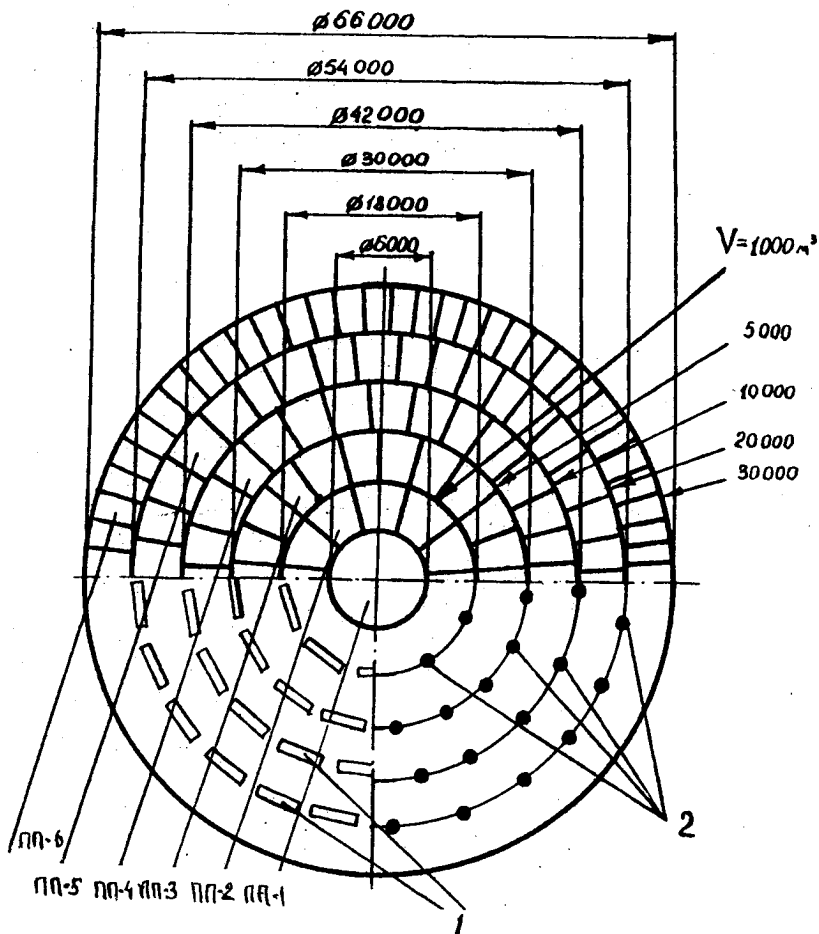


Рис. 8.6. Схема розміщення плит покриття, балок 1 та колон 2 циліндричних залізобетонних резервуарів

Розміри і конструктивні схеми збірних залізобетонних елементів конструкцій, які застосовуються для спорудження циліндричних резервуарів, наведено на рис. 8.7 і в табл. 8.2.

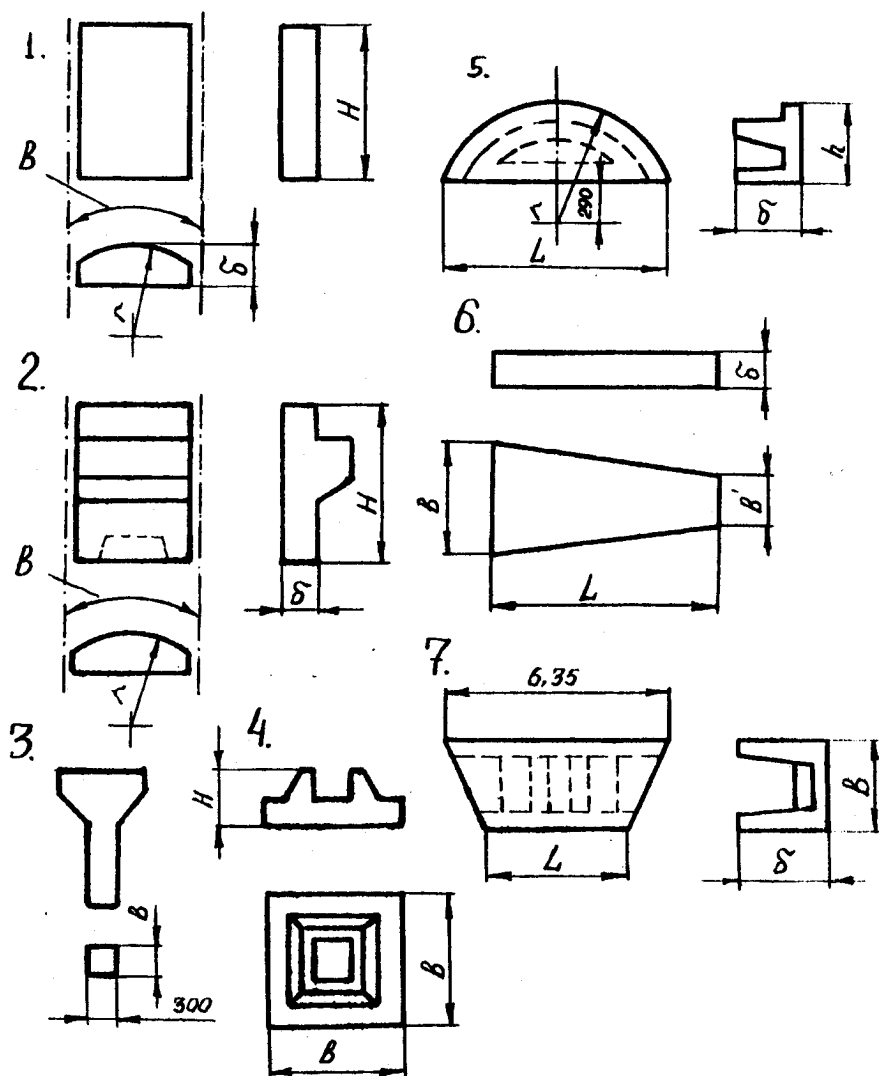
Таблиця 8.2

Розміри елементів конструкцій циліндричних залізобетонних резервуарів

Номер схеми (див.рис. 8.7)	Номінальні розміри, м				Маса виробу, т
	$H(L)$	$b$	$\delta$	$r$	
1	4,6	2,25	0,16	15,0	2,9
2	5,2	1,57	0,16	15,0	3,0
	6,6	2,35	0,20	15,0	9,1
	9,6	2,35	0,16 ... 0,26	30,0	10,5
3	7,2	0,40	-	-	2,4
	4,3	0,40	-	-	1,5
	6,16	0,4	-	-	2,7
4	0,5	1,5	-	-	1,4
5	6,7	3,06	0,56	3,25	6,0
6	5,9	0,62 ... 2,9	0,12	-	3,3
	5,9	1,73...2,972,1	0,12	-	4,2
	5,9	2 ... 3,0	0,12	-	4,6
	5,9	2,45 ... 3,0	0,12	-	4,6
7	5,7	0,9	0,6	-	2,7
	6,0	0,9	0,6	-	2,6

Герметизація покриття залізобетонних резервуарів досягається за рахунок монтажу.

Структура огорожуючих конструкцій покриття залежить від властивостей рідини, що зберігається в резервуарі (рис. 8.8). Якщо резервуар призначений для зберігання темних нафтопродуктів (мазуту) і води, то огорожуючі конструкції покриття складаються з цементної стяжки, двох шарів рубероїду і ґрунтової засипки товщиною 250 мм. В резервуарах для зберігання нафти і світлих нафтопродуктів



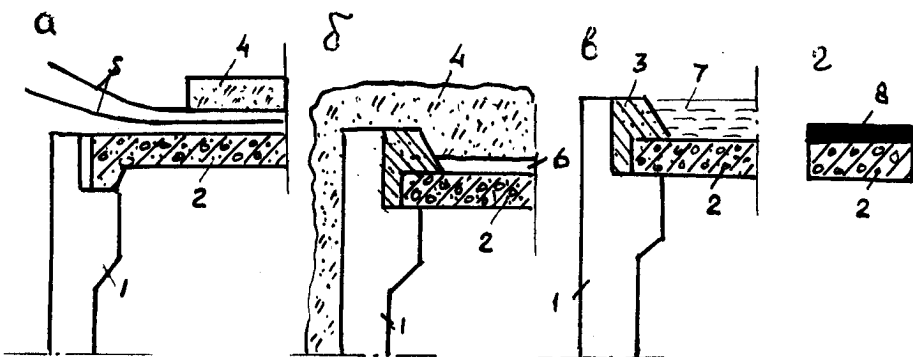
**Рис. 8.7. Конструктивні схеми збірних елементів циліндричних залізобетонних резервуарів:**

1 — стінова панель; 2 — стінова панель з консольною опорою;

3 — колона; 4 — башмак (фундамент під колону);

5, 6 — панель перекриття; 7 — плита

застосовують два види огорожуючих конструкцій: без водяного екрану і з водяним екраном. В першому випадку на поверхню плит наносять суцільний шар з дрібнозернистого бетону товщиною 40 мм. На цей шар вкладають насипний ґрунт товщиною 250 мм. В огорожуючих конструкціях покриття з водяним екраном на попередньо напружені з замоноличеними стиками плити покриття наливають шар води товщиною 150 мм. Вода проникає в бетон на глибину 20-40 мм, що значно знижує його газопроникність.



**Рис. 8.8. Схема огорожуючих конструкцій покриття залізобетонних резервуарів:**

*а* — в резервуарах циліндричних і прямокутних для зберігання води і мазуту; *б* — в циліндричних резервуарах для зберігання нафти; *в* — в циліндричних резервуарах для зберігання нафти і світлих нафтопродуктів з водяним екраном; *г* — з полімерним покриттям;

1 — стінна панель; 2 — плита покриття; 3 — монолітний залізобетонний пасок; 4 — насипний ґрунт  $d \geq 250$  мм; 5 — два шари руберойду з цементною стяжкою; 6 — бетон мілкозернистий  $d = 40$  мм; 7 — вода; 8 — полімерне покриття

Для герметизації плит покриття на їх поверхню також наносять суцільну ковдру з синтетичних полімерних матеріалів, що дозволяє забезпечити необхідну герметизацію покриття без застосування трудомісткої і тривалої операції з створення попередніх напружень.

### 8.3. Прямокутні залізобетонні резервуари

Прямокутні залізобетонні резервуари споруджують збірно-монолітними, в плані вони мають прямокутну форму. Такі резервуари уніфіковані за об'ємом і геометричними параметрами (табл. 8.3).

Таблиця 8.3  
Уніфікований ряд прямокутних залізобетонних резервуарів

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Габарити, м			Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Габарити, м		
	довжина	ширина	висота		довжина	ширина	висота
50	6	3	3,6	3000	24	30	4,6
100	6	6	3,6	6000	36	36	4,6
250	12	6	3,6	10000	46	46	4,6
500	12	12	3,6	20000	66	66	4,6
1000	16	12	4,6	30000	64	76	4,6
2000	24	16	4,6	40000	96	90	4,6

Застосування прямокутних залізобетонних резервуарів обумовлено техніко-економічними перевагами:

простота конструкції прямокутних резервуарів, що дозволяє використовувати для їх монтажу уніфіковані типові елементи (плити покриття, балки, колони), призначені для багатопверхових будівель;

значне спрощення і зниження трудомісткості монтажу порівняно з циліндричними резервуарами.

В той же час конструкції прямокутних залізобетонних резервуарів не дозволяють створювати попередні стискаючі напруження в бетоні днища, корпусу і покриття після закінчення їх монтажу на будівельному майданчику. При цьому не забезпечується необхідна тріщиностійкість бетону днища і достатня газо- і водонепроникність бетону стиків між панелями корпусу і плитами покриття. Внаслідок цього прямокутні залізобетонні резервуари використовують в основному для зберігання темних нафтопродуктів і води. Окрім того, для прямокутних залізобетонних резервуарів харак-

терні більш високі витрати матеріалів (бетону, арматурні сталі) порівняно з циліндричними.

В теперішній час для зберігання темних нафтопродуктів (мазуту) використовують прямокутні залізобетонні резервуари об'ємом 50, 100, 250, 500, 1000, 2000, 3000, 6000, 10000, 20000, 30000 та 40000 м<sup>3</sup>.

Конструктивно прямокутний залізобетонний резервуар складається з днища, корпусу і покриття (рис. 8.9). Днище прямокутного резервуара виконують монолітним. Воно являє собою суцільну (монолітну) плиту прямокутного обрису з залізобетону товщиною 120 - 160 мм залежно від складу підстилаючих ґрунтів. Бетон марки 200 укладають по бетонній підготовці. В місцях спирання колон товщину днища збільшують до 250 мм. Периферійну частину днища, на яку опираються стінні панелі корпусу, потовщують до 600 мм. Безпосередньо на поверхню ущільненої ґрунтової підвалини укладають шар бетону товщиною 100 мм. Цей шар називають бетонною підготовкою. Призначення бетонної підготовки — рівномірна передача тиску на ґрунт і захист днища від дії підірних ґрунтових вод. На бетонну підготовку укладають два шари гідроізоляційного матеріалу — пергаміну на бітумі, на який укладають безпосередньо днище із залізобетону товщиною 100 мм. Монолітне днище армують у верхній і нижній зонах арматурними сітками з високоміцного дроту класу В-II діаметром 5 мм. В місцях опирання колон бетон днища додатково армують кар-

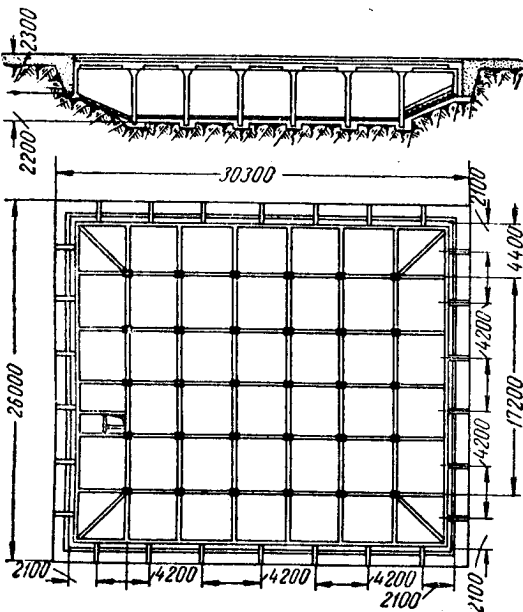
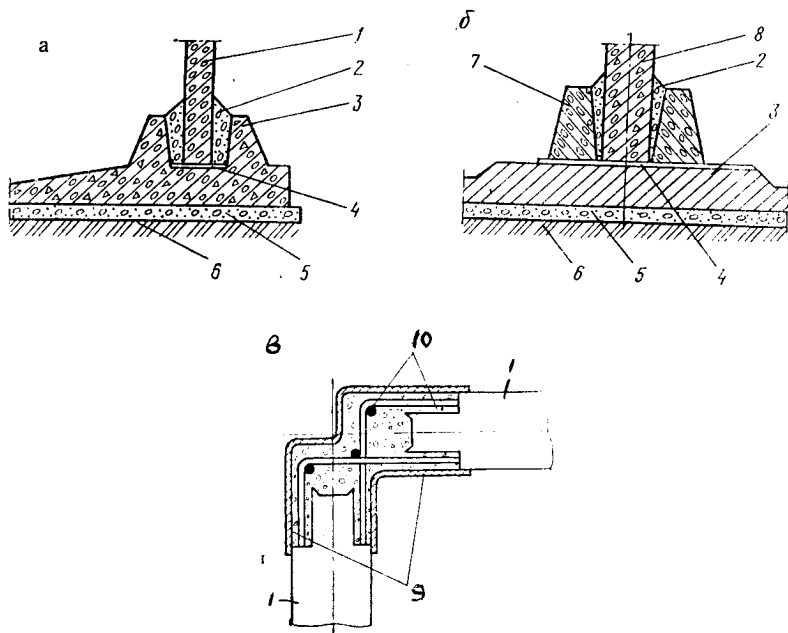


Рис. 8.9. Конструкція прямокутного залізобетонного резервуара

вають бетонною підготовкою. Призначення бетонної підготовки — рівномірна передача тиску на ґрунт і захист днища від дії підірних ґрунтових вод. На бетонну підготовку укладають два шари гідроізоляційного матеріалу — пергаміну на бітумі, на який укладають безпосередньо днище із залізобетону товщиною 100 мм. Монолітне днище армують у верхній і нижній зонах арматурними сітками з високоміцного дроту класу В-II діаметром 5 мм. В місцях опирання колон бетон днища додатково армують кар-



касами з стержневої арматури класу А-III діаметром 5 мм (рис. 8.10, а).



**Рис. 8.10. Конструкція вузлів з'єднання прямокутних залізобетонних резервуарів:**

*а* — з'єднання стінки резервуара з днищем; *б* — з'єднання колони з фундаментом; *в* — кутове з'єднання стінок резервуара;

*1* — стінка резервуара; *2* — замонолічування бетоном;  
*3* — потовщена частина залізобетонного днища; *4* — вирівнюючий шар цементного розчину; *5* — бетонна підготовка;

*6* — утрамбований шар підвалини; *7* — фундаментний стакан;  
*8* — колона; *9* — гідроізоляційний шар; *10* — сталева арматура

У місцях спирання панелей товщину монолітного днища збільшують до 600 мм, а по осі стінки корпусу в днищі роблять заглиблення у вигляді канавки (паза), в яку встановлюють панелі з подальшим замонолічуванням зазорів дрібнозернистою бетонною сумішшю (рис. 8.10, б). Корпус прямокутного резервуара виготовляють в двох варіантах: повністю збірним із застосуванням спеціальних кутових панелей заводського виготовлення і збірно-монолітними з виготовленням кутових панелей у монолітному варіанті безпосередньо на будівельному майданчику. В обох варіантах ос-

новна частина корпусу складається з уніфікованих панелей прямокутної форми шириною 3000 мм.

Висоту панелі залежно від об'єму резервуара приймають кратною 600 мм. Кожну панель армують зварювальними сітками з стержневої арматури сталі класу А-III. Товщина панелі має однакову товщину по висоті за винятком верхньої частини, де є потовщення (консоль) для опирання плит покриття. Між панелями залишають зазори шириною 200 мм, які замоноличують дрібнозернистою бетонною сумішшю, попередньо зваривши випуски арматури. Для забезпечення щільності кутових ділянок корпусу застосовують спеціальні кутові панелі, складені з двох прямокутних панелей і монолітно з'єднані під прямим кутом (рис. 8.10, в).

Покриття прямокутних залізобетонних резервуарів складається з двох видів конструкцій — несучих і огорожуючих. До складу несучих конструкцій входять колони, балки і плити покриття. Залізобетонні колони прямокутного перерізу розташовують за сіткою 6 x 6 м, переріз колон 400 x 400 мм. В резервуарах застосовують два види колон — пристінні і рядові. Пристінні колони розміщують в крайніх рядах щільно до стінок корпусу. Такі колони мають по одній консолі для опирання балок. Рядові колони двоконсольні і їх розміщують рівномірно з кроком 6 м на поверхні днища. Колони спираються на фундаменти-підколонники, встановлені на днищі. На консолі колон спираються балки. Залізобетонні балки з'єднуються з колонами шляхом зварювання закладних сталевих деталей. На змонтовані і закріплені балки встановлюють типові ребристі панелі покриття розміром у плані 6 x 1,5 м. Плити закріплюють на балках за допомогою зварювання сталевих закладних деталей, а стики між плитами замоноличують дрібнозернистим бетоном. Периферійні плити покриття одним кінцем спираються на балки, а другим — на консолі панелей корпусу. Конструктивні схеми вузлів резервуара подано на рис. 8.10.

Огороджуючі конструкції в прямокутних залізобетонних резервуарах призначені для ізоляції внутрішнього простору резервуара від попадання атмосферних опадів (для наземних резервуарів) або ґрунтових вод (для підземних резервуарів) для забезпечення необхідної газопроникності при зберіганні нафти і нафтопродуктів.

Склад огорожуючих конструкцій суттєво залежить від виду продукту, що зберігається в резервуарі. Якщо в резерву-

арі зберігається вода, то на поверхню плит покриття наносять цементну стяжку, яку покривають двома шарами бітуму. При зберіганні в прямокутних резервуарах мазуту огороджуючі конструкції складаються з цементної стяжки і гідроізоляційної ковдри з двох шарів пергаменту з промазкою бітумом. В обох випадках на поверхню покриття укладають шар місцевого ґрунту товщиною 250 мм для покращення теплоізоляції. Основні розміри збірних залізобетонних елементів конструкцій для прямокутних резервуарів наведено в табл. 8.4 (рис. 8.11).

## 8.4. Розрахунок залізобетонних резервуарів

### 8.4.1. Розрахунок циліндричних резервуарів

Стінка циліндричного залізобетонного резервуара являє собою осесиметричну оболонку, яка жорстко зв'язана з дном і знаходиться під дією гідростатичного тиску, тиску ґрунту ззовні. Так як гідростатичний тиск  $P_x$  (рис. 8.12, а) викликає появу в стінці резервуара кільцевих розтягуючих зусиль, а тиск ґрунту — стискаючих, і, враховуючи те, що бетон гірше працює на розтягання, ніж на стискання, основним навантаженням на стінку резервуара слід вважати внутрішній тиск продукту, що зберігається. Розрахунок роблять за даним тиском.

Таблиця 8.4

Розміри елементів конструкцій прямокутних залізобетонних резервуарів

Номер схеми (див. рис. 8.11)	Номінальні розміри, м			Маса виробу, т
	$H(L)$	$b$	$\delta$	
1	4,3	3,0	0,14	4,4
2	5,55	1,465	0,40	2,2
3	5,95	1,465	0,40	2,4
4	5,46	0,6	0,65	4,4
5	5,26	0,6	0,30	3,1
6	5,46	0,6	0,30	3,2
	4,30	0,4	-	2,1
	4,30	0,4	-	2,3
	3,60	0,4	-	1,6

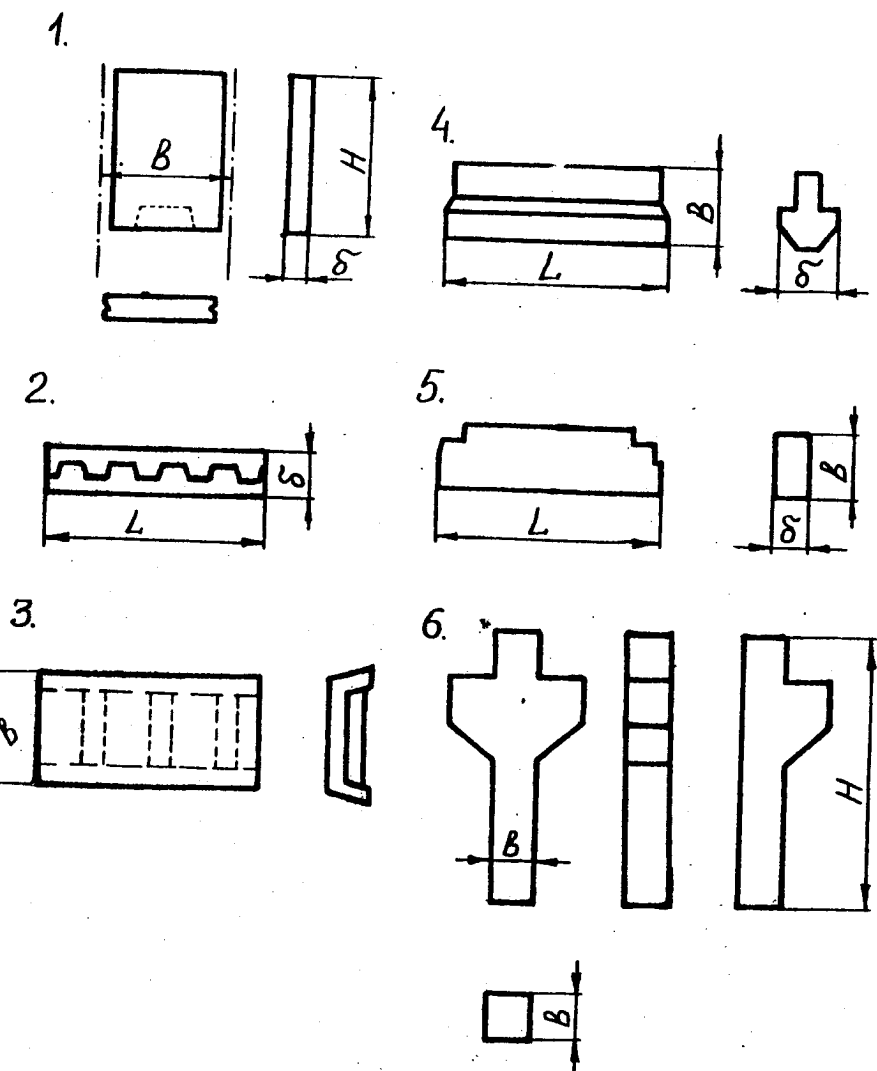


Рис. 8.11. Конструктивні схеми вузлів прямокутного залізобетонного резервуара:

1 — стінова панель; 2 — панель перекриття з поперечними ребрами;  
4, 5 — балки перекриття; 6 — колона

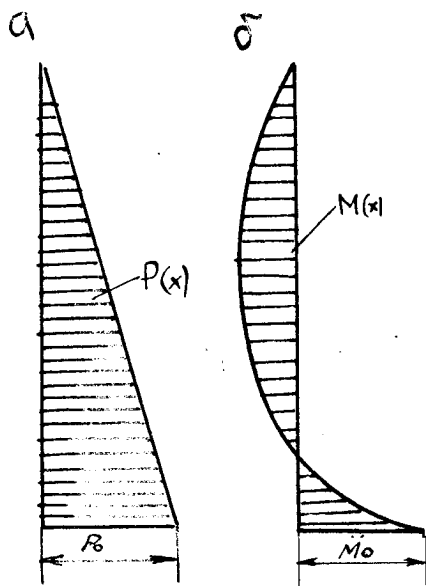


Рис. 8.12. Епюри гідростатичного тиску (а) та згинального моменту (б) у стінці циліндричного залізобетонного резервуара

жується, поступово згасаючи, на деяку відстань від вузла спряження як по стінці резервуара (вздовж твірної), так і по днищу (за напрямом радіуса). Виникнення згинаючих моментів у зоні спряження стінки з дном має назву "крайового ефекту".

Якщо позначити висоту резервуара  $H$ , а початок координат взяти у точці спряження з дном стінки  $A$  і направити вісь  $X$  вгору, то гідростатичний тиск на будь-якому рівні буде

$$P_x = K_1 \cdot \rho \cdot g(H - x) + K_2 \cdot P_{\text{над}}, \quad (8.1)$$

де  $K_1$  — коефіцієнт перенавантаження для гідростатичного тиску,  $K_1 = 1,1$ ;

$K_2$  — коефіцієнт перенавантаження для надлишкового тиску,  $K_2 = 1,2$ ;

$P_{\text{над}}$  — надлишковий тиск;

$\rho$  — густина продукту, що зберігається.

Під дією гідростатичного тиску стінка отримує радіальне переміщення, величина якого обмежена в місці примикання її до дна. Тому у вузлі спряження стінки з дном виникає згинаючий момент  $M_x$  (рис. 8.12, б), який компенсує неможливість вільного переміщення стінки. Цей вигинаючий момент, який діє у вертикальній площині і розповсюджений рівномірно по колу, розповсюджується,

Під дією гідростатичного тиску стінка резервуара отримує радіальні переміщення, величина яких обмежена в місці сполучення стінки і днища. З умови рівноваги напівкільця, що умовно вирізаний із стінки, з висотою, яка дорівнює 1, одержимо кільцеве зусилля в стінці резервуара

$$N_x = P_x \cdot r = K_1 \cdot \rho g [(H-x) + K_2 \cdot P_{\text{над}}] \cdot r, \quad (8.2)$$

де  $r$  — радіус резервуара.

Еюра кільцевих зусиль і еюра гідростатичного тиску мають вигляд трикутника з нульовою ординатою зверху і максимальною — біля днища. Це можливе тоді, коли стінка може вільно переміщатися під дією гідростатичного тиску. На практиці днище перешкоджає переміщенню стінки. Якщо прийняти стінку жорстко закріпленою з днищем, тобто знехтувати можливими деформаціями останнього, то по нижньому краю стінки виникає згинаючий момент

$$M_o = \frac{P_o}{2K_{\text{ст}}^2} \left( 1 - \frac{1}{K_{\text{ст}} \cdot H} \right), \quad (8.3)$$

де  $P_o$  — тиск рідини на рівні днища;

$K_{\text{ст}}$  — коефіцієнт деформації стінки;

$H$  — висота резервуара.

Коефіцієнт деформації стінки можна розраховувати за формулою

$$K_{\text{ст}} = 1,32 / \sqrt{r \cdot \delta_{\text{ст}}}, \quad (8.4)$$

де  $\delta_{\text{ст}}$  — товщина стінки.

Як уже зазначалось, величина згинаючого моменту відносно швидко згортається, і ширина затухання складає

$$b = 250 / \sqrt{r \cdot \delta_{\text{ст}}}. \quad (8.5)$$

Для побудови еюри моментів на одиницю довжини кола визначаємо момент у стінці резервуара

$$M_x = \frac{P_o}{2K_{\text{ст}}^2} \left[ \left( 1 - \frac{1}{K_{\text{ст}} \cdot H} \right) \eta_1 - \eta_2 \right], \quad (8.6)$$

де

$$\eta_1 = \bar{e}^{K_{\text{ст}} \cdot X} \cdot \cos K_{\text{ст}} \cdot X;$$

$$\eta_2 = \bar{e}^{K_{\text{ст}} \cdot X} \cdot \sin K_{\text{ст}} \cdot X,$$

$\eta_1, \eta_2$  — гіперболо-тригонометричні функції (табл. 8.5).

Враховуючи пересування стінки під дією згинальних моментів і поперечної сили, сумарне кільцеве зусилля на висоті  $X$  від днища резервуара буде дорівнювати

$$\bar{N}_x = \left\{ P_x - P_o \left[ \eta_1 - \eta_2 \left( 1 - \frac{1}{K_{ст}H} \right) \right] \right\} \cdot r. \quad (8.7)$$

Для уникнення появи у стінці резервуара розтягуючих зусиль на зовнішню поверхню стінки навивають напружену арматуру, що створює попередні напруження, які повинні бути більші, ніж зусилля на всіх рівнях, тобто

$$N_n = \sigma_n \cdot f_n \geq \bar{N}_x \quad (8.8)$$

де  $N_n$  — зусилля попереднього напруження;

$f_n$  — площа перерізу дроту, навитого на стінку резервуара.

Таблиця 8.5

Гіперболо-тригонометричні функції

$K_{ст} \cdot X$	$\eta_1$	$\eta_2$	$K_{ст} \cdot X$	$\eta_1$	$\eta_2$
0	1,0000	0,0000	1,7	-0,0235	0,1312
0,1	0,9004	0,0903	2,0	-0,0563	0,1290
0,2	0,6024	0,1627	2,2	-0,652	0,0396
0,3	0,7076	0,2169	2,4	-0,0663	0,0746
0,5	0,5323	0,2906	2,5	-0,0669	0,0613
0,7	0,3796	0,3199	2,7	-0,0636	0,0363
1,0	0,1968	0,3096	2,9	-0,0534	0,0363
1,2	0,1091	0,2307	3,0	-0,0493	0,0070
1,5	0,0156	0,2226	3,2	-0,0407	-0,0024

В свою чергу, допустиме зусилля в арматурі за умови тріщиностійкості стінки буде

$$N_{mp} = f_n(\sigma_n \cdot K_p + 30), \quad (8.9)$$

де  $\sigma_n$  — напруження в арматурі;

$K_p$  — коефіцієнт умов праці ( $K_p = 0,9$ );

30 — напруження в дроті, яке виникає при погашенні найвищого навантаження попереднього обтискання бетону.

Таким чином

$$\bar{N}_x \leq f_n(\sigma_H \cdot K_p + 30) \quad (8.10)$$

Обчислення проводять за меншою з величин  $N_H$  або  $N_{тр}$ .

Для навивання на стінку резервуара на практиці приймають високоміцний дріт В-II або В-III з межею міцності 1500-1700 МПа. Контрольне напруження при навиванні для діаметра дроту 5 мм

$$\sigma_K = 0,65 \cdot \sigma_b, \quad (8.11)$$

де  $\sigma_b$  — межа міцності дроту (тимчасовий опір).

Сума втрат попереднього напруження приймається  $\sigma_n = 150$  МПа.

Звідси  $\sigma_H = \sigma_K - \sigma_n$ , що становить 840-950 МПа. Стінку резервуара розбивають по висоті на інтервали довжиною 1 м кожний. Визначивши величину  $\bar{N}_x$  для інтервалу висоти, можна знайти площу арматури для інтервалу

$$F_H \geq \frac{\bar{N}_x}{\sigma_H \cdot K_p + 30}. \quad (8.12)$$

Число витків дроту на даному інтервалі

$$n = F_H / f_n. \quad (8.13)$$

Крок навивання знайдемо, поділивши висоту інтервалу на число витків навивання:  $t = 1/n$ .

В будь-якому випадку епюра зусиль, які розвиваються напруженою арматурою, повинна описувати епюру кільцевих зусиль (рис. 8.13).

Переважно вважають, що залишкові кільцеві стискаючі зусилля в стінці повністю залитого резервуара не повинні бути менші 0,8 МПа.

Якщо резервуар порожній, стінка його розраховується на тиск ґрунту за формулами (8.6) та (8.7), але замість гідростатичного тиску в ці формули вводиться тиск ґрунту  $g_{гр}$

$$g_{гр} = \rho_{гр} \cdot H \cdot t_q^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right), \quad (8.14)$$

де  $\rho_{гр}$  — щільність ґрунту;

$\varphi$  — кут внутрішнього тертя ґрунту.



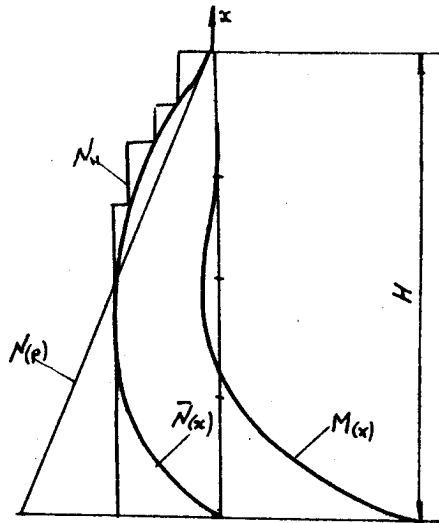


Рис. 8.13. Епюри кільцевих зусиль  $\bar{N}(x)$  і згинаючих моментів  $M(x)$  від навивної арматури в стінці циліндричного резервуара

#### 8.4.2. Розрахунок прямокутних резервуарів

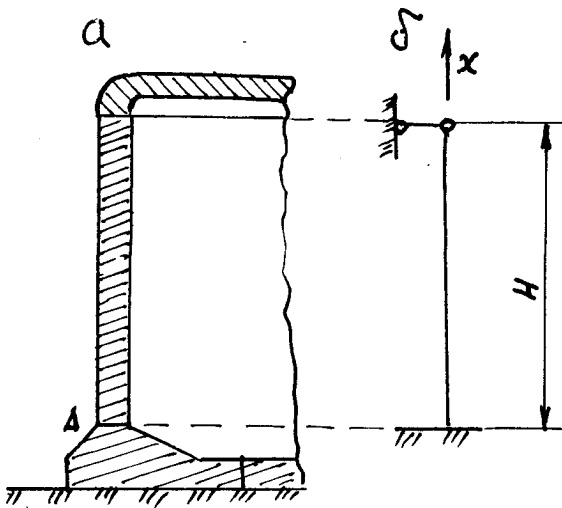


Рис. 8.14. Переріз (а) і розрахункова схема (б) стінки прямокутного резервуара

Стінка прямокутного залізобетонного резервуара працює на згин під дією одностороннього гідростатичного тиску або тиску ґрунту. Переважно співвідношення розмірів стінок (довжина і висота) такі, що при розрахунку

можна обмежитися розгляданням умовно балки-смуги оди-  
ничної ширини, що вирізана і жорстко закріплена знизу  
біля днища і шарнірно — зверху (рис. 8.14).

Гідростатичний тиск в необсипаному резервуарі визна-  
чається за формулою  $P_x = \rho \cdot q \cdot (H - x)$ , а тиск ґрунту на стінку

$$g_{\text{гр}} = \rho_{\text{гр}} (H - x) t_q^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi}{2}\right). \quad (8.15)$$

Згинаючий момент у стінці буде

$$M_x = P_o \left[ \frac{H^2}{15} + \frac{2}{5} H \cdot x - \frac{x^2(3H - x)}{6H} \right], \quad (8.16)$$

де  $H$  — висота стінки резервуара.

Так як початок координат взято біля днища, величина  
моменту в защемленні визначається за формулою

$$M_o = P_o \cdot H^2 / 15. \quad (8.17)$$

Поперечна сила

$$Q_o = \frac{2}{5} P_o H. \quad (8.18)$$

При перевірці стінки опорожненого резервуара на тиск  
ґрунту в рівнянні, з якого визначають  $M_x$ , замість гідроста-  
тичного тиску необхідно підставити тиск ґрунту на рівні  
днища  $\rho_o$  (при  $X = 0$ ). За визначеними значеннями моментів  
визначають необхідну площу перерізу вертикальної армату-  
ри. Вертикальні зусилля від ваги покриття і навантаження  
на покриття, що діють в стінці резервуара, при розрахунку  
не враховують, так як ці зусилля виникають одразу ж після  
закінчення будівництва і діють до заповнення або засипки  
резервуара. Неврахування цих зусиль призводить до деякого  
завищення необхідної площі арматури. Арматуру панелей  
стінки виконують у вигляді зварних сіток і встановлюють в  
поверхні панелей з мінімальним захисним шаром.

## 8.5. Матеріали для спорудження залізобетонних резервуарів

Основним матеріалом для спорудження залізобетонних  
резервуарів є залізобетонкомпозиційний матеріал, який  
складається з бетону і зміцнюючої сталеві арматури. Сам

бетон — це штучний кам'яний матеріал, що отримується шляхом затвердіння раціонально підібраної бетонної суміші. До складу бетонної суміші входить мінеральна в'язуча речовина (портландцемент), крупний заповнювач (для важкого бетону — щільний щебінь або гравій), мілкий заповнювач (пісок), вода і технологічні (хімічні) добавки. Для спорудження залізобетонних резервуарів застосовують в основному тяжкий цементний бетон з середньою щільністю 2200–2500 кг/м<sup>3</sup>.

До бетону залізобетонних резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів ставлять як загальні, так і специфічні вимоги. До загальних вимог (для залізобетонних конструкцій) відносяться достатньо висока міцність на стискання і добре укладання бетонної суміші. До специфічних вимог відносяться:

висока щільність бетону для забезпечення достатньої водо- і газо-непроникності конструкції резервуара;

висока стійкість бетону проти корозії в умовах зберігання сірчаної нафти (головним чином стійкість проти сульфатної корозії);

достатньо висока морозостійкість бетону конструкцій резервуара.

Вимоги щодо необхідності високої щільності бетону пов'язані з можливістю капілярного проникнення рідини і проходження газу через бетон конструкцій резервуара. Підвищення щільності бетону досягається наступними шляхами:

зниженням величини водоцементного відношення В/Ц до оптимального значення, близького до 0,3;

інтенсивним ущільненням бетонної суміші при укладанні;

введенням пластифікуючих домішок, суперпластифікаторів, а також ущільнюючих добавок. Як пластифікуючі добавки використовують сульфатно-дріжджову бражку СДБ в кількості 0,15 ÷ 0,25 %.

Суперпластифікатори — це розроблені нові види пластифікуючих добавок, котрі являють собою поверхнево-активні синтетичні полімерні речовини, що вводяться у бетонну суміш в кількості 0,1 ÷ 1,2 % маси цементу. Найбільше розповсюдження як пластифікатор одержала композиція С-3, виготовлена на основі нафталінсульфокислоти.

Із застосуванням пластифікуючих добавок можна забезпечити достатньо високу рухливість бетонної суміші при

малих значеннях водоцементного відношення (В/Ц), що дозволяє одночасно вирішити два завдання. По-перше, суттєво підвищити густину бетону за рахунок можливості доброго ущільнення бетонної суміші. По-друге, зменшити витрати цементу при приготуванні бетонної суміші. Як ущільнюючу добавку до бетонів для резервуарів використовують розчинене (рідке) скло до 3,5 % маси бетону. Вимоги до бетону резервуарних конструкцій щодо стійкості проти корозії пов'язані з можливістю проникнення в бетон сульфатної корозії при контакті бетону з сірчанистою нафтою. Для боротьби з сульфатною корозією застосовують спеціальні види низькоалюмінатних цементів, стійких до сульфатної корозії.

Цемент — основна складова частина бетону. Для будівництва залізобетонних резервуарів використовують три види цементів: сульфатостійкий портландцемент, низькоалюмінатний портландцемент з добавкою рідкого скла і розширюючого цементу. Сульфатостійкий портландцемент у своєму складі має не більше 50 % трикальцієвого силікату ( $C_3S$ ), не більше 5 % трикальцієвого алюмінату і не більше 22 % суміші трикальцієвого алюмінату ( $C_3A$ ) і чотирикальцієвого алюмофериту ( $C_4AF$ ). До складу цього портландцементу не можна вводити активні мінеральні добавки (гіпс) та інертні добавки (трепел, опоки та інш.).

Низькоалюмінатний портландцемент — це портландцемент, що має різко обмежений склад алюмінатів ( $C_3A$  не більше 5 % та  $C_3A + C_4AF$  не більше 22 %). Його застосовують з добавкою 3,5 %-ного рідкого скла (від маси цементу).

Розширюючий цемент — це цемент, який збільшує свій об'єм при затвердінні. Такі цементи марки ВРЦ-300 та ВРЦ-500 застосовують для замоноличування стиків між панелями стінки і плитами покриття, що забезпечує високу щільність стиків.

Заповнювачі вводять до складу бетону з метою підвищення його щільності і міцності, а також для економії цементу. В бетонах для резервуарів використовують два види заповнювачів: грубі (з розмірами частинок 5-70 мм) та дрібні (з розмірами частинок 0,14-5 мм). Як дрібний заповнювач використовують кварцевий пісок. Вміст глинистих та пілоподібних добавок не повинен перевищувати у піску 2-4 %, а сірчаноокислих з'єднань (у перерахунку на  $SO_3$ ) — 1 % (по масі). Об'ємна насипна вага піску повинна перевищувати 1200 кг/м<sup>3</sup>.

Важливе значення для якості бетону і витрат цементу має гранулометричний склад піску. Контроль зернового складу піску здійснюють шляхом його просіювання через сита з чарунками 2,5; 1,25; 0,63; 0,315 та 0,140 мм. При просіюванні отримують частковий залишок на ситі  $a_i$ , повний залишок на ситі  $A_i$  та модуль грубості  $M_n$ .

Частковий залишок

$$a_i = \frac{m_i}{m} 100\%, \quad (8.19)$$

де  $m_i$  — залишок піску на ситі;

$m$  — загальна маса піску (1 кг);

$i$  — номер сита, що відповідає розміру його чарунки.

Повний залишок

$$A_i = a_{2,5} + a_{1,25} + a_{0,63} + \dots + a_i, \quad (8.20)$$

де  $i$  — номер сита, для якого визначається повний залишок.

Модуль грубості піску

$$M_n = \frac{A_{2,5} + a_{2,5} + A_{1,35} + A_{0,63} + A_{0,135} + A_{0,14}}{100}. \quad (8.21)$$

За величиною модуля грубості  $M_n$  піски розподіляються на три групи: грубі ( $M_n = 3,5 \div 2,5$ ), середні ( $M_n = 2,5 \div 2,0$ ) і дрібні ( $M_n = 2,0 \div 1,5$ ).

Для залізобетонних резервуарів рекомендується застосовувати пісок з модулем грубості не нижчим 2.

Як грубий заповнювач для бетонів резервуарних конструкцій застосовують щебінь. Максимальний розмір зерен щебеню не повинен перевищувати 0,25 мінімального перебізу конструкції.

Для зниження пористості бетону визначають зерновий склад щебеню шляхом просіювання проби крізь сита з чарунками розміром 70, 40, 25, 20, 15, 10, 5 та 3 мм. При просіюванні визначають часткові і повні залишки на ситах. Фракції щебеню характеризуються наступним розміром зерен: 5-10, 10-20, 20-40, 40-70 мм. Щебінь для виготовлення бетону повинен мати фракції, що знаходяться в межах, наведених у табл. 8.6.

Таблиця 8.6

## Зерновий склад щебеню для бетону резервуарів

Розміри отворів контрольних сит	Повний залишок на ситах, % (по масі)	Розміри отворів контрольних сит	Повний залишок на ситах, % (по масі)
$D_{\min}$	95 - 100	Для суміші фракцій	50 - 70
$\frac{D_{\min} + D_{\max}}{2}$			0 - 5
Для фракцій	40 - 70	1,25	0

Міцність щебеню контролюється за міцністю дробіння вихідної гірничої породи і показником дробіння, що визначається дослідом. Для цього беруть порцію щебеню вагою 3 кг, закладають у циліндр діаметром 150 мм і створюють тиск 20 т, потім роздавлений щебень просіюють крізь сито з розміром чарунок у 4 рази меншим, ніж зерна. Показник дробіння визначають за формулою

$$D_o = \frac{m_1 - m_2}{m_1} 100 \%, \quad (8.22)$$

де  $m_1$  — маса порції до випробувань;  
 $m_2$  — маса залишку на ситі.

Так як для спорудження резервуарів використовують бетон марки 300 і вище, то міцність щебеню повинна бути у 2 рази вища від міцності бетону. Допустима кількість глинистих і пилоподібних частинок в щебені для бетону марки 300 і вище складає 2 % від маси щебеню.

Вода для приготування бетонної суміші, а також для промивання заповнювачів і поливання бетонної суміші, що укладається в резервуарні конструкції, за хімічним складом і фізичними властивостями повинна відповідати вимогам питної води. Воду, непридатну до пиття, для приготування бетонної суміші можна використовувати тільки після проведення аналізів в хімічній лабораторії. Заборонено застосовувати брудну або болотну воду. Водневий показник води

---

$pH$  повинен бути не меншим 4. Склад всіх солей допускається не більшим 5000 мг/л.

Арматуру для конструкцій залізобетонних резервуарів застосовують для зміцнення конструкцій. Використовують два види сталевих арматури: стержневу, дротяну.

Стержневу арматуру постачають у вигляді стержнів діаметром 6 - 40 мм і довжиною 10 - 16 м (табл. 8.7). Для резервуарів застосовують арматуру класів А-IV та А-IIIВ періодичного профілю. Створення в стінці (днищі і покритті) резервуара попереднього напруження здійснюється шляхом навивання на стінку високоміцного дроту класів В-II та Вр-II гладкого та періодичного профілю діаметром 5 - 6 мм.

Арматурні сітки днища зв'язують або зварюють із стержневою арматурою. Для зв'язування сіток і зрощування дроту, що навивається, застосовують сталевий канатний дріт діаметром 0,8 - 1,2 м.

## **8.6. Виготовлення елементів конструкцій залізобетонних резервуарів**

Елементи конструкцій, з яких можуть монтуватися залізобетонні резервуари для нафти і нафтопродуктів, виготовляються на спеціалізованих заводах залізобетонних виробів, які забезпечують продукцію необхідної якості.

Приготування бетонної суміші для виробів резервуарів повинно здійснюватися на бетономішалках примусової дії, які забезпечують більшу однорідність перемішування, ніж бетономішалки вільного падіння.

Тривалість перемішування бетонної суміші з добавкою 3,5%-ного (від маси цементу) розчиненого скла складає для бетономішалок примусової дії об'ємом  $0,5 \text{ м}^3$  — 2 хвилини, об'ємом  $1 \text{ м}^3$  — 3,5 хвилини. Час від початку приготування суміші до укладання її у форму не повинен перевищувати 45 хв.

Для формових елементів конструкцій застосовують жорсткі металеві форми, які дозволяють створювати у виробках попередні напруження. Недостатня жорсткість форм звичайно призводить до отримання виробів з відхиленням від поданих у кресленнях розмірів або з викривленням поверхні. Виробництво збірних елементів для резервуарів рекомендується організовувати за агрегатно-понтонною схемою. Якщо вироби мають велику вагу або відсутнє необхідне обладнання, вони можуть виготовлятися стендовим способом.

Таблиця 8.7

## Арматура для залізобетонних резервуарів

Клас арматури	Діаметр, мм	Марка сталі	Механічні властивості (не менше), МПа		Відносне подовження, %
			межа міцності	межа текучості	
1	2	3	4	5	6
<b>Стержнева гарячого катання</b>					
A-I	6 - 10	ВСт3	360	240	25
A-III	10 - 40	ВСт5	360	240	25
	10 - 32	10ГТ	500	300	19
	40 - 90	13Г2С	500	300	19
A - III	6 - 40	25Г2С	600	400	14
		35ГС	600	400	14
		13Г2С	600	400	14
A - IV	10 - 22	20ХГ2Ц	900	600	6
A - У	10 - 22	23Х2Г2Т	1050	800	7
<b>Стержнева термозміцнена</b>					
АТ - ІУ	10 - 16	-	900	600	3
	20 - 40	-	900	600	3
АТ - У	10 - 14	-	1000	800	7
	16 - 40	-	1000	600	7
АТ - УІ	10 - 14	-	1200	1000	6
	16 - 32	-	1200	1000	5
АТ - УП	10 - 32	-	1400	1200	5
<b>Стержнева, зміцнена витяжкою</b>					
A - ІІВ	10 - 90	-	500	450	6
A - ІІІВ	6 - 40	-	600	550	6



1	2	3	4	5	6
<b>Арматурний дріт</b>					
В - I	3 - 5	-	550	-	-
Вр - I	3 - 5	-	550	-	-
В - II	3 - 6	-	1400 - 1900	-	4 - 6
Вр - II	3 - 6	-	1300 - 1600	-	4 - 6

Проектне положення арматурних сіток і каркасів у виробках для резервуарів забезпечується за допомогою бетонних прокладок. Рухливість бетонної суміші слід встановлювати в залежності від конструкції виробу і способу ущільнення (табл. 8.8).

Таблиця 8.8

## Тривалість рухливості бетонної суміші

Тип виробу	Обладнання для ущільнення	Рухливість бетонної суміші, С
Вироби суцільних перерізів (колони, збірні фундаменти, балки прямокутного перерізу, стінні панелі, плоскі плити покриття)	Віброплощадка	30 (за спрощеним методом)
Насичення арматурою тонкостінних виробів (ребристі плити покриття, балки коробчатого перерізу)	-"	15 (за спрощеним методом)
Вироби всіх типів	Ручні глибинні та площадочні вібратори	2-4 осадки стандартного конуса

Фундаменти манежного типу для колон формують отвором вверх у розбірних формах. При виготовленні фундаментів ретельно контролюють відповідність проекту товщини

дна стакана, так як великі відхилення товщин при монтажі призводять до появи різниць відміток верху колон.

Балки покриття виготовляють на віброплощадках вантажопідйомністю не менше 5 т. Верхні поверхні балок загладжують віброрейкою. Ребристі плити покриття формують на віброплощадках вантажопідйомністю 10-15 т, при цьому проводять ретельний контроль за положенням арматури.

Стінні панелі циліндричних резервуарів формують зовнішньою (криволінійною) поверхнею вверху. Випуклість зовнішньої поверхні формують за допомогою віброштампів або віброрейок криволінійної конфігурації. Панелі стінок резервуарів для світлих нафтопродуктів офактурюють з внутрішнього боку сталевую облицювкою з листів товщиною 3 мм. Сталеву облицювкою з привареними до неї анкерами укладають у форму перед бетонуванням панелі. Відформовані елементи конструкцій підлягають тепловій обробці у пропарювальних камерах. Оптимальним режимом теплової обробки бетону з добавкою розчиненого скла є прогрівання з швидкістю 20°C за 1 год до температури 70-80°C і витримка при цій температурі на протязі 6 год.

Допуски на розміри конструктивних елементів залізобетонних резервуарів регламентуються нормативними документами і наведені в табл. 8.9.

На готові вироби наносять маркіровку фарбою, що не змивається, і завод оформляє паспорт. Паспорт вміщує: найменування і адресу заводу-виготвача; номер паспорта (партія виробів); дату складання паспорта; найменування і умовне позначення (індекс) виробів; кількість виробів у партії; проектні розміри виробів; дату виготовлення і приймання партії ВТК і номер браковщика ВТК; відпускну міцність бетону в момент приймання виробів; вид і клас сталей, з яких виготовлені закладні деталі і випуски, що підлягають зварюванню при монтажі резервуара. Паспорт зберігається в ВТК заводу-виготвача. Споживачу при відпуску виробів видають дублікат паспорта або його завірену копію.

Перед відпуском споживачеві вироби випробовують на міцність і тріщиностійкість.

Випробуванню на міцність до руйнування підлягають балки, плити покриття і стінні панелі у кількості 2 % від кожної партії, але не менше 2 штук. Така ж система випробування і на тріщиностійкість.

Таблиця 8.9

## Допуск на розміри конструктивних елементів залізобетонних резервуарів

Вироби	Відхилення, мм					Викривлення по довжині, мм	
	довжина	ширина	товщина або висота	віддаль від піддону до осі напруження стержнів	віддаль між опірними поверхнями упорів	при довжині до 6 м	при довжині понад 6 м
Фундаменти	$\pm 7,5$	$\pm 7,5$	$\pm 5$	-	-	-	-
Внутрішні розміри стаканів	$\pm 10$	$\pm 10$	$\pm 10$	-	-	-	-
Товщина дна стакана	-	-	-10	-	-	-	-
Колони	-5	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	-	-	5,0	7,5
Балки	-5	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	+0 -0,5	+1 -0,5	5,0	7,5
Плити покриття	-5	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	+0 -0,5	+1,0 -0,5	2,5	5,0
Стінові панелі	-7	$\pm 2,5$	$\pm 2,5$	+0 -0,5	+1,5 -1,0	5,0	7,5

---

## 8.7. Технологія спорудження залізобетонних резервуарів

Технологія спорудження збірно-монолітних залізобетонних резервуарів передбачає виконання наступних видів робіт: підготовчих, геодезичних, земляних, спорудження бетонної підготовки і монолітного днища резервуара, монтаж несучих елементів і покриття резервуара, монтаж стінки резервуара, замоноличення стиків, навивання кільцевої арматури; гідравлічні випробування і зворотне засипання резервуара.

### 8.7.1. Підготовчі роботи

Характер підготовчих робіт і ступінь їх завершення до початку основних робіт в значній мірі визначають строки, якість і вартість спорудження резервуарів. Тому підготовчі роботи при спорудженні резервуарних парків є не другорядним, а важливим етапом будівництва. Мета підготовчих робіт — забезпечити підготовку будівельного майданчика до своєчасного і якісного проведення основних будівельно-монтажних робіт. Проведення підготовчих робіт передбачено проектом організації будівництва (ПОБ) резервуарного парку і проектом виробництва робіт (ПВР) з спорудження резервуарів. До підготовчих робіт входять: організація складування будівельних матеріалів (цементу, заповнювачів, арматури); спорудження бетонно-розчинного вузла для приготування бетонної суміші, прокладання тимчасових водопроводів, ліній електропостачання, тимчасових доріг і т.п. Всі перелічені вище споруди на місцевості розміщуються у відповідності з будівельним генеральним планом. Підготовчі роботи розбиваються на два види: які виконуються поза майданчиком і які виконуються на будівельному майданчику. До першого виду відносяться роботи щодо спорудження об'єктів, що знаходяться за межами площі забудови: спорудження тимчасових автомобільних доріг, дільниці залізничної колії, ліній зв'язку, ліній електропостачання з трансформаторною підстанцією, водопровідних мереж з водозахисними спорудами і каналізаційних колекторів з очисними спорудами.

Підготовчі роботи на будівельному майданчику включають роботи, пов'язані з його освоєнням, забезпеченням ефек-

---

тивного використання основних будівельно-монтажних робіт, сюди входить геодезична розбивка сітки, розміщення території майданчика, інженерна підготовка території, створення загального складського господарства, забезпечення будівельного майданчика протипожежним інвентарем, засобами зв'язку і сигналізації.

В зв'язку зі значною потребою стиснутого повітря на період будівництва резервуарів (для забезпечення пневмовібраторів, механізмів для нанесення торкрет-розчину, продування стиків, подавання повітря у резервуар на період випробування газопроникності покриття) доцільно споруджувати тимчасову центральну систему повітряпостачання. Так, при будівництві на протязі одного року восьми резервуарів місткістю до 30 тис.м<sup>3</sup> монтується центральна компресорна станція, яка складається з 4-5 компресорів продуктивністю по 10 м<sup>3</sup>/хв. В період проведення підготовчих робіт вибираються місця для розміщення відвалів ґрунту, що розробляється на будівельному майданчику, при цьому вивчається можливість використання місцевих будівельних матеріалів.

### 8.7.2. Геодезичні роботи

Геодезичні роботи проводяться на протязі всього періоду будівництва резервуарів, особливо їх об'єм збільшується під час проведення підготовчих робіт. При виконанні геодезичних робіт вирішуються наступні завдання: розбивка кордонів котлованів, в'їздів у котлован; розбивка осей резервуарів і закріплення їх реперами поза межею котловану; розбивка водозабірних каналів, зумпфів; розбивка межі ділянок, а також висотний контроль, розташування маячних дощок при обладнанні бетонної підготовки і бетонуванні днища; позначення на днищі точок розміщення фундаментів колон; контроль висотних позначок верху колон, що встановлюються, їх вертикальність, правильність встановлення панелей стінок і т.п.

Встановлення маячних дощок або коробів опалубки карт (ділянок між швами) повинно супроводжуватись нівелюванням їх верхніх кромки. При встановленні паза для стінних панелей низ короба слід встановлювати за нівеліром. По закінченню бетонування складають виконавчу схему позначок верху днища, кільцевого фундаменту або дна паза для

---

стінних панелей, а також закладних деталей поверхні фундаменту.

### **8.7.3. Земляні роботи при спорудженні залізобетонних резервуарів**

При спорудженні залізобетонних резервуарів необхідно виконати значний об'єм земляних робіт. При будівництві резервуарних парків для кожної групи з 4-6 заглиблених резервуарів розробляється загальний котлован. Так, об'єм загального котловану для спорудження восьми повністю заглиблених резервуарів об'ємом до  $30000 \text{ м}^3$  кожний перевищує  $250 \text{ тис. м}^3$ . До переліку земляних робіт, окрім розробки котловану на групу резервуарів із 4-6 резервуарів, входить зворотне засипання "пазух" котловану по закінченню монтажу і випробування групи резервуарів; укладання тепло- і гідроізоляційного шару з насипного ґрунту на поверхню покриття резервуара; копання траншей для технологічних трубопроводів і інженерних комунікацій; ущільнення ґрунтів підвалини.

Перед початком робіт з розробки котловану на будівельному майданчику проводять геодезичну розбивку осей котловану, які закріплюють спеціальними знаками. В процесі розробки котловану систематично контролюють його глибину нівеліром.

Розробка котловану починається із зрізання за допомогою бульдозера рослинного ґрунту товщиною 20-30 см і транспортування його у спеціальні відвали для подальшого використання при посіві трав на обсіпці і обвалюванні. Способи виймання ґрунту вибирають залежно від розмірів котлованів і місцевих умов. Всі роботи виконують механізованим способом. Важливим є дотримання природної структури ґрунту під підвалини резервуара. Тому виймання ґрунту проводять пошарово: спочатку екскаватором або скрепером з недобором на 20 см до проектної позначки, потім ґрунт зрізають бульдозерами, а в межах підвалини вона виконується з недобором не менше 5-8 см і остаточно зачищається автогрейдером.

Для розробки котлованів застосовують різноманітні землерийні (екскаватори) і землерийно-транспортні (бульдозери, скрепери, автогрейдери) машини. Застосування тієї чи іншої машини залежить від виду ґрунтів будівельного май-

данчика, глибини і розмірів котловану в плані. Розробку котлованів в основному проводять екскаватором з прямою лопатою з транспортуванням ґрунту автосамоскидами, при цьому продуктивність екскаватора визначається за формулою

$$P_{\text{ек}} = \frac{3600}{\tau_{\text{ц}}} V_{\text{к}} \frac{K_{\text{н.к}}}{K_{\text{р.г}}} K_{\text{в}}, \quad (8.23)$$

де  $\tau_{\text{ц}}$  — тривалість робочого циклу (табл. 8.10);

$K_{\text{н.к}}$  — коефіцієнт наповнення ковша (табл. 8.11);

$K_{\text{в}}$  — коефіцієнт використання робочого часу,  $K_{\text{в}} = 0,75 \div 0,85$ ;

$V_{\text{к}}$  — об'єм ковша;

$K_{\text{р.г}}$  — коефіцієнт розпушування ґрунту (табл. 8.11).

Таблиця 8.10

Тривалість робочого циклу екскаватора з поворотом платформи на  $90^\circ$

Об'єм ковша, м <sup>3</sup>	Лопата	
	пряма	зворотна
0,3	14	15
0,65	15	16
1,25	17,6	13,6
2,00	20,0	-

Таблиця 8.11

Значення коефіцієнтів

Група ґрунтів	$K_{\text{р.г}}$	$K_{\text{н.к}}$
I	1,10	1,0
II	1,20	0,97
III	1,25	0,95
IV	1,30	0,93

Для розробки котлованів під заглиблені залізобетонні резервуари широко використовують скрепери. Скрепер — це високопродуктивна землерийно-транспортна машина, яка працює за принципом пошарового зрізання і укладання ґрунту в ковш з подальшим його переміщенням і розванта-

женням. Застосовують як причепні, так і самохідні скрепери. При відстані до 1000 м для розробки і транспортування ґрунту використовують причепні скрепери з ковшем об'ємом 5-15 м<sup>3</sup>. Застосування самохідних скреперів дозволяє збільшити відстань вивезення до 3000 м. Розробку котловану скреперами застосовують для ґрунтів до категорії III без попереднього розпушування і для ґрунтів категорії IV з попереднім розпушування. Риття котловану скрепером здійснюють кільцевим методом з обладнанням двох відвалів ґрунту (рис. 8.15). Для роботи скрепера можна використовувати також трактори-штовхачі.

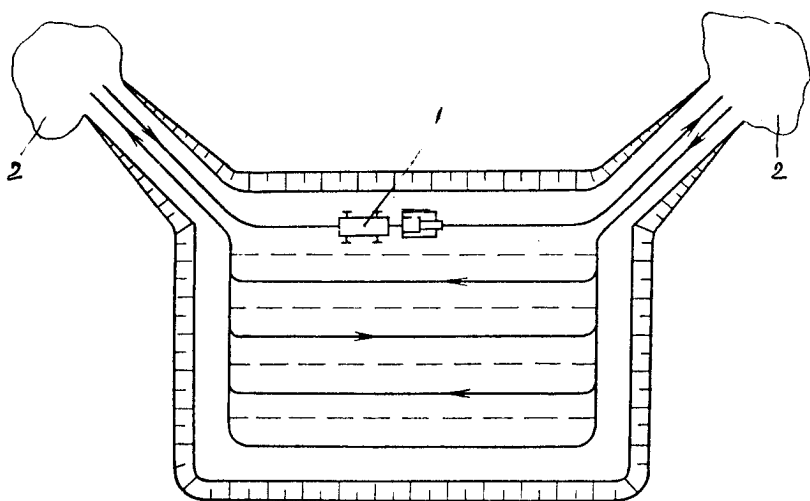


Рис. 8.15. Схема розробки котловану скрепером:  
1 — скрепер; 2 — відвал ґрунту

Продуктивність скрепера можна підрахувати за формулою

$$P_{ск} = \frac{3600 \cdot V_{к} \cdot K_{в} \cdot K_{н.к}}{\tau_{ц} \cdot K_{р.г}}, \quad (8.24)$$

де  $V_{к}$  — об'єм ковша;

$K_{в}$  — коефіцієнт використання робочого часу,  $K_{в} = 0,65 \div 0,90$ ;



$K_{н.к}$  — коефіцієнт наповнення ковша скрепера (табл. 8.12);

$K_{р.г}$  — коефіцієнт розпушування ґрунту залежно від групи ґрунту та його вологості,  $K_{р.г} = 1,1 \div 1,5$ ;

$\tau_{ц}$  — тривалість циклу роботи скрепера

$$\tau_{ц} = \tau_1 + \tau_2 + \tau_3 + \tau_4, \quad (8.25)$$

тут  $\tau_1$  — тривалість набору ґрунту в ковш;

$\tau_2$  — час руху скрепера до місця розвантаження;

$\tau_3$  — час розвантаження;

$\tau_4$  — час руху до місця розробки ґрунту.

Таблиця 8.12  
Коефіцієнт наповнення ковша скрепера ( $K_{н.к}$ )

Умови роботи скрепера	Ґрунт		
	сухий рихлий пісок	супісок і середній суглинок	тяжкий суглинок і глина
Без штовхача	0,5 - 0,7	0,6 - 0,95	0,65 - 0,75
З штовхачем	0,3 - 1,0	1,0 - 1,20	0,90 - 1,20

Товщина стружки ґрунту, що зрізається за один робочий хід скрепера, залежить від виду ґрунту і місткості ковша. При роботі без штовхача товщина стружки рекомендується від 70 мм (при глинистому ґрунті і місткості ковша 3 м<sup>3</sup>) до 350 мм (піщаному ґрунті і місткості ковша 16 м<sup>3</sup>). При використанні штовхача товщина стружки ґрунту може бути збільшена приблизно в два рази.

Дно котловану зачищують бульдозерами і автогрейдерами. Іншим видом земляних робіт при спорудженні залізобетонних резервуарів є зворотне засипання котлована ("пазух"), тобто засипання простору між стінками корпусів резервуара і котловану і обсіпання резервуарів. Ці роботи виконують бульдозерами або екскаватором з грейдерним ковшем з пошаровим ущільненням ґрунту. Звичайно для цієї операції використовують бульдозери типу Д-312.

Найменше механізований процес виконання ґрунтової засипки на покриття заглиблених резервуарів з насипного ґрунту товщиною 250-350 мм. Це пов'язано з тим, що несучі конструкції залізобетонних резервуарів не розраховані на прохід звичайних землерийно-транспортних машин.

---

У скальних ґрунтах котловани розробляють вибуховим способом з попереднім бурінням шпурів для розміщення зарядів.

#### **8.7.4. Приготування бетонної суміші**

Бетонну суміш приготують централізовано (на заводах) або безпосередньо коло будівельного майданчика на бетонозмішувальних установках (рис. 8.16). При значних відстанях майданчика будівництва від бетонних заводів обладнують приоб'єктні бетонні заводи, які себе оправдовують при об'ємах будівництва не менше 240–260 тис.м<sup>3</sup> об'єму резервуарного парку. Для обслуговування будівельних майданчиків з відносно невеликим об'ємом бетонних робіт (1500 м<sup>3</sup> на місяць) бетонна суміш готується у пересувних автобетонозмішувачах гравітаційної (СБ-10, СБ-3) або примусової (СБ-69, СБ-58, СБ-92) дії. Продуктивність таких установок 15–30 м<sup>3</sup> бетону за годину. Перевезення бетонної суміші від бетонних заводів або розчиннобетонних вузлів здійснюється за допомогою автобетоновозів і автосамоскидів. Застосування автобетоновозів дозволяє перевозити бетонну суміш на відстань до 45 км.

У практиці будівництва використовують три технологічні схеми доставки бетонної суміші до місця укладання:

від місця приготування до місця її укладання;

від місця розвантаження бетонної суміші до місця її укладання в конструкцію;

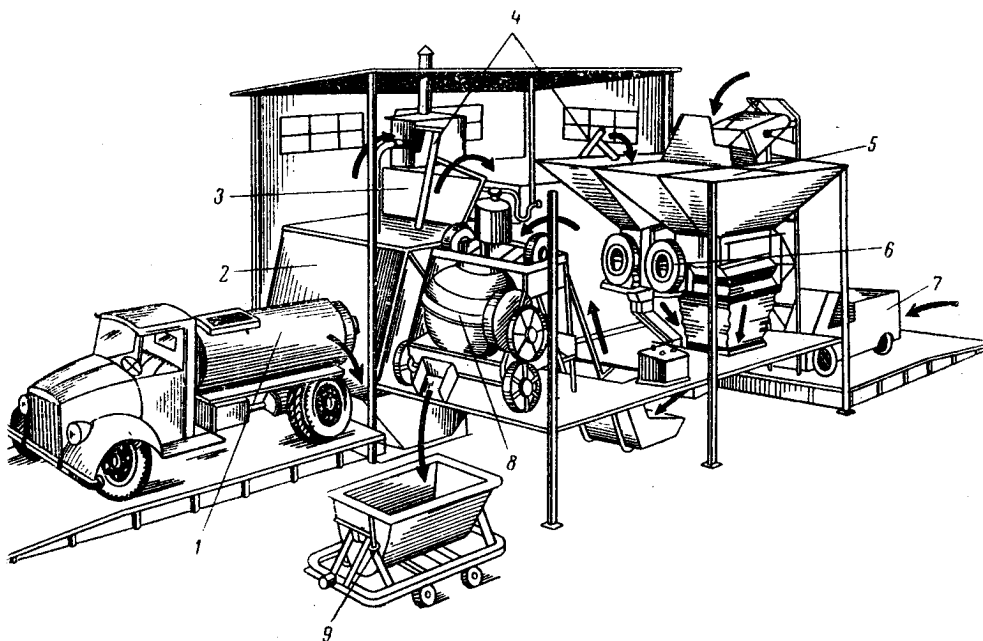
від місця приготування до місця розвантаження з укладанням безпосередньо в конструкцію.

При бетонуванні конструкцій залізобетонних резервуарів можна застосовувати всі три схеми.

#### **8.7.5. Обладнання бетонної підготовки і днища**

Бетонна підготовка — шар важкого бетону проектної марки М50 або М75 товщиною 100 мм, укладеного на підготовлену підвалину котлована. До початку бетонування підготовки всю площу підвалини під резервуар розбивають на смуги. Ширина смуги повинна відповідати довжині віброрейки (звичайно 3–4 м). Кордони смуг позначають шляхом забивання кілків і натягування шнура. Після проведеної розмітки встановлюють маячні дошки, які є опалубкою між

смугами, що бетонуються. Бетонування бетонної підготовки проводиться через смугу, тобто спочатку бетонуються парні, а потім непарні. Таке бетонування дозволяє уникнути утворення додаткових напружень і тріщин в бетоні (рис. 8.17).



**Рис. 8.16. Схема бетонозмішуючої установки:**

- 1 — цементовіз; 2 — приймальний бункер; 3 — основний бункер;  
 4 — перевантажники (шнеки); 5 — робочий бункер; 6 — ваговий дозатор;  
 7 — навантажувач піску і щебеню; 8 — бетономішалка;  
 9 — вагонетка для навантаження з бетонною сумішшю

Укладання бетонної суміші в смуги бетонної підготовки проводять або подаванням її у цебрах об'ємом  $0,6 \text{ м}^3$  за допомогою самохідного крана, або бетононасосами. Розрівнювання бетонної суміші виконують бульдозером Д-312 на базі трактора "Білорусь". Інколи застосовують спеціальний розрівнювач бетону. Бетонну суміш ущільнюють віброрей-

ками з електромеханічним вібратором ИВ-21А. Продуктивність віброрейки складає  $15 \text{ м}^2/\text{год}$ .

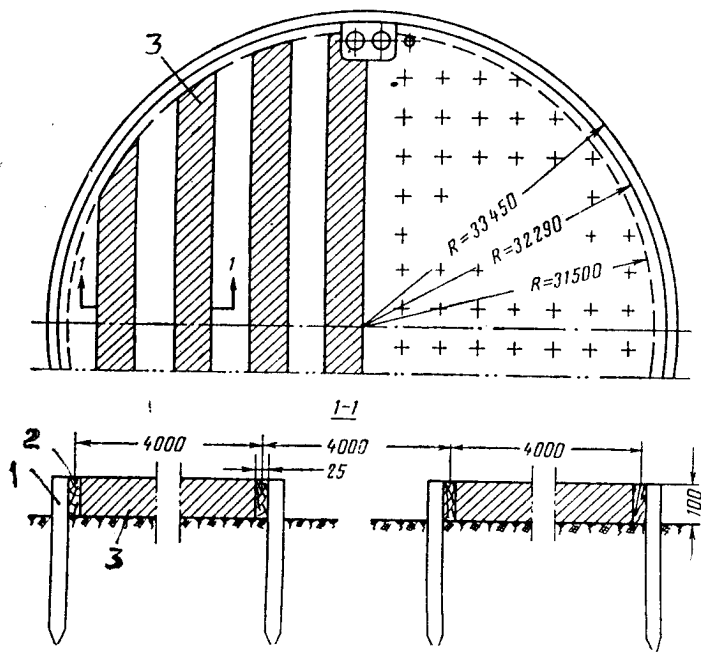
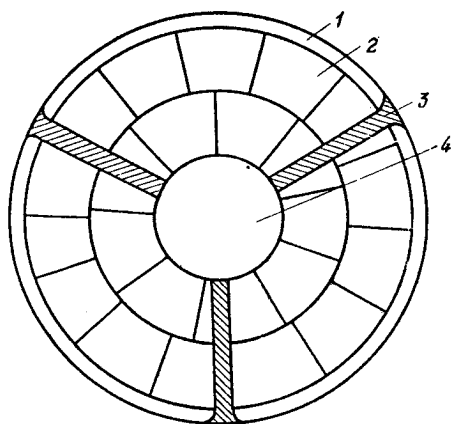


Рис. 8.17. Обладнання бетонної підготовки під днище резервуара:  
1 — кілки; 2 — маячна дошка; 3 — смуга, що бетонується

Після досягнення бетоном 70-75 % міцності (приблизно за 2 тижні) приступають до спорудження монолітного днища резервуара. Спочатку на бетонну підготовку вкладають шар гідроізоляції з рулонного матеріалу або бітуму, а при напруженому днищі — шар піску товщиною 50 мм (шар ковзання) і гідроізоляцію укладають поверх піску. Гідроізоляція являє собою два шари пергаміну. Смуги пергаміну з'єднують між собою внапуск з шириною перекриття 100 мм. Склеювання смуг здійснюють бітумною мастикою. Ізоляцію тимчасово не роблять тільки в місцях обладнання проїздів для крана. Радіальні проїзди облаштовують шириною 4 м шляхом укладання на піщаний шар залізобетонних плит.

Бетонування днища здійснюється за двома схемами: бетонування паралельними смугами або кільцевими ділянками-картами. Ширина смуг позначається таким чином, щоб

бетон подальшої смуги був укладений до початку схоплення бетону попередньої смуги і складав 3–7 м. Бетонування монолітного днища циліндричних резервуарів здійснюється також по окремих ділянках (картах) з подальшим замоноличуванням стиків між ними. Всю поверхню підготовки розбивають на кільцеві карти, які розділяються кільцевими і



**Рис. 8.18.** Бетонування днища кільцевими дільницями (картами):

1 — фундамент під стінку резервуара; 2 — карта (кільцева захватка); 3 — тимчасовий проїзд для крана (самоскида); 4 — центральна частина днища

радіальними швами (рис. 8.18). Ширину швів 200 мм фіксують опалубкою з дощок. На шар гідроізоляції укладають на бетонних кубиках арматурні сітки. По периферії встановлюють опалубку і арматуру фундаменту під стінку резервуара. Арматура фундаменту має встановлені з відповідним кроком закладні деталі, які потім зварюють з закладними деталями панелей стінки.

Бетонування карт днища здійснюється безперервно. Бетон подають цебрами за допомогою самохідного крана, який переміщується по проїздах, утворених заздалегідь. Спочатку бетонують центральну частину днища, потім середнє кільце і периферійну частину днища. Одночасно з укладанням бетону у периферійну частину бетонують і фундамент під стінку. Кран при цьому пересувається поза межі днища. Ущільнення бетонної суміші проводять площадними вібраторами.

Заключна операція бетонних робіт — догляд за бетоном, яка являє собою систему заходів, направлених на:

підтримання сприятливих тепловологих умов твердіння бетону на протязі певного часу;

запобігання утворення і розвитку у твердіючому бетоні значних температурних і усадкових внутрішніх напружень;

---

запобігання від механічних пошкоджень бетонної суміші у початковий період твердіння.

Заходи щодо створення сприятливих тепловологих умов твердіння бетону залежать від пори року, температури навколишнього середовища і його вологості. У теплу пору року поверхню тільки що укладеного бетону накривають брезентом (або мішковиною) з подальшим регулярним зволоженням через кожні 3-4 години залежно від погоди. При понижених температурах навколишнього повітря (плюс 5-10°C) в осінню і весняну пору року, коли можливі приморозки, необхідно мати матеріал для утеплення укладеного бетону в нічний час.

В зимовий період з мінімальною добовою температурою нижче 0°C передбачаються спеціальні заходи щодо укладання і нагляду за бетоном. Зокрема, застосовують метод "термоса" з використанням попереднього підігріву бетонної суміші, електропідігрів укладеної бетонної суміші, проведення бетонування конструкцій в теплому укрітті та інші методи.

Подальші роботи на днищі можна проводити після досягнення бетоном міцності не менше 70 % проектної. Шви між кільцевими дільницями замоноличують по закінченню монтажу покриття і стінок резервуара.

### **8.7.6. Машини, механізми і пристосування для монтажу залізобетонних резервуарів**

Для монтажу збірних конструкцій залізобетонних резервуарів застосовують спеціальні пристосування, механізми і монтажні самохідні крани. Монтажні пристосування для монтажу можна розділити на окремі групи:

- пристосування для стропування елементів, що монтуються, і установки їх у проектне положення;

- пристосування, котрі полегшують монтаж і забезпечують тимчасове закріплення елементів, що монтуються;

- машини і механізми, що забезпечують безпечне проведення монтажних робіт.

Для строповки елементів, що монтуються, застосовують канатні і ланцюгові стропи. Стропи із сталевих канатів бувають універсальні і полегшені. Універсальний строп являє собою замкнену петлю із сталевого каната діаметром 19-30 мм і довжиною 6-15 м, з'єднану спеціальними затискачами.

Полегшений строп — відрізок сталевого каната довжиною 2-5,5 м і діаметром 13-50 мм, забезпечений по кінцях петлями або гаками з карабінами. Для піднімання і установки збірних елементів різних діаметрів, форм і конфігурації використовують одно-, дво-, три- та чотирирозгалужені полегшені стропи. Для монтажу деяких елементів (балки, плити) використовують спеціальні пристосування — траверси, тобто суцільні або складені балки, до яких приєднуються полегшені стропи. Застосування траверс робить більш зручним піднімання довгомірних і площинних елементів.

Поряд з розглянутими вантажозахоплювальними пристроями використовуються напівавтоматичні, які керуються з поверхні землі.

При збільшенні об'єму залізобетонних резервуарів зростають розміри і маса елементів при монтажі. Так, висота колон досягає 9,6 м, висота збірних панелей стінки корпусу резервуара об'ємом 120000 м<sup>3</sup> складає 18 м, а маса — 45 т. Установка таких елементів у проектне положення, їх вивірка викликають певні труднощі. В зв'язку з цим застосування різних пристосувань і механізмів, які полегшують установку і вивірку таких елементів, має велике практичне значення. При монтажі збірних елементів залізобетонних резервуарів найбільша трудомісткість характерна для стінних панелей корпусу і колон покриття. Для приведення цих елементів у вертикальне положення застосовують шарніри і поворотні столи, які полегшують монтажні роботи.

Для вивірки вертикального положення колон широко використовують сталеві, дерев'яні або залізобетонні клини, що забиваються по два на кожну грань колони. Клини мають ширину 150-200 мм і висоту, рівну половині висоти стакана фундаменту.

В останній час все частіше почали застосовувати для цієї мети фіксатори і клинові вкладиші-домкрати. Фіксатори заздалегідь встановлюють по кутах стакана фундаменту, регулюючи положення їх площин залежно від розмірів перерізів колон, що дозволяє забезпечити точну установку колони в плані. Клинові вкладиші встановлюють із зазором між поверхнями колони і стакана посередині грані колони. При обертанні рукояткою гвинта здійснюється вертикальне переміщення клинового вкладиша, що й забезпечує переміщення колони при вивірці.

Для монтажу збірних елементів конструкції залізобетонних резервуарів використовують самохідні монтажні автомобільні, гусеничні крани, а також крани на пневмоколесах вантажопідйомністю до 30 т для резервуарів об'ємом до 40000 м<sup>3</sup> і вантажопідйомністю 50-60 т для резервуарів об'ємом до 120000 м<sup>3</sup> (табл. 8.13).

Таблиця 8.13

Марки кранів, що застосовуються для монтажу елементів резервуарів

Характеристика крана	Марка, тип	Вантажопідйомність, т
Автомобільні	КС-2671	6,0
"-	КС-3571	10,0
"-	КС-4571	16,0
Пневмоколісні	КС-4361	16,0
"-	КС-5363	25,0
"-	КС-6362	40,0
"-	КС-7361	63,0
Гусеничні	МКГ-10	10,0
"-	МКГ-16	16,0
"-	МКГ-25	25,0
"-	СКГ-40	40,0
"-	СКГ-63	63,0

До початку монтажу збірних елементів на будівельному майданчику організують їх приймання і складування у відповідності з проектом. На фундамент і колони наносять контрольні риски, а також проводять геодезичну розбивку днища для установки фундаментів під колони. Для циліндричних залізобетонних резервуарів фундаменти з колонами розміщують за концентричними колами через 6,0 м (за колами радіусами 3, 9, 15, 21, 27, 33 м і т.д.). Відстань між осями колон по дузі на всіх колах кратна числу  $\pi$  і дорівнює 6,26 м (окрім кола радіусом 3 м). Геодезичну розбивку днища резервуара виконують за допомогою теодоліта.

Монтаж збірних елементів резервуара виконується з їздом монтажного крана на днище по радіальних тимчасових дорогах, а всі монтажні операції з установки в проектне положення колон, балок, плит покриття виконуються кіль-



цевими ділянками (рис. 8.19) у такій технологічній послідовності: монтаж фундаментів-підколонників, монтаж колон, балок і плит покриття; монтаж стінних панелей корпусу.

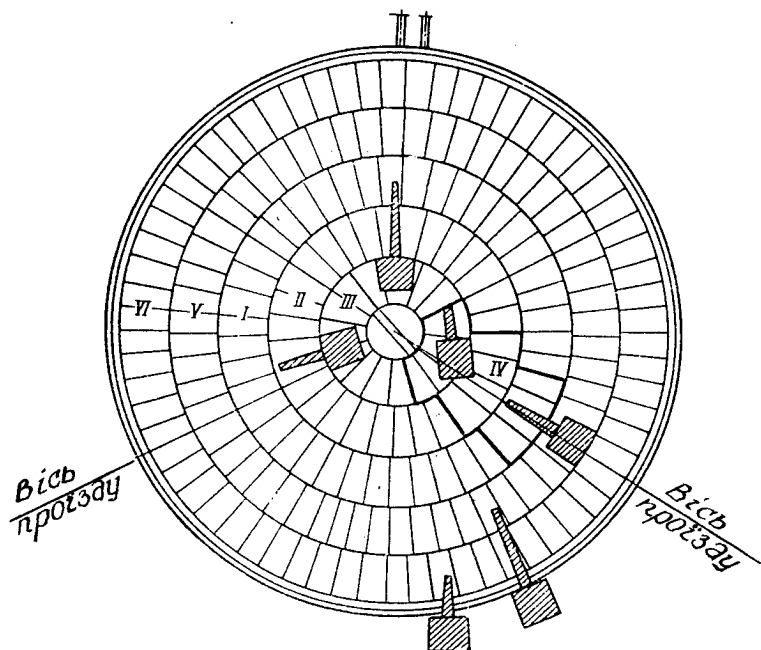


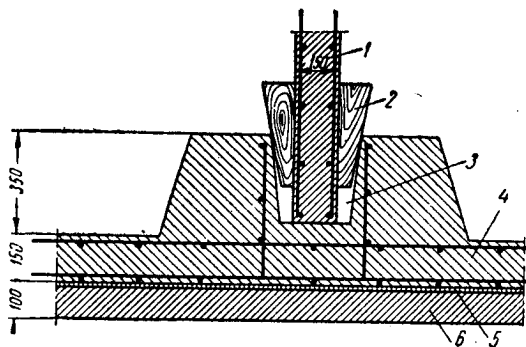
Рис. 8.19. Порядок монтажу збірних конструкцій резервуарів місткістю 30000 м<sup>3</sup> (римськими цифрами вказана послідовність монтажу)

### 8.7.7. Монтаж збірних елементів залізобетонних конструкцій

Монтаж несучих елементів залізобетонних резервуарів починається з монтажу фундаментів під колони. Для цього використовують монтажні крани з строповкою двогілковими стропами вантажопідйомністю 3 т. Установку фундаментів починають для циліндричних резервуарів з крайнього (зовнішнього) кола, тобто з кола радіусом 33 м для резервуарів об'ємом 40000 м<sup>3</sup>, радіусом 27 м для резервуарів об'ємом 30000 м<sup>3</sup>, радіусом 21 м для резервуарів об'ємом 20000 м<sup>3</sup> і т.д. При установці фундаментів контролюють співпадання осей фундаменту з осями, нанесеними на днищі, а також

відмітки дна стакана фундаменту. Останню операцію контролюють теодолітом. Для вирівнювання відміток дна стаканів застосовують підливання бетону. Довжину колони вимірюють заздалегідь і товщину підливання роблять так, щоб одержати проектну відмітку верху колони при установці останньої у фундамент.

Монтаж колон здійснюють шляхом їх установки у фундаменти з вивіркою їх вертикального положення відносно осей і замонолічування у стакані фундаменту. Колони стропують за консолі за допомогою напівавтоматичних захоплювачів. Монтаж проводиться самохідними гусеничними кранами МКГ-20 або Э-1256 з довжиною стріли 20 м. Тимчасове закріплення колон здійснюється розгалками і клинами, які забиваються в зазор між колоною і стінкою фундаменту (рис. 8.20). Контроль положення колони проводять за допомогою теодоліта. Замонолічування спряжень колони з фундаментом проводять після укладання кільцевих ригельних балок і монтажу плит покриття. Для замонолічування застосовують жорстку цементно-піщану суміш. Клини і розгалки знімають, коли суміш досягне 50%-ної міцності від проектної (час набирання 50%-ної міцності триває 1 тиждень).



**Рис. 8.20.** Тимчасове закріплення колони у підколонному фундаменті:

1 — колона; 2 — дерев'яний клин; 3 — стакан у підколонному фундаменті; 4 — днище; 5 — гідроізоляційний шар; 6 — бетонна підготовка

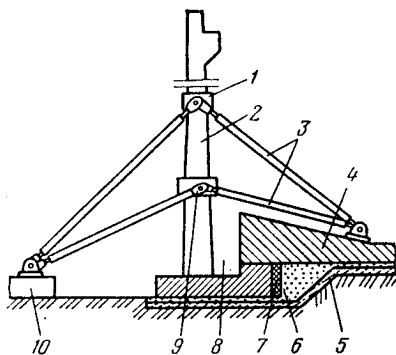
Балки і плити покриття монтують з коліс, причому елементи покриття циліндричних резервуарів — кільцевими

ділянками, а елементи покриття прямокутних резервуарів — смугами "на себе".

В циліндричних резервуарах спочатку здійснюють монтаж покриття по середніх кільцях розміщення балок і колон, потім заповнюють центральну частину резервуара. Останні два кільцевих ряди плит монтують краном, що рухається поза резервуаром (рис. 8.19). Не рекомендується встановлювати велику кількість колон без укладання на них балок і плит покриття. Після монтажу 2-4 колон необхідно змонтувати на них відповідну ділянку покриття.

Балки, укладені на опорні поверхні колон, перевіряються на горизонтальність і закріплюються шляхом зварювання закладних деталей балок і колон. Периферійне кільце плит укладають після установки стінних панелей.

Перед початком монтажу стінних панелей проводять очищення поверхні кільцевого фундаменту. Стінні панелі доставляють до місця монтажу автотранспортом і розкладають на дерев'яних підкладках поза днищем резервуара. Піднімання і установку панелей проводять самохідним гу-



**Рис. 8.21. Тимчасове закріплення стінних панелей резервуара:**

1 — хомут; 2 — стінна панель; 3 — підкоси; 4 — днище резервуара; 5 — бетонна підготовка; 6 — шар сухого піску; 7 — пружна прокладинка; 8 — зазор, який замонолічується після закінчення монтажу стінки; 9 — штифт; 10 — підставка з дерев'яних брусків

сеничним краном за допомогою спеціальної напівавтоматичної траверси-захоплювача. Маса панелі залежить від об'єму резервуара і складає до 10-12 т в типових резервуарах об'ємом до 40000 м<sup>3</sup> і до 45 т в резервуарах об'ємом 120000 м<sup>3</sup>. Першу панель після установки розкріплюють спеціальними підкосами (рис. 8.21). Вертикальність установки панелі перевіряють теодолітом. Для дотримання точної величини зазора між панелями, який дорівнює 200 мм, між

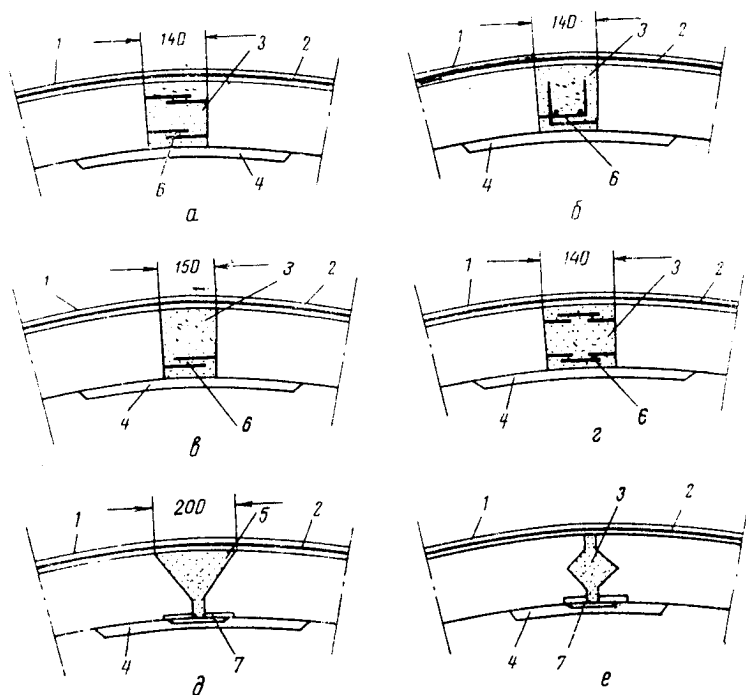
панелями тимчасово встановлюють дерев'яний брусок. Після закінчення вивірки і розкріплення другої панелі бокові випуски її арматури зварюють з випусками арматури першої панелі. Таким чином монтують і третю панель. Одночасно з монтажем проводять зварювання закладних деталей панелі і фундаменту стінки, а також укладання плит периферійного кільця покриття. Внаслідок отримують рамну конструкцію (стінка-плита-колона-днище), котра добре протистоїть вітровим навантаженням і застрахована від можливих випадкових переміщень. У циліндричних резервуарах при монтажі стінки підкосами розкріплюють тільки перші 4-5 панелей. В прямокутних резервуарах розкріплюється кожна панель.

### **8.7.8. Замонолічування стиків між конструктивними елементами резервуара**

Замонолічування стиків — важлива і відповідальна технологічна операція у спорудженні залізобетонних резервуарів. Якість замонолічування, а також дотримання заходів щодо уникнення утворення тріщин — необхідна умова забезпечення ступеня непроникності резервуара, створення міцних і щільних стикових з'єднань.

Замонолічування стиків виконують після зварювання випусків арматури збірних елементів шляхом ущільненого заповнення порожнини стиків бетонною сумішшю. Замонолічування стиків між конструктивними елементами резервуара проводять в такій послідовності: спочатку замонолічують шви між стінними панелями, потім — між плитами покриття і тільки після цього — температурні шви днища покриття. Такий порядок замонолічування швів прийнятий з тієї причини, що необхідно дати більше часу для набирання міцності бетону у швах стінки резервуара перед навиванням на неї напруженої арматури. Для замонолічування стиків застосовують бетон не менше марки М400 з максимальною грубістю заповнювача 20 мм, який готується на розширяючому і швидко твердіючому цементі. Перед замонолічуванням поверхні, що стикаються, обробляються піскоструйними апаратами не раніше, ніж за 42 години до початку робіт. Безпосередньо перед початком робіт поверхні промивають струменем води під тиском. Конструкція швів замонолічування залежить від конструкції стінних панелей. В практиці

будівництва резервуарів існують три конструкції швів: прямі, V-подібні, шпоночні (рис. 8.22).



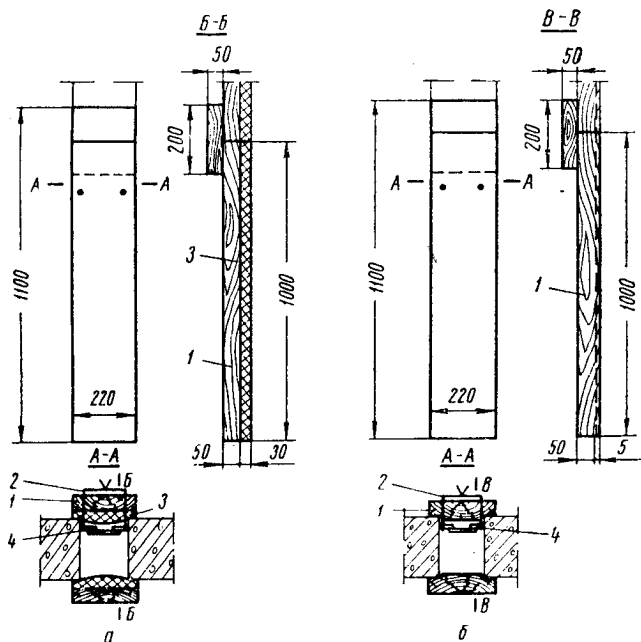
**Рис. 8.22. Типи швів спряження збірних стінних панелей резервуарів:**

*а, б, в, г — прямі шви; д — V-подібний шов; е — шпоночний шов;*

*1 — зовнішній торкрет товщиною 25 мм; 2 — попередньо напружена арматура; 3 — бетон замонолічування; 4 — внутрішній торкрет товщиною 20 мм; 5 — торкрет-розчин; 6 — арматурні випуски; 7 — монтажні накладки*

Для замонолічування стиків між панелями стінки використовують секційну щитову опалубку (рис. 8.23). Щити опалубки виготовляють з дощок товщиною 40-50 мм, причому внутрішню поверхню щитів роблять випуклою. В деяких випадках на плоску поверхню накладають шар пористої гуми. Це робиться для того, щоб бетон стику після затвердіння не виступав за зовнішню поверхню стінки і не створював

таким чином можливість додаткового згину дроту, що нави-  
вається. Щити опалубки встановлюють з внутрішньої сто-  
рони панелі на всю висоту стінки, а з середини — по одному  
щиту довжиною 1 м в міру заповнення шва. Щити закріп-  
люються скрутками дроту за випуски арматури панелі.



**Рис. 8.23. Конструкція опалубки для замонолічування стиків між стінними панелями:**

*а — з ущільненням губчастою гумою; б — з лабіринтним ущільненням;*

*1 — щити опалубки; 2 — дротяні скрутки; 3 — ущільнення з пористої гуми; 4 — арматурні випуски*

Для замонолічування стиків стінних панелей, висота яких досягає в типових резервуарах 9,6 м, а в резервуарах об'ємом до 120000 м<sup>3</sup> складає 18 м, застосовують два методи: пошарове заповнення порожнини до висоти стику бетонної суміші з подальшим пошаровим ущільненням і механізований спосіб з подаванням бетонної суміші в порожнину стику під надлишковим тиском. В першому випадку бетон в опа-

лубку подають із цебер по жолобу. Ущільнення бетону здійснюють глибинними вібраторами типу И-50. У другому, механізованому методі, бетон подають бетононасосом під тиском 0,4 МПа знизу вверх до повного заповнення шва.

У резервуарах з ненапруженим днищем бетонування паза у з'єднанні стінним з днищем проводять після обтискання арматурою, що навивається на поверхню стінки.

Після замонолічування стиків (30-40 %) між стінними панелями приступають до замонолічування швів покриття резервуара. Спочатку бетонують монолітний пояс, який з'єднує покриття зі стінкою резервуара. Для цього встановлюють кільцеву опалубку (секціями) і проводять монтаж арматури. Бетон подають у цебрах за допомогою крана.

По закінченню бетонування кільцевого поясу проводять замонолічування радіальних і кільцевих швів між плитами покриття. В останню чергу бетонують монолітну ділянку центральної плити покриття. Нагляд за бетоном в процесі його дозрівання полягає в тому, що бетон укривають мішковиною і поливають водою 3-4 рази на добу протягом 7 діб. Поверхня бетону кільцевого поясу ретельно вирівнюється для можливого плавного переміщення коліс навиваючої машини.

При замонолічуванні швів днища для подавання бетону у середину резервуара у стінці залишають отвір шириною в одну-дві панелі. Бетон подається за допомогою автотранспорту з ковшем. Для бетонування вузла спряження стінки з днищем у місцях установки замикаючих панелей (технологічний отвір) бетон подають через верх до монтажу останніх плит покриття.

Стикові шви між картами днища замонолічують в такій послідовності:

1. Замонолічують шви спряжень стінних панелей з днищем (крім ділянок на довжині отвору для радіального проїзду).

2. Замонолічують радіальні і кільцеві шви між картами днища.

3. Замонолічують (бетонують) днища в місцях зняття радіального проїзду.

4. Монтують стінні панелі і плити покриття в місцях колишнього радіального проїзду і замонолічують стики між цими панелями і плитами.

---

5. Замонолічують ділянку шва спряження стінних панелей і днища резервуара на ділянці колишнього отвору для радіального проїзду, а бетонну суміш у цьому випадку подають через технологічний люк в покритті до середини резервуара.

### **8.7.9. Навивання кільцевої арматури і її захист від корозії**

Для запобігання утворення тріщин у бетоні від дії розтягуючих сил, підвищення міцності резервуарних конструкцій у стінці резервуарів створюють попередні напруження стиску. Для забезпечення надійної роботи резервуарів напруження від стиску повинні складати 0,3 - 1 МПа. Роботи щодо створення попередніх напружень проводять після закінчення замонолічування стиків і набирання бетоном міцності у стисках не менше 70 %.

Попереднє напруження стискання створюють шляхом навивання на корпус резервуара високоміцного арматурного дроту із сталі з межею міцності 1500 - 1900 МПа. В місцях розташування днища і плит покриття навивають декілька шарів дроту або каната. Навивання дроту проводять із зусиллям натягу до 65 кН, що дозволяє здійснювати стискання не тільки стінних панелей і швів корпусу, але й бетону днища та покриття. Навивання арматурного дроту або каната здійснюють за допомогою спеціальних арматурно-навивальних машин (АНМ) (табл. 8.14) (рис. 8.24).

Принципово арматурно-навивальна машина (рис. 8.25) складається з наступних частин. Верхня каретка 1, яка рухається по периметру покриття резервуара, з'єднана легкою фермою 3 зі шпилем, розташованим в центрі покриття резервуара, який має кільцевий струмомізнач 4. На цій каретці розміщується бухта дроту. До каретки підвішана вертикальна рама 5, по якій рухається нижня каретка 2. Підвіска і переміщення останньої здійснюється за допомогою канатів. На нижній каретці розміщується механізм пересування машини навколо резервуара і механізм натягання дроту. Пересування машини здійснюється за рахунок привідних зірок, через які проходить ролик-втулочний ланцюг, обгорнутий навколо стінки резервуара. Натяг дроту створюється за рахунок різниці швидкостей машини по колу і сходу дроту з натяжного механізму. Монтаж машини здійснюється за допомогою крана з подовженою стрілою. Спочатку на покритті резер-



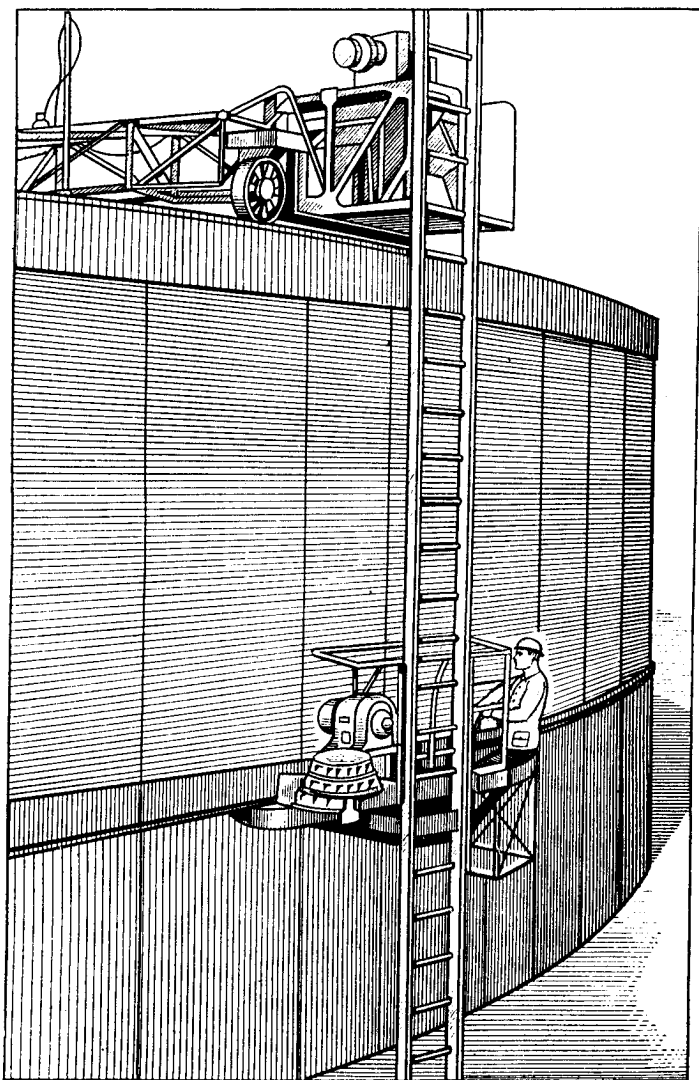
вуара встановлюється центральний шпиль, потім на підкладках укладають ферму 3 і після цього — верхню каретку. Після з'єднання всіх частин приступають до монтажу вертикальної рами 5 і нижньої каретки 2. Енергія підводиться по кабелю, підвішаному на тимчасових опорах.

Таблиця 8.14

Технічна характеристика арматурно-навивальних машин

Показники	Марка машини			
	АНМ-5	АНМ-5М	АНМ-7	АНМ-10
Діаметр резервуара, м	9 - 42	9 - 42	16 - 70	9 - 30
Максимальна висота резервуара, м	6,5	12	12	15 - 16
Максимальний діаметр дроту, що навивається, мм	5	5	5	5 (6x2,5 або 7x2,5)
Максимальне зусилля натягу дроту, кН	25	25	25	30
Швидкість навивання, м/год	60	60	60; 90; 120	60; 120
Продуктивність, м/год	3600	3600	до 7200	до 7200
Крок навивання, мм	5 - 300	5 - 300	5 - 300	5 - 300
Потужність електродвигуна, кВт	7	7	19,5	25,6
Маса машини, кг	4000	5000	11600	16100

Навивання арматурного дроту починають на рівні покриття резервуара. Початковий кінець дроту жорстко закріплюють на стіні, і дріт навивають з визначеним заздалегідь і розрахованим кроком. Крок навивання змінюють через інтервал довжиною по висоті резервуара не менше 1 м.



**Рис. 8.24. Навивання високоміцного дроту на корпус резервуара за допомогою арматурно-навивальної машини**

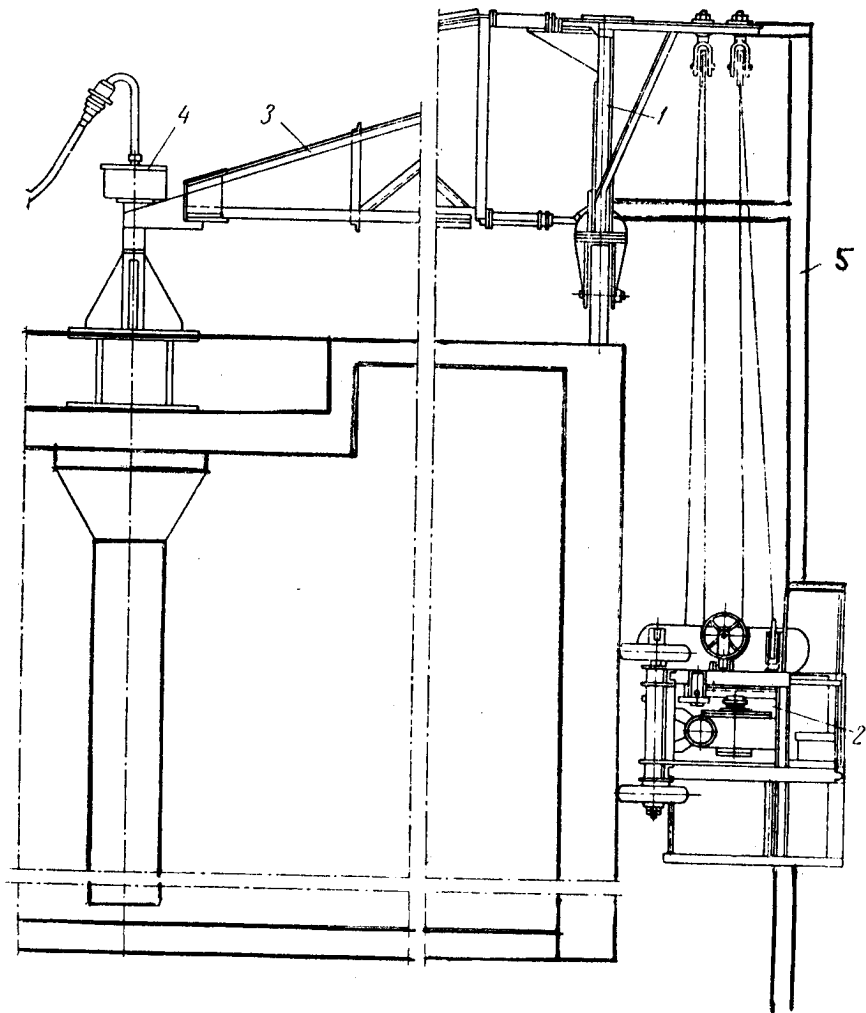


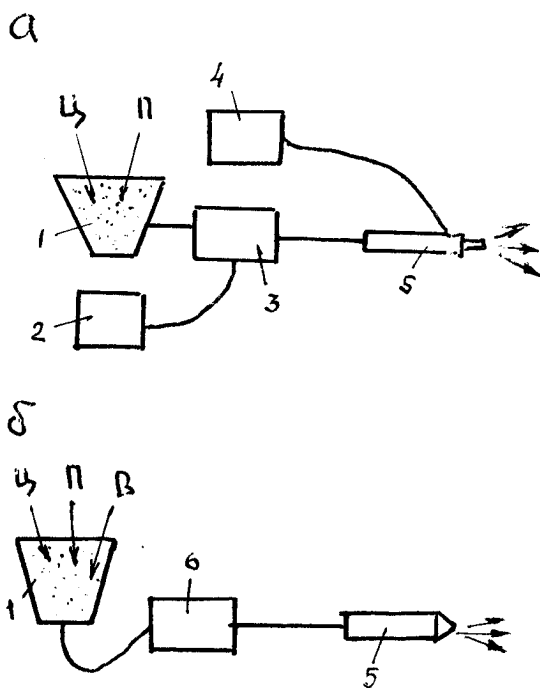
Рис. 8.25. Схема арматурно-наливальної машини АНМ:  
1 — верхня каретка; 2 — нижня каретка; 3 — ферма;  
4 — струмовмикач; 5 — вертикальна рама

Для захисту кільцевої арматури від корозії на стінку резервуара поверх натягнутого дроту наносять шар торкрет-бетону товщиною 25-30 мм. Торкретування проводять шарами по 12-15 мм. З внутрішньої сторони стінки резервуара торкретують місця стиків між панелями, що підвищує їх непроникність.

Торкретування можна проводити двома методами: сухим і мокрим. Торкретування сухим методом проводять за допомогою цемент-пушки під тиском 0,2 - 0,35 МПа. Склад сухої суміші беруть від 1 : 2 до 1 : 3. Середня грубість піску

складає 0,35 мм. Вологість піску — в межах  $3 \div 6\%$ .

Цемент беруть тієї ж марки, що і для основних бетонних конструкцій. Суху піщано-цементну суміш подають повітрям під тиском до 0,6 МПа у сопло установки, туди ж подають і воду (рис. 8.26, а). Зволожена суміш під тиском повітря вилітає із сопла і накладається на поверхню, що торкретується. Для роботи застосовують цемент-пушку СБ-13 або СБ-66. Суміш наноситься з відстані 0,7 - 1,2 м. Товщина торкрет-бетону наноситься двома ша-



**Рис. 8.26. Схема виготовлення суміші для проведення торкретних робіт:**  
 а — для сухого торкретування; б — для мокрого торкретування;

- 1 — змішувач компонентів; 2 — компресор;  
 3 — цемент-пушка; 4 — бак для води;  
 5 — сопло; 6 — розчинонасос

рами, другий шар наноситься на перший не раніше, ніж через 24 г, причому безпосередньо перед нанесенням другого шару поверхня першого шару повинна бути зволожена. Сухий метод торкретування має і недоліки, які полягають у тому, що недостатньо зволожується суміш і великий процент відпадання суміші (30-40 %).

Цих недоліків не має мокрий метод торкретування, який знайшов більш широке застосування в практиці спорудження резервуарів. Для цього застосовують стандартний розчинонасос з пневматичною приставкою. Готовий цементний розчин подається розчинонасосом С-263 або С-317 до форсунки і через її сопло викидається повітрям під тиском 0,6 МПа (рис. 8. 26, б). Торкретування зовнішньої поверхні стінки проводиться при заповненому водою резервуарі.

Сучасні установки для сухого і мокрого торкретування подають по шлангах від 1,5 до 6,0 м<sup>3</sup>/г бетонної суміші до розпилюючих форсунок, розташованих на відстані до 200 м по горизонталі і до 40 м по вертикалі. Якість торкретних робіт контролюється.

Герметизацію залізобетонних резервуарів здійснюють в основному шляхом створення газонепроникності покриття. Для цього в прямокутних і циліндричних резервуарах з ненапруженим дахом поверх укладених плит покриття замоноличеними швами облаштовують цементну стяжку. По цементній стяжці наклеюють за допомогою мастила два шари рулонних матеріалів (пергамін). Окрім звичайних рулонних матеріалів можна застосовувати синтетичні ковдри з плівки. Цей спосіб знайшов особливе поширення у зарубіжній практиці.

Герметизацію резервуарів з попередньо напруженим покриттям здійснюють шляхом обладнання водяного екрану з наливання води висотою 150 ÷ 200 мм.

Заслуговує на увагу досвід зарубіжних фірм щодо герметизації залізобетонних резервуарів. Так, у США широко застосовують як облицювку тонкий (1-4 мм) листовий метал (сталь, алюміній). Тонкі металічні листи закріплюють в бетоні за допомогою анкерів. Особливо широко застосовують для облицювання стінки резервуарів у США, Франції, ФРН пластмаси, смоли, поліуретан, плівки, тіскол, каратулін.

---

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Переваги та недоліки залізобетонних резервуарів порівняно зі сталевими.
2. Класифікація залізобетонних резервуарів.
3. Нормальний ряд резервуарів.
4. Конструкції вузлів з'єднань збірних циліндричних залізобетонних резервуарів.
5. Вимоги до матеріалів, які використовуються для будівництва залізобетонних резервуарів.
6. Конструкції прямокутних залізобетонних резервуарів.
7. Методика розрахунку циліндричних резервуарів.
8. Розрахунок прямокутних резервуарів.
9. Виготовлення елементів конструкцій залізобетонних резервуарів.
10. В чому полягають підготовчі і геодезичні роботи при спорудженні залізобетонних резервуарів?
11. Технологія обладнання бетонної підготовки і днища залізобетонних резервуарів.
12. Як здійснюється монтаж збірних елементів залізобетонних резервуарів?
13. Навивання кільцевої арматури на стінку резервуара і її захист від корозії.

---

## 9. НАЗЕМНІ ІЗОТЕРМІЧНІ РЕЗЕРВУАРИ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ ЗРІДЖЕНИХ ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ

### 9.1. Особливості ізотермічного зберігання зріджених вуглеводневих газів

Зріджений газ — важливий елемент багатьох промислових процесів, а також енергетичний ресурс, який дозволяє підвищити ефективність паливно-енергетичного комплексу країни. Розвиток багатьох галузей господарства (енергетики, металургії, хімії, сільського господарства та ін.) неможливий без використання у великих кількостях кисню, азоту, аргону, водню, вуглеводневих газів, аміаку та ін.

Зрідженими вуглеводневими газами називають такі гази, які у рівноваговому стані при невеликому підвищенні тиску або зниженні температури переходять із газоподібного стану у рідкий. У газоподібному стані вони мають звичайні властивості газів: стиснення, розширення, дифузію. Здатність газу зріджуватись полегшує його відокремлення при виробництві, а також зберігання і транспортування. При зміні термодинамічних параметрів рідка фаза переходить у газоподібний стан, що дозволяє ефективно використовувати газ. Так, при випаровуванні  $1 \text{ м}^3$  зрідженого пропану ( $t = -40^\circ\text{C}$ ,  $\rho = 565 \text{ кг/м}^3$ ) виділяється біля  $290 \text{ м}^3$  газоподібного пропану. Характеристика деяких газів при їх зберіганні у зрідженому стані подана в табл. 9.1.

Існують різні методи зберігання зріджених газів, але найбільш економічними є методи зберігання у рідкому вигляді при тиску, близькому до атмосферного.

Для того, щоб тиск в резервуарі не перевищував атмосферного, температура зрідженого газу, наприклад, пропілену не повинна перевищувати мінус  $47^\circ\text{C}$ , а метану — мінус  $161,6^\circ\text{C}$ .

Технологія зберігання зрідженого газу полягає в наступному: газ знаходиться в теплоізоляційному резервуарі при тиску, близькому до атмосферного. За рахунок притоку тепла ззовні частина рідкого газу в резервуарі випаровується, тим самим відбираючи тепло у тій частині газу, що залишається. Тому в резервуарі зберігається постійна температура (звідси і назва "Ізотермічне сховище"). Частина газу, що випарувався, поступає в холодильну установку, зріджується і знову закачується в резервуар. При експлуатації ізотерміч-

них сховищ зрідженого газу застосовують три технологічні схеми: з комплексною холодильною установкою; з буферною місткістю; з проміжним холодоносієм (рис. 9.1).

**Таблиця 9.1**

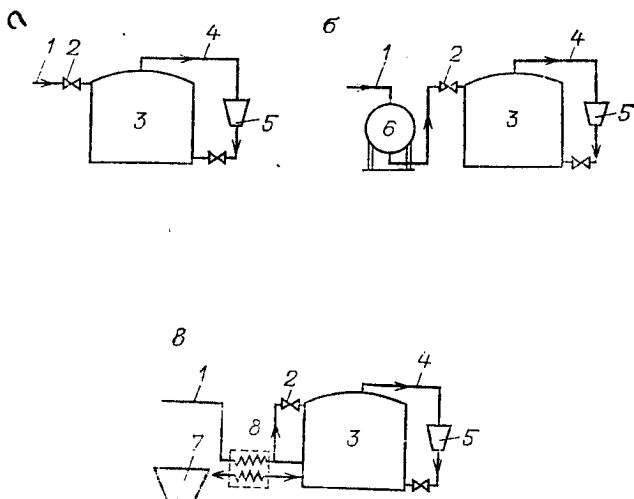
**Основні фізичні властивості технічних газів при їх зберіганні у зрідженому стані**

Газ	Критичний тиск, МПа	Критична температура, °С	Температура кипіння при атмосферному тиску, °С	Щільність в зрідженому вигляді при температурі кипіння, т/м <sup>3</sup>	Щільність у газовій фазі, кг/м <sup>3</sup>
Водень	1,32	-239,7	-252,6	0,07	0,09
Кисень	5,13	-116,7	-162,6	1,14	2,43
Азот	3,46	-146,7	-195,6	0,31	1,25
Аміак	11,52	+132,2	-33,2	0,63	0,77
Метан	4,72	-62,3	-161,3	0,42	0,72
Етан	4,96	+32,3	-66,4	0,55	1,35
Етилен	5,24	+9,6	-103,4	0,61	1,26
Пропан	4,34	+97,0	-42,1	0,56	2,0
Пропилен	4,66	+92,2	-47,5	0,61	1,94
Бутан	3,72	+143,1	+0,6	0,56	2,7

При використанні технологічної схеми з комплексною холодильною установкою зріджений газ подається безпосередньо в резервуар через дросельний вентиль, який забезпечує зниження його тиску і температури до тиску і температури зрідженого газу в резервуарі. Залежно від теплопритоку при заповненні резервуара і зберіганні компресорно-холодильне устаткування можна встановлювати у вигляді одного або декількох агрегатів.

Застосування буферної місткості дозволяє різко знизити продуктивність заповнення ізотермічного резервуара у порівнянні з продуктивністю приймання зрідженого газу в буферну місткість. Це дозволяє застосовувати компресорно-холодильне устаткування меншої потужності і зменшувати енерговитрати при експлуатації. Як буферну місткість застосовують сталеві вертикальні і горизонтальні циліндричні та кульові резервуари, розраховані на тиск рідинної і парової фаз зрідженого газу.





**Рис. 9.1. Технологічні схеми зберігання зріджених газів у ізотермічних резервуарах:**

*а* — з комплексною холодильною установкою; *б* — з буферною місткістю; *в* — з проміжним холодоносієм;

*1* — зливний трубопровід; *2* — дросельний пристрій; *3* — резервуар; *4* — трубопровід парової фази;

*5* — компресорна холодильна установка; *6* — буферна місткість; *7* — місткість для проміжного холодоагента; *8* — теплообмінник

У схемі з проміжним холодоносієм зріджений газ, що поступає в ізотермічний резервуар, попередньо охолоджується в теплообміннику проміжним холодоносієм, а потім дроселюється до заданої температури і тиску. Ця схема дозволяє понизити потужність холодильної установки при закачуванні продукту в резервуар.

Кількість тепла, що поступає у резервуар з рідинною фазою із трубопроводу, транспортною або проміжною місткістю, можна вирахувати за формулою

$$Q_1 = V_m \cdot C_m \cdot (t - t_p), \quad (9.1)$$

де  $V_m$  — масова швидкість заповнення резервуара;

$C_m$  — масова теплоємність рідкої фази;  
 $t, t_p$  — температура рідкої фази відповідно, що подається в резервуар і зберігається.

Кількість тепла, яке відбирається від рідкої фази за рахунок випаровування при зберіганні,

$$Q_2 = (0,003 \div 0,005) m_{p.f} \cdot \frac{X}{86400} \quad (9.2)$$

де  $m_{p.f}$  — маса рідкої фази;

$X$  — прихована теплота випаровування.

Необхідна потужність холодильної установки

$$Q = Q_1 + Q_2. \quad (9.3)$$

Однією з основних переваг ізотермічного зберігання ЗВГ є можливість зберігання значних кількостей зріджених газів у мінімальних об'ємах. Це обумовлено властивостями ЗВГ при температурі кипіння і, зокрема, їх високою щільністю. Для зберігання таких газів як етилен або пропилен необхідно не більше 2 м<sup>3</sup> місткості на 3 т продукту, що зберігається.

Іншими, не менш важливими перевагами ізотермічного зберігання ЗВГ є майже повна відсутність надлишкового тиску в резервуарі, що різко знижує пожежо- і вибухонебезпечність сховища і дозволяє проектувати резервуари з мінімальними металовкладеннями; герметичність системи сховища, що значно зменшує втрати ЗВГ, що зберігаються, і забруднення навколишнього середовища; а також значне зменшення потреби у відводі території для забудови.

Все це обумовлює широкий розвиток ізотермічного зберігання ЗВГ в таких країнах як США, Великобританія, ФРН, Канада, Японія, Франція, Росія та інших. Найбільш потужні ізотермічні сховища ЗВГ за кордоном досягають значних об'ємів. Так, в Японії завершено будівництво ізотермічних місткостей по 60 тис. м<sup>3</sup>. У США будуються ізотермічні резервуари за проектом фірми "Чикаго-Бридж" об'ємом від 14 до 100 тис. м<sup>3</sup>. В Росії будуються ізотермічні наземні резервуари об'ємом 10-30 тис. м<sup>3</sup>. У Франції за участю фірми "Технігаз" збудовано два ізотермічні резервуари місткістю по 120000 м<sup>3</sup> кожний для зберігання зріджених газів.

Технічна характеристика деяких конструкцій ізотермічних резервуарів подана в табл. 9.2.

Таблиця 9.2

## Технічна характеристика ізотермічних резервуарів для зберігання ЗВГ

Показники	Об'єм, тис. м <sup>3</sup>					
	5,0	10,0	20,0	30,0	60,0	120,0
Конструкція	сталева двостінна	сталева двостінна	сталева двостінна	сталева двостінна	двостінна (залізобетон і сталь)	(залізобетон) 1700 Па
Розрахунковий тиск, МПа	0,025	0,006		0,005	0,007	63,0
Діаметр резервуара, м:						65,0
внутрішнього	19,4	26,5	34,2	-	51,3	
зовнішнього	21,6	30,0	36,0	41,5	54,7	
Висота стінки, м:						43,0
внутрішньої	16,6	16,4	14,9	-	32,0	
зовнішньої	17,0	17,4	17,5	33,53	35,0	
Марка сталі резервуара:						
внутрішнього	09Г2С	ОН6	09Г2С	09Г2С	ОН9	залізобетон
зовнішнього	09Г2С	ВСт.3	ОН9	-	залізобетон	900
Товщина стінки, мм	7,5; 6,3	7,9; 6,3	14,12,10	32,5-6,6		-
Маса металу, т	226	440	600	621	1500	

## 9.2. Конструкції наземних ізотермічних резервуарів та матеріали для їх виготовлення

Наземні ізотермічні резервуари являють собою теплоізовані металеві місткості, розраховані на гідростатичний тиск рідини, що зберігається, плюс надлишковий тиск у паровому просторі. Величина надлишкового тиску коливається від 200 до 25000 Па залежно від виду продукту, що зберігається, і режиму роботи холодильно-компресорного устаткування (рис. 9.2).

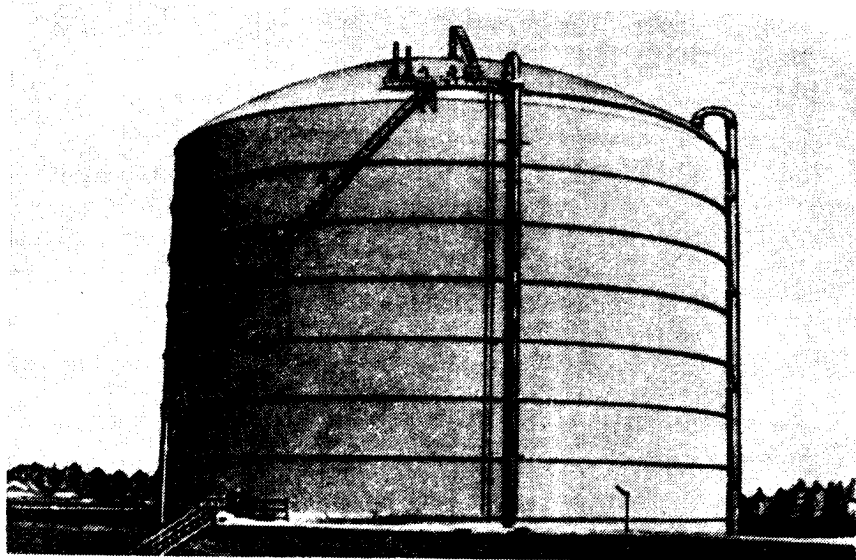


Рис. 9.2. Наземний циліндричний ізотермічний резервуар

Резервуари для ЗВГ можуть бути циліндричної і сферичної форм. Вертикальні циліндричні ізотермічні резервуари (рис. 9.3) класифікуються за наступними ознаками:

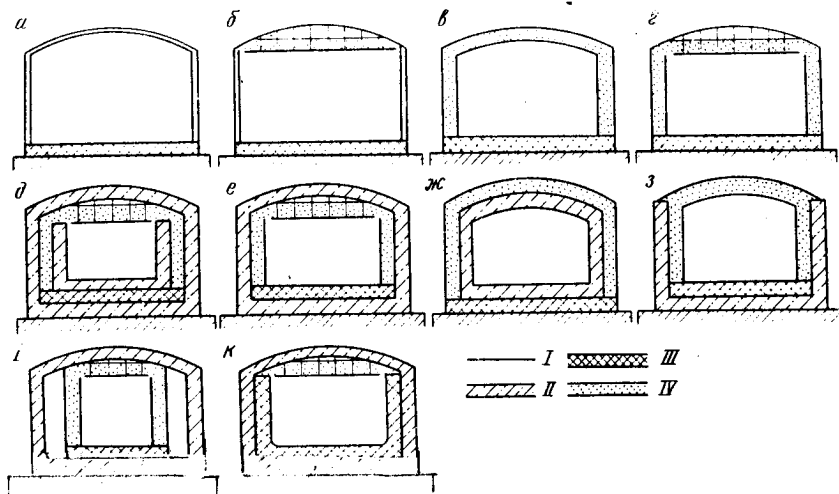
конструктивному виконанню стінок резервуара — одностінні (рис. 9.3, а, б), двостінні (рис. 9.3, в, і), з внутрішньою мембраною (рис. 9.3, к);

конструктивному виконанню внутрішньої покрівлі — самонесуча (рис. 9.3, а, в, ж, з) і підвісна (рис. 9.3, б, г, д, е, і, к);

типу ізоляції — екранна (рис. 9.3, а), пориста (рис. 9.3, б), засипна (рис. 9.3, в-і), жорстка (рис. 9.3, к);

матеріалу, що застосовується — металеві (рис. 9.3, а-г);

залізобетонні (рис. 9.3, д), комбіновані (рис. 9.3, е-к).



**Рис. 9.3. Основні схеми вертикальних циліндричних ізотермічних резервуарів, що застосовуються у світовій практиці:**

*а, б* — одностінні з дахами відповідно купольною і внутрішньою підвіскою; *в, г* — двостінні з внутрішніми дахами відповідно самонесучим і підвісним; *д* — зовнішній і внутрішній резервуари — залізобетонні; *е* — зовнішній резервуар — залізобетонний, внутрішній — металевий; *ж* — зовнішній резервуар металевий, внутрішній — залізобетонний; *з* — днище і стінка зовнішнього резервуара залізобетонні; *и* — між зовнішньою залізобетонною стінкою і насипною ізоляцією товстий шар бетону; *к* — резервуар мембранної конструкції;

*I* — метал; *II* — залізобетон; *III, IV* — ізоляція відповідно жорстка і насипна

Циліндричні ізотермічні резервуари розділяються також за положенням відносно рівня землі — наземні і заглиблені.

Для виготовлення ізотермічних резервуарів, що працюють при низьких температурах, застосовують сталі з високими механічними властивостями. При робочих температурах до  $-70^{\circ}\text{C}$  використовують низьколеговану сталь марки 09Г2С(М), при температурах до  $-40^{\circ}\text{C}$  — сталь марки 16ГС(ЗН) (табл. 9.3).

Таблиця 9.3

**Властивості низьколегованих сталей для виготовлення  
ізотермічних резервуарів**

Марка сталі	Товщина стінки $\delta_{ст}$ , мм	Межа текучості, $\sigma_T$ , МПа	Тимчасовий опір $\sigma_{кр}$ , МПа	Відносне подовження (в %) при		Ударна в'язкість, МПа (при температурі, °С)
				$\delta_{ст}=5$ мм	$\delta_{ст}=10$ мм	
09Г2С(М)	11 - 16	33	46	22	16	0,36(-40)
16ГС(З)	20 - 24	32	46	22	16	3,0 (-70)
	11 - 16	32	50	22	16	3,0 (-40)
	17 - 30	30	46	22	16	2,5 (-40)
10Г2С1	6 - 32	3,5	50	22	16	3,0 (-40)

Окрім низьколегованих сталей для виготовлення внутрішньої оболонки ізотермічних резервуарів при температурі експлуатації нижчій  $-40^{\circ}\text{C}$  також застосовують нікелеві (табл. 9.4) і неіржавіючі сталі.

Вітчизняна промисловість випускає нікелеві сталі марок ОНЗ, ОН6, ОН9. Розміри поставок листів (в мм) наступні: довжина 6000-11500, ширина 2000-2500, мінімальна товщина 10, максимальна 24.

Для зменшення теплопритоку до сховища газу стінку, днище та покрівлю резервуара покривають теплоізоляцією з коефіцієнтом теплопровідності не вищим  $0,116 \text{ Вт/м К}$ .

Таблиця 9.4

**Технічна характеристика нікелевих сталей**

Показники	Марки сталей		
	ОНЗ	ОН6	ОН9
Тимчасовий опір розриву (МПа), не менше	450	600	600
Межа текучості (МПа), не менше	350	450	450
Відносне подовження (в %), не менше	20	20	20
Ударна в'язкість ( $\text{МДж/м}^2$ ) при $= + 20^{\circ}\text{C}$ , не менше	1,5	1,5	1,5

Від правильного вибору матеріалу теплоізоляції залежить економічність і міцність конструкції. Із збільшенням

товщини теплоізоляції зростає вартість резервуара, але одночасно знижуються втрати тепла, і, як наслідок цього, потужність холодильної установки.

В табл. 9.5 подано теплофізичні характеристики теплоізоляційних матеріалів, які застосовуються для ізоляції резервуарів зріджених газів.

**Таблиця 9.5**

**Теплоізоляційні матеріали та їх теплофізичні характеристики при від'ємних температурах**

Теплоізоляційний матеріал	Матеріал	Коефіцієнт теплопровідності, Вт/м К	Щільність $\rho$ , кг/м <sup>3</sup>	Водопоглинання, %
Волокнистий	Мінеральна вата	0,03-0,05	100 - 150	64 - 84
	Скляна вата	0,02-0,05	130 - 160	40
Зернистий	Діатоміт	0,03-0,07	350 - 950	-
	Випираючий перліт	0,03	40 - 300	-
Пористий	Піноскло	0,06-0,10	100 - 400	6 - 9
	Пінополіуретан	0,02-0,05	60 - 250	5 - 15

Конструкції ізотермічних резервуарів з одинарною стінкою призначені для зберігання ЗВГ при температурі не нижчій  $-45^{\circ}\text{C}$ . При зберіганні ЗВГ з більш низькими температурами (етан, етилен, метан) резервуари будують з подвійною стінкою.

Одностінні вертикальні циліндричні резервуари для ізотермічного зберігання рідкого пропану являють собою конструкції з плоским днищем, вертикальною стінкою і сферичною або торосферичною покрівлею. Нижній пояс стінки резервуара прикріплюється до фундаменту анкерними болтами. Днище резервуара спирається на залізобетонну плиту, розташовану на піщаній подушці товщиною до 3 м. Така піщана подушка виконує роль теплоізоляції (рис. 9.4). Якщо обладнати піщану подушку неможливо (при високому стоянні ґрунтових вод), то під фундаментну плиту встановлюють підігрівачі, щоб запобігти промерзанню ґрунту. Як фундамент застосовують також плиту-ростверк, яка спирається на палі. У такому випадку між нижньою площиною плити і поверхнею ґрунту утворюється повітряний проміжок висо-

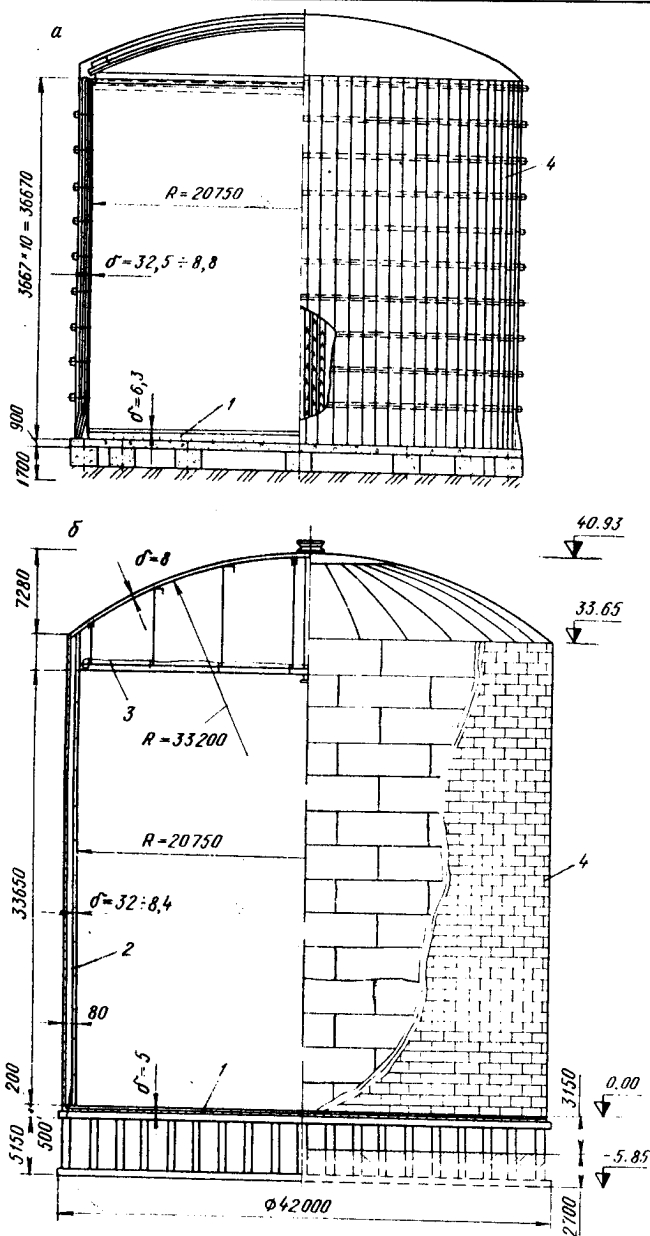


Рис. 9.4. Схеми резервуарів одностінної конструкції з теплоізоляцією екранного (а) і пористою (б) типів:

1 — піноскло; 2 — поліуретан; 3 — скловолокно; 4 — захисний кожух



тою 1,0 - 2,0 м.

Стінка і дах резервуарів зовні покриті теплоізоляцією, виконаною з прошивних мінераловатних матеріалів, які навішуються на спеціально приварені гачки, або з піно-поліуретану. Товщина теплоізоляції визначається розрахунками. Для захисту теплоізоляції від атмосферних опадів застосовують облицювання її алюмінієвою фольгою товщиною 0,5 - 0,8 мм. Двостінні ізотермічні резервуари мають внутрішню і зовнішню стінки. При цьому внутрішня стінка монтується зі змінною товщиною (за поясами) і виконана з низьколегованої сталі, а зовнішня стінка з постійною товщиною — з вуглецевої сталі. Обидві стінки закріплюються кільцями жорсткості. Внутрішня і зовнішня оболонки резервуара мають свої днища, між якими укладається шар теплоізоляції з перлітобетону. Теплоізоляцію виконують засипанням у простір між стінками перліту (перлітного піску). Теплоізоляція між стінками в резервуарі для пропану складає 0,55 - 0,65 м. Дах внутрішнього резервуара також покривають шаром теплоізоляції з перліту. Надлишковий тиск в резервуарі (розрахунковий) складає 10000 Па. Зовнішня і внутрішня стінки резервуара заанкеровані. Для того, щоб не утворювалась вибухонебезпечна суміш, у простір між стінками по кільцевих перфорованих трубопроводах подається азот під тиском 200-300 Па. На рис. 9.5 подана конструкція резервуара для аміаку. Резервуар для рідкого метану встановлюють на залізобетонну плиту, яка спирається на палі. Товщина плити в цьому випадку складає 0,5-0,8 м, а висота палей над поверхнею ґрунту не менше 1 м. Днище внутрішньої поверхні ізолюють шляхом укладання на днище зовнішньої оболонки блоків з піноскла. Товщина теплоізоляції при цьому складає 1 м. У простір між стінами шириною 1,0-1,2 м засипають випираючий перліт. Ізотермічний резервуар для рідкого метану розрахований на надлишковий тиск 2500-3000 Па.

Існують дві схеми конструктивних рішень для обладнання покрівлі внутрішнього резервуара для ЗВГ. За однією схемою внутрішню покрівлю виконують торосферичної самонесучої конструкції, яка дозволяє значно зменшити величину вигинаючого моменту (крайового ефекту). Зменшення величини моменту знижує стискує зусилля внутрішньої стінки при високих показниках надлишкового тиску (до 3000 Па). За другою схемою покриття внутрішнього резервуара виконують у вигляді плоскої мембрани. У цьому

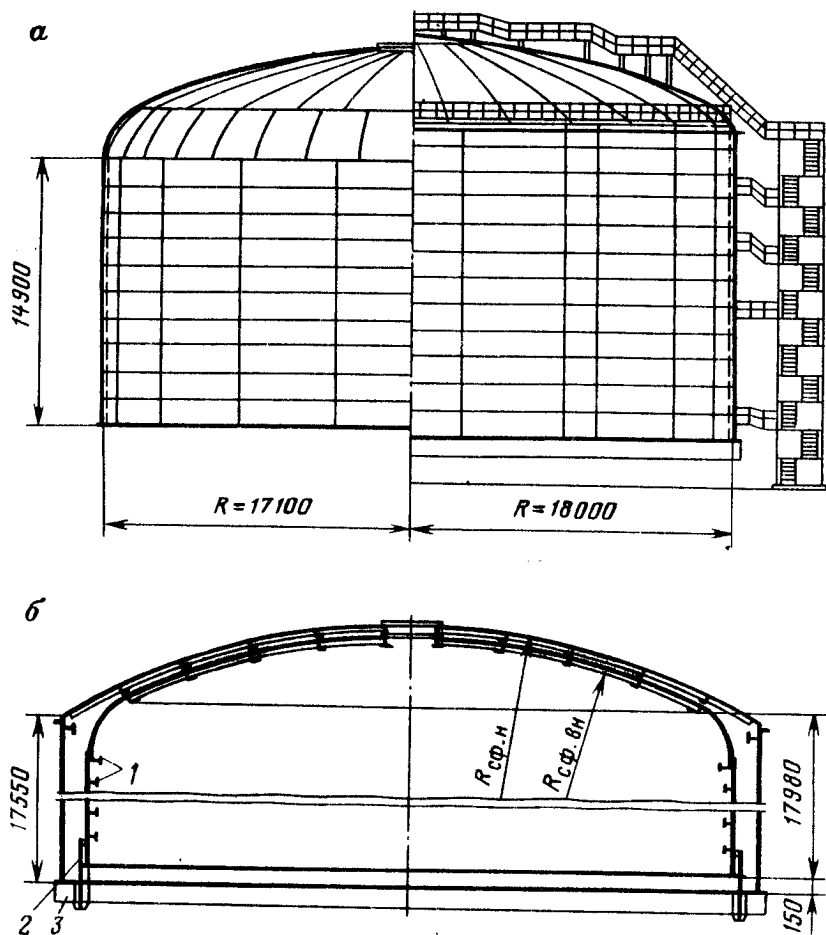


Рис. 9.5. Двостінний ізотермічний резервуар об'ємом 20 тис. м<sup>3</sup> для зберігання зрідженого аміаку ( $D_{вн} = 37,2$  м,  $D_з = 36$  м):

*a* — фасад внутрішнього резервуара (зліва) і зовнішнього резервуара (справа); *б* — розріз;

- 1 — кільце жорсткості; 2 — анкерне кріплення;  
3 — залізобетонна плита підвалини на палях

му випадку несучою конструкцією є зовнішня покрівля, до якої мембрана підвішується на ланцюгових тягах. Для про-

---

тидії внутрішньому тиску по поверхні мембрани укладають бетонні плити. Купольний зовнішній дах виконується з звичайних будівельних сталей і має більш потужний каркас, розрахований на додаткове навантаження від внутрішнього даху. Недоліками конструкції є складність монтажу.

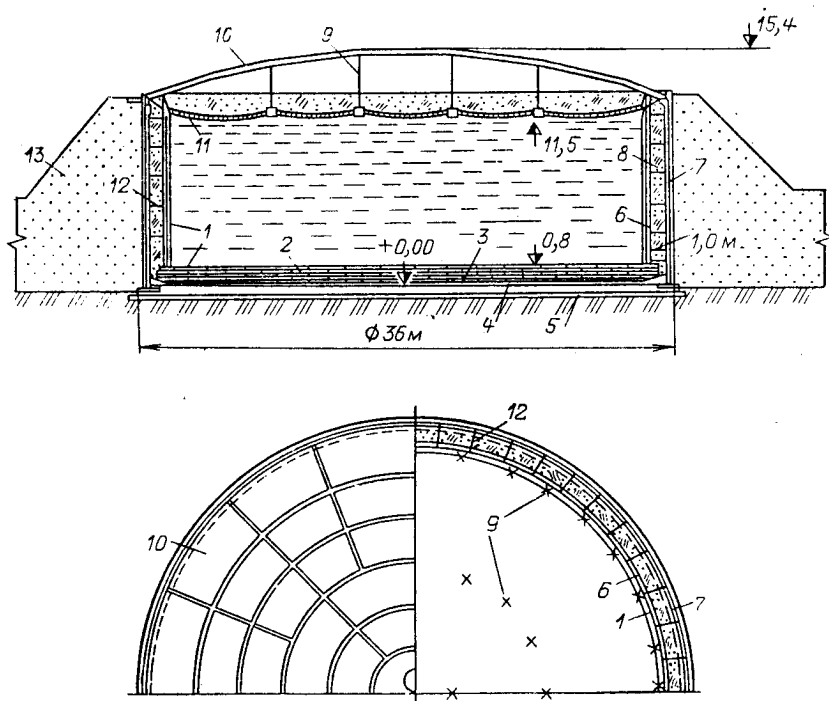
Для зберігання зріджених газів об'ємом до  $200 \text{ м}^3$  застосовують горизонтальні циліндричні резервуари з еліптичними днищами, частіше з двома стінками, між якими розміщується теплоізоляція. Конструкції таких резервуарів (діаметр  $3200 \text{ мм}$ ): попередньо випробовуються на спеціалізованих заводах і постачаються на будівельний майданчик у готовому вигляді. На підприємствах нафтохімії споруджуються також шарові резервуари — як одностінні з зовнішньою ізоляцією, так і двостінні з ізоляцією між оболонками. В останні роки почалося будівництво залізобетонних резервуарів, які при об'ємі, починаючи з  $15000 \text{ м}^3$ , стають конкурентоспроможними з сталевими наземними ізотермічними резервуарами, які дозволяють скоротити витрати металу і збільшити строк служби сховища у 2–3 рази порівняно зі сталевими резервуарами. Вони споруджуються з попередньо напружених елементів. Герметичність їх досягається за рахунок металевого облицювання внутрішньої стінки резервуара. Зовні резервуари мають теплоізоляцію (рис. 9.6).

### **9.3. Статичний розрахунок циліндричних ізотермічних резервуарів**

Несучі елементи ізотермічних резервуарів розраховують за методикою граничного стану. При розрахунку на міцність і стійкість ізотермічних резервуарів враховують наступні навантаження, які виникають в процесі монтажу, випробуванні та експлуатації:

- власна вага елементів конструкцій;
- гідростатичне навантаження від ваги продукту;
- гідрравлічне навантаження від ваги води при гідростатичних випробуваннях;
- надлишковий тиск всередині резервуара;
- вакуум всередині резервуара;
- надлишковий тиск у міжстінному просторі;
- вакуум у міжстінному просторі;
- боковий і вертикальний тиск від теплоізоляції, що засипається;

снігове і вітрове навантаження, вага обладнання.



**Рис. 9.6.** Ізотермічний залізобетонний резервуар для зберігання зрідженого метану об'ємом 10000 м<sup>3</sup>:

- 1 — внутрішня місткість; 2 — піноскло товщиною 700 мм; 3 — днище з попередньо напруженого залізобетону; 4 — гідроізоляція; 5 — труби для підігрівання; 6 — підпірна стінка з торкрету; 7 — стінка зовнішньої залізобетонної місткості; 8 — випираючий перліт товщиною 1000 мм; 9 — підвіски; 10 — збірний залізобетонний купол; 11 — додаткове навантаження із карамзитобетону; 12 — розтяжки із сталі; 13 — обсіпка ґрунтом

Основні нормативні навантаження і коефіцієнти перенавантажень подано у табл. 9.6.

Основні показники нормативних навантажень ( $P_H$ ) і коефіцієнтів перенавантажень ( $K$ )

Перелік навантажень	Величина навантажень ( $P_H$ )	K
Власна вага 1 м <sup>2</sup> даху, н	900 - 1400	1,05
Питома вага кН/м <sup>3</sup>		
аміаку	6,82	1,0
пропану	5,32	1,0
етилену	6,1	1,0
природного газу	4,2	1,0
Надлишковий тиск усередині резервуара, кПа	7 - 10	1,2
Вакуум усередині резервуара, кПа	0,5 - 1,0	1,2
Надлишковий тиск у міжстінному просторі, кПа	0,2 - 0,5	1,2
Вакуум у міжстінному просторі, кПа	0,1 - 0,2	1,2
Питома вага перліту, Н/м <sup>3</sup>	1500	1,3

Для одностінних ізотермічних резервуарів товщина стінок по поясах може бути розрахована за формулою, як і для звичайних циліндричних резервуарів для зберігання нафти і нафтопродуктів.

В двостінних резервуарах розраховується внутрішня і зовнішня стінка на міцність і стійкість.

Для розрахунку внутрішнього резервуара на міцність враховується розрахунковий гідростатичний тиск ( $P_r$ ), надлишковий тиск парів продукту ( $P_H$ ) і вакууму в міжстінному просторі.

Так як  $P_r = \rho_p(H-x)$ , то товщину стінки внутрішнього резервуара на міцність визначаємо за формулою

$$\delta = \frac{[\rho_p(H-x) + P_H + P_B] \cdot r_{вн}}{m \cdot R}, \quad (9.4)$$

де  $r_{вн}$  — радіус внутрішнього резервуара;

$m$  — коефіцієнт умов праці ( $m = 0,8$ );

$R$  — розрахунковий опір матеріалу.

Зовнішню стінку резервуара перевіряють також на тиск азоту і теплоізоляційну засипку. Величину тиску засипки визначають за формулою

$$P_3 = \rho_3 (H - x) \cdot \operatorname{tg}^2 \left( 45^\circ - \frac{\varphi}{2} \right), \quad (9.5)$$

де  $\rho_3$  — об'ємна маса ґрунту (для перліту  $\rho_3 = 200\text{--}250 \text{ кг/м}^3$ );  
 $\varphi$  — кут внутрішнього тертя перлітового піску ( $\varphi = 35^\circ$ ).

Зовнішня стінка резервуара має постійну товщину, яка залежить від діаметра резервуара і не повинна перевищувати наступних величин: для діаметрів до 15 м — 5 мм; від 15 до 36 м — 6 мм; від 36 до 60 м — 8 мм; від 60 до 75 м — 10 мм; понад 75 — 12,5 мм.

При розрахунку стінки внутрішнього резервуара на стійкість розглядається одночасна дія осьового стиску від навантажень, які передаються на стінку від покрівлі, вертикального тиску перліту за рахунок тертя, ваги компенсуючого шару теплоізоляції, власної ваги стінки і кілець жорсткості, а також рівномірного поперекового тиску від вакууму всередині резервуара, надлишкового тиску в міжстінному просторі і бокового тиску перлітової засипки.

Стійкість циліндричної оболонки при дії осьового стискання і зовнішнього тиску перевіряємо за відомою нам формулою

$$\frac{\sigma_1}{\sigma_{cr1}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{cr2}} \leq m_c, \quad (9.6)$$

де  $\sigma_1$  та  $\sigma_{cr1}$  — напруження від осьового стискання відповідно розрахункове і критичне;

$\sigma_2$ ,  $\sigma_{cr2}$  — напруження від зовнішнього рівномірного тиску відповідно розрахункове і критичне;

$m_c = 1$  (коефіцієнт умов праці).

Розрахункове напруження від осьового стискання є сумою складових напружень від різних навантажень

$$\sigma_1 = \sigma_{1n} + \sigma_{\text{пер}} + \sigma_{1\text{кc}} + \sigma_{1\text{c}}, \quad (9.7)$$

де  $\sigma_{1n}$ ,  $\sigma_{\text{пер}}$ ,  $\sigma_{\text{кc}}$ ,  $\sigma_{1\text{c}}$  — напруження, що виникають відповідно від вертикальних складових навантажень на стінку від даху, засипки перліту, компенсаційного шару та власної ваги стінки з кільцями жорсткості.

Складові розрахункових напружень від осьового стискання визначаються за формулами

$$\sigma_{1n} = \frac{P_n \cdot r_{\text{вн}}}{2\delta}; \quad \sigma_{\text{пер}} = \frac{P_{\text{пер}} \cdot H}{\delta}; \quad \sigma_{\text{кc}} = \frac{g_{\text{кc}}}{\delta}; \quad (9.8)$$

$$\sigma_{1c} = \rho_{cm} \cdot 1.1 \cdot h + \frac{g_{кп} \cdot h}{\delta};$$

де  $P_{п}$  — вертикальне навантаження, що діє з покриття на стінку і складається з власної ваги покриття, ваги перлітової засипки, вакууму всередині резервуара і надлишкового тиску у міжстінному просторі;

$\delta$  — товщина стінки в перерізі, що розраховується;

$r_{вн}$  — радіус внутрішнього резервуара;

$P_{1пер}$  — питома вертикальне навантаження перлітової засипки, яке передається від тертя на  $1 \text{ м}^2$  поверхні стінки резервуара

$$P_{1пер} = \rho_{пер} \frac{B}{2}, \quad (9.9)$$

де  $\rho_{пер}$  — питома вага перліту;

$B$  — різниця між шириною міжстінного простору і товщиною компенсаційного шару;

$g_{кк}$  — питома вага компенсаційного шару ( $g_{кк} = 2 \text{ кН/м}^3$ );

$g_k$  — вага 1 м кільця жорсткості;

$n$  — число кілець жорсткості над розрахунковим перерізом.

Розрахункове кільцеве напруження у стінці резервуара визначається за формулою

$$\sigma_2 = P_2 \cdot r_{вн}/\delta, \quad (9.10)$$

де  $P_2$  — рівномірне зовнішнє навантаження, що являє собою суму навантажень

$$P_2 = P_{вак} + P_{п} + P_{2пер}, \quad (9.11)$$

де  $P_{вак}$ ,  $P_{п}$ ,  $P_{2пер}$  — навантаження відповідно від вакууму всередині резервуара, надлишкового тиску і горизонтального тиску перлітової засипки, який дорівнює  $P_{2пер} = P_{1пер}/\delta$ .

Критичні напруження в стінці резервуара, які залежать від відношення  $r_{вн}/\delta$ ;  $r_{вн}/l$  і вираховуються за формулами

$$\sigma_{cr1} = c \cdot E \cdot \delta/r_{вн}; \quad \sigma_{cr2} = 0,55E \frac{r_{вн}}{l} \left( \frac{\delta}{r_{вн}} \right)^{3/2}, \quad (9.12)$$

де  $c$  — коефіцієнт;

$E$  — модуль пружності;

$l$  — відстань між кільцевими ребрами. Значення коефіцієнта  $c$  приймається залежно від  $r_{\text{вн}}/\delta$  в таких величинах:

$r_{\text{вн}}/\delta$ .....	100	200	300	400	600	800	1000	1500	2500
$c$ .....	0,22	0,16	0,16	0,14	0,11	0,09	0,08	0,07	0,06

Розрахунок стінки зовнішнього резервуара в двостінних резервуарах на стійкість проводиться з врахуванням навантажень: власної ваги даху, снігового навантаження, вакууму у міжстінному просторі, власної ваги стінки з кільцями жорсткості, вітрового навантаження. Розрахунок для перевірки стійкості проводиться за формулою (9.6).

#### 9.4. Спорудження ізотермічних резервуарів

Наземні горизонтальні ізотермічні резервуари об'ємом до 200 м<sup>3</sup> виготовляються на заводах суцільно або розділеними на дві половини і в такому вигляді поступають на майданчик. Корпус резервуара, що складається з двох половин, зварюється і встановлюється на фундамент. Фундаменти під резервуари виготовляють із залізобетонних опор з кутом охоплення корпусу не меншим 70° або у вигляді піщаної подушки з гідроізоляцією. Після опресовки і опробування резервуара на нього накладають теплоізоляцію. Для захисту теплоізоляції від вологи на неї накладають облицювку із оцинкованої покрівельної сталі або алюмінієвої фольги.

В теперішній час поряд з вказаними типами ізоляційного покриття застосовують пінополістирол і пінополіуретан, які наносять способом пошарового напилення.

Одностінні вертикальні ізотермічні резервуари для зберігання ЗВГ при температурі до -45 °С (бутан, пропан, аміак) в залежності від конструкції і габаритних розмірів споруджують полистовим, індустріальним із рулонних заготовок і комбітованим методами. Полистовий метод монтажу застосовують при спорудженні резервуарів, висота яких перевищує висоту заводських рулонів, при використанні конструкцій закордонного постачання або при впровадженні сталі нової марки, які не засвоєні заводами-виготовачами. Процес спорудження таких резервуарів полистовим методом подібний до процесу спорудження резервуарів для нафти і нафтопродуктів.

Монтаж і зварювання резервуарів для ЗВГ із рулонних заготовок здійснюють таким самим шляхом, як і нафтових, тільки є відмінності в монтажі днища. Тут днища монтують



способом насування на фундамент. Рулони стінки резервуара встановлюють на високий фундамент і розгортають за допомогою пересувних стояків з відповідними блоками.

Комбінований метод монтажу полягає в тому, що стінку резервуара, що змонтована з рулонних заготовок, нарощують двома-трьома поясами з окремих листів. Як теплоізоляційний матеріал можуть бути використані скло- і мінераловатні мати або пінопласти на основі полістиролу або поліуретану. Скло- і мінеральні мати навішують на стінку декількома шарами. Пояси теплоізоляції закріплюють обтяжкою і бандажами з обов'язковою обмазкою теплоізоляційним мастилом. Поверх готової теплоізоляції накладають захисну оболонку з алюмінієвої фольги товщиною  $0,5 \div 0,6$  мм.

Особливе місце серед ізотермічних резервуарів для ЗВГ займають двостінні резервуари. Для зберігання ЗВГ при температурі  $-42^\circ\text{C}$  і нижче внутрішній резервуар виготовляється з низьколегованих сталей з підвищеними вимогами до ударної в'язкості для температур до  $-42^\circ\text{C}$  та з нікелевих сталей (типу ОН6, ОН9) — для більш низьких температур. Зовнішній резервуар виготовляється зі звичайної маловуглецевої сталі.

Монтаж резервуара проводять за двома схемами: 1 — коли зовнішня оболонка і днище поставляються у вигляді рулонів, а внутрішня — монтується із окремих листів полистовим методом; 2 — коли днище, зовнішня і внутрішня стінки монтуються з рулонних заготовок індустріальним методом (рис. 9.7).

За першою схемою монтаж резервуара здійснюється в такій послідовності: розгортання і зварювання днища зовнішньої оболонки на фундаментній плиті; складування блоків пінопласту для подальшого обладнання ізоляцією; розкладання рулонів зовнішньої стінки для піднімання у вертикальне положення; розгортання рулонів зовнішньої оболонки, замикання вертикальних монтажних швів і зварювання уторного шва між стінками і днищем; укладання теплоізоляції з блоків піноскла на днище зовнішньої оболонки; монтаж внутрішньої оболонки з окремих листів, що подаються краном через верх, встановлюються і закріплюються монтажними пристроями. Для монтажу другого і наступного поясів внутрішньої стінки всередині резервуара облаштовують пересувні ліси. Всі шви стінки резервуара зварюють встик. Покрівлю внутрішнього резервуара монтують укрупненими блоками. У цьому випадку дах збирають і зварюють на підкладках,

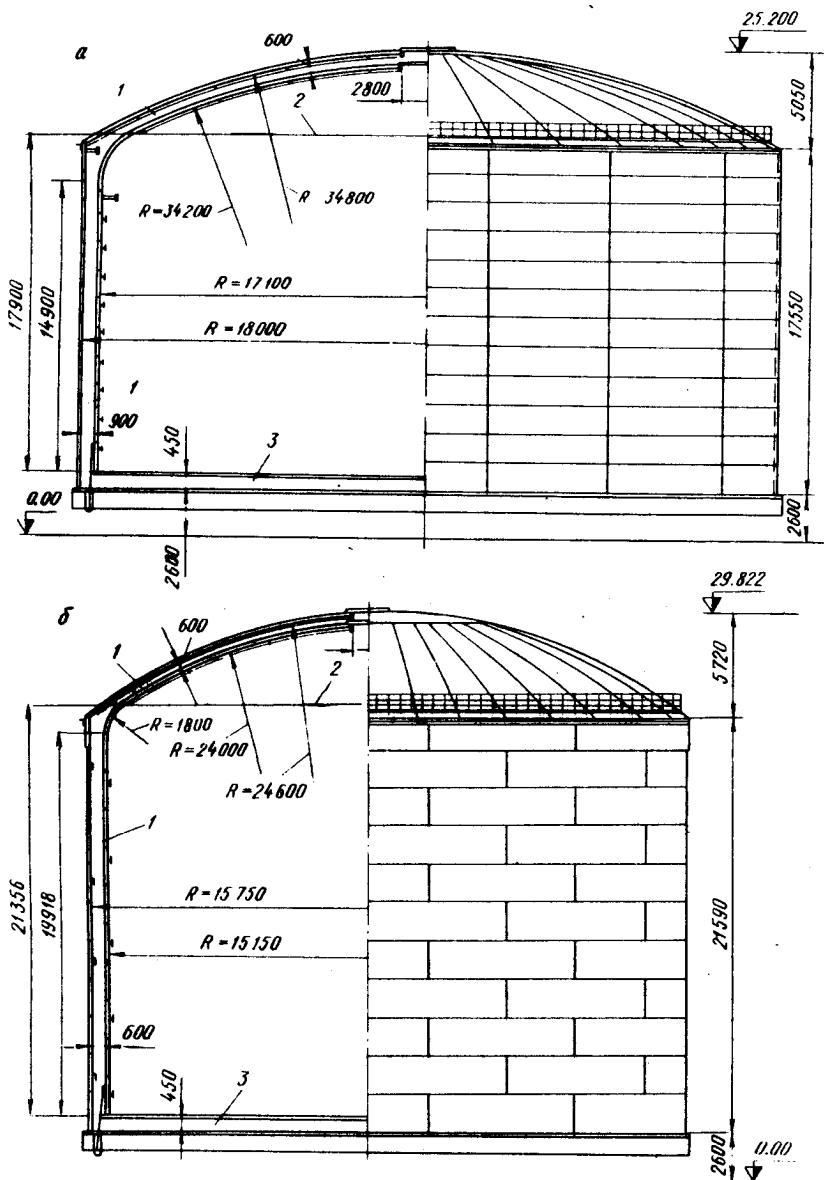
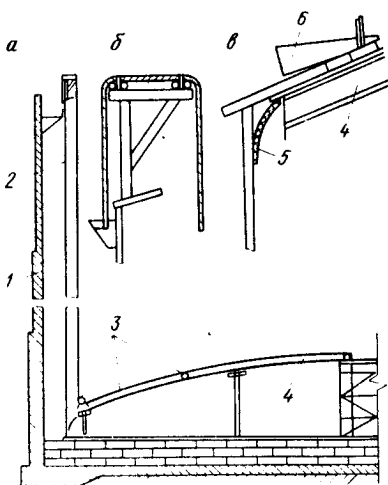


Рис. 9.7. Схеми ізотермічних резервуарів у рулонному (а) і полістовому (б) виконанні:  
 1 — перліт; 2 — максимальний рівень заливання; 3 — піноскляні блоки



**Рис. 9.8. Схема пневмопідйому внутрішнього даху ізотермічного резервуара:**

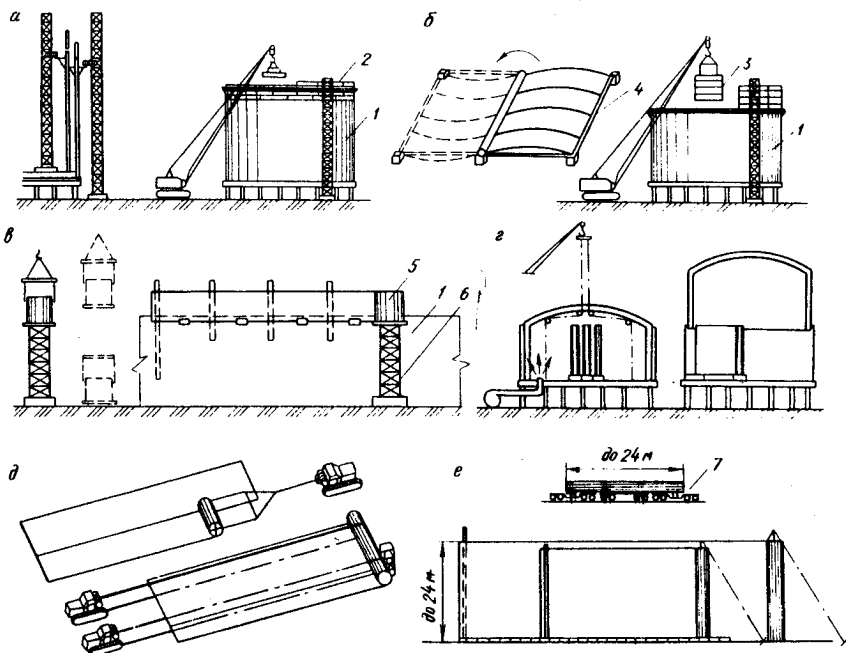
*a* — схема оснащення для пневмопідйому даху; *б* — вузол закріплення стабілізуючої системи; *в* — вузол тимчасової фіксації даху у проектному положенні;

*1, 2* — стінки відповідно зовнішня і внутрішня; *3* — стабілізуюча трособлокова система; *4* — внутрішній дах; *5* — тимчасовий ущільнюючий затвор; *6* — клин, що фіксує дах у проектному положенні

укладених на днище внутрішнього резервуара. Між дахом і стінкою встановлюють тимчасове ущільнення. В проектне положення дах піднімають за допомогою вантажопідйомних кранів або стиснутого повітря, яке підкачується під нього повітрорудувками. Тиск повітря, що створюється під дахом, складає 600–700 Па (рис. 9.8). Для уникнення можливих перекосів по периметру даху монтують стабілізуючу трособлокову систему.

Широко застосовується в практиці будівництва метод монтажу, коли зовнішня і внутрішня стінки ізотермічного резервуара виготовлені з рулонних заготовок. У цьому випадку здійснюється одночасно розгортання рулонів внутрішнього і зовнішнього резервуарів.

При будівництві ізотермічних резервуарів великого об'єму індустріальним методом з рулонних конструкцій висота стінки резервуара збільшується до 25 – 30 м. Для монтажу таких резервуарів застосовують рулони стандартної висоти, без переобладнання стендів на виготовлення рулонів підвищеної висоти. При цьому існує декілька варіантів монтажу (рис. 9.9). Із рулонної заготовки можна змонтувати основну стінку 1 і нарощувати її зверху окремими листами 2 або картами 3, які закріплюються на стенді-контрочачі (рис. 9.9, а, б).



**Рис. 9.9. Варіанти монтажу ізотермічного резервуарів великого об'єму зі збільшеною висотою стінки**

При використанні тільки рулонованих заготовок можна розгортати паралельно дві циліндричні оболонки, застосовувати нарощування за допомогою верхньої частини рулону 5, встановленого на підставці 6, або підрощувати з підняттям верхньої частини резервуара, наприклад, стисненим повітрям (рис. 9.9, в, г).

Можливе розгортання двох рулонів на горизонтальному майданчику коло місця монтажу і з'єднання їх в одне полотнище проектної ширини, зварене в один рулон (рис. 9.9, д).

При переобладнанні стендів для виготовлення рулонів з висотою понад 16 м монтаж конструкцій значно спрощується. Перевезення великогабаритних рулонів в цьому випадку здійснюється спеціальними транспортерами 7, які є в арсеналі міністерства транспорту (рис. 9.9, е). Вибір варіанта монтажу визначається економічними розрахунками.

У вітчизняній практиці накопичено значний досвід спорудження металевих ізотермічних резервуарів. Поряд з широким застосуванням методів монтажу полистового та рулонуванням використовують різні модифікації і нові прогресивні рішення. Такий досвід мають монтажні організації системи монтажіспецбуду України.

В зв'язку з тим, що в рулонних конструкціях стінок висотою понад 13 м передбачена полистова надбудова, заслуговує на увагу досвід розгортання рулонів зовнішньої стінки на нульовій позначці поряд з фундаментом, перенесення полистової надбудови в нижній пояс та подальший монтаж розгорнутих полотнощ із стиковкою їх з нижнім полистовим поясом.

Другий варіант застосування крупногабаритних листових конструкцій — укрупнення на монтажному майданчику окремих листів у блоки на повну висоту резервуара з подальшим монтажем блоків у проектне положення. Цей варіант був застосований при спорудженні ізотермічного резервуара для зберігання етилену місткістю 5000 т. Укрупнені блоки мали ширину 12 м і висоту 16,5 м.

Після завершення основних монтажних робіт, контролю якості зварних з'єднань і випробування внутрішнього резервуара водою під тиском 1,25 робочого приступають до монтажу теплоізоляції стінки і покриття. Спочатку закріплюють скломати, а потім приступають до засипання перліту в міжстінний простір.

## **КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ**

1. Які особливості ізотермічного зберігання зріджених вуглеводневих газів?
2. Конструкції наземних ізотермічних резервуарів.
3. Які матеріали застосовуються для виготовлення і монтажу ізотермічних резервуарів?
4. Статичний розрахунок циліндричних ізотермічних резервуарів.
5. Як розраховується товщина стінки внутрішнього і зовнішнього резервуарів?
6. Методи монтажу ізотермічних резервуарів.
7. Випробування ізотермічних резервуарів.

## 10. ОБЛАДНАННЯ РЕЗЕРВУАРІВ, ГАЗГОЛЬДЕРІВ ТА ЇХ МОНТАЖ

Велике значення для забезпечення надійної експлуатації резервуарів і газгольдерів, зниження втрат нафти, нафтопродуктів, газів має справне резервуарне обладнання, його конструктивна досконалість, правильний монтаж і експлуатація.

Обладнання резервуарів і газгольдерів призначене для проведення операцій з приймання, зберігання, відпуску продукту, що знаходиться у місткостях, виміру рівня рідини, відбору проб, зачищення і ремонту резервуара і газгольдера, видалення підтоварної води, підтримання в резервуарі і газгольдері нормативного тиску і вакууму, упередження аварій від ударів блискавки, від накопичення статичного струму, підігрівання нафти. Окрім того, резервуари і газгольдери укомплектовані спеціальними пристроями для боротьби з пожежами.

Комплект обладнання резервуарів і газгольдерів залежить від виду продукту, що зберігається, продуктивності закачування-відкачування, конструкції.

### 10.1. Обладнання резервуарів

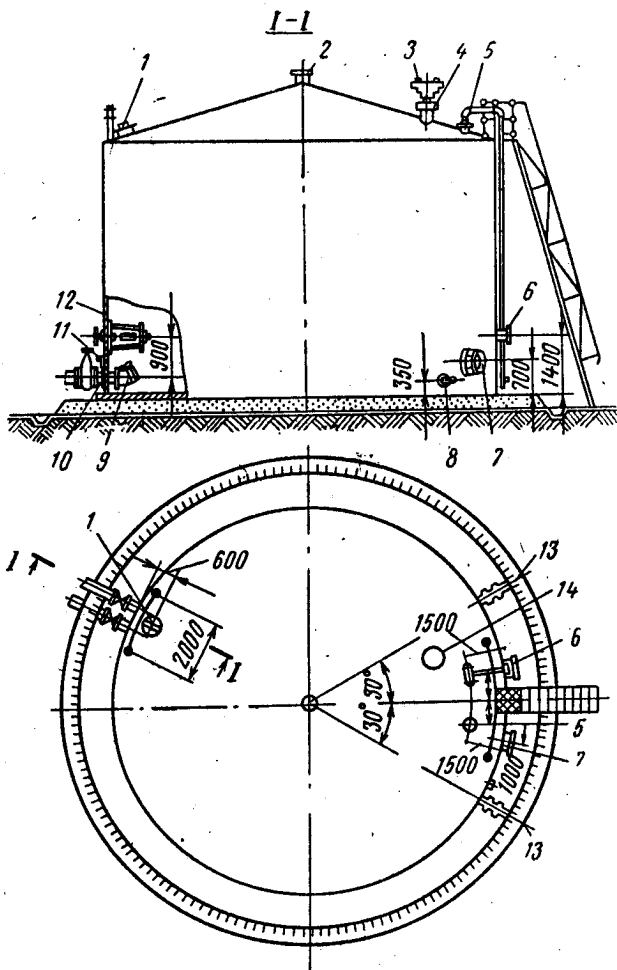
Залежно від властивостей рідини, що зберігається, обладнання резервуарів розподіляється на дві групи:

обладнання резервуарів для зберігання світлих нафтопродуктів;

обладнання резервуарів для нафти і темних нафтопродуктів.

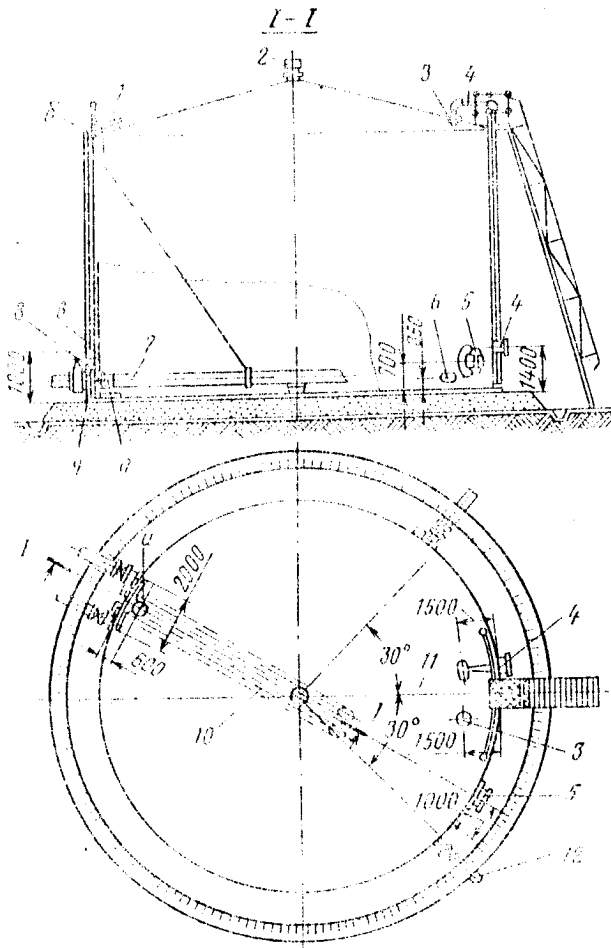
В комплект обладнання резервуарів для зберігання світлих нафтопродуктів під надлишковим тиском 1960 Па (рис. 10.1) входять: люк-лаз, люк світловий, патрубок для зачищення, люк монтажний, блискавкоприймач, сифонний кран, пробовідбірник, показчик рівня, сигналізатор рівня, запобіжний гідравлічний клапан, дихальний клапан, вогневий запобіжник, піногенератори з пінокамерами, приймально-роздавальні патрубки, хлопавка з перепуском.

Резервуари для приймання, зберігання і відпуску темних нафтопродуктів повинні бути оснащені приймально-роздавальним пристроєм з підйомною трубою, дихальною і підігрівальною системою (рис. 10.2).



**Рис. 10.1. Схема розміщення обладнання на вертикальних резервуарах для світлих нафтопродуктів:**

- 1 — світловий люк; 2 — вентиляційний патрубков; 3 — дихальний клапан; 4 — вогневий запобігач; 5 — замірний люк; 6 — прилад для заміру рівня; 7 — люк-лаз; 8 — сифонний кран; 9 — хлопка; 10 — приймально-роздавальний патрубков; 11 — перепускний пристрій; 12 — управління хлопкавою; 13 — крайні положення приймально-роздавальних патрубків по відношенню до драбини; 14 — запобіжний клапан



**Рис. 10.2. Схема розміщення обладнання на вертикальних резервуарах для темних нафтопродуктів і масел:**

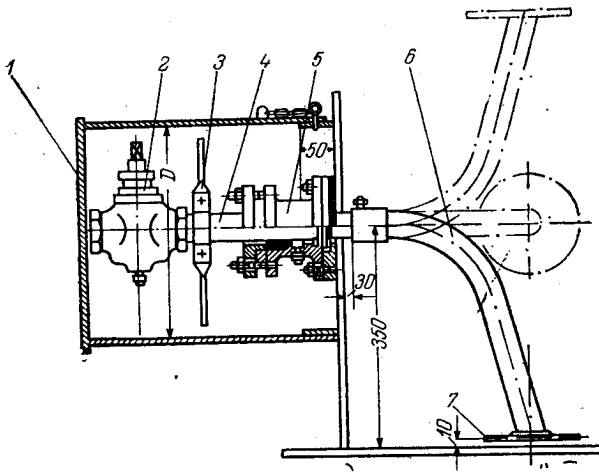
1 — світловий люк; 2 — вентиляційний патрубков; 3 — замірний люк;  
 4 — прилад для замірювання рівня; 5 — люк-лаз; 6 — сифонний кран;  
 7 — підйомна труба (з шарніром а, роликівим блоком б та ручною лебідкою в; 8 — перепускний пристрій; 9 — патрубков приймально-роздавальний; 10 — положення другої підйомної труби (за умови її установки); 11 — вісь драбини; 12 — крайне положення приймально-роздавальних патрубків по відношенню до осі драбини



Для провітрювання резервуара, а також підготовки його до ремонту на даху резервуара монтують світловий люк ЛС-380 діаметром 500 мм. Світловий люк також використовують для підйому хлопавок і підйомних труб на випадок їх пошкодження; для цієї операції використовують аварійний трос, що прикріплюється до люка.

Люки-лази розміщують на першому поясі резервуара. Вони використовуються для ремонтних робіт (через них робітники проникають всередину резервуара) для очищення резервуара і для вентиляції. Для монтажу люк-лаза вирізують круглий отвір у стінці резервуара діаметром 530 мм і приварюють обечайку довжиною 210 мм з фланцем. Для забезпечення жорсткості навколо обечайки приварюють посилююче кільце розміром 530 x 950 мм. Для резервуарів з понтоном люк-лаз монтують на другому поясі. Люк монтажний і овальний монтують аналогічно, причому перший — на даху, а другий — на стінці резервуара. Використовують ці люки при будівництві та ремонтних роботах резервуара.

Для випуску із резервуара підтопленої води на першому поясі монтується сифонний кран (рис. 10.3). Він складається з горизонтальної труби 4 діаметром 50-60 мм, яку пропускають через сальник 5 всередину резервуара. Сальник монтують на висоті 350 мм до зовнішньої стінки резервуара. З внутрішньої сторони труба вигнута на 90° і на кінці має кільцевий дашок. Із зовнішньої сторони до горизонтальної труби на різьбі встановлено про-



**Рис. 10.3. Сифонний кран:**

- 1 — кожух; 2 — кран; 3 — рукоятка;  
4 — труба; 5 — сальник; 6 — відвод;  
7 — кільцевий дашок

хідний кран. Для захисту сифонного крана від пошкоджень обладнують металевий кожух 1. Залежно від умовного проходу труби сифонні крани монтують наступних марок: СК-50, СК-80, СК-100.

Особливо важлива роль в комплекті обладнання резервуарів належить дихальній апаратурі і пристроям, призначеним для підтримання в газовому просторі резервуара розрахункових надлишкового тиску і вакууму, через них здійснюються "великі" і "малі" дихання, окрім того, через них газовий простір з'єднується з атмосферою.

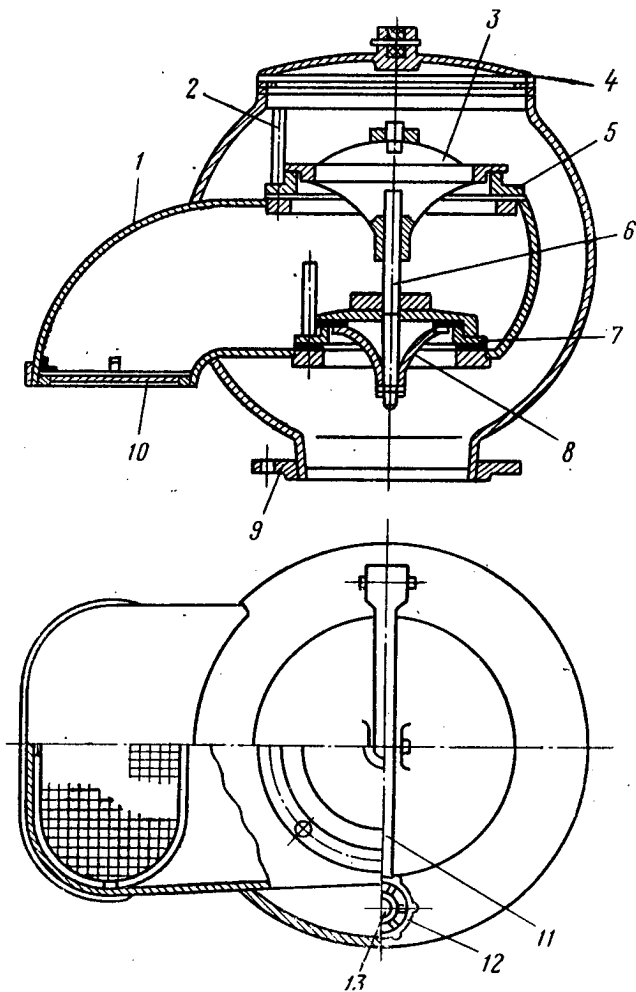
Для з'єднання газового простору резервуара з атмосферою служать вентиляційні патрубки. Їх встановлюють на вогневих запобіжниках або у верхній точці резервуара, призначеного для зберігання темних нафтопродуктів, а також на резервуарах, обладнаних понтонами. Число вентиляційних патрубків та їх діаметр визначають залежно від продуктивності закачування і відкачування продукту. Пропускна здатність вентиляційних патрубків можна прийняти наступною:

вентиляційний патрубок — ВП-50; ВП-100; ВП-200; ВП-250; ВП-350; ВП-400; ВП-500;

пропускна здатність, м<sup>3</sup>/год—25; 100; 500; 1000; 2000; 3000; 5000.

Дихальні клапани встановлюють на резервуарах з малов'язкими нафтопродуктами для підтримання в газовому просторі розрахункового тиску і вакууму. Вони призначені для скорочення витрат від випаровування, що досягається обмеженим виходом газу при закачуванні і зміні температури, тиску та пружності парів нафтопродукту в резервуарі на протязі доби. "Великі" і "малі" дихання резервуара здійснюються через механічні клапани типу КД, НДКМ, ДКМ.

Дихальний клапан КД складається (рис. 10.4) з корпусу 1, направляючих стержнів 2 (по чотири на кожний клапан), призначених для усунення перекосу тарілок клапанів. Нижня тарілка тиску 8 і верхня тарілка вакууму 3 розміщені на одній вертикальній осі і знаходяться на сідлах 5 та 7. Тарілки клапана покриті маслобензостійкою і морозостійкою гумовою прокладкою. Ущільнення затвора досягається застосуванням фторопластових оболонок і трубки. Відкидна кришка 4 закріплюється до корпусу клапана за допомогою важеля 11 відкидним болтом 13 і маховиком 12. Нижня частина клапана закінчується фланцем 9, і зовнішній отвір зачиняється сіткою 10.



**Рис. 10.4. Дихальний клапан КД-2:**

- 1 — корпус; 2 — направляючі стержні; 3 — верхня тарілка;  
 4 — відкидна кришка; 5 — верхнє сідло; 6 — вертикальна вісь;  
 7 — нижнє сідло; 8 — нижня тарілка; 9 — фланець; 10 — сітка;  
 11 — важіль; 12 — маховик; 13 — болт

Клапан працює таким чином. При утворенні в резервуарі надлишкового тиску, коли під тарілкою тиск вищий, ніж над нею, тарілка піднімається над сідлом і відкриває прохід, з'єднуючи газовий простір резервуара з атмосферою, поки під дією власної ваги тарілка знову не опуститься в сідло. При виникненні в резервуарі розрахункового вакууму атмосферне повітря з'єднується з газовим простором резервуара. Основною величиною конструкції є маса тарілки. Масу тарілок клапана можна збільшити додатковими шайбами, тоді відповідно збільшується робочий тиск і вакуум. Для уникнення корозії та іскроутворення при підніманні та опусканні тарілки виготовляються з кольорових металів або із спеціальних пластмас. Технічна характеристика дихальних клапанів приведена в табл. 10.1.

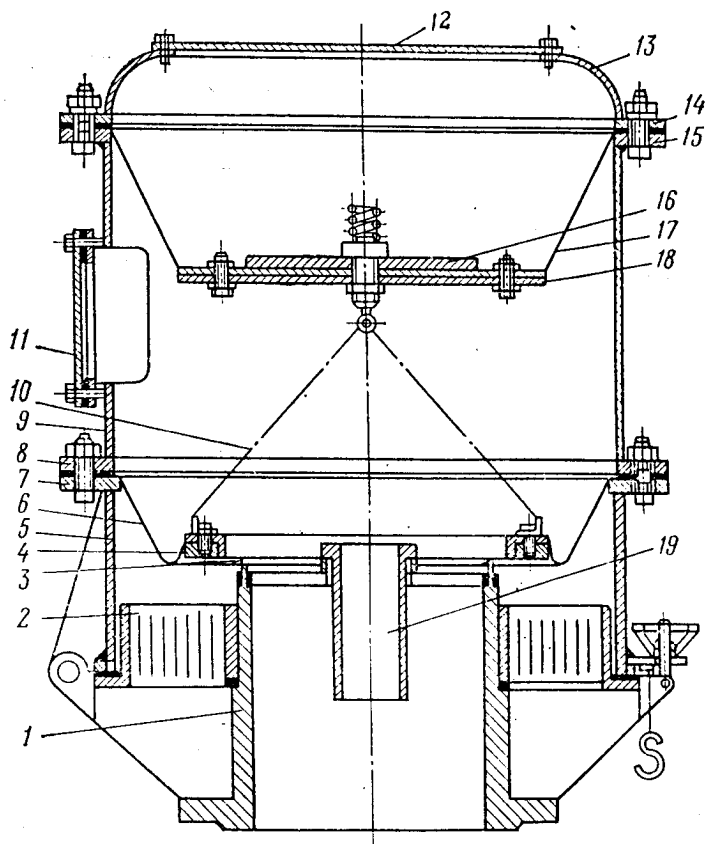
**Таблиця 10.1**

**Технічна характеристика дихальних клапанів**

Параметри	Марка клапанів					
	КД-2-500	КД-2-100	КД-2-150	КД-2-200	КД-2-250	КД-2-300
Діаметр умовного проходу, мм	50	100	150	200	250	300
Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	16	35	130	250	400	900
Маса клапана, кг	1,2	12,5	19	27	35	57

Необхідний розмір клапана визначається розрахунком в залежності від робочих умов пропускної здатності приймально-роздавальних трубопроводів, насосного обладнання і т.п.

В останній час на вертикальних сталевих резервуарах, щоб запобігти примерзанню в осінньо-зимовий період тарілок до сідла, застосовують непримерзаючі дихальні клапани типу НДКМ, які відрізняються великою пропускною здатністю при однаковому діаметрі патрубків порівняно з клапанами типу ДК та КД (рис. 10.5). Характеристика цих клапанів подана в табл. 10.2.



**Рис. 10.5. Непримерзающий дыхательный клапан типа НДКМ:**

- 1 — з'єднуючий патрубок; 2 — вогнезатримуюча касета; 3 — сідло;  
 4 — затвор; 5 — нижній корпус; 6, 7 — мембрани; 8 — фланцеві з'єднання; 9 — верхній корпус; 10 — ланцюжки; 11, 12 — кришки;  
 13 — ковпак; 14, 15 — фланцеві з'єднання; 16 — змінний диск;  
 17, 18 — диски; 19 — імпульсна трубка

Клапан НДКМ складається з патрубку 1, що з'єднує його з сідлом 3 і тарілкою 4. Щоб тарілка не примерзала до сідла, її поверхні, що доторкаються, покриваються фторопластовою плівкою. Мембрана 6 защемлена між фланцями 7 та 8 нижнього корпусу 5 та корпусу 9. Верхня мембрана 17 з дисками 16 закріплена між фланцями корпусу 9 та кришки 11, в якій є отвір 12, що служить для сполучення мембранної камери з атмосферою. Мембранна камера сполучується через мембранну трубку з газовим простором резервуара. Для усу-

нення коливань затвора встановлена пружина-демпфер 13 з фланцем 14. У нижньому корпусі розміщений вогневий запобіжник 2. Для огляду і обслуговування клапана є боковий люк з кришкою, а також шарнірне з'єднання нижнього корпусу 5 зі з'єднуючим патрубком 1.

**Таблиця 10.2**  
**Технічна характеристика непримерзаючих мембранних клапанів типу НДКМ**

Параметри	Марка клапана			
	НДКМ-150	НДКМ-200	НДКМ-250	НДКМ-350
Діаметр умовного проходу, мм	150	200	250	350
Тиск спрацювання, Па (мм вод. ст.)	14,7 10 <sup>2</sup> - 15,7 10 <sup>2</sup> (150-160)			
Вакуум спрацювання, Па (мм вод. ст.)	1,7 10 <sup>2</sup> - 1,9 10 <sup>2</sup> (13 - 20)			
Пропускна здатність, м <sup>3</sup> /год	500	900	1500	3000
Маса, кг	43	52	77	150

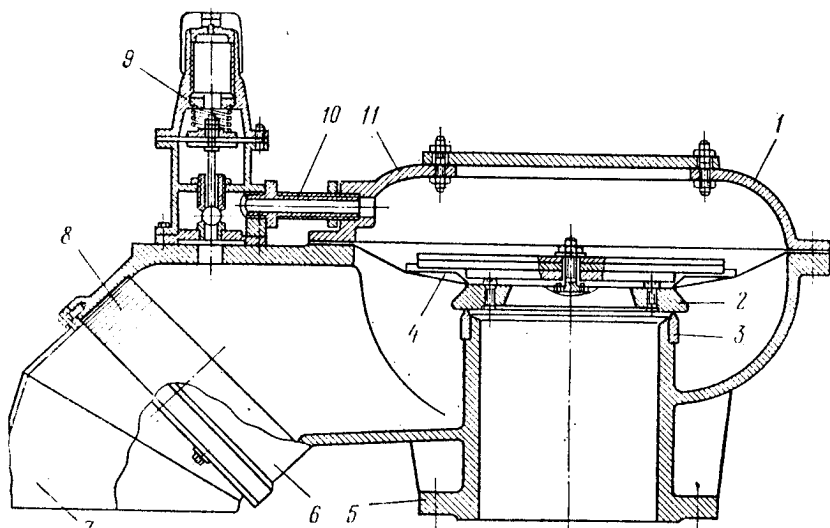
Клапан працює наступним чином. При утворенні в резервуарі надлишкового тиску він передається в мембранну камеру і притискає тарілку з мембраною до сідла. При досягненні розрахункового тиску верхня мембрана з дисками переміщується вгору, натягає ланцюжки, і тарілка піднімається (при цьому газовий простір резервуара з'єднується з атмосферою). Вакуум одночасно утворюється в резервуарі і в мембранній камері клапана. Коли маса тарілки 3 буде меншою, ніж зусилля, яке створюється дією атмосферного тиску на нижню поверхню мембранни 4 і на поверхню, що виступає за сідлом тарілки, остання піднімається, за рахунок чого відбувається з'єднання газового простору з атмосферою.

Конструкція клапана передбачає регулювання межі спрацювання: вакуум регулюється зміною маси тарілчатого затвора за допомогою змінних ваг, а тиск — числом дисків, що змінюються.

Клапан НДКМ встановлюють на даху, для чого вирізають круглий отвір і монтують патрубок з фланцем, який приварюють до даху. Із зовнішньої сторони патрубка на даху при-

варюють кільце жорсткості. На фланець патрубка встановлюють дихальний клапан, який розкріплюють трьома розтяжками на даху.

Для резервуарів з нафтою і нафтопродуктами, що працюють з підвищеним надлишковим тиском і вакуумом, призначені мембранні дихальні клапани ДКМ-150 (рис. 10.6), суміщені з вогневими запобіжниками. Ці клапани являють собою пристрої, що спрацьовують при тиску в газовому просторі резервуара  $1,0 \div 6,3$  кПа і при вакуумі  $0,02 - 0,07$  кПа.



**Рис. 10.6. Мембранний дихальний клапан ДКМ-150:**

*1 — корпус; 2, 3 — кільця; 4 — мембрана; 5 — патрубок приєднующий; 6 — патрубок вихідний; 7 — гніздо для встановлення касети вогневого запобіжника; 8 — захисний кожух; 9 — пружинний двосідловий командпарат; 10 — імпульсні трубки; 11 — кришка*

На корпусі клапана, відлитого у формі чашки з двома патрубками, передбачена площадка для встановлення пружинного двосідлового командпарата, порожнини якого сполучаються з над- і підмембранними порожнинами клапана, що підтримують заданий тиск і вакуум. Тиск спрацювання клапана визначається заздалегідь натягненням пружини, встановленої у командпараті, а вакуум — масою та-

рілки клапана. Пропускна здатність мембранного дихального клапана ДКМ-150 складає  $450 \text{ м}^3/\text{год}$ .

Щоб запобігти виходу з ладу дихального клапана, при якому можливе руйнування і деформація резервуара при підвищеному тиску і вакуумі, на кожний резервуар паралельно з дихальним встановлюється запобіжний клапан. Запобіжні клапани розраховують на тиск і вакуум вищий, ніж робочі тиски дихальних клапанів, так як запобіжний клапан повинен працювати тільки в тому випадку, коли дихальний клапан не діє.

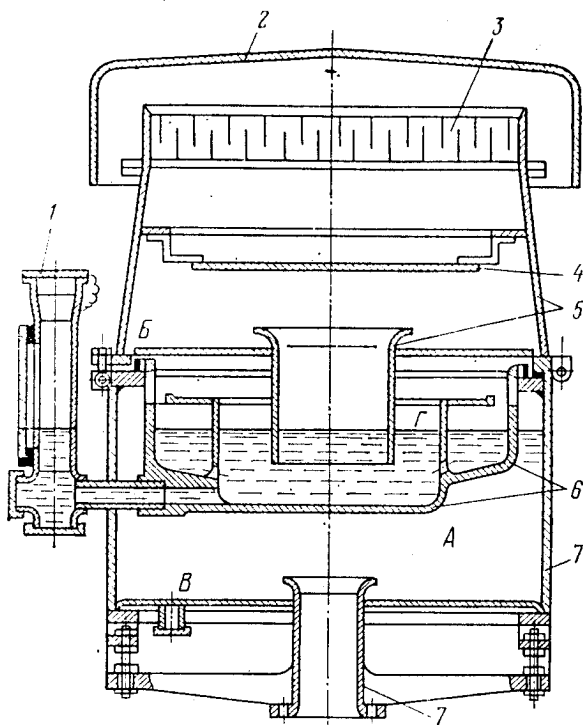
Клапан запобіжний гідравлічний монтують на даху резервуара аналогічно мембранному клапану типу НДКМ, він призначений для роботи у комплекті з дихальним клапаном. Клапан працює за принципом витіснення рідини із гідравлічного затвора при підвищенні тиску або вакууму вище допустимих величин.

Запобіжний гідравлічний клапан КПГ (рис. 10.7) працює в комплекті з непримерзаючим мембранним дихальним клапаном типу НДКМ і при рівному з ним діаметрі має однакову пропускну здатність. При розрахунковому тиску в резервуарі та порожнині А рідина із чашки гідравлічного затвора, призначеної для розміщення рідини, витискається у верхній корпус 5 з патрубком, зануреним у рідину, і викидається на екран 4, який запобігає викиданню рідини при спрацюванні клапана і накопичується у кільцевій порожнині 6. При вакуумі в резервуарі рідина витискається із патрубка 5 у чашку 6 і при спрацюванні викидається на стінку корпусу 7, по якому стікає у кільцеву порожнину В. Після спрацювання клапана газовий простір резервуара сполучується з атмосферою. Вогневий запобіжник 3 закривається кришкою 2 для захисту від атмосферних опадів. Рідина, що викидається, використовується для повторного заповнення. Зливання і заливання рідини проводиться через трубку 1. Клапани типу КПГ роботоздатні і в зимовий період. Технічна характеристика запобіжних клапанів типу КПГ подана в табл. 10.3.

Для резервуарів, розрахованих на тиск до 0,2 кПа та вакуум 0,04 кПа, розроблені запобіжні гідравлічні клапани типу КПС. Як запобіжні клапани також використовують клапани типу КПП. Їх робота ґрунтується на принципі примусового руйнування мембрани виконавчого механізму, який спрацьовує при граничних значеннях тиску і вакууму. Ос-



новними перевагами клапанів типу КПр перед клапанами КПС та КПС є: висока надійність спрацювання при перевищенні встановленої межі тиску і вакууму, менший об'єм рідини, маса і габаритні розміри.



**Рис. 10.7. Запобіжний гідравлічний кран КПГ:**

- 1 — трубка для заливання і зливання рідини (трансформаторне масло); 2 — кришка; 3 — вогневий запобіжник; 4 — екран;  
5 — верхній корпус; 6 — чашка; 7 — нижній корпус

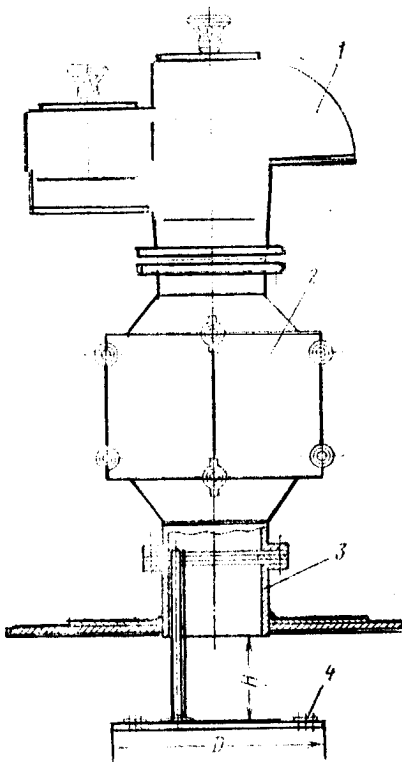
Для запобігання попадання в резервуар іскри і полум'я на резервуарах сумісно з дихальним клапаном монтують вогневий запобіжник марок ОП-6500, ОП-250.

Принцип дії вогневих запобіжників полягає в тому, що полум'я при вибуху газових сумішей не проникає через отвір з малим поперечним перерізом. Як вогнезагороджуючий матеріал застосовують алюмінієву фольгу (0,3 - 0,5 мм), металеві сітки, гофровані листи.

## Технічна характеристика запобіжних гідравлічних клапанів типу КПГ

Параметри	Марка клапанів			
	КПГ-150	КПГ-200	КПГ-250	КПГ-350
Діаметр умовного проходу, мм	150	200	250	350
<sup>x</sup> Тиск спрацювання, Па (мм вод. ст.)	19,6 10 <sup>2</sup> (200) 11,8 10 <sup>2</sup> (120)			
<sup>x</sup> Вакуум спрацювання, Па (мм вод. ст.)	2,4 10 <sup>2</sup> - 2,9 10 <sup>2</sup> (25 - 30) 3,4 10 <sup>2</sup> - 3,9 10 <sup>2</sup> (35 - 40) 6,3 10 <sup>2</sup> - 9,6 10 <sup>2</sup> (90 - 100)			

<sup>x</sup> залежить від змінної чашки



Кількість дихальної апаратури, що встановлюється на резервуарі, залежить від продуктивності закачування і відкачування нафтопродуктів (табл. 10.4).

В бензинових і нафтових резервуарах разом з дихальним клапаном встановлюють диск-відбивач (рис. 10.8). Підвішений під монтажним патрубком диск-відбивач змінює напрям струменя повітря, що входить в резервуар, з вертикального на майже горизонтальне. Внаслідок цього перемішування

Рис. 10.8. Диск-відбивач:

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

Таблиця 10.4

Кількість обладнання резервуарів залежно від продуктивності закачування-відкачування

Обладнання	Продуктивність закачування-відкачування (м <sup>3</sup> /год)				
	7500 - 4000	3600 - 2500	2500 - 1200	1200 - 500	500 - 100
Клапан непримерзаючий двомембранний:					
НДКМ - 350	3	2	1	-	-
НДКМ - 250	-	-	-	1	-
НДКМ - 200	-	-	-	-	1
Клапан запобіжний гідравлічний:					
КПГ - 350	6	2	1	-	-
КПГ - 250	-	-	-	1	-
КПГ - 200	-	-	-	-	2
Вогневий запобіжник:					
ОП - 500	7	3	2	1	-
ОП - 250	-	-	-	-	1

пароповітряна суміш локалізується в шарах, що примикають до даху резервуара. Найбільш насичені шари газового простору, розміщені у поверхні нафтопродукту, в процесі перемішування майже не беруть участі. Це зменшує концентрацію парів у пароповітряній суміші, які виштовхуються із резервуара при подальшому закачуванні, і знижує втрати нафтопродуктів із резервуара. Ефективність дисків-відбивачів у резервуарі залежить від діаметра диска  $D$  та відстані від нижньої кромки патрубку до верхньої площини диска  $H$ . Висоту підвіски диска можна вибрати за табл. 10.5.

Таблиця 10.5

Оптимальна висота (в мм) монтажу дисків-відбивачів у резервуарі

Параметри (рис. 10.8)	Марка диска-відбивача			
	КД - 100	КД - 150	КД - 200	КД - 250
$D$	100	150	200	250
$H$	200	270	370	470
$H/D$	2,0	1,32	1,66	1,336

Диск-відбивач складається з круглого листа, виготовленого із листового металу товщиною 1-2 мм. Частини листа з'єднані між собою на шарнірах, що дозволяє складувати лист при введенні його в резервуар через монтажний патрубок дихального клапана. При нормальній роботі диска-відбивача необхідно забезпечити, щоб диск при монтажі був розміщений концентрично з горизонтальним перерізом монтажного патрубка. Застосування дисків-відбивачів найбільш ефективно для бензинових і нафтових резервуарів з великим коефіцієнтом обертання (вони можуть зменшити втрати до 20 - 30 %).

На бічній поверхні верхнього поясу стінки резервуара встановлюють пінозливні камери, призначені для введення піни в резервуар при гасінні пожежі, ця хімічна піна подається на дзеркало нафтопродукту і виготовляється з піно-генераторних порошків певної кратності. Кратність піни — це відношення об'єму піни до об'єму розчину, з якого вона виготовлена. Як піноутворюючі апарати застосовують піногенератори ПГ-50 та ПГ-100, що працюють за принципом водоструминного насоса і призначені для змішування піногенераторного порошку з водою. Але, враховуючи те, що

трапляються випадки, коли при пошкоджених діафрагмах втрати нафтопродуктів доходять до 10 % від усіх втрат у резервуарному парку, в останній час найбільш ефективним засобом гасіння пожеж нафтопродуктів у резервуарах є повітряно-механічна піна середньої кратності (60-150), яка утворюється на основі різних піноутворювачів (ОП - 1, ОП - 1Д та інш.).

Подання піни всередину резервуара здійснюється через піногенератори типу ГВП різної продуктивності (ГВП-200, ГВП-600, ГВП6-2000), що стаціонарно закріплюються на верхньому поясі резервуара з пінокамерою (рис. 10.9).

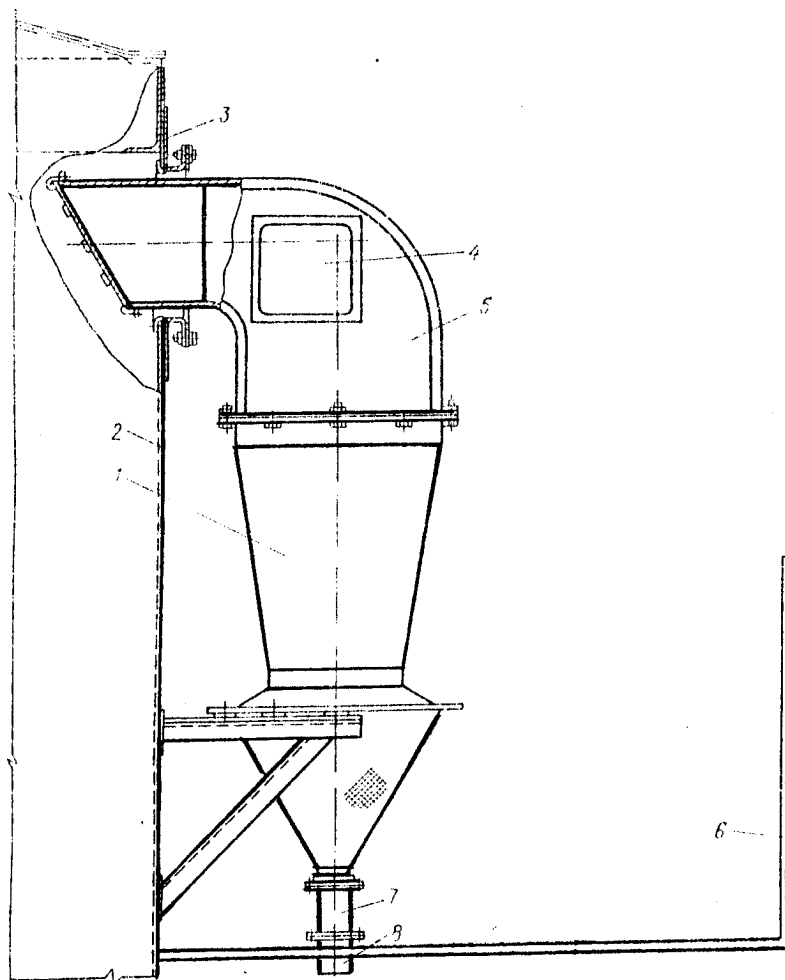
Стаціонарну установку встановлюють на верхньому уторному кутнику резервуара при повному збереженні конструкції піногенератора.

Емульсія (вода з піноутворювачем) подається до піногенератора за допомогою пожежної машини з насосом ПН-40 або ПН-30. Піноутворювач подається насосом через пінозмішувач, а вода — з водоймища, пожежного гідранта або з місткості пожежної машини. Робочий тиск в насосах пожежних машин повинен бути в межах 0,6 - 0,7 МПа, інтенсивність подавання розчину — 0,08 л/с.

Для гасіння пожежі в резервуарах для темних нафтопродуктів при малій кількості резервуарів у резервуарному парку розроблена система автоматичного пожежогасіння без спеціальної насосної. Така система відрізняється тим, що розчин піноутворювача зберігається не в окремій місткості, а в опорі резервуара, виконаний у вигляді труби. Піногенератори встановлюють в одній камері у верхній частині центральної опори. Піноутворювач подається до піногенератора під тиском стиснутого повітря або газу. Установка вмикається автоматично, і гасіння пожежі відбувається зразу ж після її виникнення.

Приймально-роздавальні патрубки монтують на першому поясі у кількості двох штук. Для монтажу патрубків вирізають круглий отвір. Патрубки встановлюють так, щоб із зовнішньої сторони резервуара вони виступали на 200 - 250 мм, а з внутрішньої — на 100 - 150 мм. Діаметри патрубків вибирають залежно від продуктивності зливо-наливних операцій. До обох кінців патрубків приварюють фланці: із зовнішньої сторони резервуара — для приєднання внутрішньобазових комунікацій, а з внутрішньої — для приєднання хлопки або шарніра піднімальної труби.

Хлопавка призначається для запобігання витікання нафтопродуктів із резервуарів при пошкодженні трубопроводів або виходу з ладу засувок.

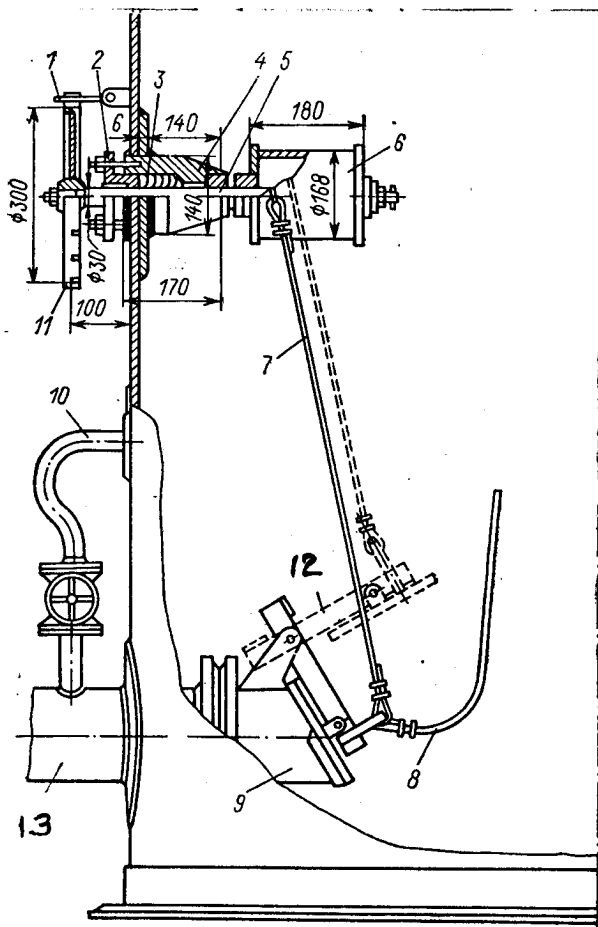


**Рис. 10.9. Установка ГВПС-2000 на резервуарі:**

1 — піногенератор; 2 — стінка корпусу резервуара; 3 — фланець;  
4 — люк для огляду; 5 — пінокамера; 6 — площадка для обслуговування;  
7 — вставка; 8 — пінопровід

Хлопавка (рис. 10.10) складається з чавунного корпусу 9, з кришкою 12, з'єднаного з приймально-роздавальною пат-

рубком 13. Управління хлопавкою складається з вала 5, ексцентрика і тяги 7. На важелі 10 встановлено фіксатор положення хлопавки. Для вирівнювання тиску патрубок обладнаний перепускною трубою з вентилям 10. Відкриття і закриття хлопавки здійснюється за допомогою важеля 11, який повертає валик 5 з ексцентриком 2 і за допомогою тяги 7 відкриває або зачиняє кришку хлопавки 12.

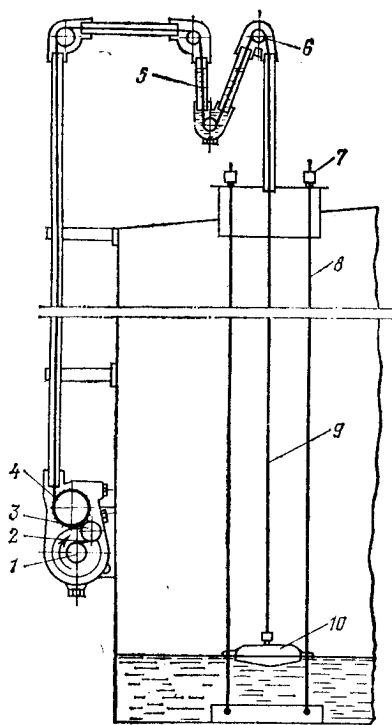


**Рис. 10.10. Хлопавка:**

1 — стопор; 2 — втулка сальника; 3 — ущільнююча набивка;  
 4 — корпус сальника; 5 — вал підйомника; 6 — барабан; 7 — трос підйомника; 8 — запасний трос, який закріплюється на світловому люку; 9 — корпус хлопавки; 10 — перепускний пристрій; 11 — важіль;  
 12 — кришка хлопавки; 13 — приймально-роздавальний патрубок

Конструкція хлопаки універсальна, вона застосовується для резервуарів з понтонами і без понтонів.

Контроль рівня нафтопродуктів у резервуарах здійснюється за допомогою спеціальних пристроїв. Для вимірювання рівня нафти, нафтопродуктів та інших рідин у резервуарах різних типів, оперативного контролю заповнення і опорожнення резервуарів використовують рівнеміри поплавкової конструкції типу УДУ. Найбільш досконалим поплавковим рівнеміром з пружинними рівневагами є рівнеміри типу УДУ (рис. 10.11).



**Рис. 10.11. Схема установки показчика рівня УДУ:**

- 1 — барабан; 2 — показуючий пристрій; 3 — вісь барабана; 4 — вимірний шків; 5 — гідрозатвор; 6 — ролик; 7 — натяжний пристрій; 8 — струна; 9 — перфорована стрічка; 10 — поплавець

Принцип роботи приладу базується на дії поплавка, що плаває на поверхні рідини і переміщується разом з його рівнем. Поплавок 10, підвішений на перфорованій стрічці 9, при зміні рівня рідини ковзає по довж направляючих струн 8. Струни підтримуються в натягнутому стані натяжними пристроями 7. Мірна смуга по роликах проходить через гідрозатвор 5 і вступає у зачеплення з вимірним шківом 4 приладу 2, що показує рівень. Відраховковий механізм являє собою звичайний десятичний лічильник. Поплавковий рівнемір УДУ-10 забезпечує роботу приладу з похибкою вимірювання  $\pm 4 - 10$  мм.

Для контролю верхнього, аварійного та нижнього рівнів нафтопродуктів у вертикальних сталевих резервуарах застосовують сигналізатори рівня ультразвукового ти-



пу (СУУЗ). Ці прилади також забезпечують контроль рівня розподілу "вода-нафтопродукт". Принцип дії сигналізаторів ґрунтується на фіксації ультразвукових коливань в зазорі між випромінювачем і приймачем, які виникають тоді, коли акустичний ланцюг "випромінювач-середовище-приймач" замкнутий рідинним середовищем. При цьому енергія ультразвукових коливань збільшується, що призводить до збільшення обертового зв'язку, посилювач збуджується, внаслідок чого спрацьовує реле. З контактів реле в ланцюг контролю надходить інформація про наявність середовища, на контрольованому рівні.

Сигналізатори розраховані для контролю середовища, яке має температуру від  $-50^{\circ}$  до  $+60^{\circ}$  C і яке знаходиться під атмосферним і надлишковим тиском до  $56,6 \cdot 10^4$  Па (6 кгс/см<sup>2</sup>), похибка спрацювання  $\pm 5$  мм.

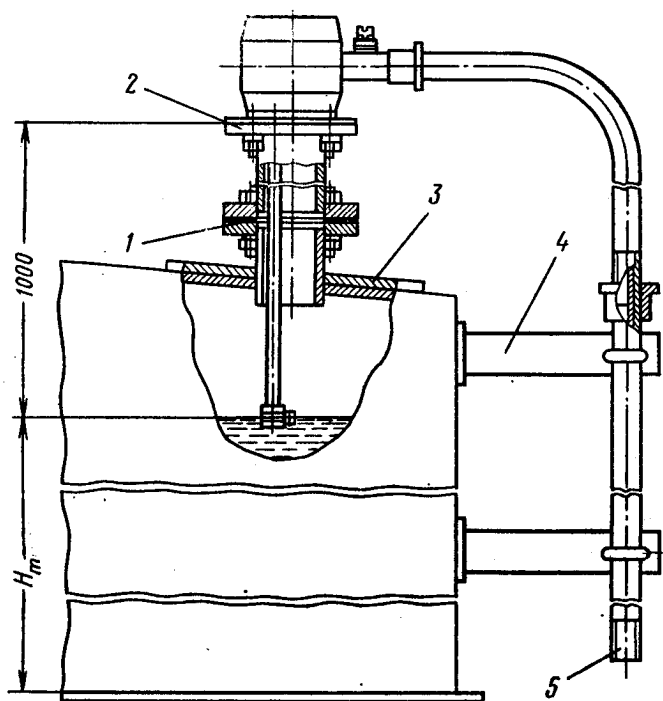
Для резервуарів великого об'єму розроблені сигналізатори СУУЗ-1 та СУУЗ-2. Сигналізатор СУУЗ-1 (рис. 10.12) контролює заповнення резервуара до максимально допустимого рівня. Він монтується на фланці котушки 1, котра другим своїм фланцем болтами з'єднана з патрубком 2, привареним до комірника 3. Підключення сигналізатора до джерела живлення і до виконавчого реле здійснюється дротами ПГВ-1,5, прокладеними у водогазопровідних трубах 5, змонтованих на муфтах з контргайками.

Сигналізатор СУУЗ-2 оснащений двома датчиками, які сигналізують про досягнення нафтопродуктом максимально допустимого і аварійного рівнів. У сигналізаторі СУУЗ-2 передбачено пристрій, який дозволяє в процесі наливу контролювати з диспетчерського пункту справність сигналізації аварійного рівня.

Сигналізатор рівня СУУЗ-2 призначений для оснащення сталевого вертикального резервуара об'ємом 100 - 400 м<sup>3</sup>.

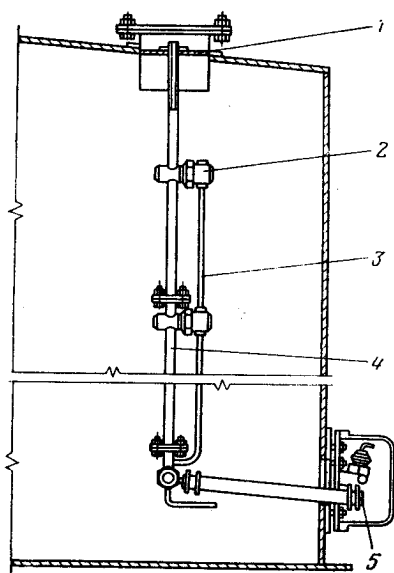
Проби нафтопродукту відбирають із резервуара через напівавтоматичний пробовідбирач ПСР-4 (рис. 10.13), який являє собою герметизований пристрій, призначений для відбирання середніх проб нафтопродуктів із вертикальних резервуарів для визначення їх якості і вимірювання густини. Прилад складається з верхнього люка 1, пробовідбірної колони 4, повітряної труби 3 та з'єднуючих їх клапанних вузлів 2, вузла управління відбирання і зливання проби 5. За допомогою ручного насоса у пневмосистемі створюється тиск  $29,3 \cdot 10^4$  Па (3 кгс/см<sup>2</sup>). В результаті всі нормально закриті

клапани відкриваються, і нафтопродукт поступає у пробовідбірну колону. Після заповнення колони і змішування в ній нафтопродукту тиск у пневмосистемі за допомогою клапана знижується до нуля. Клапан на пробовідбірній колоні закривають, і стовп проби відсікають від загальної маси нафтопродукту. За допомогою зливного клапана проба зливається у пробовідбірний посуд.

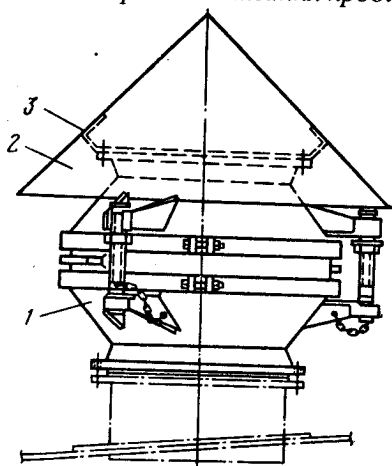


**Рис. 10.12. Сигналізатор рівня СУУЗ-1:**

1 — котушка; 2 — патрубок; 3 — коірник; 4 — кронштейн;  
5 — водогазопровідні труби;  $H_m$  — максимальна висота заливання нафтопродукту, при якій спрацьовує прилад



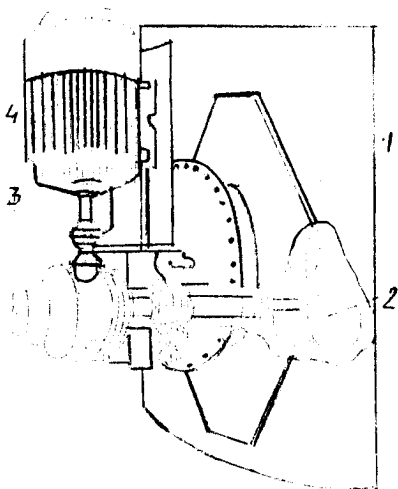
**Рис. 10.13. Пробовідбирач ПСР-4:**  
 1 — верхній люк; 2 — клапанний пристрій; 3 — повітряна трубка; 4 — пробовідбірна колона; 5 — вузол управління відбирання і зливання проби



**Рис. 10.14. Вентиляційний патрубок:**  
 1 — патрубок; 2 — захисний ковпак;  
 3 — сітка

Деякі особливості мають резервуари з понтоном. В конструкціях цих резервуарів окрім люк-лазу на першому поясі стінки встановлюють ще один люк-лаз в третьому поясі, призначений для проникнення всередину резервуара і поверхню понтона. Зовні до цього люка веде драбина з площадкою біля даху люка. Дихання резервуара з понтоном здійснюється через вентиляційний патрубок з вогневим запобіжником, встановленим в центрі даху (рис. 10.14). Отвори в патрубку для проходу пароповітряної суміші або повітря затягнуті металевою сіткою.

В резервуарах, призначених для зберігання нафти під час їх експлуатації на дні, можуть накопичуватись значні кількості осадів, які складаються, в основному, з парафіну. Процес випадання осадів, хоч і проходить достатньо повільно, але може призвести до утворення значного шару парафіну, що ускладнює подальшу експлуатацію і викликає необхідність в зупинці резервуара для очистки. Для боротьби з відкладами парафіну в даний



**Рис. 10.15. Перемішуючий пристрій:**

*1 — боковий люк-лаз;*

*2 — гвинт-мішалка; 3 — редуктор;*

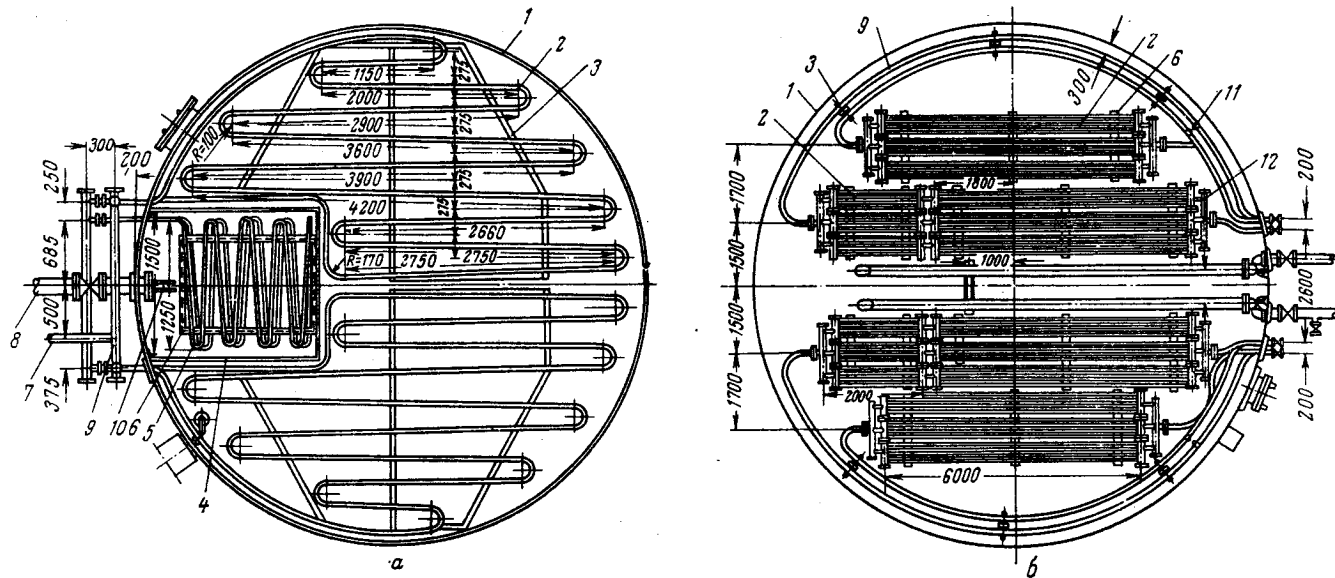
*4 — електродвигун*

можуть бути застосовані спеціальні гвинтові пристрої для перемішування нафти або розмиваючі головки, що перемішують нафту при її закачуванні в резервуар (рис. 10.15).

Для забезпечення нормальної експлуатації резервуарів з нафтою в зимовий період в них встановлюють паропідігрівачі (рис. 10.16). Вони призначені для підігріву нафти при від'ємних температурах зовнішнього повітря і тим самим для пониження її в'язкості. В якості теплоносія використовують насичену пару з тиском 0,4 МПа і температурою 150 °С.

Обладнання резервуарів для темних нафтопродуктів (мазуту) в основному відповідає обладнанню, описаному вище. Різниця може бути тільки в загальній площі поверхні паропідігрівачів і в тому, що замість хлопавки на приймально-роздавальному патрубку встановлюють підйомну трубу (рис. 10.17). Вона призначена для відбирання нафтопродукту з верхніх шарів резервуара, де він чистіший і має меншу в'язкість. Її з'єднують з приймально-роздавальним патрубком на болтах через шарнір. Шарнір складається з двох колін, з'єднаних у вертикальній площині. Для вертикального переміщення підйомної труби використовують лебідку,

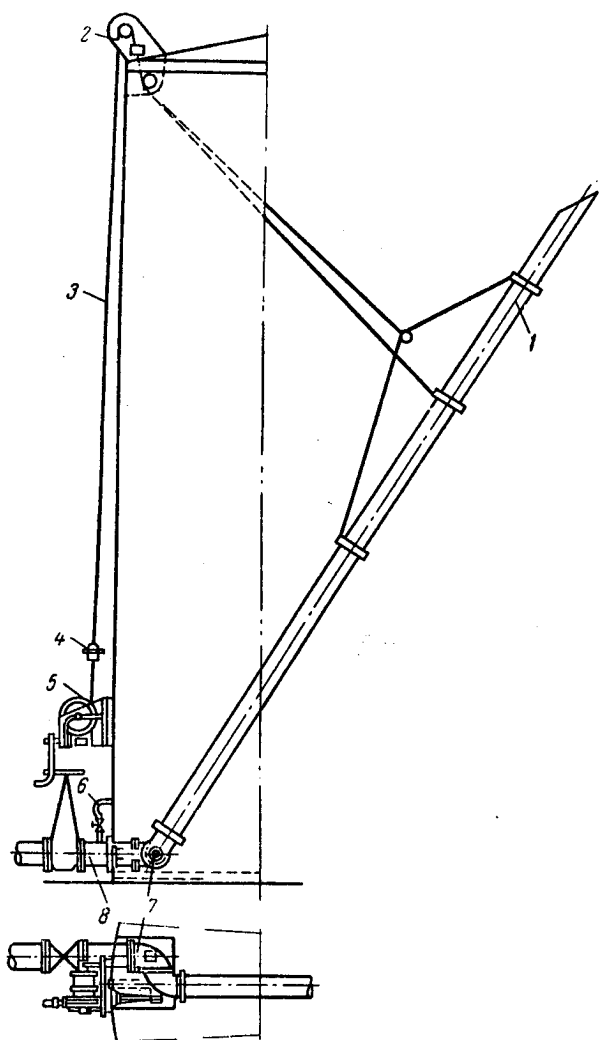
час починають широко застосовувати пристрої для запобігання випадання осадів. За допомогою цих пристроїв парафін та інші домішки, що містяться в нафті, штучно підтримуються у вагомому стані і видаляються з резервуара разом з нафтою. Такий спосіб боротьби з випадінням осаду особливо ефективний в резервуарах, що встановлюються в резервуарних парках головних і проміжних нафтоперекачуючих станцій (НПС) магістральних трубопроводів. Для запобігання випадіння осадів



**Рис. 10.16. Конструкція підігрівачів у резервуарах:**

*а* — змійовиковий підігрівач; *б* — секційний підігрівач

- 1 — резервуар; 2 — підігрівач; 3, 6 — опори; 4 — кожух місцевого підігрівача;  
 5 — місцевий змійовиковий підігрівач; 7 — паропровід; 8 — мазутопровід; 9 — конденсатопровід;  
 10 — хлопка; 11 — муфта; 12 — колектор

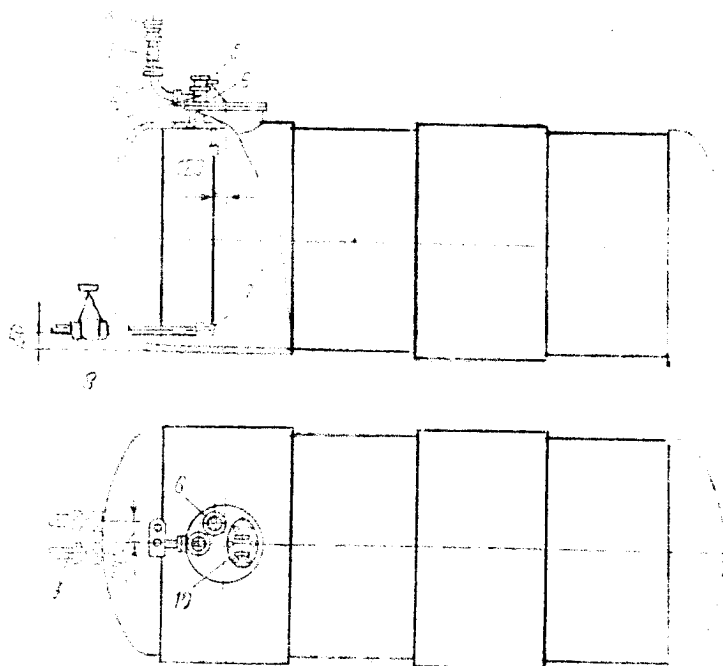


**Рис. 10.17. Розміщення підйомної труби всередині резервуара:**

- 1 — підйомна труба; 2 — роликовий блок;
- 3 — трос; 4 — показчик положення підйомної труби; 5 — лебідка; 6 — перепускний пристрій;
- 7 — шарнір підйомної труби;
- 8 — приймально-роздавальний патрубков

прикріплену до зовнішньої стінки резервуара. Сталевий канат для піднімання з'єднується з трубою і проходить через ролик, розміщений у верхній частині стінки.

Горизонтальні сталеві резервуари також оснащуються комплексом обладнання, призначеного для нормальної і надійної експлуатації резервуара, для забезпечення всіх технологічних операцій, що виконуються на вертикальних сталевих резервуарах. На рис. 10.18 подана схема розміщення обладнання на горизонтальному наземному резервуарі для зберігання світлич

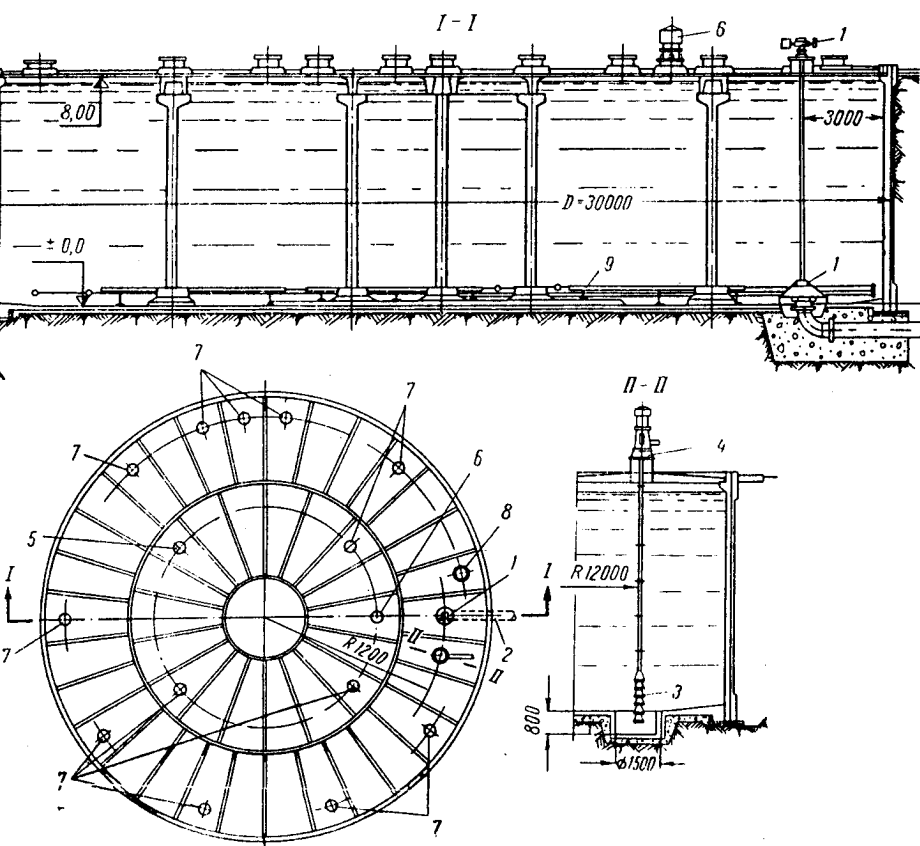


**Рис. 10.18.** Схема розміщення обладнання на горизонтальному наземному резервуарі для світлих нафтопродуктів:

- 1 — патрубок вимірного люка; 2 — вентиляційна труба;
- 3 — вогневий запобігач; 4 — дихальний клапан; 5 — люк для вимірювання;
- 6 — управління хлопкавою; 7 — хлопкава;
- 8, 9 — приймально-роздавальні патрубки; 10 — кришка люка-лаза

Залізобетонні резервуари в основному призначені для зберігання нафти і темних нафтопродуктів (масел, мазуту), а тому резервуари оснащуються комплектом технологічного обладнання, яке забезпечує їх нормальну експлуатацію. До складу цього обладнання входять приймально-роздавальні і пристрої для очищення, дихально-запобіжна апаратура, а також прилади контролю і автоматики. Як і сталеві резервуари, вони мають світлові, лазерні і замірні люки.

На рис. 10.19 подана компоновка обладнання і апаратури на циліндричному резервуарі для мазуту. Для закачування і відкачування служить спеціальний приймально-роздаваль-



**Рис. 10.19. Розміщення обладнання на циліндричному залізобетонному резервуарі для мазуту місткістю 5000 м<sup>3</sup>:**

- 1 — приймально-роздавальний пристрій ПРУ-600 з електроприводним підйомним механізмом; 2 — приймально-роздавальний патрубок;
- 3 — заглиблений насос 12НА-22хб; 4 — рама для встановлення насоса;
- 5 — люк вимірний; 6 — вентиляційний патрубок ВП-500;
- 7 — люки Ду = 700 мм світлові і для проникнення у резервуар;
- 8 — люк монтажний Ду = 1000 мм; 9 — підігрівальна система



ний пристрій, який забезпечує відкачування нафти з резервуара насосом звичайного і заглибленого типу, встановленим в окремому приміщенні і камері.

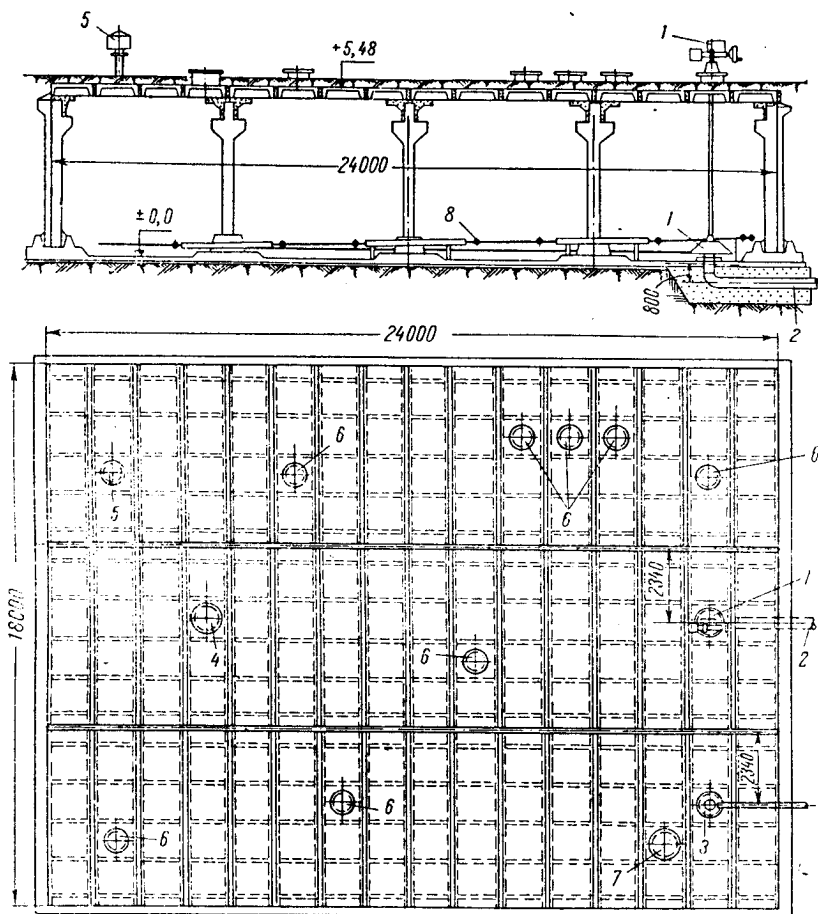
Резервуари місткістю до 5000 м<sup>3</sup> обладнують, як правило, одним приймально-роздавальним пристроєм, а резервуари місткістю 10000 м<sup>3</sup> і понад — двома. Розміри і число приймально-роздавальних пристроїв визначається об'ємом резервуара і продуктивністю закачування-відкачування нафти і мазуту з врахуванням межі швидкості її руху по трубах не більше 2,5 м/с для нафти та 1,5 м/с для мазуту. В резервуарах для нафти дихальна апаратура, розміщена на даху, включає в себе запобіжний мембранний клапан типу КПМ-350, вогневий запобіжник з відводом і патрубком, який з'єднує газовий простір резервуара з газоурівнювальною системою. Залізобетонні резервуари для мазуту обладнуються вентиляційними патрубками, розміри яких відповідають продуктивності закачування і відкачування. В таких резервуарах розігрів мазуту здійснюється двома способами: статичним або циркуляційним. При статичному методі підігривається вся маса в резервуарах за допомогою трубчастих підігрівачів, що рівномірно укладаються по всій поверхні днища. При циркуляційному методі мазут підігривається також трубчастими підігрівачами, але укладеними на невеликій ділянці днища резервуара для початкового підігріву мазуту, який забезпечує можливість подавання його насосами у теплообмінник.

Обладнання прямокутних залізобетонних резервуарів здійснюється аналогічно обладнанню циліндричних резервуарів. На рис. 10.20 показано обладнання прямокутного резервуара для мазуту місткістю 2000 м<sup>3</sup>.

## 10.2. Обладнання газгольдерів

Мокрі газгольдери в порівнянні з резервуарами дуже насичені різним обладнанням і апаратурою. В зв'язку з цим обслуговування обладнання газгольдерів значно складніше, ніж в резервуарах.

Основним обладнанням мокрих газгольдерів є: гідравлічний затвор, перепускний пристрій, автоматичний пристрій для викиду газу в атмосферу, датчик — показник об'єму і ступеневої сигналізації газгольдера.



**Рис. 10.20.** Схема розміщення обладнання на прямокутному залізобетонному резервуарі для мазуту місткістю 2000 м<sup>3</sup>:  
 1 — приймально-роздавальний пристрій ПРУ-400 з електропривідним підйомним механізмом;  
 2 — приймально-роздавальний патрубок Ду = 400 мм; 3 — заглибний насос 12-НА-90 = 4,5 м<sup>3</sup>/з.; 4 — замірний люк;  
 5 — вентиляційний патрубок ВП-300; 6 — люк Ду = 700 мм;  
 7 — люк Ду = 1000 мм; 8 — підігрівальна система

На рис. 10.21 подана загальна схема обладнання і апаратури, встановлених на мокрому газгольдері.

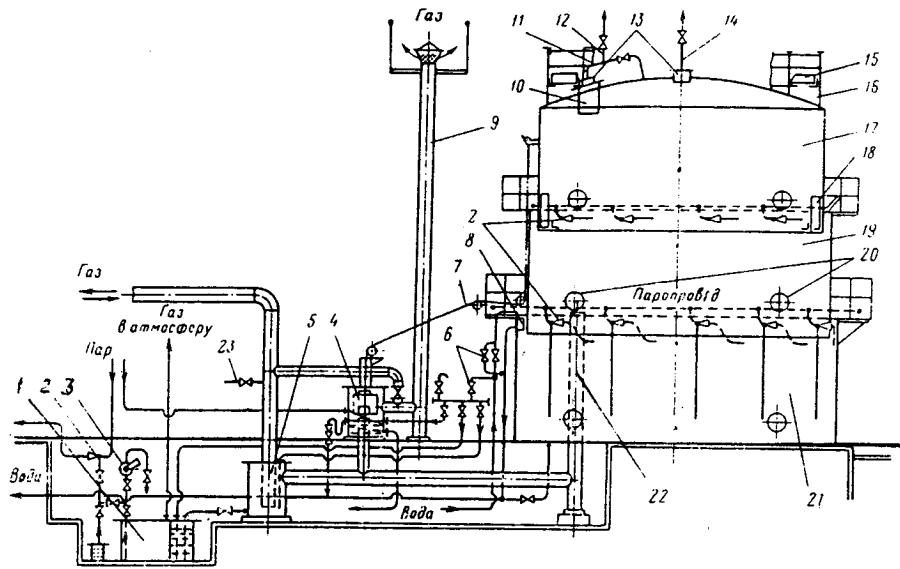
Гідравлічний затвор призначений для надійного відключення газгольдера від зовнішньої мережі газопроводів, а також від цехових газопроводів. На кожному газопроводі, що входить у газгольдер, встановлюється один гідравлічний затвор. При необхідності відключення заповненого газом газгольдера від зовнішньої мережі (для ремонту або інших цілей) гідравлічний затвор повністю заливають водою, що забезпечує непроникнення газу в газгольдер або з газгольдера.

Перепускний пристрій призначається для забезпечення початкового м'якого піднімання колокола за рахунок проходження газу зі стояка газопроводу під купол колокола через перепускную трубу. Коли тиск газу під куполом колокола досягне максимального значення, колокол приводиться в рух, нижня його частина виходить з води, і газ починає надходити у сферичний простір.

Для викиду газу в атмосферу при аварійному положенні мокрого газгольдера існує автоматичний пристрій, який забезпечує піднімання клапана в клапанній коробці колоколом, коли останній знаходиться у вищому положенні. При підйомі клапана знижується рівень води в гідравлічному затворі клапанної коробки, а потім у клапанній коробці відкривається гідравлічний затвор і газ скидається в атмосферу через трубу, розміщену поряд з газгольдером (рис. 10.22).

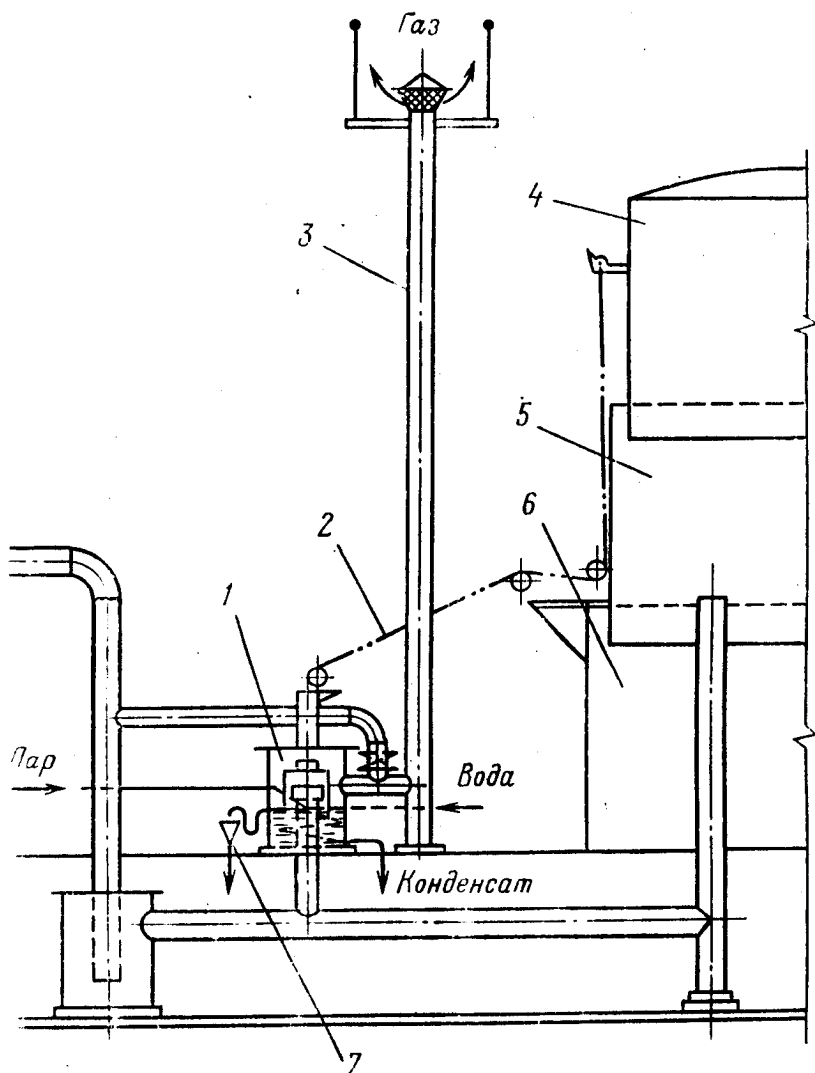
Кожний газгольдер обладнаний датчиками, що показують об'єм, і ступеневою сигналізацією, яка подає інформацію про положення колокола і тим самим ступінь заповнення газгольдера газом. Дистанційне вимірювання газу в газгольдері здійснюється за допомогою сельсин-датчика і сельсин-приймача. Ступенева світлова і звукова сигналізація об'єму газу у газгольдері є попереджаючою сигналізацією, яка сповіщає про збільшення або зменшення газу в газгольдері. Так, корисний об'єм газгольдера у % становить:

- мінімальний — 0 - 10
- передмінімальний — 10 - 20
- нормальний — 20 - 80
- передмаксимальний — 80 - 90
- максимальний — 90 - 100



**Рис. 10.21. Схема оснащення обладнання мокрого газгольдера:**

- 1 — зливний бак; 2 — пароструменеві елеватори; 3 — поришневий насос; 4 — клапанна коробка;  
 5 — гідравлічний затвор; 6 — запірні арматури; 7 — підйомний пристрій; 8 — переливний карман;  
 9 — труба для випускання газу в атмосферу; 10 — ковпак; 11 — перепускний пристрій; 12 — продувочна труба;  
 13 — люки; 14 — центральна продувочна труба; 15 — бетонний вантаж; 16 — кільцева площадка з перилами;  
 17 — колокол; 18 — чавунний вантаж; 19 — телескоп; 20 — лази; 21 — резервуар;  
 22 — газовий стояк; 23 — штуцер для монтажу і-подібного манометра



**Рис. 10.22. Схема автоматичного пристрою виходу газу в атмосферу:**

1 — клапанна коробка; 2 — підійомний пристрій; 3 — труба виходу газу в атмосферу; 4 — колокол; 5 — телескоп; 6 — резервуар; 7 — переливна труба

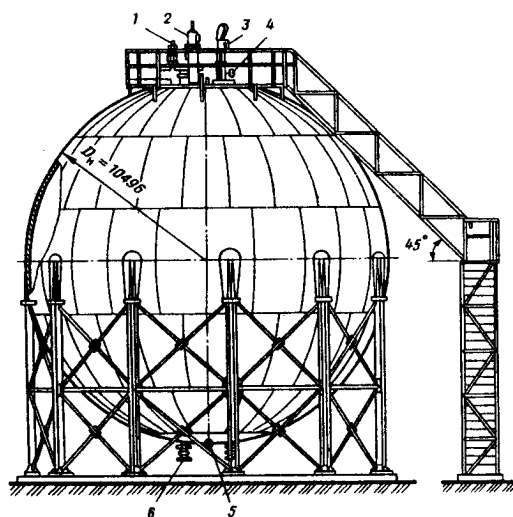
При мінімальному і максимальному об'ємах газу в газгольдері у відповідних цехах засвічуються лампочки червоного світла, і спрацьовує звукова сигналізація.

Обладнання сферичних газгольдерів призначене також для забезпечення правильної і безпечної експлуатації, зокрема, наповнення проб і опорожнення газгольдерів, вимірювання рівня і відбирання проб продукту, зачищення та його ремонт, підтримання тиску в газгольдері в безпечних межах і т.п.

Сферичні газгольдери обладнуються: запобіжними клапанами, показчиками тиску парової фази, показчиками рівня рідкої фази, пристосуваннями для відбирання проб рідинної і парової фаз, термометрами для вимірювання тем-

ператури рідкої фази, запірної системи для відключення газгольдера від трубопроводів по прийманню і відпуску зрідженого газу, люками для входження обслуговуючого персоналу всередину газгольдера та для його вентиляції і продування резервуара інертними газами, парою або повітрям, пристроєм для виділення з нього води і тяжких залишків при промиванні (рис. 10.23).

На приймально-роздавальному трубопроводі встановлюється



**Рис. 10.23. Схема розміщення обладнання на сферичному газгольдері:**

- 1 — вузол дихаючої арматури; 2 — поплавковий рівнемір; 3 — шлюзова камера для вимірювання рівня, температури зрідженого газу і відбирання проб; 4 — швидкодіюча засувка; 5 — дренажний кран; 6 — приймально-роздавальний патрубок

швидкісний клапан, який дозволяє відключати від газгольдера трубопровід при його пошкодженні. У випадку по-

ступлення зрідженого газу в резервуар по окремому приймальному трубопроводу на ньому встановлюється зворотний клапан, який автоматично закривається під внутрішнім тиском і тим самим запобігає можливості попадання продукту із резервуара в трубопровід. Кожний газгольдер (резервуар) обладнується не менше, як двома запобіжними пружинними клапанами (робочий і аварійний), призначеними для швидкого видалення продукту із газгольдера або трубопроводу при підвищенні заданого тиску.

Пропускна здатність запобіжних клапанів повинна бути вибрана так, щоб у газгольдері не утворився тиск, який би перевищував робочий більше, ніж на 0,05 МПа для газгольдерів з тиском до 0,3 МПа включно і на 15 % для газгольдерів з тиском від 0,3 до 2,0 МПа.

Для вимірювання тиску на сферичних газгольдерах монтують по два контрольних манометри, один з яких повинен мати пристрій для подавання світлового і звукового сигналів при підвищенні тиску до максимального.

Важливими пристроями для сферичних газгольдерів є покажчики рівня і незамерзаючі продувні клапани для випускання підтоварної води із газгольдера.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Призначення обладнання резервуарів і газгольдерів.
2. Яке обладнання контролює надлишковий тиск у резервуарі і газгольдері?
3. Від яких параметрів залежить кількість обладнання, що встановлюється в резервуарах?
4. Принцип дії і конструкція сигналізаторів рівня в резервуарах?
5. Обладнання газгольдерів, їх призначення та принципи роботи.
6. Обладнання залізобетонних резервуарів.
7. Особливості монтажу обладнання резервуарів і газгольдерів.

---

## **11. КОНТРОЛЬ ЯКОСТІ БУДІВЕЛЬНО-МОНТАЖНИХ РОБІТ.**

### **ВИПРОБУВАННЯ РЕЗЕРВУАРІВ ТА ГАЗГОЛЬДЕРІВ**

#### **11.1. Основна технічна документація на контроль якості робіт з спорудження резервуарів і газгольдерів та їх випробування**

Експлуатаційна надійність резервуарів і газгольдерів в багатьох випадках залежить від якості будівельно-монтажних робіт, організації контролю за проведенням цих робіт. Робота з контролю якості протягом всього технологічного процесу спорудження резервуарів і газгольдерів організовується і проводиться згідно з існуючими будівельними нормами і правилами, Державними стандартами, відомчими керуючими документами та регламентами, які об'єднуються в комплекс технічної документації на контроль якості робіт і випробування.

Ця документація включає вказівки з виготовлення і монтажу вертикальних циліндричних резервуарів для нафти і нафтопродуктів, технологічних карт, проекту виробництва робіт з внесенням результатів контролю, креслень КМД (конструкції сталеві, деталювання), актів та журналів, що входять до виконавчої документації на монтажні роботи.

Контроль повинен здійснюватись на стадіях виготовлення окремих деталей, елементів конструкцій, резервуарів і газгольдерів, попереднього навантаження конструкцій, підготовки поверхні під ґрунтовку, фарбування і самого процесу виконання цих робіт.

Для сталевих резервуарів приймання робіт здійснюється в такій послідовності:

проміжне — роботи з підготовки та обладнання насипної подушки, ізолюючого шару під резервуар, фундаменти та інші місця спирання сталевих конструкцій і різноманітні закладні деталі, що бетонуються до початку монтажу конструкцій усєї споруди або її частини;

кінцеве — приймання змонтованих конструкцій при здаванні об'єкта в експлуатацію у відповідності з будівельними нормами та правилами (БНіП).

До складу документації для металевих резервуарів входять:



---

проектно-кошторисна документація на резервуари і понтони з документами про погодження відступів від проекту при монтажі;

заводські сертифікати на виготовлені заводські конструкції;

документи, що завіряють якість металу, електродів, електродного дроту, флюсів та інших матеріалів;

заклучення щодо якості зварних з'єднань стінки фізичним методом контролю зі схемами розміщення місць контролю, а для резервуарів об'ємом від 2000 м<sup>3</sup> і більше, виготовлених з окремих листів — на просвічування швів гамма-променями;

акти на скриті роботи з підготовки і влаштування насипної подушки та ізолюючого шару під резервуари, акти випробовувань на герметичність зварних з'єднань дна, стінки та даху резервуарів, акти гідравлічних випробовувань резервуарів, а також випробовування резервуарного обладнання і засувок;

журнал зварювальних робіт з копіями свідоцтв про кваліфікацію зварників;

схема і акт випробовувань заземлення резервуарів і схема нівелювання підвалини резервуарів.

Для резервуарів з понтонами або плаваючим дахом повинні бути також подані: акти заводських і післямонтажних випробовувань на герметичність зварних з'єднань центральної частини днища та коробів металевого понтона або плаваючого даху; документи, що підтверджують якість матеріалу неметалевої ковдри понтона і використання клеїв; відомість відхилення від вертикалі направляючих стояків і зовнішньої стінки понтона або плаваючого даху, а також зазорів між стінками коробів і резервуарів.

Для резервуарів підвищеного тиску окрім цих документів, пред'являють: схему геодезичних відміток котлована для встановлення плит, анкерних гвинтів; документи, що підтверджують марку бетону підвалини; акти на протикорозійне покриття анкерних гвинтів, їх рівномірне затягування і пошарове трамбування ґрунту під плитами-противагами.

Для заглиблення в ґрунт металевих резервуарів додатково подають: акти на скриті роботи з ізоляції корпусу, кріплення резервуарів до підвалин, пошарове трамбування ґрунту над корпусом резервуарів і документи, що підтверджують марку бетону підвалини резервуарів.

Для шарових резервуарів і газгольдерів прийнятно-здавальна документація включає: акт готовності фундаменту, акт на передачу заготовки шарових резервуарів в монтаж; акт на виправлення заводських дефектів в заготовці, акт на монтаж резервуарів; акт на монтаж металоконструкцій драбин і площадок, акт на обладнання, встановлене на резервуарах; акт на огляд резервуарів, акт на випробовування резервуарів і обв'язувальних трубопроводів до першого засуви, акт на обв'язувальні трубопроводи.

Для мокрих газгольдерів до складу документації включають: акти приймання кільцевого фундаменту і штучної підвалини; акт приймання протикорозійного захисту дна газгольдерів; акт випробовування гідравлічних затворів, ланок газгольдера і газових ввідів на втрату повітря і газу; акт приймання заземлення частини захисту від блискавки.

При прийманні залізобетонних резервуарів робочою комісією будівельна організація представляє замовнику документацію відповідно з вимогами БНіП. До неї належать: акти на скриті роботи при влаштуванні ґрунтової підвалини з вказівкою про збереження справжньої щільності ґрунту і про влаштування водовідводу, бетонної підготовки, шару ковзання, гідроізоляції днища і фундаменту стін з вказівкою про відсутність дефектів (тріщин, раковин, оголеної арматури); акти на скриті роботи при монтажі складальних елементів, замонолічуванні стиків між залізобетонними елементами, навиванні кільцевої арматури, торкретних роботах; акт на монтаж технологічного обладнання і випробовування технологічного обладнання; довідка будівельної лабораторії про наявність в цементі бетону трикальцієвого алюмінату і чотирикальцієвого алюмофериту; введення в бетон спеціальних додатків, якщо вони вимагаються за умови агресивності ґрунту; журнали виконання всіх видів робіт, а у випадку виконання робіт в зимовий період — температурні відомості щодо електропідігріву бетону і теплової обробки торкретного покриття.

## **11.2. Контроль якості робіт з спорудження підвалин і фундаментів резервуарів і газгольдерів**

Підвалини під сталеві резервуари і мокрі газгольдери являють собою товщу ґрунту в природному, ущільненому або укріпленому стані, що сприймають навантаження від спо-

руди. Перед обладнанням штучної частини підвалини перевіряють: відповідність ґрунту вимогам проекту; правильність розбивки осей резервуара; відмітки поверхні ґрунту, підготовленого під відсіпку; забезпечення відводу поверхневих вод від підвалини; наявність тимчасових під'їздів. Контроль за спорудженням підвалини повинен здійснюватись постійно, так як від якісного виконання робіт залежить рівномірність і величина осідання резервуара, корозійний захист днища і в кінцевому рахунку експлуатаційна надійність резервуара. Якість ущільнення ґрунтової підсіпки та піщаної подушки контролюється механічними котками. При цьому виконання робіт вважається задовільним, коли не відбувається випирання "хвиль" ґрунту перед котками, а глибина сліду від задніх вальців котків не перевищує 10 мм. Піщану подушку укладають шарами товщиною 150 мм з пошаровим ущільненням, з мінімальним відкосом 1 : 1,5 і з ухилом від центра або до центра в межах  $1/50 \div 1/100$ . Зовнішнім оглядом оцінюють однорідність, а повторним нівелюванням — товщину ущільненого шару. При прийманні гідроізоляційного шару за сертифікатами перевіряють відповідність в'язучих матеріалів вимогам проекту.

Допустимі відхилення (в мм) відміток підвалини резервуарів і газгольдерів не повинні перевищувати відповідних величин (табл. 11.1).

Для більш рівномірної передачі навантаження від резервуара на підвалину споруджують фундаменти. Для вертикальних циліндричних резервуарів об'ємом  $10000 \text{ м}^3$  і більше, що споруджуються на непросадочних ґрунтах, підвалини проектують з залізобетонним фундаментним кільцем під крайком днища. Якщо підвалина резервуара складається із просадочних вічномерзлих, слабких переволожених ґрунтів, то можливе застосування пальових фундаментів. Кожний блок фундаменту, що стоїть окремо, повинен мати відмітку і розбивку осей. При прийманні необхідно перевіряти форму і розміри кожного блока і фундаменту в цілому, відмітки опорних поверхонь і анкерних болтів, довжини різьби анкерних болтів.

Таблиця 11.1

## Величина відхилень відміток підвалин резервуарів і газгольдерів

Конструкції резервуарів і газгольдерів	Характер відхилень	Величина відхилень (мм)
1	2	3
Вертикальні циліндричні резервуари	<p>Відхилення відміток центра підвалини від проектної при:</p> <p style="padding-left: 40px;">площинній підвалині з підйомом до центра з нахилом до центра</p> <p>Відхилення від проекту відміток периметра підвалини, що визначаються в зоні розміщення крайок не рідше, ніж через 6 м, і не менше, ніж у восьми точках</p> <p>Різниця відміток будь-яких несуміжних точок кільцевого фундаменту, не більше</p> <p>Відхилення від проекту відміток поверхні кільцевого фундаменту, що визначаються не рідше, ніж через 6 м, і не менше, ніж у восьми точках</p> <p>Різниця відміток різних несуміжних точок кільцевого фундаменту, не більше</p> <p>Відхилення від проекту зовнішнього діаметра кільцевого фундаменту</p> <p>Товщина гідроізоляційного шару на бетонному кільці у місці розташування стінки резервуара, не більше</p>	<p>0; <math>\pm 30</math> + 50 - 50</p> <p><math>\pm 10</math></p> <p>20</p> <p><math>\pm 5</math></p> <p>10</p> <p>+ 50; - 30</p> <p>5</p>

1	2	3
Мокрі газ-гольдери	<p>Відхилення від проекту відміток кільцевого фундаменту, що визначаються не рідше, ніж через 6 м, і не менше, ніж у восьми точках</p> <p>Різниця відміток будь-яких суміжних точок кільцевого фундаменту, не більше</p> <p>Відхилення в ширині кільцевого фундаменту поверху</p> <p>Відхилення від проекту зовнішнього діаметра кільцевого фундаменту</p>	<p><math>\pm 5</math></p> <p>10</p> <p>+ 50; 0</p> <p>+ 50; - 30</p>
Кульові (сферичні) газ-гольдери	<p>Основні розміри фундаменту під стояк</p> <p>Відмітка опорної поверхні без врахування висоти підливки</p> <p>Відмітка верху анкерних болтів</p> <p>Довжина різьби анкерних болтів</p> <p>Розміщення анкерних болтів на фундаменті під стояк у напрямках:</p> <p style="padding-left: 40px;">радіальному</p> <p style="padding-left: 40px;">кільцевому</p>	<p><math>\pm 30</math></p> <p>- 30</p> <p><math>\pm 30</math></p> <p>+ 30</p> <p><math>\pm 5</math></p> <p><math>\pm 2</math></p>
Резервуари підвищеного тиску	Основні відмітки фундаментів противаг	$\pm 50$

1	2	3
Залізо-бетонні резервуари	Відхилення відміток ґрунтової підвалини під днище резервуара	+ 10; - 30
	Відмітка верху бетонної підготовки	+ 5; - 20
	Відмітка поверхні фундаменту для встановлення стінних панелей	± 5
	Відмітка верху днища	+ 20; - 5
	Відмітка верху закладних деталей	± 5
	Відхилення відміток дна стаканів збірних фундаментів	- 20
	Зміщення осей збірних фундаментів під колони	± 10

Приймання робіт з обладнання підвалини оформляють двосторонніми актами на скриті роботи з розробки котлована і відповідності ґрунтів природної підвалини вимогам проекту, а також на облаштування ґрунтової підсипки, піщаної подушки і гідроізоляційного шару. Приймання фундаменту і приямків також оформляється актом, до якого прикладають виконавчу схему розміщення в плані блоків фундаменту і анкерних болтів з вказанням їх висотних відміток.

Величину осідання підвалін і фундаментів резервуарів визначають за результатами нівелювання упорного кільця і днища, фундаментів запірної арматури, шахтової драбини і опорних стояків резервуарів і газгольдерів. Точками нівелювання є репери, які встановлюються в ґрунт на території резервуарного парку. Окрім того марки реперів можуть бути: цокольні, що закладаються в фундамент, і приварні, встановлюються на опорних стояках, колонах та інших елементах конструкцій. Базові ґрунтові репери розміщуються поза зоною розповсюдження тиску від резервуарів на відстані не менше 150 м від осі резервуара, а лінійні репери з кроком, кратним 5 м — від стінки резервуара в напрямі його осей.

---

Нижній кінець репера закладають в покрівлю підстиляючого шару на товщину не меншу 0,5 м у піщаних і 2,0 м у глинистих відкладеннях. При значній товщі шару просідаючих ґрунтів закладку репера збільшують до 3-5 м. Спостереження за просіданням резервуарів проводять в період гідравлічних випробувань і в процесі їх експлуатації. Якщо в перші чотири роки експлуатації, коли проходить стабілізація просідання підвалини, відхилення від горизонталі зовнішнього контура днища незаповненого резервуара об'ємом 2000-50000 м<sup>3</sup> перевищують  $\pm 20$  мм для двох сусідніх точок або  $\pm 40$  та  $\pm 30$  мм відповідно для заповненого резервуара, тоді необхідно проводити ремонт підвалин і фундаментів.

Просідання підвалин резервуарів може бути рівномірним і нерівномірним. При рівномірних просіданнях вертикальні зміщення різних точок днища, що включає його периферійну частину, несуттєво відрізняються між собою. Ці просідання не викликають значних змін в напруженому стані оболонки резервуара, але можуть бути причиною виникнення місцевих напружень у вузлі під'єднання приймально-роздавального патрубку із-за неоднакових просідань підвалини резервуара і технологічних трубопроводів. Нерівномірні просідання можуть бути односторонніми, місцевими, периферійними і діаметральними. Нерівномірні просідання виникають при неякісній підготовці підвалини (наприклад, при порушенні технології спорудження, використання неоднорідних ґрунтів або ґрунтів з різними фізико-хімічними властивостями). Вони є причиною деформації днища, стінки різної кривизни (вузлах спряжень стінки з днищем, покрівлею і приймально-роздавальним патрубком) і, як наслідок цього, причиною руйнування зварних швів.

При односторонніх просіданнях основи резервуар дістає нахил в одному напрямі. При периферійних просіданнях зміщення в зоні опорного кільця значно перевищує зміщення в центральній частині днища. При такому просіданні профіль деформацій днища має колоподібну форму, а різниця просідань в центральній і периферійній частинах нижча, може досягати 600 мм і більше.

В днищі резервуара виникають розтягуючі напруження, а по упорному кільцю — згинаючі моменти. Так як питоме навантаження на підвалину в зоні упорного кільця більше, ніж в останній частині днища за рахунок впливу маси стінки

і покриття, то при досягненні критичного навантаження можливе видавлювання ґрунту з-під окрайок днища і значне збільшення просідання. Тому при нівелюванні необхідно враховувати можливість наявності значних напружень в полотнищах днища.

### **11.3. Контроль якості спорудження резервуарів і газгольдерів**

При виготовленні, зборці і монтажі елементів і конструкцій резервуарів і газгольдерів необхідно проводити постійний і ретельний контроль якості робіт. Від того, як виконані роботи на попередньому етапі, залежить якість їх виконання на подальших етапах, а в кінцевому рахунку — надійність і безпека експлуатації резервуарної конструкції.

#### **11.3.1. Поопераційний контроль якості виготовлення резервуарних конструкцій**

Окремі елементи резервуарів (полотнища стінок і днищ, коробка і полотнища днищ понтонів і плаваючих дахів, щити покриття та інш.) виготовляють в заводських умовах. В процесі виготовлення вони проходять поопераційний контроль, який включає перевірку: розмірів заготовок деталей, що відправляються на збирання, і якість підготовки кромки, складання та зварювання. Кількість металу, що наплавляється, час зварювання, витрати електроенергії і залишкові деформації залежать від ретельної підготовки кромки, точності розмірів і кутів їх скосу, чистоти поверхні металу.

Перевірка якості складання полотнищ на заводських станах і стендах складається: з контролю форми кромки і розмірів зазорів між зварними з'єднаннями і вивідними планками у відповідності з Державними стандартами та БНІП, так як при малих зазорах можливі непровари кореня шва, а при великих — пропали. При зовнішньому огляді у прихопленнях не повинно бути тріщин, а на їх поверхні — шлаків і бризків зварювання. При виявленні цих та інших дефектів їх видаляють шліфувальними машинами і прихватку виконують знову.

При збиранні щитів покриття коробів плаваючих дахів (понтонів) та інших елементів резервуарних конструкцій під зварювання в кондукторах або на стелажих необхідно конт-

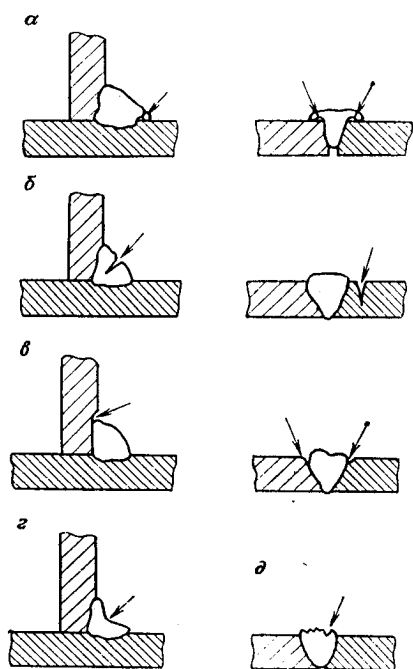


ролювати зазори між кромками деталей, що зварюються, та їх розміри. Відхилення від проектних розмірів довжини опорного елемента і поперечного перерізу короба понтонів та плаваючих дахів не повинно перевищувати  $\pm 2$  мм. Контроль з'єднань, що зібрані під зварювання, здійснюється за допомогою шаблонів, лінійок та інших інструментів. Контрольному збиранню на заводі підлягають: затвори плаваючих дахів, коробки понтонів і плаваючих дахів, кільця жорсткості. Перевірку якості зварювання полотнищ, що рулонуються в заводських умовах, здійснюють у такому порядку: перевірка виконання заданого технологічного процесу збирання і зварювання, зовнішній огляд 100 % швів з перевіркою розмірів, випробування зварних з'єднань; механічні випробування контрольних взірців, вирізаних з вивідних планок; металографічні дослідження мікрошліфів на торцях швів контрольних взірців або на торцях стикових швів зварних з'єднань.

Перевірка виконання заданого технологічного процесу зварювання полягає в контролі зварювального режиму, порядку накладання швів, ретельності зачищення проміжних шарів від шлаку та видаленні бризків і набряків металу.

Порушення технології призводить до появи зовнішніх і внутрішніх дефектів зварних швів. При зовнішньому огляді зварних швів перевіряють відповідність їх розмірів вимогам проекту, зміщення від осі стику і виявляють дефекти у вигляді тріщин, що виходять на поверхню шва, напливів або підрізів в місцях переходу від шва до основного металу, пропалів, звужень і переривань, різних переходів до основного металу, ніздроватості та пористості зовнішньої поверхні шва (рис. 11.1). Основний метал поперечних швів стикових з'єднань не повинен мати підрізів. В поздовжніх швах допустима глибина підрізу основного металу дорівнює 0,5 мм при товщині сталі від 4 до 10 мм і не більше 1 мм при товщині сталі вище 10 мм.

Дефекти, знайдені при зовнішньому огляді, повинні бути видалені до зварювання полотнищ з протилежною стороною. При цьому перерви швів і кратери заварюють, шви з тріщинами, а також з іншими дефектами видаляють на довжину дефектного місця плюс 15 мм з кожного боку і заварюють знову, прорізи основного металу, що перевищують допустимі, зачищають і заварюють з подальшою зачисткою,



**Рис. 11.1. Характер зовнішніх дефектів зварних швів:**

- а* — наплив; *б* — тріщини у зварному шві або основному металі;  
*в* — підріз; *г* — неповномірний шов;  
*д* — пористість

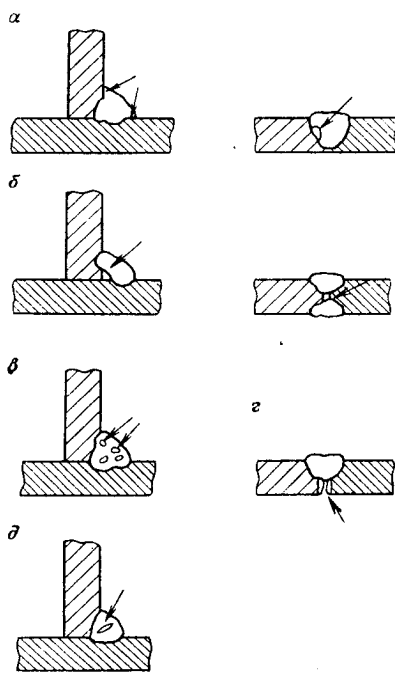
фуванню) на заводі підлягає 100 % пересічень поздовжніх (горизонтальних) швів між поясами I та II з поперечними (вертикальними) швами, і 50 % пересічень поздовжніх швів між поясами II та III, III та IV з поперечними швами, а для резервуарів висотою від 12 до 13 м — 100 % пересічень поздовжніх і поперечних швів між поясами I та II, II та III та 50 % поздовжніх, поперечних швів між поясами III та IV, IV та V.

В конструкціях мокрих газгольдерів повинен забезпечуватись методом просвічування 100%-ний контроль всіх швів у місцях товщиною 6 мм і більше. В місцях товщиною металу 10 мм і більше допускається забезпечувати контроль зварних швів методом ультразвукової дефектоскопії.

що забезпечує плавний перехід від наплавленого металу до основного.

Для виявлення внутрішніх (скритих) дефектів (рис. 11.2) (внутрішні тріщини, непровари шва при двосторонньому зварюванні, внутрішні окремі шлакові включення, пори або скупчення пор) використовують контроль фізичними методами: рентгенографування (просвічування з допомогою рентгенівських апаратів) і радіографування (просвічування гамма-променями ізотопів іридію 192, цезію 137, тулію 170 та інш.) без порушення контрольованих з'єднань.

Для резервуарів, виготовлених з рулонних заготовок, об'ємом від 2000 до 50000 м<sup>2</sup> і висотою до 12 м, рентгенографуванню (радіографуванню)



**Рис. 11.2. Характер внутрішніх дефектів зварних швів:**

- а — несплавленість; б — непровар;  
в — шлакові і газові включення;  
г — пропалювання; д — тріщина*

— окремі шлакові включення або пори чи скупчення їх розміром по діаметру не більше 10 % товщини металу, що зварюється, але не більше 3 мм;

— шлакові включення або пори, розташовані ланцюгом вздовж шва при сумарній їх довжині, що не перевищує 200 мм на 1 м шва;

— скупчення газових пор і шлакових включень в окремих ділянках шва не більше 5 на 1 см<sup>2</sup> площі шва при діаметрі одного дефекту не більше 1,5 мм;

— сумарна величина непровара, шлакових включень і пор, розташованих окремо або ланцюгом, яка не перевищує в перерізі, при двосторонньому зварюванні 10 % товщини металу, але не більше 2 мм і, при односторонньому зварюванні без прокладок — 15 %, але не більше 3 мм. У конст-

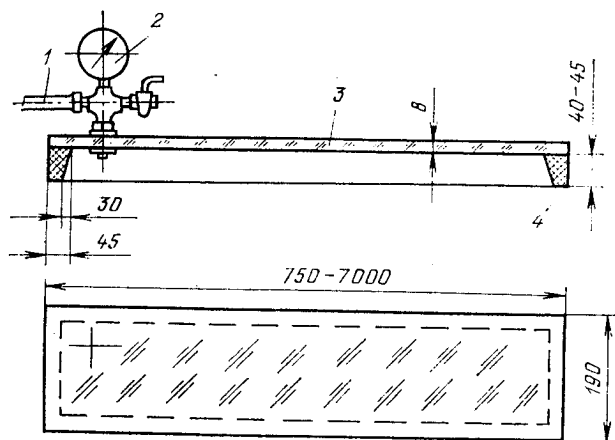
Але не всі дефекти, виявлені фізичними методами контролю, вважаються небезпечними. Так, згідно з СНиП Ш-13-75 допускаються:

— непроварювання по перерізу швів в з'єднаннях, доступних зварюванню з двох боків, глибиною до 5 % товщини металу, але не більше 2 мм при довжині непроварів не більшій 50 мм, відстані між ними не меншій 250 мм і загальній довжині ділянок непровару не більшій 200 мм на 1 м шва;

— непровари в корені шва в з'єднаннях без підкладок, доступних зварюванню з одного боку, глибиною 15 % товщини металу, але не більше 3 мм;

рукціях з високоміцних сталей класу 060/45 непровари у зварних швах не допускаються.

З'єднання, зварені з обох боків і виправлені після зовнішнього огляду, перевіряють на міцність вакуумним способом. Ділянки шва, змочують водним розчином мила (мильною емульсією). На шов встановлюють вакуум-камеру, що являє собою коробку з прозорим дном і гумою по краях (рис. 11.3). З камери викачують повітря до розрідження не менше 66,7 кПа (500 мм рт.ст.) при товщині листів 4 мм і не менше 80 кПа (600 мм рт.ст.) для листів більшої товщини. По утворенню пухирів в мильному розчині, що спостерігаються через прозоре дно, показують місце дефекту.



**Рис. 11.3. Вакуум-камера:**

1 — шланг до вакуум-насоса; 2 — вакуум-камера; 3 — прозоре днище з оргскла; 4 — гумові ущільнення

Для контролю механічних властивостей металу шва і зварного з'єднання в цілому використовують контрольні взірці, котрі вирізають з вивідних планок. Форма, розміри, спосіб вирізання взірців із планок і порядок механічних випробувань зварних з'єднань регламентовані нормативними документами. Випробування проводять на вимогу замовника. При цьому визначають: межу текучості, межу міцності, відносне подовження та зруження після розриву.

---

Металографічні дослідження дозволяють перевірити якість структури металу зварного з'єднання, величину зерен металу, наявність скупчень сірки та фосфору по частинах кристалів, мікротріщини.

При поступленні з заводу-виготовлювача на монтажну ділянку конструкції резервуарів повинні мати сертифікати. Поопераційний контроль при спорудженні резервуара на монтажній ділянці включає: перевірку правильності підготовки монтажної ділянки, підвалини резервуара, якості зварювальних матеріалів, що використовуються, якості складання і зварювання елементів і конструкцій; міцності і стійкості корпусу і покрівлі резервуара при різних відношеннях навантажень, відхилень геометричних розмірів за допусками.

### **11.3.2. Контроль якості монтажу резервуарів і газгольдерів**

Належна увага повинна приділятися контролю якості монтажу елементів конструкцій резервуарів і газгольдерів. Так, контроль якості елементів конструкції резервуарів у процесі їх збирання на монтажному майданчику полягає в перевірці розмірів деталей, поданих на збирання, і якості збирання, перевірці якості зварних з'єднань і відхилень геометричної форми елементів конструкцій резервуарів від нормативних (проектних).

Перед зварюванням днища необхідно перевірити відповідність його розмірів проектним; дотримання зазорів в з'єднаннях, зроблених внапуск; розміщення крайок відносно середньої частини днища; величину зазорів і розробку кромок в стикових з'єднаннях крайок; правильність розміщення і зачистку прихоплень або клинових пристосувань для збирання.

Після монтажу днища перевіряють відхилення його зовнішнього контура. Якщо вони перевищують нормативні, то необхідно усунути дефекти підвалини. Для того, щоб центр покриття після монтажу резервуара зайняв проектне положення, перевіряють відмітку центра днища і уточнюють висоту монтажного стояка. Вертикальність стояка контролюють висками.

При монтажі стінки резервуара із рулонних заготовок необхідно постійно контролювати її циліндричність і величину випучин і вм'ятин. При відхиленнях, що перевищують до-

пустими, необхідно відразу ліквідувати виявлені дефекти. При монтажі стінки резервуара полистовим методом додатково перевіряють правильність геометричної форми листів, відповідність проекту підготовки кромок листів та їх чистоту. В процесі полистового збирання необхідно суворо дотримуватись правил виробництва робіт, особливу увагу слід приділити збиранню і зварюванню першого пояса, від якого залежить правильність геометричної форми стінки в цілому. Установку листів першого пояса контролюють розмітними кільцевими рисками, а першого листа стінки — за радіальною рисою. Відстань між вертикальними стицями листів першого поясу і стінками крайок днища повинна бути не меншою 200 мм, а між вертикальними стицями суміжних поясів — не меншою 500 мм. При монтажі щитів покриття перевіряють співвісність несучих балок протилежних щитів.

Контроль зварних з'єднань при монтажі резервуарів проводять поетапно. Він включає: контроль способу зварювання, порядок накладання швів і режиму зварювання; перевірку діаметрів і марок електродів і електродного дроту; зовнішній огляд зварних з'єднань; випробування на герметичність насосом або вакуумом; просвічування.

Днища резервуарів, плаваючих дахів і понтонів перевіряють вакуумуванням, використовуючи вакуум-камеру і змочуючи ділянки швів довжиною не більше 1 м індикаторною рідиною. Як індикаторну рідину звичайно використовують: при плюсових температурах — розчин мила у воді (співвідношення 1 : 20) з добавкою 5 г гліцерину на 1 л води; при від'ємних температурах — розчин лакричного кореня з добавкою солі хлористого натрію або кальцію (на 1 л води беруть 15 г концентрованого розчину лакричного екстракту та 150-350 г хлористого кальцію або 150-290 г хлористого натрію). Розрідження у вакуум-камері при контролі зварних з'єднань листів товщиною 4 мм повинно бути не менше 66,7 кПа (500 мм рт.ст.) і не менше 80 кПа (600 мм рт.ст.) для з'єднання листів більшої товщини. Аналогічно перевіряють шви зварних з'єднань центральної частини понтона або плаваючого даху.

Зварні з'єднання корпусу з днищем, з'єднання листів корпусу і покрівлі резервуара перевіряють гасом, який вводять набризом під напуск. Протилежну сторону швів ретельно зачищують і покривають водною емульсією крейди або ка-

оліну. При плюсових температурах час витримки під гасовою пробою складає 4 години, а при від'ємних — 3 години. Наявність дефектів у шві визначають за появою на поверхні крейди темних плям або смуг від гасу, який просочується, або за появою бульбашок повітря при випробуванні вакуумною камерою.

В резервуарах, що споруджуються із рулонних заготовок, при монтажі перевіряють всі вертикальні монтажні шви стінок за допомогою рентгенівських або гама-променів, а у резервуарах, що споруджуються полистовим методом, — всі вертикальні стикові з'єднання поясів I та II 50 % з'єднань поясів II, III та IV переважно в місцях пересічень цих з'єднань з горизонтальними швами. Контроль просвічуванням випромінюваннями також проводять для всіх стикових з'єднань крайок днищ в місцях пристикання до них стінки резервуара.

В сферичних газгольдерах ультразвуковому контролю або просвічуванню підлягають всі місця пересічення зварних швів і ділянок швів, протяжність яких залежить від групи резервуарів. Так, для груп сферичних газгольдерів 1, 2, 3 довжина швів, що контролюється, у % від загальної довжини швів складає відповідно 100, 50, 25.

## **11.4. Випробування резервуарів на міцність, стійкість і герметичність**

### **11.4.1. Гідравлічні випробування сталевих резервуарів**

Перед початком проведення гідравлічних випробувань необхідно закінчити роботи з обладнання зливної каналізації, забезпечити освітлення зовнішньої поверхні стінки резервуара і майданчика навколо залізобетонного кільця фундаменту, верхньої бровки обвалування, встановити зв'язок з диспетчерами і забезпечити цілодобову охорону резервуара. До початку робіт з випробування резервуарів, організації, що беруть участь у спорудженні резервуара, повинні представити замовнику всю документацію у відповідності з БНіПом і всі роботи проводити згідно з "Інструкцією з проведення випробувань на міцність сталевих резервуарів для нафти і нафтопродуктів".

Корпус і покрівлю резервуара випробовують на міцність і стійкість при різних сполученнях навантажень: гідростатичному тиску, надлишковому тиску і вакуумі в газовому

просторі. Міцність резервуарів об'ємом до 5000 м<sup>3</sup> перевіряють наливанням води до проектно́ї відмітки (без надлишкового тиску) з витримкою під цим навантаженням не менше 24 години. Резервуари об'ємом понад 10000 м<sup>3</sup>, як правило, витримуються не менше 72 години. Гідравлічні випробування резервуарів проводяться з відкритими світловими люками, а резервуари з понтонами і плаваючими дахами — без ущільнюючих затворів, що виключає утворення надлишкового тиску в газовому просторі або під затвором резервуарів і запобігає їх руйнуванню.

Заповнення резервуарів водою необхідно проводити ступінчасто, за поясами з інтервалами часу, достатнім для візуального спостереження за станом корпусу. При заповненні резервуарів з плаваючим дахом (понтонем) слід спостерігати за роботою драбини, що котиться, дренажного пристрою, направляючих стояків, і заміряти зазори між верхньою кромкою стінки коробів плаваючого даху (понтону) і стінкою резервуара.

Резервуари вважаються такими, що витримали випробування, якщо при випробуваннях і витримці під навантаженням на поверхні корпусу або по краях днища не з'являються течі і якщо рівень води не буде знижуватись. При виявленні течі з-під днища або через контрольні трубки і появі мокрих плям на поверхні випробування зупиняють. Після опорожнення резервуара ліквідовують причину течі. При виявленні тріщин у зварних швах поясів від I до IV корпусу випробування повинно бути зупинено і вода злита на один пояс нижче від розміщення тріщин, а при виявленні тріщин у зварних швах пояса VI і вище вода повинна бути злита до поясу V.

Після заповнення резервуарів водою до вищої відмітки і відповідної витримки під гідростатичним навантаженням необхідно перевірити відхилення зовнішнього контура днища, які не повинні перевищувати величин, наведених в табл. 11.2.

Місцеві відхилення в зонах монтажних зварних швів всередину або зовні не повинні перевищувати 0,001 радіуса резервуара.



## Допустимі відхилення зовнішнього контура днища заповненого резервуара, мм

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Різниця відміток сусідніх точок на відстані 6 м	Різниця відміток будь-яких інших точок
Менше 700	20	40
7000 - 1000	30	60
2000 - 5000	40	30
10000 - 20000	80	30

Гідравлічні випробування резервуарів рекомендується проводити при температурі навколишнього повітря + 5 °С і вище.

Міцність і стійкість покрівлі резервуарів перевіряють при їх повному заповненні водою шляхом створення надлишкового тиску або вакууму, що імітує розрахункове вертикальне навантаження. При цьому розрахункове вертикальне навантаження замінюють відповідною величиною вакууму із розрахунку. При випробуванні резервуарів низького тиску приймають розмір надлишкового тиску на 25 %, а вакууму на 50 % більше проектної величини, якщо у проекті немає інших вказівок. Для резервуарів підвищеного тиску перевірку стійкості корпусу здійснюють при його заповненні водою не більше, ніж на 1/4 висоти резервуара, і створенні вакууму на 25 %, який перевищує розрахункову величину. Тривалість випробування повинна бути не менше 0,5 години.

Надлишковий тиск або вакуум у резервуарах вимірюють при герметично закритих люках і дихаючої арматури, яка заглушена, за допомогою гідравлічного манометра, у вигляді U-подібної скляної трубки, залитої до половини висоти підфарбованою водою. Гідравлічний манометр встановлюють за межами обвалування резервуарів і підключають до газового простору через люк за допомогою сталевого трубопроводу діаметром 50-100 мм, що має на одному кінці трубчастий перехід із зовнішнім діаметром 10-15 мм і дорівнює скляній трубці манометра. Тривалість випробування покрівлі резервуарів складає не менше 30 хв.

При випробуванні резервуарів підвищеного тиску також необхідно перевіряти роботу анкерних болтів, що запобіга-

ють відриву від фундаменту периферійної частини днища при експлуатації під дією надлишкового тиску. Для цього резервуари заливають водою до відмітки від 1 до 2 м і створюють надлишковий тиск повітря на 25 % більший проектного. Резервуар повинен знаходитися під тиском випробування від 30 хв. до 1 години.

Горизонтальні заглиблені резервуари повинні випробуватися на тиск  $1,25 \cdot P_p$  ( $P_p$  — робочий тиск).

#### 11.4.2. Гідравлічне випробування залізобетонних резервуарів

Випробування залізобетонних резервуарів проводяться після закінчення всіх будівельно-монтажних робіт, окрім обсіпання резервуарів, які виконуються після випробування. Після візуального огляду складають акт про готовність резервуара до гідравлічних випробувань, який підписується представниками замовника і будівельної організації.

Мета гідравлічних випробувань залізобетонних резервуарів — перевірити міцність конструкції, ступінь проникності корпусу і днища, рівномірність просідання. До початку випробувань на резервуарі монтують тимчасову систему зливання води, яка складається із трубопроводу і відцентрового насоса. Мінімальна продуктивність насоса може бути розрахована за формулою

$$Q_{\min} = V/\tau_{\max}, \quad (11.1)$$

де  $V$  — об'єм води в резервуарі, що випробується, при його заповненні до проектної відмітки;

$\tau_{\max}$  — максимально допустима тривалість зливання води, яка залежить від об'єму резервуара (табл. 11.3).

Перед випробуванням фіксують декілька відміток на покритті резервуара — в центрі, над колонами і через 12-15 м над стінкою для ведення контролю за просіданням резервуара у процесі заповнення його водою.

Перед заповненням резервуара проводять огляд всіх його конструкцій всередині і зовні, рівень води контролюють дерев'яною рейкою, зануреною у резервуар через один із його люків.

Таблиця 11.3

Максимально допустима тривалість аварійного зливання води, год

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	$\tau_{\max}$ , год
100	0,5
1000	4,5
5000	14,5
10000	24,5
15000	32,0
20000	36,0
25000	44,0
30000	43,0

Резервуар заповнюють водою у два етапи. На першому етапі для перевірки дна резервуар заповнюють на висоту 1 м з витримкою під навантаженням на протязі доби. На другому етапі для перевірки міцності резервуара в цілому і визначення ступеня проникності корпусу і дна воду заливають до проектної відмітки. Тривалість заповнення резервуара не повинна перевищувати 5 діб.

Оцінку проникності корпусу і дна проводять за величиною втрат води, розрахованою за вимірами рівня води у резервуарі в процесі випробування. Вимірювання рівня при визначенні втрат води проводять за допомогою поплавків не менше, ніж у двох точках дзеркала води.

В процесі заповнення і випробування резервуара через 3-12 годин контролюють осідання резервуара заздалегідь віднівельованими точками покриття. При цьому різниця осадок не повинна перевищувати величин: в циліндричних резервуарах між центром і точками покриття над стінкою  $0,0006R$ , але не більше 25 мм; у прямокутних —  $0,0005B$ , але не більше 5 мм; між суміжними колонами —  $0,0006l$  (але не більше 5 мм (де  $R$  — радіус циліндричного резервуара;  $B$  — ширина прямокутного резервуара;  $l$  — віддаль між суміжними колонами)).

У випадку, коли різниця осадок перевищує вказані, необхідно перервати випробування і почати аварійне зливання води. Аварійне зливання також здійснюється при появі наступних дефектів: значних тріщин у стінних панелях, у стиках стінних панелей або покритті резервуара, катастрофіч-

ній течі в корпусі резервуара і шві спряження днища з стінкою, що погрожує затопленню котлована; інтенсивного виходу води в підвалини резервуара з виносом піску.

Резервуар для зберігання нафти і нафтопродуктів вважається придатним до експлуатації, якщо після заповнення його водою до проектної відмітки втрати води на  $1 \text{ м}^2$  поверхні, що змочується з моменту закінчення заповнення, не перевищують величин, поданих в табл. 11.4.

Таблиця 11.4

**Нормативні втрати води після заповнення резервуара**

Час в момент закінчення заповнення діб	Допустима норма втрати води, $\text{м}^3/\text{м}^2$ діб
3	3,0
6	1,5
9	1,0
15	0,7

При наявності струминних витоків і підмоклих місць на стіні, навіть коли кількість втрат води не перевищує норму, резервуар вважається таким, що не витримав випробування.

Випробування покрівлі на газонепроникність здійснюється після проведення наступних операцій: гідравлічного випробування резервуара; монтажу технологічного обладнання і люків на покрівлі резервуара з використанням герметичних прокладок; заповнення покриття (у резервуарів з водним екраном) водою до проектної відмітки не менше, ніж за 1 добу до початку випробування. Так як дихальні клапани не можуть гарантувати 100%-ної герметичності, то на час випробування їх відключають і залишають для роботи гідравлічні клапани.

Покриття перевіряють на газонепроникність при заповненому водою резервуарі до проектної відмітки шляхом закачування повітря вентилятором або компресором до тиску  $1765 \text{ Па}$  ( $160 \text{ мм вод.ст.}$ ).

Тиск вимірюють  $U$ -подібним водяним манометром, встановленим на кришці світлового люка і під'єднують до штуцера з вентилем. Після цього перевіряють герметичність зварних фланцевих з'єднань обладнання та люків, розміщених на покрівлі.

Покриття резервуара вважається герметичним, якщо на протязі 1 доби тиск у газовому просторі знизився не більше, ніж на 50 % від початкового. Якщо втрати води і тиску перевищують норми, то необхідно знайти і ліквідувати дефекти, що їх викликають, і повторно випробувати резервуар.

За результатами гідравлічних випробувань резервуара складається акт.

### 11.5. Випробування газгольдерів

Випробування мокрих газгольдерів на міцність і стійкість — заключна операція перед здаванням їх в експлуатацію. Її проводять тільки після: випробування окремих вузлів і елементів (днища, настилу покрівлі, затворів колокола і телескопів); випробування резервуара газгольдера і газових вводів; повного антикорозійного фарбування зовнішніх і внутрішніх поверхонь колокола, телескопів і резервуара; покриття днища шаром праймера і бітумним складом.

Випробування мокрих газгольдерів на міцність проводять шляхом наливання води аналогічно випробуванням металевих вертикальних циліндричних резервуарів. Одночасно з випробуванням перевіряють щільність зварних з'єднань на газових вводах. Затвори колокола і телескопа випробують два рази наливаючи воду з подальшою витримкою резервуара у заповненому стані на протязі 12 год. При першому випробуванні непофарбованих конструкцій затворів перевіряють щільність зварних швів, а при повторному випробуванні вже по фарбованих конструкцій — роботу затворів і відсутність їх пошкоджень при монтажу. Для контролю герметичності на центральному люку даху колокола встановлюється манометр.

Для забезпечення умови, що виключає утворення вакууму в колоколі, після перевірки газопроводів всі люки на даху колокола повинні бути закриті, за винятком вентиля на центральному люку і одного люку для огляду, які можуть бути закриті перед наповненням колокола повітрям.

При випробуванні газгольдера необхідно безперервно слідкувати за показаннями манометра і горизонтальністю піднімання колокола. Горизонтальність піднімання колокола контролюють за крейдовими відмітками, нанесеними на зовнішніх направляючих проти кожного ролика і вище через 100 та 200 мм на однакових відстанях від рівня води в резер-

вуарі. Перше піднімання колокола і телескопів необхідно проводити повільно до моменту скидання газу в атмосферу через автоматичну свічку. При різкому підвищенні тиску або перекосі піднімання колокола зупиняють до усунення неполадки. Одночасно з підніманням колокола перевіряють щільність зварних швів листового настилу покрівлі, для чого зварні шви покривають мильною емульсією. Герметичність стінок колокола і телескопів перевіряють після їх опускання. Повторні і подальші піднімання і опускання колокола і телескопів проводять з більшою швидкістю, ніж перший раз.

Мокрі газгольдери випробують на герметичність повітрям на протязі 7 діб при положенні колокола і телескопів, які забезпечують 90% об'єму повітря від номінального об'єму газгольдера. При випробуванні кожену добу проводяться контрольні проміжні виміри тиску і температури повітря у газгольдері під дахом колокола, а також розрахунки витоку повітря. Об'єм витоку повітря через отвір площею  $f$  за час з початку випробування при середньому тиску у газгольдері  $P_{cp}$  і коефіцієнт втрат отвору  $\mu$  можна визначити за формулою

$$\Delta V_b = \mu \cdot f \sqrt{2 \cdot P_{cp} / \rho_b}, \quad (11.2)$$

а об'єм витікання газу за тих самих умов

$$\Delta V_r = \mu \cdot f \sqrt{2 \cdot P_{cp} / \rho_r}, \quad (11.3)$$

де  $\rho_b, \rho_r$  — щільність відповідно повітря і газу.

Порівнюючи вирази (11.2) та (11.3), знайдемо, що для визначення витікання газу необхідно величину витікання повітря помножити на  $\sqrt{\rho_b / \rho_r}$ , тобто

$$\Delta V_r = \Delta \cdot V_b \sqrt{\rho_b / \rho_r}. \quad (11.4)$$

Газгольдер вважається таким, що витримав випробування, якщо величина витікання газу  $\Delta V_r$ , одержана в результаті перерахунку і віднесена до нормального об'єму газгольдера, при безперервному випробуванні за 7 діб не перевищує 3% для газгольдерів об'ємом до 1000 м<sup>3</sup> включно та 2% для газгольдерів об'ємом 3000 м<sup>3</sup> і понад.

При випробуванні на герметичність газгольдер додатково перевіряють швидким двократним підніманням і опусканням колокола та телескопа з швидкістю від 1 до 1,5 м/хв. При підніманні і опусканні перекоє колокола і телескопів не

повинен перевищувати від рівня води 1 мм на 1 м діаметра колокола і телескопів.

Перевірку міцності сферичних газгольдерів і герметичності зварних швів оболонки проводять шляхом наливання води і створенням надлишкового тиску. Перед початком гідравлічних випробувань повинні бути закінчені всі монтажні роботи, перевірена суцільність зварних швів просвічуванням або ультразвуком, виконаний візуальний огляд зовнішньої і внутрішньої поверхонь газгольдера. Дефекти, виявлені до початку гідравлічних випробувань, повинні бути ліквідовані. Для контролю за тиском у оболонці сферичного газгольдера встановлюють контрольні манометри, один з яких розміщують за обвалуванням, але не менше, ніж за 50 м від газгольдера, що випробується, а другий — насоса або компресора.

Після заповнення газгольдера водою тиск у ньому підвищують поступово (не менше 30 хв.) високонапірним насосом до тиску випробування, який не повинен знижуватися на протязі 10 хв. Після 10 хв. тиск випробування знижують до робочого і проводять огляд оболонки та зварних швів.

При пониженні тиску і виявленні дефектів випробування зупиняють до їх усунення.

Гідравлічні випробування регламентуються нормативними документами; тиск випробування приймається в залежності від робочого тиску (табл. 11.5).

Таблиця 11.5  
Величина тиску випробування сферичних газгольдерів

Робочий тиск газгольдера $P_p$ , МПа	Тиск випробування газгольдера, $P_v$ , МПа
Від 0,07 до 0,5	1,5 $P_p$ , але не менше 0,2
0,5 і більше	1,25 $P_p$ , але не менше $P_p + 0,3$
вакуум	1,5 $P_p$ , але не менше 0,2

Герметичність оболонки сферичного газгольдера перевіряють шляхом створення надлишкового тиску повітря або азоту з витримкою під робочим тиском на протязі 6 - 12 годин. Відхилення геометричної форми сферичних резервуарів після випробування не повинні перевищувати величин, регламентованих відповідними нормативними документами.

---

ми. Температура води, що використовується для гідравлічних випробувань, повинна підтримуватись у межах 5-40 °С.

## **11.6. Приймання резервуарів і газгольдерів в експлуатацію**

Завершальним етапом технологічного процесу спорудження резервуарів і газгольдерів є приймання їх в експлуатацію, яку проводить комісія з представників будівельної та монтажної організацій, замовника і пожежної охорони.

### **11.6.1. Приймання сталевих резервуарів**

Після пред'явлення замовнику від організацій, що беруть участь в будівництві, всієї технічної документації на резервуар (сертифікатів або їх копій та інших документів, що свідчать про якість металу і зварних матеріалів, сертифікатів (паспортів), які містять дані про зварні роботи, що проведені при виготовленні, та результати перевірки якості зварних з'єднань; актів на скриті роботи з підготовки основи і влаштування ізолюючого шару, та результатів контролю зварних з'єднань резервуара, передбачені БНіП, а також іншої документації) перевіряють будівельні і монтажні відхилення конструкцій резервуара від проектних (допустимих).

Для днища резервуара висота випучувань при допустимій площі одного випучування 2 м<sup>2</sup> не повинна перевищувати 150 мм, а відхилення зовнішнього контура днища від горизонталі не повинні перевищувати величин, наведених в табл. 11.6.

Відхилення геометричних розмірів і форми резервуарів від проектних, що вимірюються за допомогою нівеліра або виска, не повинні перевищувати величин, наведених в табл. 11.7.

Для стінки резервуара відхилення внутрішнього радіуса на рівні днища від проекту при радіусі 12 м і менше не повинно бути  $\pm 20$  мм, а при радіусі понад 12 м -  $\pm 30$  мм. Відхилення висоти стінки, змонтованої з рулонної заготовки, не повинно перевищувати  $\pm 15$  мм, а стінки з окремих листів —  $\pm 50$  мм. Величина випучувань або вм'ятин на поверхні стінки вздовж твірної при відстані від нижнього до верхнього краю випучування або вм'ятини до 1500 мм включно не



повинна бути понад  $\pm 15$  мм, а при відстані 1500 до 3000 мм і 3000 до 4500 мм — відповідно  $\pm 30$  мм і  $\pm 45$  мм).

Таблиця 11.6

Допустимі відхилення зовнішнього контура днища незаповненого резервуара від горизонталі, мм

Об'єм резервуара, м <sup>3</sup>	Різниця відміток сусідніх точок на відстані 6 м	Різниця відміток будь-яких інших точок
Менше 700	10	25
700 — 1000	15	40
1000 — 5000	20	50
10000 — 20000	10	50
3000 — 50000	15	50

Для резервуарів з плаваючим дахом або понтоном повинна бути представлена технічна документація на конструкції ущільнюючого затвора і акти випробування герметичності коробів плаваючих дахів і понтонів після монтажу.

Відхилення верхньої кромки зовнішньої стінки сусідніх коробів від горизонталі повинно бути не більшим  $\pm 10$  мм, а для діаметрально протилежних коробів  $\pm 20$  мм. Відхилення вимірюють нівелюванням на кожному коробі не менше, ніж в 3 точках. Вертикальність направляючих стояків плаваючого даху або понтона перевіряють за допомогою виска, опущеного від верху направляючих до верху коробів. Відхилення від вертикалі направляючих стояків на всю висоту не повинно бути більшим 25 мм, при цьому вісь направляючого стояка повинна співпадати з центром направляючого патрубка короба. Зазор між зовнішньою стінкою коробів і стінкою резервуара повинен бути в межах  $\pm 10$  мм, а відхилення від вертикалі зовнішньої стінки коробів плаваючого даху або понтона, яке вимірюється в зоні вертикальних стиків корпуса і посередині між ними за допомогою виска, що опускається від верхньої кромки короба і лінійки з міліметровими поділками, не повинно перевищувати  $\pm 10$  мм. Ці виміри проводять при положенні плаваючого даху (понтону) на опорних стояках або кронштейнах.

Для покриття резервуара відхилення стрілок прогину радіальних елементів в центрі і проміжних вузлах від проектних із врахуванням будівельного підйому обмежується  $\pm 0,02$

Таблиця 11.7

Допустимі відхилення твірних стінок від вертикалі,  $\pm$  мм

Резервуар	Номер пояса											
	I	II	III	IV	V	VI	VII	VIII	IX	X	XI	XII
Вертикальні зі стаціонарним дахом:												
— висотою до 12 м	15	30	40	50	60	70	30	50	-	-	-	-
— висотою до 13 м	15	30	40	50	60	60	70	70	70	80	80	90
З понтоном або плаваючим дахом:												
— висотою до 12 м	10	20	30	40	45	50	55	60	-	-	-	-
— висотою до 13 м	10	20	30	40	45	50	55	55	55	55	60	60

довжини елемента, а різниця відміток суміжних вузлів радіальних балок і ферм — 10 мм.

При наявності технічної документації і відхилень геометричних розмірів та форми конструкцій сталевих резервуарів, що не перевищують приведених, можуть бути проведені гідравлічні випробування резервуара на міцність і герметичність у відповідності з вимогами, розглянутими в 11.4.

Резервуар, що витримав випробування і має при повному заповненні відхилення зовнішнього контура днища на висоті в межах, вказаних в табл. 11.7, рахується зданим в експлуатацію, про що складають паспорт за відповідною формою.

Металеві резервуари після середнього або капітального ремонту приймає в експлуатацію комісія з участю представників від організацій, котрі проводили ремонт та експлуатували резервуар на основі дефектної відомості і проектно-кошторисної документації з додатком актів на роботи, виконані при ремонті.

### 11.6.2. Приймання залізобетонних резервуарів

Залізобетонні резервуари приймають в експлуатацію після проведення наступних завершальних операцій: зовнішнього огляду резервуара, перевірки відхилень розмірів змонтованих елементів залізобетонних конструкцій від проектного положення і випробування резервуара у відповідності з вимогами, що викладені в розд. 11.4.2. Відхилення змонтованих елементів залізобетонних конструкцій резервуарів від проектних значень не повинні перевищувати наступних величин:

Відхилення верха колон	$\pm 15$ мм
Відхилення верхньої опорної поверхні стінних панелей (верхньої кромки або консолі)	$\pm 15$ мм
Зміщення осей колон у верхньому перерізі при висоті колони від 4,5 до 15 мм	$\pm 15$ мм
Зміщення зовнішніх кромки стінних панелей	$\pm 5$ мм

Резервуар, що витримав гідравлічні випробування, приймає робоча комісія за актом при наявності технічної документації, а також "Правилами технічної експлуатації залізобетонних резервуарів для нафти".

### 11.6.3. Приймання газгольдерів

Перед здаванням в експлуатацію мокрих газгольдерів проводять їх технічне приймання, яке включає: зовнішній огляд і перевірку розмірів; випробування окремих вузлів і елементів, гідравлічне випробування резервуарів і газових вводів, випробування газгольдера в цілому.

Відхилення геометричних розмірів і форми сталевих конструкцій мокрих газгольдерів не повинні перевищувати величин:

Різниця будь-яких радіусів резервуара, колокола і телескопів	не більше 20 мм
Відхилення стінок резервуара від вертикалі на кожний 1 м висоти стінки	3 мм
Відхилення висоти резервуара від проекту	$\pm 20$ мм
Відхилення радіуса горизонтальних кілець гідрозатвора колокола і телескопів	$\pm 10$ мм
Відхилення зазора між поверхнями гідрозатвора колокола і телескопів	$\pm 20$ мм
Відхилення від проекту горизонтального розміру в просвіті між поверхнею верхнього листа стінки телескопів і зовнішньою гранню горизонтального листа затвора колокола, а також між вертикальною поверхнею затвора телескопів і зовнішньою поверхнею стінки колокола	$\pm 6$ мм
Відхилення від вертикалі внутрішніх направляючих телескопів і стійок колокола (після закінчення зварки) на всю висоту	10 мм
Відхилення стропил покрівлі колокола із вертикальної площини	1/1000 діаметра колокола
Відхилення від центра покрівлі осі кожного стропильного ригеля (в плані)	10 мм
Відхилення зовнішніх направляючих від вертикалі (на всю висоту направляючих):	
в радіальному напрямі	10 мм
в площині, що дотична до циліндричної поверхні газгольдера	15 мм
Мокрі газгольдери, що витримали випробування у відповідності з вимогами, викладених в розд. 11.4, передаються в	

---

експлуатацію паспортом, який складають за відповідною формою.

При перевірці геометричної форми сферичних газгольдерів користуються шаблонами довжиною не меншою 1000 мм. При вимірюванні шаблоном спільний похилий ввід кромок і кривизни поверхні по довжині не більше 500 мм ззовні або всередину не повинні перевищувати  $\pm 10$  мм для оболонки товщиною до 26 мм і  $\pm 6$  мм для оболонки товщиною понад 26 мм. Допустимі відхилення для вводу кромок безпосередньо у зварних швах ззовні або всередину дорівнюють  $\pm 5$  мм, а при V-подібному розділенні кромок спільний ввід тільки назовні не більше + 6 мм.

Місцеві деформації у вигляді виступів або вм'ятин для оболонок будь-якої товщини повинні бути не більшим 5 мм, а сумарні деформації — 10 мм. Овальність в екваторіальному перетині не повинна перевищувати 0,5 % діаметра або значень, вказаних в проекті.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Яка основна технічна документація повинна бути на контроль якості робіт з спорудження резервуарів і газгольдерів?

2. Як здійснюється контроль якості робіт з спорудження підвалин і фундаментів резервуарів, які параметри контролюються?

3. Поопераційний контроль якості виготовлення резервуарних конструкцій.

4. Види дефектів у зварних швах резервуарів і газгольдерів.

5. Контроль якості монтажу резервуарів і газгольдерів.

6. Як проводяться гідравлічні випробування сталевих резервуарів?

7. Як проводяться гідравлічні випробування залізобетонних резервуарів?

8. Випробування газгольдерів.

9. Порядок приймання резервуарів і газгольдерів в експлуатацію.

---

## 12. МОРСЬКІ НАФТОБАЗИ І ТЕРМІНАЛИ

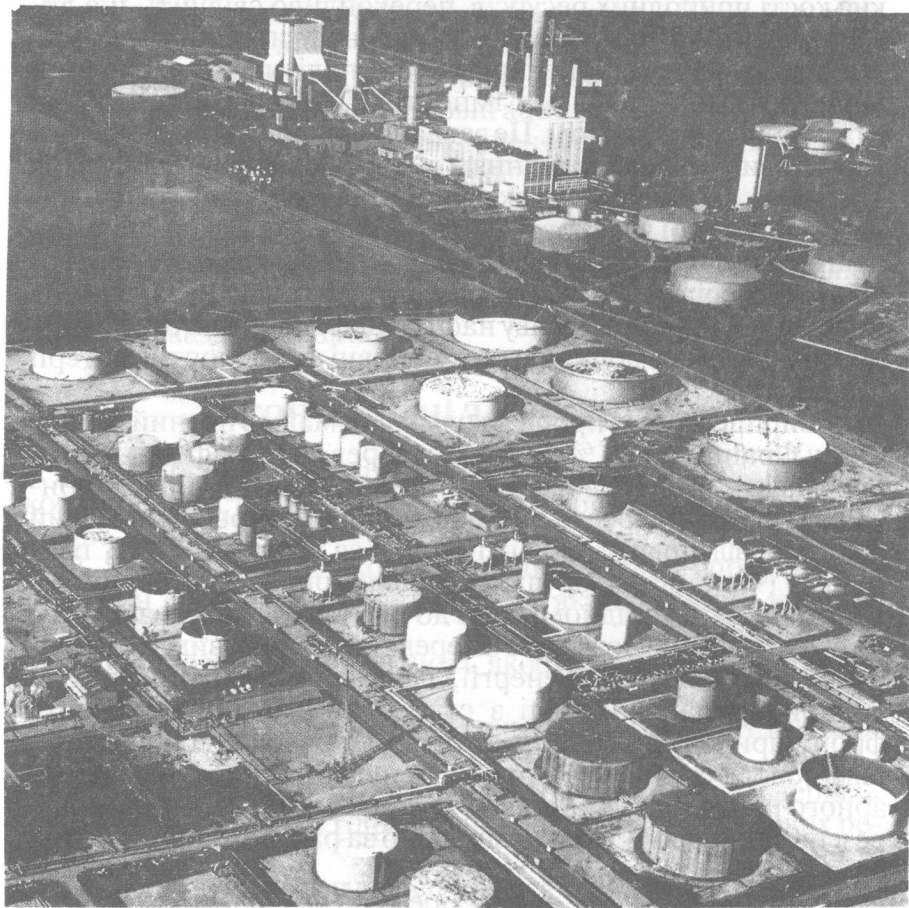
### 12.1. Розвиток морського транспорту нафти і баз перевалки

Досвід розвинутих країн світу, що не мають у достатній кількості природних ресурсів, переконливо свідчить, що диверсифікація джерел надходження нафти є обов'язковою умовою їх ефективної енергетичної політики. Деякі країни вирішують цю проблему імпортом нафти з інших країн морським транспортом. Це завдання вирішується будівництвом нових і переобладнанням діючих терміналів, морських нафтобаз, заглибленням акваторій біля причалів, збільшенням пропускної здатності зливо-наливного обладнання, будівництвом підводних резервуарів і морських трубопроводів. Спостерігається тенденція концентрації навантажень щодо приймання та наливу нафти і нафтопродуктів в певних портах, від яких починаються основні транспортні артерії (рис. 12.1).

У вирішенні цих проблем ряд країн мають певний досвід. Так, у Франції до 70 % морських перевезень нафти і нафтопродуктів сконцентровано в портах Марсель, Гавр, Дюнкерк. В районі Марселя починається південноєвропейський нафтопровід, по якому транспортується нафта у ФРН. В порту Гавр (Франція) споруджено новий причал, який приймає танкери вантажопідйомністю до 300 тис. т. Тут швартування супертанкерів пов'язане з передачею береговим пристроєм великої кінетичної енергії, для гасіння якої споруджено чотири причальних палі з сталевих труб, що складають фронт причалу довжиною 160 м. Одночасно з спорудженням нового причалу тут проводилось будівництво резервуарного парку із резервуарів об'ємом 85 - 90 тис. м<sup>3</sup>. Пізніше резервуарний парк було розширено за рахунок спорудження резервуарів об'ємом 127 тис. м<sup>3</sup>.

У ФРН в портах Гамбурга, Бремена та Емдена сконцентровано 72 % танкерних перевезень, в англійських портах Лондона, Ліверпуля і Саутгента — 70 %, в Італії порти Генуя, Венеція та Неаполь забезпечують 40 % таких перевезень. В Японії роль постачальника нафти для нафтопереробних заводів відіграє одна із потужніших морських перевальних нафтобаз, споруджена в заливі Кейосима. Тут проектна потужність резервуарного парку складає біля 9,0 млн. м<sup>3</sup>.

Два гігантських причали дозволяють проводити розвантаження супертанкерів вантажопідйомністю 500 тис. т. При спорудженні комплексу враховані сейсмічність району та можливість дії тайфунів на споруди.



**Рис. 12.1.** Загальний вигляд приморського нафтохімічного комплексу з терміналом, резервуарним парком, системою приймання, наливу і переробкою вуглеводнів.

В зарубіжній практиці для розвантаження танкерів широко застосовують буйкові причали. Так, у Персидській затоці експлуатуються буйкові причали для розвантаження танкерів вантажопідйомністю 100 тис. т, а в Омані — до 200 тис. т. На перевальній нафтобазі о. Суматра пункт наливу танкерів знаходиться від берега на відстані 3,2 км, а перевальна нафтобаза у Кувейті розміщена на штучному острові, що знаходиться на відстані 18 км від берега, де створені умови для приймання танкерів вантажопідйомністю до 350 тис. т. В основному буйкові причали з'єднуються з розміщеними на березі резервуарними парками, підвідними трубопроводами. Для умов морських родовищ біля берегів Аляски (США) застосовується система завантаження танкерів у відкритому морі.

В останні роки в багатьох країнах світу широкого розповсюдження набуло спорудження терміналів, що являють собою комплекс споруд (причали, резервуарні парки, підводні трубопроводи) для приймання великовантажних нафтових танкерів і супертанкерів. Особливо ці споруди набули широкого розповсюдження в таких країнах як США, Іспанія, Норвегія, Японія, Португалія, країнах Латинської Америки, Росії та інших.

Природна обмеженість власних енергетичних ресурсів змушує Україну шукати альтернативні транспортні схеми. Сьогодні система нафтопроводів зорієнтована на поставку нафти з Росії, але поставки з одного регіону мають поряд з позитивними і негативні особливості, які полягають у тенденції зниження об'ємів видобутку нафти в Росії, у великій відстані її транспортування із Західного Сибіру (понад 4000 км), у високій вмісткості сірки в російських нафтах, що підвищує її вартість.

Існує стабільний вантажопотік нафти з Близького і Середнього Сходу до Європи морським транспортом. Подібний шлях поставки нафти може бути організовано і в Україну до Одеського нафтоперевалочного комплексу, а далі по існуючим реконструйованим або збудованим трубопроводам до нафтопереробних заводів. Тут альтернативним постачальником нафти може бути Іран. Транспортна схема Іранської нафти в Україну вимагає будівництва на території Туреччини нафтопроводу Джейхан–Самсун діаметром 1220 мм довжиною 770 км, призначеного для перекачування нафти в об'ємі 70 млн.т/рік на термінал у Самсуні з подальшим її



---

транспортуванням через Чорне море танкерами до Одеського терміналу, що будується. Термінал включає морську і берегову частини.

Морська частина — рейдові морські односточкові причали, причому I-ша черга потребує один причал продуктивністю 18 млн. тонн на рік на відстані 4 км від берега і сталевий підводний нафтопровід, що з'єднує його з берегом; II-га черга — три односточкові причали на відстані 25 км від берега загальною продуктивністю до 70 млн. тонн на рік з проміжною насосною і енергетичною установкою на платформі і підводними нафтопроводами, котрі з'єднують причали з берегом.

Берегова частина терміналу включає берегову базу портового флоту, призначеного для обслуговування морської частини терміналу; основний технологічний майданчик з повною інфраструктурою; буферний резервуарний парк (I-а черга — 200 тис. м<sup>3</sup>; II-га — 600 тис. м<sup>3</sup>); підпірні і напірні насосні станції, магістральні нафтопроводи, очисні споруди, автоматику, зв'язок і т.п. Далі шлях нафти пройде по нафтопроводу Одеса-Броди на нафтопереробні заводи України. Будівництво Одеського терміналу дозволить забезпечити приймання великопотужних танкерів, котрі будуть доставляти нафту з Близького Сходу, Африки та інших регіонів.

Велике значення для України має освоєння власних нафтових і газових родовищ шельфа Чорного моря. Тут в акваторіях до 2010 року буде видобуватись біля 2,5 млн. т нафти. Це обумовлює необхідність розширення і реконструкції існуючих морських перевальних і воднорозподільних нафтобаз в Одесі, Херсоні, Миколаєві.

Враховуючи світовий досвід, вперше в Україні розроблена програма поставки зрідженого природного газу (ЗПГ) морським транспортом. Для вирішення цієї проблеми АТ Укргазпроект і ЧорноморНДІпроект розроблено техніко-економічне обґрунтування будівництва морського терміналу і для приймання танкерів-метановозів з зарубіжних країн з подальшою подачею регазифікованого ЗПГ з терміналу в існуючу мережу газопроводів півдня України.

Потенціальними постачальниками ЗПГ в Україну насамперед виступає Алжир, який має значні потужності щодо його виробництва.

Будівництво такого терміналу з спеціальним портом забезпечить приймання і розвантаження сучасних танкерів-

метановозів вантажопідйомністю до 125 тис. м<sup>3</sup>. До складу цієї складної інженерної споруди входять: два глибоководні причали, береговий технологічний комплекс для приймання, зберігання і регазифікації ЗПГ, куди входять ізотермічні резервуари, насосно-компресорні станції, регазифікатори, газопроводи-відводи.

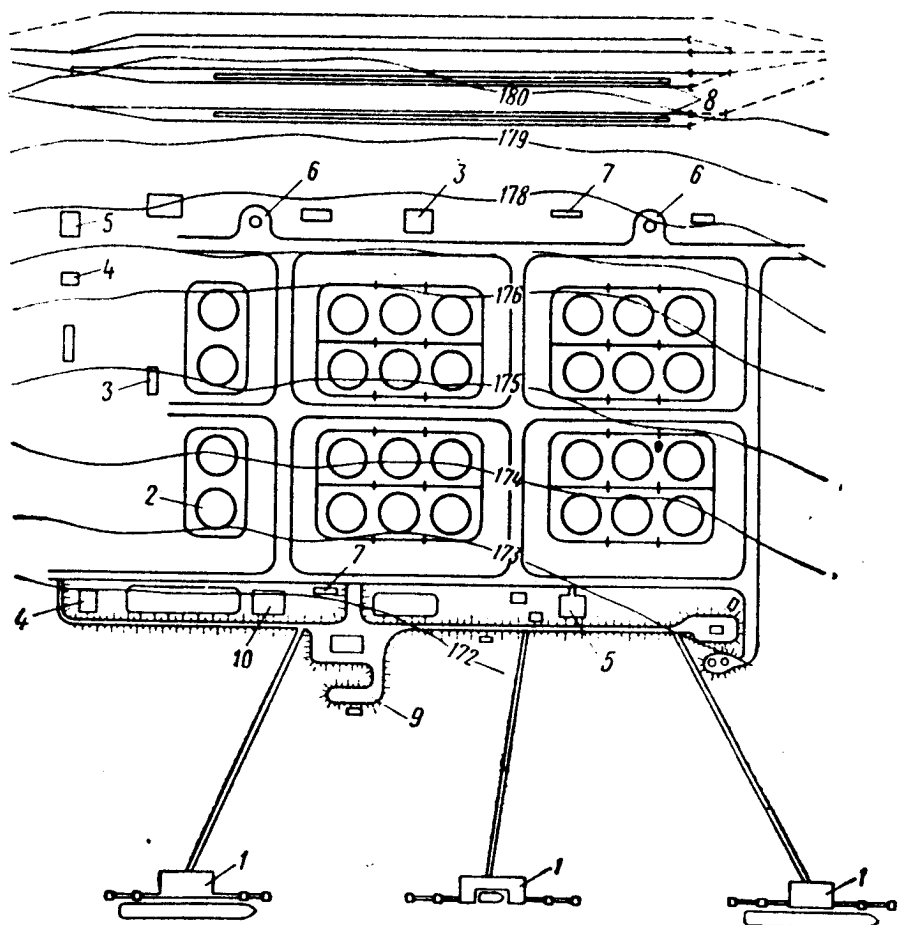
Причали будуть запроектовані у вигляді системи відбійно-швартових палів, технологічного майданчика, перехідних містків і з'єднувальної естакади. Для створення проектної глибини потрібно буде виконати днопоглиблювальні роботи щодо утворення підхідного каналу довжиною майже 2 км, шириною 1,24 км, глибиною 14 м. При будівництві такого комплексу буде використано досвід багатьох країн, насамперед Франції, котра є найбільшим імпортером ЗПГ в Західній Європі.

## **12.2. Класифікація морських нафтобаз і визначення їх об'єму**

Морські нафтобази розподіляються на перевальні і водно-розподільні. Перевальні морські нафтобази — це бази I категорії, що призначені для перевалки нафти з водного транспорту (танкерів) на трубопровідний або залізничний і навпаки, — нафтовантажі поступають з берега в нафтоналивні судна. Водно-розподільні нафтобази служать для приймання різних нафтопродуктів, що прибувають водним шляхом, для їх зберігання і відпускання невеликими партіями в залізничні цистерни або автоцистерни.

Морські перевальні нафтобази і термінали являють собою комплекс інженерних споруд, до якого входять: причали з шлангуючими пристроями, берегові резервуарні парки або підводні резервуари, насосні станції, гідротехнічні і очисні споруди, морські технологічні трубопроводи та інші (рис. 12.2).

Для визначення необхідного об'єму морської нафтобази, призначеної для приймання нафти і нафтопродуктів морським шляхом і її подальшої перевалки в залізничний або трубопровідний транспорт, необхідно мати наступні основні вихідні дані: річний вантажообіг нафтобази, середньодобове і максимальномісячне поступлення нафтовантажів, сортність нафтовантажів, що перевантажуються, вантажопідйомність танкерів.



**Рис. 12.2. Генеральний план морської перевальної нафтобази:**

- 1 — причал; 2 — резервуарний парк; 3 — насосна;  
 4 — трансформаторна підстанція; 5 — механічна майстерня;  
 6 — пожежне водоймище; 7 — нафтоуловлювач;  
 8 — залізнична естакада; 9 — пожежний пірс; 10 — лабораторія

Об'єм резервуарів морських перевальних нафтобаз визначається за формулою

$$V_M = \frac{K_c}{K_{в, \rho}} \cdot \left[ \frac{Q_p}{P_p} \cdot K_{сн} \cdot K_{мн} \cdot K_{спр} \cdot K_p + Q_{сп} \cdot \left( \frac{m}{K_n} - 1 \right) \right], \quad (12.1)$$

де  $K_c$  — коефіцієнт сортності (при одній марці нафтопродукту  $K_c = 1$ , при 2-х — 3-х  $K_c = 1,05$ );

$K_{в}$  — коефіцієнт використання об'єму резервуара приймається з таблиці 1.4;

$\rho$  — густина нафти (нафтопродукту), т/м<sup>3</sup>;

$Q_p$  — річний об'єм перевалки;

$P_p$  — розрахункова кількість робочих днів за рік, визначається за формулою

$$P_p = 365 \cdot n \cdot K_{зан}, \quad (12.2)$$

де  $n$  — кількість причалів;

$K_{зан}$  — коефіцієнт зайнятості причалу, приймається 0,45 - 0,5;

$K_{сн}$ ,  $K_{мн}$ ,  $K_{спр}$  — відповідно коефіцієнти: нерівномірності добового відвантаження, викликаного нерегулярністю підходу танкерів; місячної нерівномірності прибуття танкерів; коефіцієнт попиту зовнішньої торгівлі.

Коефіцієнти  $K_{сн}$ ,  $K_{мн}$ ,  $K_{спр}$  приймаються за табл. 12.1.

Таблиця 12.1

Значення коефіцієнтів

Найменування вуглеводнів	Рекомендовані величини коефіцієнтів для портів Чорного і Азовського морів		
	$K_{сн}$	$K_{мн}$	$K_{спр}$
Нафта	1,3 — 1,9	1,2 — 1,6	1,15 — 1,2
Мазут	2,01 — 3	1,06 — 1,92	1,15
Автобензин, авіабензин	3 — 5	1,75 — 2	1,15 — 1,2
Авіагас	2,1 — 3	1,5 — 2	1,15

Інші складові формули (12.1) мають таке значення:

$m$  — кількість неробочих днів за метеоумовами, приймається для нафти і світлих нафтопродуктів 4 - 7, для мазуту — 7;

$K_p$  — коефіцієнт, що враховує час знаходження резервуарів в ремонті і очистці, приймається 1,06;

$Q_{сп}$  — середньодобовий об'єм надходження нафтопродукту, т.;

$K_n$  — коефіцієнт, що враховує часткове використання ємності, призначеної для добового відвантаження, приймається 0,8.

### 12.3. Причальні споруди морських нафтобаз і терміналів

Одним із головних завдань в проектуванні причальних споруд нафтобаз і терміналів є вибір берегової ділянки, яка відповідає умовам будівництва таких споруд при мінімальних капітальних витратах і високих техніко-економічних показниках перевалки нафти та нафтопродуктів.

Обстеження і вибір берегової ділянки складається з підготовчих робіт і самого вибору ділянки. До підготовчих робіт відносяться: вивчення завдання на проектування, складання попередніх розрахунків, знайомство з технічними матеріалами, визначення кількості нафтопричалів, типу споруд, котрі повинні бути побудовані для нафтобази.

Кількість причалів визначається залежно від річного вантажообігу нафти і різних нафтопродуктів, середньої вантажопідйомності та коефіцієнта нерівномірності танкерів, що прибувають, часу їх обробки, а також тривалості навігаційного періоду порту.

Добова пропускна спроможність причалу залежить від того, скільки часу танкери простоюють біля причалу, і може бути визначена за формулою

$$P_{пр} = 24 \cdot M_v \cdot K_{вч}, \quad (12.3)$$

де  $M_v$  — годинна норма вивантаження і завантаження танкера, т/год;

$K_{вч}$  — коефіцієнт, що враховує витрати часу на допоміжно-технічні операції (час підходу, швартування, підігріву, зачищення та інше).

З врахуванням вантажопідйомності танкера ( $D$ ), коефіцієнта використання вантажопідйомності ( $\alpha$ ), коефіцієнта нерівномірності підходу танкера із-за метеорологічних умов ( $K_m$ ) пропускна здатність одного причалу на протязі місяця буде

$$P_{\text{пр.м}} = \frac{720 \cdot D \cdot \alpha \cdot K_{\text{м}} \cdot K_{\text{зп}}}{t_1 + t_2}, \quad (12.4)$$

де  $K_{\text{зп}}$  — коефіцієнт зайнятості причалу при виконанні зливо-наливних операцій;

$t_1$  та  $t_2$  — відповідно тривалість зайнятості причалу під вантажними і допоміжними операціями при обробці одного танкера, годин. Кількість причалів визначається шляхом ділення розрахункового вантажообігу в найбільш напружений період (місяць) ( $Q_{\text{м.макс}}$ ) на пропускну спроможність одного причалу ( $P_{\text{пр.м}}$ )

$$n_{\text{пр.}} = \frac{Q_{\text{м.макс}}}{P_{\text{пр.м}}}. \quad (12.5)$$

Для спорудження морських нафтобаз використовуються морські гавані, бухти з затоками, обладнані спеціальними гідротехнічними спорудами. Ці гавані повинні бути надійно захищені від хвилювань, від вітрів і мати гарантійні глибини на підходах до причалів. Вони повинні мати достатню акваторію, необхідну для розміщення відповідної кількості причалів і маневрування танкерів.

Необхідна глибина води біля причалів залежить від межі осідання судна з врахуванням його диферента, пов'язаного з розвантаженням і навантаженням. У відповідності з нормами технологічного проектування морських портів встановлена залежність між глибиною води біля причалу і розмірами судна (табл. 12.2).

Глибина смуги акваторії біля причалу  $H_{\text{пр.м}}$  визначається за формулою

$$H_{\text{пр}} = T + Z_1 + Z_2 + Z_3 + Z_4, \quad (12.6)$$

де  $T$  — осідання з вантажем найбільших суден, призначених для перевезення нафти і нафтопродуктів, м;

$Z_1$  — запас глибини під днищем судна,  $Z_1 = 0,2 + 0,6$  в залежності від довжини судна і характеристики ґрунту;

$Z_2$  — запас глибини на диферент судна і захламлення акваторії, приймається рівним 0,3 м;

$Z_3$  — запас на хвилю, м

$$Z_3 = 0,3 (2h - Z_1), \quad (12.7)$$

де  $2h$  — максимальна висота хвилі, при якій можливі вантажно-розвантажувальні роботи,  $2h = 0,5 \div 1,2$  залежно від вантажності судна і розміщення причалів;

$Z_4$  — запас глибини при русі судна у відкритій акваторії, м

$$Z_4 = K \cdot V, \quad (12.8)$$

де  $V$  — швидкість руху судна, км/год.;

$K$  — коефіцієнт, що залежить від довжини судна, при довжині: до 85 м —  $K = 0,017$ ; 85 - 125 м —  $K = 0,022$ ; 125 - 200 м —  $K = 0,027$ .

Таблиця 12.2

Необхідна глибина води біля причалів для суден з різним осіданням і довжиною

Глибина біля причалу, м	Межа осідання судна, м	Найбільша довжина судна, м
16,5	14,9	290
15,0	13,4	260
13,0	11,7	240
11,5	10,4	210
9,75	8,75	170
6,25	7,35	150
6,25	5,65	120
5,0	4,5	90

Ширина акваторії в причальних спорудах морських нафтобаз залежить від кількості танкерів, що стоять біля причалу, необхідності буксировки, запасу ширини між суднами, що стоять і буксируються. Практично ширина акваторії біля причалу повинна бути не меншою потрійної ширини максимального судна.

Одним із перших завдань проектування причальних споруд є вибір берегової ділянки, яка відповідає умовам будівництва цих споруд при мінімальних капітальних витратах і високих техніко-економічних показниках перевалки нафти і нафтопродуктів.

Обстеження і вибір берегової ділянки складається з підготовчої роботи і самого вибору ділянки на місці. До підготовчої роботи відносяться: вивчення завдання на проектування, складання попередніх розрахунків, вивчення технічних матеріалів по району. В подальшому визначається кіль-

кість причалів і вибираються типи споруд, котрі повинні бути за технологічними умовами побудовані для нафтобази. Для великих перевальних морських нафтобаз зі значним вантажообігом потрібно мати декілька нафтопричалів з високою інтенсивністю зливу і наливу, які забезпечують безперебійну перевалку нафтовантажу на протязі навігаційного періоду.

Спорудження великооб'ємних морських нафтобаз потребує будівництва дорогих штучних споруд, огорожуючих дамб, каналів, підпірних стінок, виконання робіт стосовно збільшення глибини дна.

Після визначення кількості і типу причальних споруд вивчається сам район будівництва. Попередньо вивчаються топографічні, геологічні, гідрогеологічні умови будівництва.

Берегова ділянка повинна знаходитись поряд з майданчиком для будівництва нафтобази. До ділянок ставляться вимоги щодо запобігання причальних споруд від льодових дій і навантажень. Ними є закарстовані та зсувні берегові ділянки, непридатні для будівництва причальних споруд.

При виборі ділянки під причальні споруди необхідно враховувати хвильовий режим.

Причальний пірс для приймання танкерів складається з підхідної естакади, що з'єднує причал з берегом, вантажної платформи, відбійних палей, жорстких і гнучких швартових палей (рис. 12.3).

Для спорудження нафтопричалів широко використовуються металеві палі. Більшість підвалин нафтопричалів виготовляються з металевих і попередньо напружених залізобетонних палей. Деякі причали являють собою комбіновану конструкцію. За типом причали розбиваються на дві групи: стаціонарні та плаваючі. За конструкцією і типом споруд стаціонарні причали можуть бути: набережні у вигляді стінки, бичкові залізобетонні та косякові (рис. 12.4).

Стаціонарний причал у вигляді набережної стінки споруджується за умов технічної неможливості виносу лінії кордону від берега вбік моря. Вони виготовляються із збірних залізобетонних елементів, металевих шпунтових і залізобетонних палей. Вертикальна стінка набережної складається із залізобетонних елементів висотою 9,0 м, шириною 1,6 м і товщиною 0,2 - 0,25 м. В даний час застосовуються більш економічні причальні споруди — бичкові причали, які являють собою залізобетонні бички-опори на природних і па-



льових підвалинах залежно від властивостей ґрунту (рис. 12.5, 12.6). В центральному бичку розміщується насосна станція і допоміжні приміщення. Зв'язок з берегом і прокладання продуктопроводів здійснюється через міст або естакаду. У деяких випадках, коли має місце коливання горизонту води, використовують плаваючі причали. Плаваючі причали для нафтобаз складаються із металевих дебаркадерів або понтонів і з'єднуючих містків (рис. 12.7). При цьому причальний фронт може бути утворений одним дебаркадером або декількома понтонами, що підтримують загальну платформу. Інколи плаваючі причали облаштовують з понтонів, встановлених між паями, що зведені вздовж берега через 15-20 м. Танкери швартуються до палей, а понтони, зв'язані з берегом містками, що хитаються, у вигляді однопролітних ферм, служать для розміщення трубопроводів і обладнання.

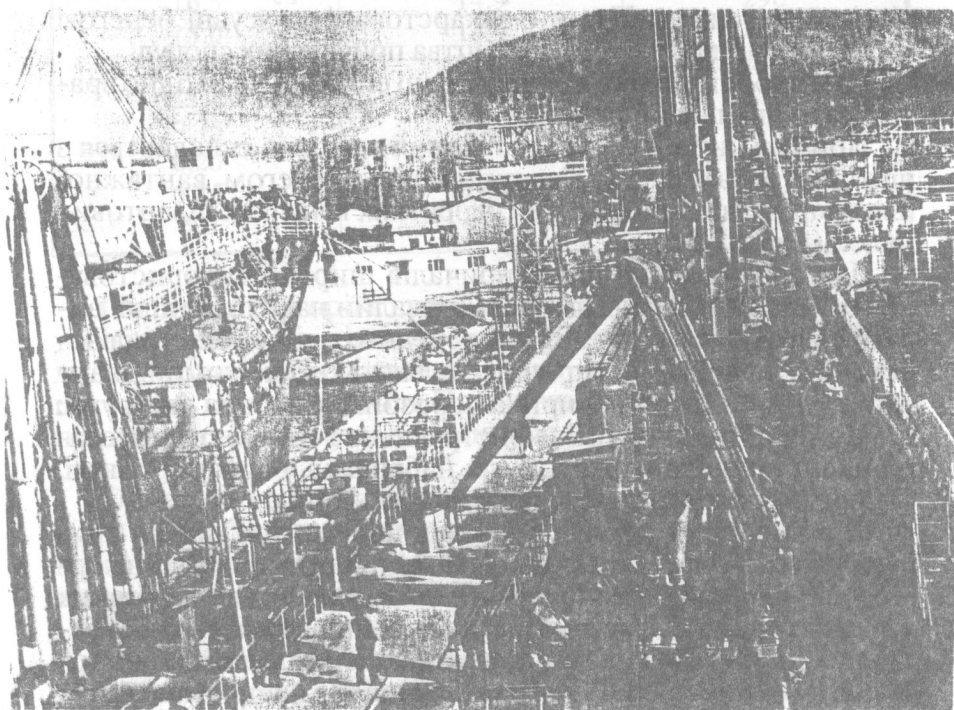
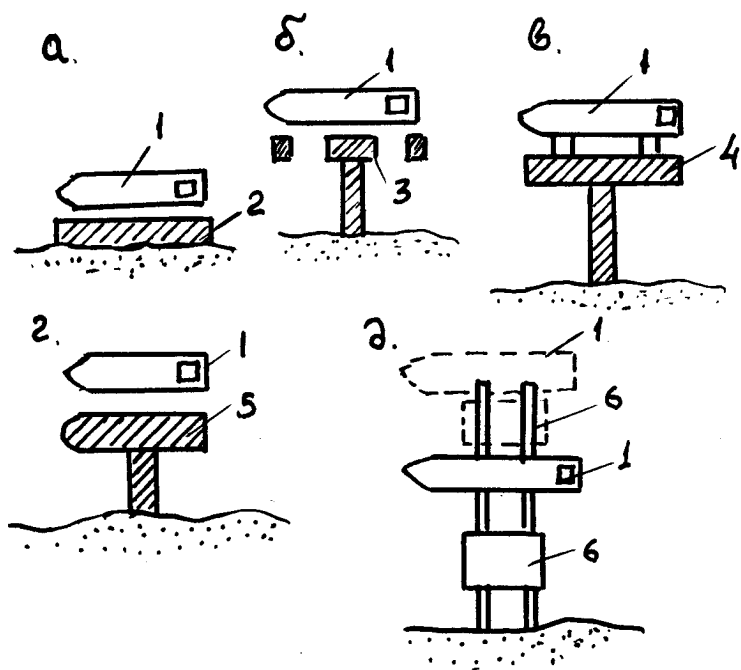


Рис. 12.3. Загальний вигляд причалу нафтового терміналу



**Рис. 12.4. Типи причалів:**

*а* — набережний у вигляді стінки; *б* — бичковий;

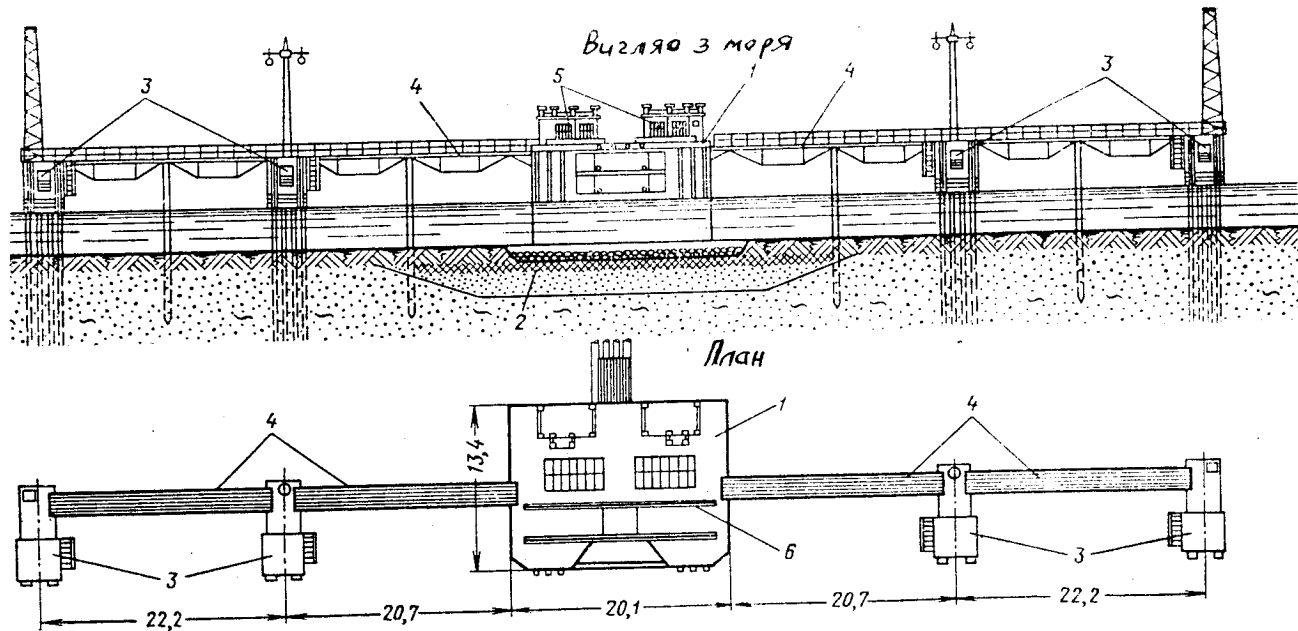
*в* — бичковий з естакадою; *г* — плаваючий; *д* — косяковий;

*1* — танкер; *2* — набережна стінка; *3* — центральний бичок;

*4* — естакада; *5* — плаваючий причал; *6* — косяковий причал

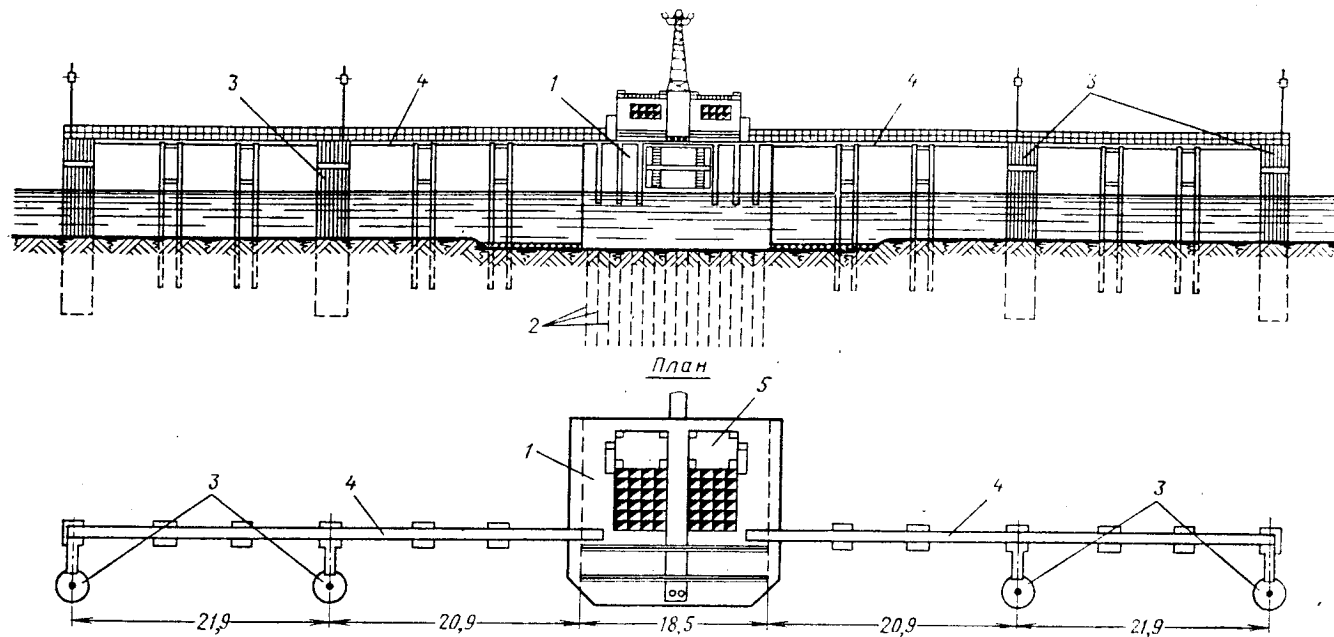
При неможливості будівництва стаціонарних і плаваючих причалів розвантаження танкерів здійснюється через буйковий причал (рис. 12.8). За такою схемою можуть розвантажуватись танкери вантажопідйомністю до 500 тис. т.

Для зливу і наливання нафти і нафтопродуктів, зливу баластової води та відводу пароповітряної суміші із танкерів і нафтоналивних суден застосовують спеціальні пристрої — стендери. Стендер — це конструкція, що складається з шарнірноз'єднаних трубопроводів, кінцева частина яких (з'єднувач) служить для під'єднання берегових комунікацій з приймально-зливними патрубками трубопроводів на танкері (рис. 12.9).



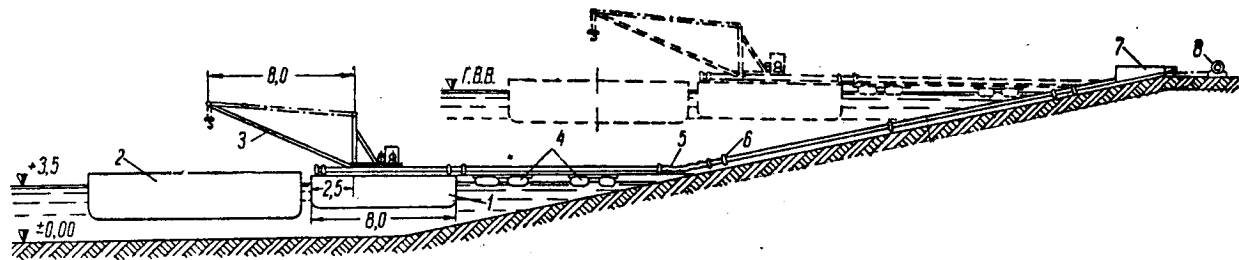
**Рис.12.5. Залізобетонний бичковий причал на кам'яній насипі:**  
 1 — центральний бичок з насосною станцією; 2 — кам'яна насип; 3 — швартово-відбійні палі на залізобетонних палях; 4 — пішохідні площадки; 5 — надбудова для розміщення пускової апаратури, автоматики, вентиляційних пристроїв і приміщення обслуговуючого персоналу; 6 — підкрановий шлях.

Розміри подано в м



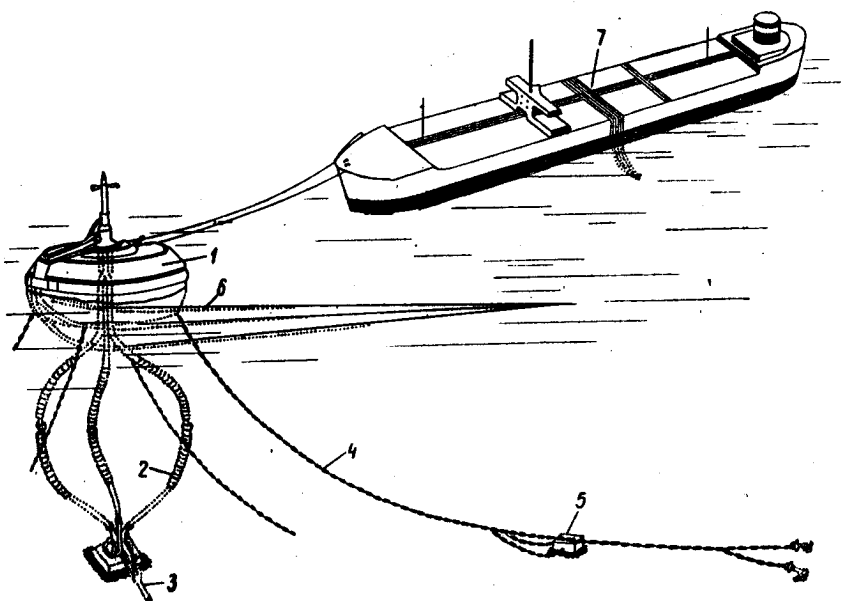
**Рис. 12.6. Залізобетонний бичковий причал на пальовій підваліні:**  
 1 — залізобетонний бичок з насосною станцією; 2 — залізобетонні палі бичка; 3 — швартово-відбійні палі із металевого шпунту типу ШП-1; 4 — пішохідні площадки; 5 — надбудова для розміщення пускового обладнання, автоматики і службових приміщень.

Розміри подано в м



**Рис. 12.7. Плавучий причал:**

1 — понтон; 2 — танкер; 3 — кран; 4 — міст на понтонах; 5 — шланг; 6 — сталева труба;  
7 — косяковий візок; 8 — ручна лебідка



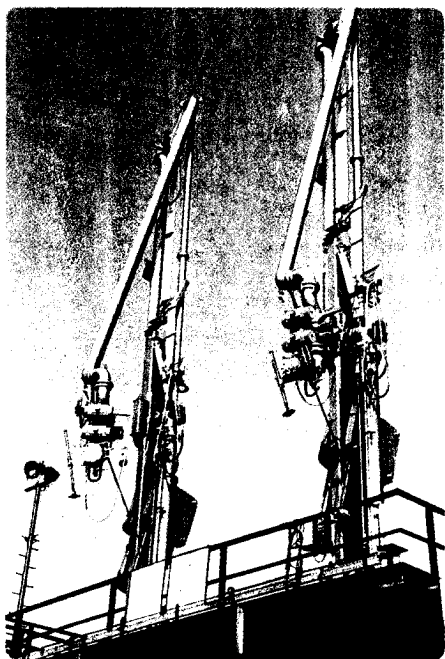
**Рис. 12.8.** Загальний вигляд швартовки танкера до буйкового причалу:

- 1 — причальний буй; 2 — шланги; 3 — підводний трубопровід;  
 4 — якірний ланцюг; 5 — мертвий якір;  
 6 — занурений плавучий шланг; 7 — танкер

#### **12.4. Підводне зберігання нафти і нафтопродуктів**

Освоєння морських нафтових родовищ і перевезення нафтовантажів морським транспортом призвело до розвитку зберігання нафти і нафтопродуктів у підводних резервуарах. Цей спосіб зберігання застосовується в таких країнах як США, Англія, Швеція, Канада, Франція, ФРН і деяких інших.

В зв'язку з освоєнням в Україні морських родовищ Чорноморського узбережжя цілком доцільне вивчення досвіду інших країн.



**Рис. 12.9. Стендери для автоматизованого наливу і зливу танкерів**

ло, накопичення на елементах конструкції статичної електрики; мала втрата легких фракцій нафтопродуктів від випаровування, так як має місце повна відсутність газового простору; висока вибухостійкість конструкції і зменшена ймовірність виникнення пожежі.

Окрім того підводні резервуари дозволяють здійснювати бункерування наливом суден без заходження їх у порт і швартування біля пірсів. Встановлення підводних резервуарів безпосередньо в місцях морського нафтовидобутку виключає необхідність спорудження на березі резервуарного парку, а також системи підводних трубопроводів, що подають нафту від свердловини до наземної морської нафтобази.

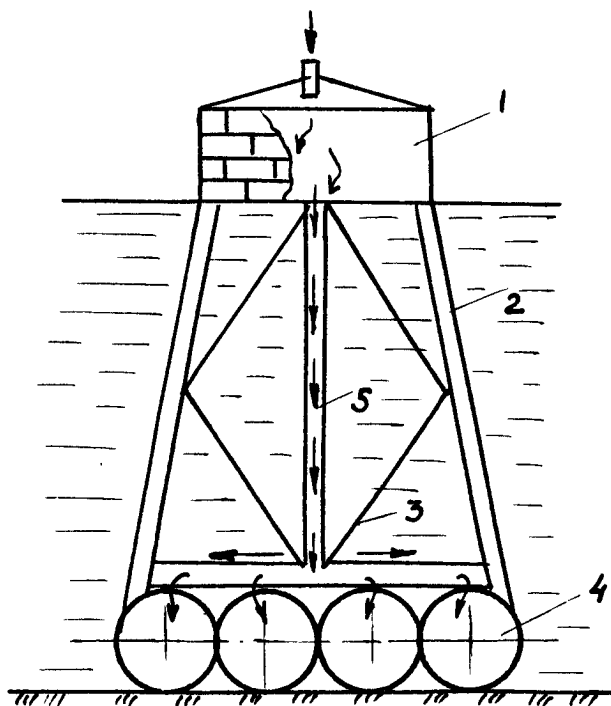
Підводні резервуари класифікуються за наступними ознаками: за ступенем їх заглиблення у воду — на донні стаціонарні і плаваючі зі змінною плавучістю; за формою — цилін-

Зберігання нафти і нафтопродуктів у підводних резервуарах має ряд переваг порівняно зі зберіганням їх у наземних резервуарах: легкість конструкції, що обумовлена порівняно невеликими навантаженнями (конструкції підводних резервуарів працюють тільки на різниці тиску води і продукту, складають лише 10 ÷ 20 % від навантаження на наземні і підземні резервуари); можливість застосування залізобетонних резервуарів без спеціального захисного облицювання для зберігання світлих нафтопродуктів; відсутність, як прави-

дричні, сферичні, прямокутні; за типом конструкції — жорсткі, еластичні, змішаної конструкції.

Донні стаціонарні резервуари встановлюються на дні моря. Вони експлуатуються в районах морських нафтових родовищ, у відкритому морі, у тих випадках, коли внаслідок мілководдя танкери не можуть підійти до берега, поблизу нафтопереробних заводів.

Донні стаціонарні резервуари широко застосовуються у зарубіжній практиці. Так, у США фірма "Чікаго Брідж енд Айрон" розробила і виготовляє декілька типів сталевих підводних резервуарів. Продукцією фірми є підводні резервуари місткістю до 80 тис. м<sup>3</sup>, призначені для використання в захищених бухтах і водоймищах, де немає великих хвилювань. Їх заглиблюють на глибину до 70 м. На рис. 12.10 показаний підводний металевий резервуар (нафтосховище) для сирови нафти.



**Рис. 12.10.** Підводне нафтозберігач:

1 — надводний резервуар; 2 — опорні конструкції для верхнього резервуара; 3 — проміжні зв'язки; 4 — підводні горизонтальні резервуари; 5 — трубопроводи



Цей резервуар складається з двох частин — надводної та підводної, з'єднаних між собою вертикальною трубою. Номінальна ємність резервуара 60 тис. м<sup>3</sup>, з яких 5 тис. м<sup>3</sup> займає надводна частина.

Надводна частина — жорсткий резервуар циліндричної форми є і приймачем, і служить для відстою нафти, що приймається, а також для створення гідростатичного напору в підводній частині сховища. Цей напір завжди вищий за будь-який тиск зовні.

Підводна частина складається з ряду циліндрів 4, вкладених горизонтально на вирівняній площадці морського дна на глибині 40 м.

Верхня надводна частина змонтована на металевій решітчастій башті, що спирається на підводну ємність. Вага конструкцій сховища та елементів надводної частини його забезпечує необхідний баласт, який протидіє горизонтальним діям — вітровим і хвильовим, а також впливанню сховища, внаслідок чого застосування якоря і палей непотрібне; в свою чергу, це полегшує транспортування (переміщення за вимогами експлуатації) нафто-сховища в цілому.

Приймально-роздавальна операція здійснюється за наступною схемою: заливання продукту здійснюється насосом у верхній резервуар 1, обладнаний пристроями для очищення продукту від сторонньої домішки. Процес очищення продукту відбувається на протязі 13-14 годин.

Продукт, очищений в резервуарі 1, надходить по трубі 5 в циліндри нижнього підводного резервуара 4, витісняючи з нього воду, яка заповнює ємності сховища до заповнення його продуктом. Вода, що витісняється з резервуара, надходить по спеціальному трубопроводу в море.

Видача продукту може відбуватись з обох частин сховища. З верхнього резервуара — з використанням гідростатичного тиску нафти в резервуарі, з нижнього — шляхом закачування в нього води насосом. Система нафто-водоперекачування може забезпечити подачу рідини в об'ємі 6,0 тис. м<sup>3</sup>/год.

Внутрішні поверхні резервуарів 1 і 4, а також зовнішні поверхні підводної частини труби та циліндрів захищаються від корозії катодним захистом з саморуйнуючими алюмінієвими анодами.

В Англії розроблена конструкція підводного сховища для нафти і нафтопродуктів, в якому за необхідності можна зберігати і інші рідкі, тверді та газоподібні продукти. Сховище

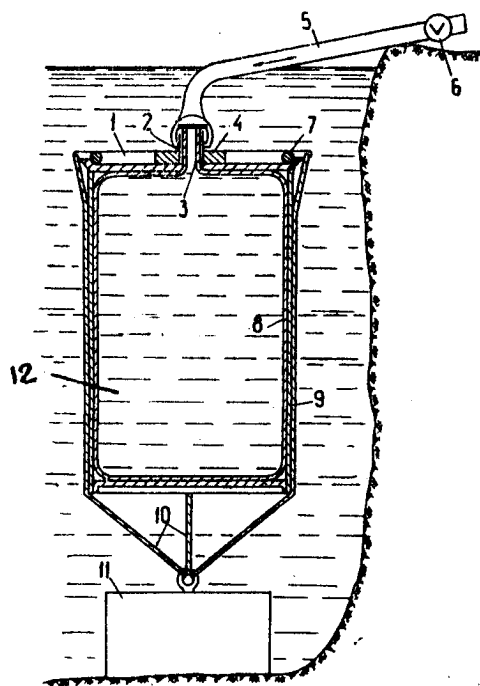
складається з великої кількості контейнерів, встановлених на дні водоймища і з'єднаних з трубопроводами, керованими з берега.

Нафта і нафтопродукти подаються з контейнерів на судна по трубопроводах, не піднімаючи контейнери на поверхню. Контейнери, виготовлені з еластичних матеріалів, з'єднані з трубопроводом, що йде в насосне приміщення, від якого прокладені трубопроводи до естакад наливу в авто- і залізничні цистерни. При сховищі є пірс, що використовується для приймання і видачі продукції та зміни контейнерів. До пірсу можуть пришвартовуватись судна. Трубопровідна мережа з'єднана з пунктом заправки суден або зливу нафти з танкерів і барж у відкрите море, де встановлений причальний буй.

Контейнери розміщені на бетонних основах. Сховище загороджене захисною сіткою, що утримується поплавцями.

В Англії та США запатентовано декілька конструкцій еластичних підводних резервуарів. Еластичний резервуар

(рис. 12.11) встановлюється на дні водоймища. Сама еластична оболонка 8 захищається спеціальною захисною сіткою 9. Продукт подається в резервуар і відбирається по системі трубопроводів за допомогою насоса 6, роз-



**Рис. 12.11.**

**Стационарний підводний резервуар з еластичною оболонкою:**

1 — ребро жорсткості;  
2, 4 — муфти; 3 — патрубок;  
5 — труба; 6 — насос;  
7 — кільце жорсткості;  
8 — еластична оболонка;  
9 — захисна сітка;  
10 — троси; 11 — якір;  
12 — нафта

---

ташованого на березі. До корпусу резервуара в деяких варіантах конструкції прикріплюються спеціальні повітряні мішки, що підтримують його у вертикальному положенні. За допомогою спеціальних металевих тросів 10 резервуар прикріплюється до бетонного якоря 2, що лежить на дні моря (водоймища).

Резервуар, заповнений продуктом, доставляється буксиром або вертольотом до місця установки, за допомогою спеціальних пристроїв занурюється на дно і прикріплюється до основи. У випадку необхідності резервуар піднімається на поверхню водоймища.

Існує і інша модифікація цієї конструкції, що відрізняється від описаної вище тим, що резервуар постійно знаходиться під водою, і всі технологічні операції (заповнення, випорожнення, подача повітря і т.п.) здійснюються по трубопроводах.

Основним недоліком підводних донних резервуарів, а також резервуарів, наближених до них за конструкцією, є трудомісткість і складність спорудження якірних пристроїв на великих глибинах морів.

Підготовка дна водоймища для встановлення донних резервуарів, бетонування або облаштування якорів, закріплення резервуарів до якорів повинні проводитись водолазами.

Тому в даний час донні резервуари розташовуються порівняно на невеликій глибині (до 40 м), що також необхідно для проведення водолазних робіт під час експлуатації.

Як правило, резервуарні парки для зберігання нафтопродуктів створюються з невеликих за об'ємом резервуарів, так як із збільшенням ємності збільшується зусилля на анкерний пристрій або якір.

Для спорудження підводних стаціонарних резервуарів застосовуються найрізноманітніші будівельні матеріали: бетон, залізобетон, сталь, пластмаси, гума, матеріали з синтетики і тканин. Резервуари для зберігання світлих нафтопродуктів споруджуються із залізобетону без будь-якого спеціального облицювання.

Резервуари із змінною плавучістю відрізняються тим, що залежно від ступеня заповнення вони змінюють своє положення відносно поверхні води. Ці резервуари не потребують потужних якірних пристроїв і можуть закріплюватись легкими конструкціями до дна водоймища або взагалі не зак-

ріплюватися. Деякі конструкції цих резервуарів призначені для встановлення на ділянках моря на значних глибинах.

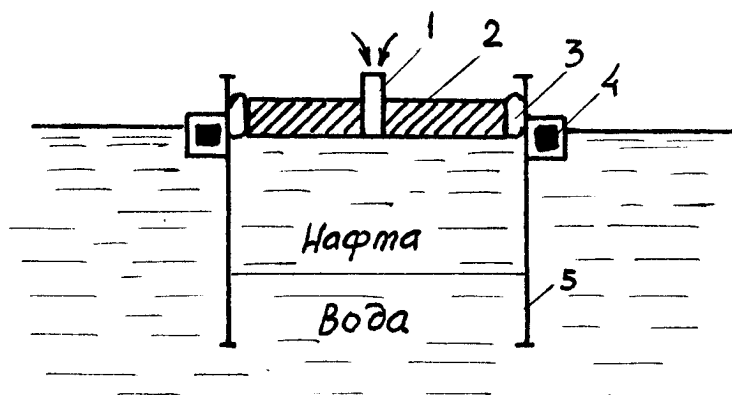
Резервуари із змінною плавучістю складаються з циліндричного корпусу і покрівлі. Відносно поверхні води резервуари змінюють своє положення в міру заливання продуктом. В табл. 12.3 дана характеристика плавучих резервуарів.

Таблиця 12.3

Характеристика резервуарів із змінною плавучістю

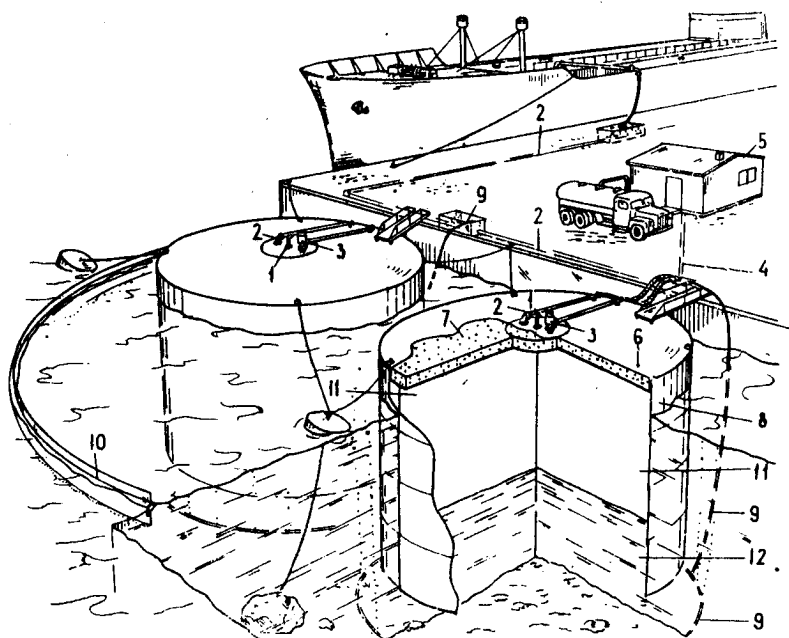
Об'єм, м <sup>3</sup>	Висота, м	Діаметр, м
2000	11,5	16
5000	12,0	25
10000	14,0	32

На зовнішній поверхні резервуара закріплені поплавці, за допомогою яких резервуар тримається на плаву як в заповненому, так і в спорожненому стані (рис. 12.12). Для запобігання переповнення резервуара та викиду нафтопродуктів у водоймище резервуар заповнюється на 4/5 висоти корпусу.



**Рис. 12.12. Плаваючий резервуар із змінною плавучістю:**  
 1 — трубок; 2 — плаваюча покрівля; 3 — кільцева еластична діафрагма; 4 — поплавці; 5 — циліндричний корпус

На такому принципі побудовані резервуари типу "Ситенк" (Швеція) (рис. 12.13).



**Рис. 12.13. Загальний вигляд і схема установки резервуарів "Ситенк":**

- 1 — повітряник; 2 — трубопровід для заливання нафтопродукту;  
 3 — насос; 4 — нафтопроводи; 5 — насосна станція; 6 — зовнішня покрівля; 7 — плаваючий дах; 8 — обечайка; 9 — рукав для подання стиснутого повітря; 10 — захисний бон; 11 — нафта;  
 12 — водяна подушка

Резервуар являє собою вертикальну циліндричну ємність без дна з дахом 6, 7, жорстко зв'язану з обечайкою резервуара 8 і є одночасно поплавцем.

Резервуар "Ситенк" плаває на воді. При цьому заповнений продуктом її резервуар впливає над поверхнею води на деяку висоту, величина якої визначається в залежності від співвідношення питомих ваг води в морі (водоймищі) і нафтопродукту, а також від ступеня заповнення ємності.

Вивільнений резервуар підтримується в плаваючому стані за допомогою даху-поплавця 6, 7. Дах-поплавець збирається з секцій, що виготовляються з легкого армованого бетону 7,

---

зовнішньою оболонкою даху служить армований пластик 6 товщиною 3–5 мм.

Корпус резервуара виготовляється з окремих обечайок 3, матеріалом для яких служить спеціальна поліефірна пластмаса, армована скловолокном. Матеріал корпусу резервуара має високу корозійну стійкість до дії нафти і нафтопродуктів.

Конструкція резервуарів зі змінною плавучістю повністю виключає втрати нафтопродуктів від випаровування, тому що немає газового простору, ємність завжди повністю заповнена або нафтопродуктом та водою, або тільки водою. З цієї ж причини деякі резервуари зі змінною плавучістю мають більш високу, ніж наземні ємності, пожежо- та вибухобезпечність. Спорудження парків з таких резервуарів, як і на будь-яких підводних резервуарах, економічно доцільне, так як відстані між ємностями будуть мінімальні, не вимагається спорудження спеціальних доріг, резервуарів з проти-пожежними запасами води і т.д.

## **12.5. Спорудження технологічних морських нафтопроводів**

До комплексу споруд морської перевальної нафтобази входить і система нафто- і нафтопродуктопроводів, які можуть прокладатися як на березі, так і під водою. Підводне прокладання трубопроводів здійснюється, коли танкери розвантажуються в морі біля буйкових причалів або в підводні резервуари. В такому випадку нафта або нафтопродукт транспортуються до берега морськими трубопроводами. Окрім того освоєння морських родовищ нафти потребує вирішення проблеми її доставки на материк. Саме ця проблема і вирішується спорудженням морських трубопроводів.

Технологія спорудження морських трубопроводів включає наступні елементи: земляні роботи, підготовку трубопроводу до укладання, засипання і захист від пошкоджень. Земляні роботи проводяться при копанні траншей і на тих ділянках трубопроводу, які повинні бути заглиблені нижче поверхні дна. У світовій практиці існують пристрої, що дозволяють розробляти ґрунт з поверхні води і в підводному положенні. До перших належать плавучі земснаряди, гідромоніторні установки, грейферні землечерпалки, пневматичні та гідравлічні ґрунтососи, гідравлічні ґрунтососи. До дру-

гих — різні автономні пристрої, що працюють під водою. В Італії створений земснаряд, що може розробляти траншеї на глибині до 60 м. Копання траншеї здійснюється фрезерним розпушувачем; глибина траншеї до 2,5 м при ширині по дну від 1,3 до 4,5 м. В ФРН створена установка для розробки траншеї на більших глибинах. Основу її складає екскаватор, що керується з проміжної підводної станції і надводного судна. В Японії сконструйований підводний траншейний екскаватор, призначений для розробки траншеї при спорудженні підводних трубопроводів, котлованів під фундаменти різних морських споруд та днозаглиблювальних робіт. Екскаватор переміщується по дну зі швидкістю 3 км/год і може розробляти ґрунт на глибинах до 70 м.

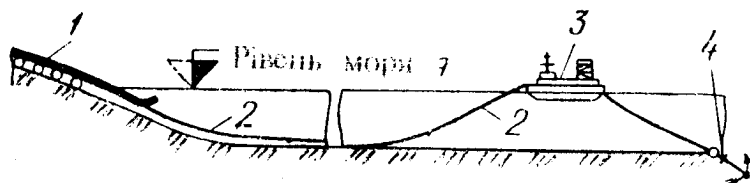
Укладати трубопровід в підводну траншею можна за двома схемами: протягуванням та заглибленням з поверхні води. Залежно від того, за якою схемою ведеться укладання, призначається технологія підготовки трубопроводу. Світовий досвід будівництва морських трубопроводів показав, що для нафтопроводів найкращим захисним покриттям і одночасно баластом є бетон.

Укладання труб протягуванням здійснюється з берега вбік відкритого моря. Протягують гудини бетонуваних труб. Бетоном труби покривають на березі, де гудини вкладають на стапелі паралельно спусковій доріжці. Головна гудина оснащена спеціальним буксировочним оголовком. В міру протягування гудин по роликовій доріжці (з пневматичними роликами) проводиться притискання подальших гудин, ізоляція стику і бетонування. Довжина підводного трубопроводу, що укладається таким чином, лімітується перш за все міцністю труб на розрив та можливістю створення необхідного тягового зусилля.

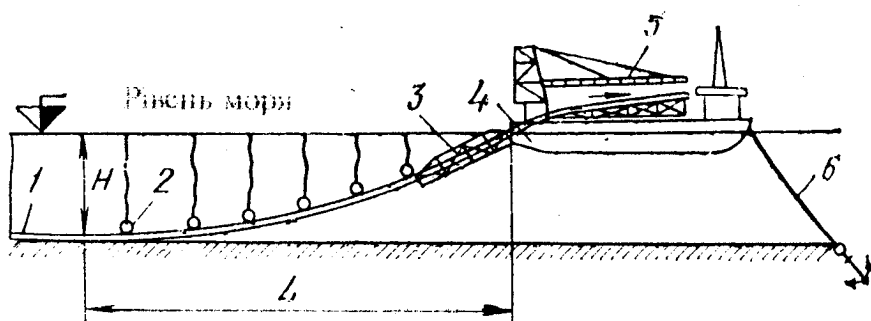
На рис. 12.14 зображена схема протягування. Трубопровід 1 рухається по роликовій спусковій доріжці. Тягове зусилля від лебідки, встановленої на судні 3, передається по тросу 2. Судно утримується якорями 4. На практиці таким методом укладались трубопроводи довжиною до 15 км. Метод протягування дуже простий, забезпечує укладання трубопроводу точно по трасі.

Методи укладання трубопроводів з поверхні моря досить різноманітні. Найбільше розповсюдження одержало укладання трубопроводу за допомогою спеціальних трубоукладальних суден (рис. 12.15). Трубоукладальне судно 4 зак-

ріплюється на якорях 6. Їх може бути до десяти з загальним зусиллям, що утримує (горизонтальним) до 6 мН.



**Рис. 12.14. Схема протягування трубопроводу:**  
1 — трубопровід; 2 — трос; 3 — судно; 4 — якір



**Рис. 12.15. Схема укладання трубопроводу трубоукладальним судном:**

1 — трубопровід; 2 — поплавці; 3 — жорстка приставка з натяжним пристроєм; 4 — трубоукладальне судно; 5 — кран для подавання труб під зварювання, ізоляцію і бетонування; 6 — якір

Укладання трубопроводу проходить наступним чином. Після підготовки чергової гудини до укладання судно починає просування на якорях 6 (див. рис. 12.15), зберігаючи одночасно розрахункове зусилля натягу  $P$ . Для регулювання натягу на судні є спеціальні пристрої, які рівномірно стискають трубопровід на протязі 5-10 м. Далі трубопровід проходить по направляючих роликах на жорстку приставку. В міру сходження труб на приставку до них прикріплюються понтони. Понтони можуть бути різних конструкцій (циліндричні, кульові і т.д.). Загальними вимогами до них є здатність вит-



римати зовнішній тиск води на повній глибині занурення. Відстроповка понтонів проводиться автоматично на заданій глибині. Контроль за укладанням ведуть водолази, а також команда з двох чоловік, які знаходяться в спеціальних автономних апаратах, що занурюються. Трубопровід, укладений на дно, повинен бути надійно захищений від механічних пошкоджень якорями суден, волокушами риболовецьких суден і т.п. Це забезпечується заглибленням трубопроводу, його бетонуванням, створенням різних обвалувань. При заглибленні трубопроводу повинна бути забезпечена непошкодженість ґрунтової засипки труб течією, а також захист труб від пошкоджень якорями. Основна мета такого захисту — забезпечити умови, за яких якір проходив би через трубопровід, не зачіпляючи його. Для цього можуть бути використані наступні конструктивні рішення: бетонування без заглиблення (рис. 12.16, а), бетонування з малим заглибленням (рис. 12.16, б), звичайне бетонування з облаштуванням захисного обвалування (рис. 12.16, в), бетонування з покриттям труб армованими бетонними блоками (рис. 12.16, г), бетонування за спеціальним профілем (рис. 12.16, д). Всі захисні схеми, окрім схем рис. 12.16, а, б, забезпечують висмикування лап якорів з ґрунту при волочінні якірного ланцюга через захисну конструкцію. Розміри захисного покриття при розгашуванні трубопроводу на дні без заглиблення встановлюють за результатами випробувань прийнятої конструкції. При цьому заздалегідь намічають вагу і форму якоря, на які повинно бути запроектоване покриття, а також визначають, на скільки діянь (повторних проходжень якоря) воно повинно бути розраховане.

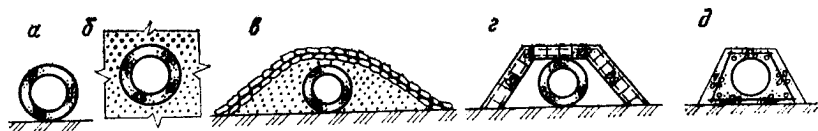


Рис. 12.16. Схеми закріплення трубопроводу

## 12.6. Заходи стосовно забезпечення охорони акваторій при транспорті і зберіганні нафти та нафтопродуктів

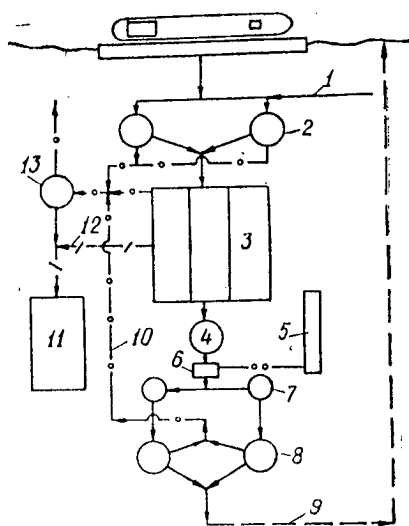
Основна частка забруднення акваторій припадає на процеси, пов'язані зі зберіганням нафти і нафтопродуктів у резервуарних парках морських нафтобаз, підводних резервуарах та їх транспорті танкерами.

Раніше баластні води танкерів скидалися в море, що призводило до значного забруднення нафтою і нафтопродуктами акваторій портів, де проводилось їх розвантаження. В теперішній час скидання баластних вод у море заборонено. З 1980 року вступила в силу Міжнародна конвенція щодо запобігання забруднення моря нафтою, яка передбачає повну заборону зливання баластної води і залишків нафти з танкерів по всій акваторії Світового океану.

На стоянках в нафтогаванях та біля причалів танкери повинні перекачувати баластну воду в спеціально призначені резервуари нафтобаз, де вона підлягає очищенню на очисних спорудах. Ця вода може також прийматись на спеціальні плавучі очисні споруди.

Для економії часу, необхідного для очищення танкерів від нафти, а також при відсутності в портах відповідних споруд приймання баластної води здійснюють за допомогою більш удосконаленої технології миття і підготовки танків без зливання баластної води. За цією технологією забруднена промивальна і баластна вода збирається до відстійників, і після відстоювання і зливання чистої води нафтова частина баласту розподіляється рівномірно по всіх танкерах. Нова партія нафти приймається в танкер зверху залишків. Тепер 80 % танкерного флоту використовує цю технологію, яка дозволяє значно зменшити об'єм баластних вод, що скидається в море.

На морських нафтобазах існує ціла система очисних споруд, призначених для очищення баластних, промислово-стічних вод. Очищення цих вод здійснюється як роздільним (спочатку у буферних резервуарах, а потім на флотаторах), так і комбінованим (в відстійниках-флотаторах) способами. Очищена таким чином вода з залишковим вмістом механічних домішок 30-40 мг/л і нафтопродуктів 20-25 мг/л повертається для повторного використання (рис. 12.17).



**Рис. 12.17. Схема берегових очисних споруд морських нафтобаз:**

1 — трубопровід виробничих стоків; 2 — буферні резервуари; 3 — нафтоуловлювач; 4 — проміжний резервуар; 5 — рентгенне господарство; 6 — насосна станція; 7 — напірні резервуари; 8 — флотатори; 9 — трубопровід очищеної води; 10 — трубопровід нафтопродуктів; 11 — шламонакопичувач; 12 — трубопровід шламу; 13 — роздільний резервуар

При зливо-наливних операціях можливі витіки нафти або нафтопродуктів в результаті порушення герметизації споруд і технологічного обладнання, аварійних ситуацій з суднами, порушення правил технічної експлуатації обслуговуючим персоналом.

При дотриманні строків профілактичного ремонту, підвищенні відповідальності обслуговуючого персоналу витіки нафти можуть бути повністю ліквідовані. Особливо важливе значення при цих процесах має забезпечення герметичності шлангуєчих пристроїв на причалах.

Для запобігання проливання нафти і нафтопродуктів при вантажних операціях і буксировці танкерів рекомендується застосовувати більш надійні металеві поворотні шлангуєчі пристрої (стендери).

Однак, незважаючи на всі вжиті заходи, витіки і розливання нафти і нафтопродуктів відбуваються, в зв'язку з чим виникає проблема локалізації і видалення нафти і нафтопродуктів з поверхні водоймищ.

Збитки водоймищам, що наносяться розливанням нафти, визначаються площею розливання і часом контакту нафти з водою. Тому локалізація розливів, площа яких під дією вітру, хвиль або течії може швидко збільшуватись, і оперативне видалення розлитої нафти, мають дуже важливе значення. Локалізація, збирання і видалення нафти та нафтопродуктів — складний і трудомісткий процес. Це обумовле-

но тим, що нафтова плівка має малу товщину, а швидкість її розповсюдження велика.

Для локалізації забруднення використовуються плавучі і підводні огорожі. Принцип дії плавучого (бонового) огородження полягає в створенні механічного бар'єру, що запобігає горизонтальному переміщенню або розповсюдженню тонкого верхнього шару води разом з нафтовою плівкою. Конструкція бонової огорожі (рис. 12.18) складається з плавучої, екрануючої та баластної частин. Плавуча частина бона може бути виконана у вигляді окремих поплавців і прямокутного або круглого перерізу (рис. 12.18, а, б, г, д), або у вигляді труб (рис. 12.18, в, е). В окремих конструкціях для надання жорсткості поплавець може бути заповнений гнучкими трубками (рис. 12.18, д). Екрануюча частина являє собою гнучку або жорстку пластину 2, приєднану до плавучої частини бона і навантажену для надання стійкості баластним ланцюгом (рис. 12.18, г, д) трубою 4 або розпорками 3. В деяких конструкціях функція екрана виконується баластуючою трубою 4 (рис. 12.18, е). Основні конструктивні розміри бонів, що представлені на рис. 12.18, наведені в табл. 12.4.

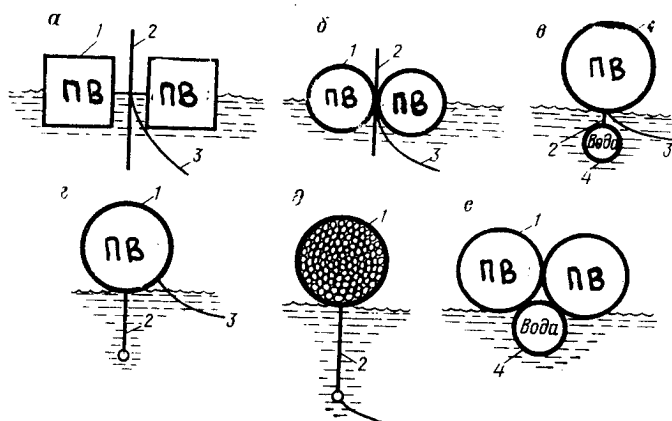


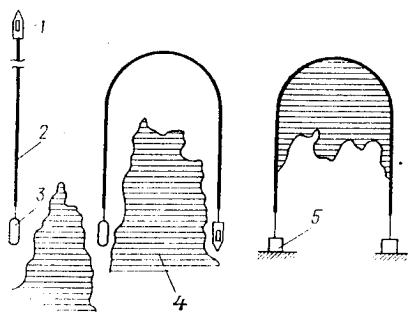
Рис. 12.18. Конструкція бонів:  
ПВ — повітря;

1 — плавуча частина бона; 2 — пластина; 3 — розпорки; 4 — труба

Таблиця 12.4

## Основні конструктивні розміри бонів

Конструкція бона (рис. 12.16)	Довжина секції, м	Маса $\frac{1}{\text{м}}$ довжини, кг	Матеріал корпусу	Висота надводної частини, см	Осадка при відсутності течії, см	Баласт
а	5,1	5,25	Металевий з гнучкими з'єдн.	18	15	Розтяжка
б	24,99	1,31	Неметалевий гнучкий	26	37	Те саме
в	121,92	2,62	Те саме	69	46	Труба, що заповнена водою
г	5,09	10,33	"-	26	52	Сталевий ланцюг
д	12,19	2,1	"-	30	51	Те саме



**Рис. 12.19.** Схема оконтурювання плівкою нафти на поверхні води

люється нерухомими якорями 5. Бонові огорожі застосовуються при швидкості течії води до 1,2 м/с і висоті хвилі до 0,5 м. Пересувні бонові огорожі розташовують, виходячи із ситуації, що склалася, і особливостей ділянок акваторії, що потребують захисту. Ними можуть огорожуватися танкери, що проводять вантажні операції, місця розливання нафти при акваторіях танкерів, трубопроводів або нафтосховищ. Бонові огорожі в основному виготовляють з синтетичних водонепроникних матеріалів у вигляді окремих рукавів або трубчастих елементів, з'єднаних один з одним за допомогою пристроїв, що дозволяє огорожі вигинатись в будь-якому напрямі. Для плавучості трубчасті елементи заповнюються стисненим повітрям або легким наповнювачем.

Застосовують найрізноманітніші конструкції бонових загород, в тому числі і у вогнезахисному виконанні. В умовах сильної течії і вітру ефективність бонових загород недостатня. В ряді зарубіжних країн застосовуються підводні пневматичні огорожі. В них перепорою для розтікання нафти служить висхідний повітряно-водний бар'єр, що утворюється при витіканні стисненого повітря з перфорованої труби, що вкладається на дно водоймища уздовж нафто- або продуктопроводу.

Перспективними вважаються огорожі, що володіють не тільки здатністю запобігати розповсюдженню нафти на поверхні води, але й одночасно адсорбувати її, виконуючи тим самим роль очисної системи. Ряд англійських і французьких фірм використовують огорожі, що являють собою плаваючий трубопровід, виготовлений із гідрофобного синтетичного матеріалу.

При ширині дзеркала води понад 300 м застосовується оконтурююча схема огороження (рис. 12.19). Плівка нафти на воді оконтурюється боною огорожею 2 за допомогою катера 1. Один кінець бонової огорожі прикріплюється до плавучого якоря 3. Далі бонова огорожа з нафтовим забрудненням або дрейфує, або закріплюється нерухомими якорями 5.

---

Обмеження розповсюдження нафти з допомогою плаваючих огорож — це лише початковий захід щодо запобігання забруднення водоймищ.

Подальше видалення нафти з поверхні води не менш важливе і складне.

В теперішній час розроблено, випробувано та використується для цих цілей багато різних способів і пристроїв, однак універсального засобу ще не створено.

Всі відомі способи видалення нафти та інших забруднювачів з поверхні води можна класифікувати наступним чином:

1. Механічні методи, що базуються на принципах всмоктування, відстою, адгезії та адсорбції.

2. Хімічні методи: а) обробка нафти порошками-агломератами, котрі мають невелику щільність і можуть добре адсорбувати нафту з подальшим видаленням цих адсорбентів з поверхні води; б) обробка нафти порошками-преципітатами, що мають щільність вищу, ніж вода, і здатні добре адсорбувати нафту та осідати потім разом з нею на дно водоймища; в) обробка нафти детергентами, розчинниками та речовинами, що хімічно діють на молекули вуглеводнів і переводять темну нафтоводну емульсію типу "вода в нафті" в світлу емульсію типу "нафта у воді".

3. Біологічні методи руйнування нафти на водній поверхні реагентами, які містять визначені види бактерій. З вітчизняних реагентів найбільш ефективним є препарат ЕПП-5.

4. Методи спалювання розлитої нафти, що застосовуються як крайній захід, якщо неможливо зібрати або нейтралізувати нафту.

Найбільше розповсюдження з механічних методів збирання нафти та інших забруднювачів з поверхні водоймищ одержали плавучі сепаратори (скіммери) або самохідні нафто-мазутозбірники, здатні виконувати очищення відкритої частини акваторії. Застосовують також стаціонарні установки для збирання нафти в портах.

Скіммер (рис. 12.20, а) складається з понтона 1, місткості 2 та відсмоктуючого рукава 3. Поверхнева плівка нафти 4 всмоктується в місткість 2 через передній край 5 скіммера, що занурений у воду, при роботі відсмоктуючого насоса. При збільшенні швидкості відкачування передній край глибше занурюється у воду і більший шар плівки всмоктується в ємкість. Із зменшенням швидкості відкачування передній край піднімається, а при припиненні — виходить з води. Таким чином,

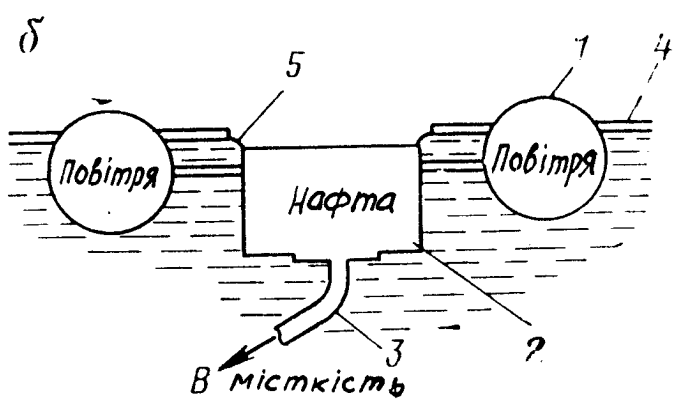
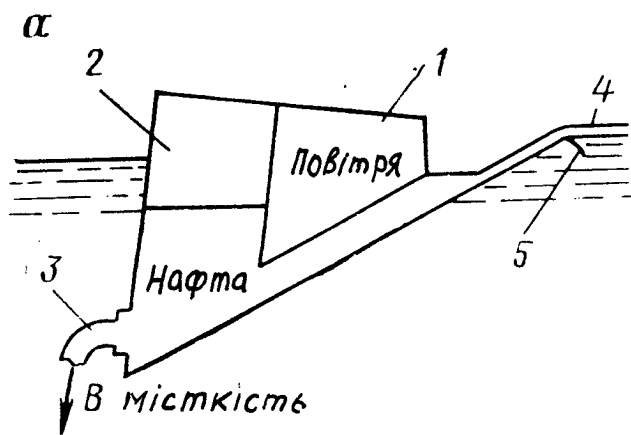


Рис. 12.20. Схеми малогабаритних скіммерів



регулюючи швидкості відкачування, можна збирати і видаляти нафтові плівки будь-якої товщини. При певному передньому краю скіммера максимальна продуктивність його досягає 12 т/г. Найбільш ефективним є використання даного скіммера для збирання товстих плівок нафти в спокійній воді.

Інший тип скіммера (рис. 12.20, б) складається з чотирьох попарно з'єднаних поплавців 1, що підтримують жолоб 2 з всмоктуючим рукавом 3. Поплавці регулюються таким чином, щоб краї 5 жолобу були ледве занурені. Плівка нафти 4, що стікає при цьому в жолоб, видаляється через гнучкий рукав 3 за допомогою відсмоктуючого насоса. Стабільність роботи забезпечується підтриманням певного рівня нафти в жолобі, тобто регулюванням швидкості відкачки відповідно до товщини плівки нафти.

З хімічних методів видалення нафти з поверхні води в даний час найбільш ефективним вважають використання рідких хімічних препаратів або їх розчинів, створених на базі поверхнево-активних речовин, а також порошкових або пінних агрегатів на основі пінополіуретану.

Однак з біологічної точки зору застосування детергентів може бути виправданим лише за умови їх низької токсичності і активного біологічного розкладання.

Перелічені методи можна використовувати окремо або в комплексі.

Так як різні методи мають свої переваги і недоліки, то найбільш доцільно застосовувати комплексні методи і засоби, що ґрунтуються на різних фізичних і хімічних принципах.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Класифікація морських нафтобаз.
2. Як визначається об'єм морської нафтобази?
3. Конструктивні особливості причальних споруд нафтобаз і терміналів.
4. Розрахунок технологічних параметрів причальних споруд.
5. Підводне зберігання нафти і нафтопродуктів.
6. Методи спорудження технологічних морських трубопроводів.
7. Заходи з забезпечення охорони акваторій при транспорті і зберіганні нафти і нафтопродуктів.
8. Методи видалення нафти і нафтопродуктів з поверхні води.

---

## 13. СПОРУДЖЕННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОНАФТОСХОВИЩ

Підземні газонафтоосховища набули широкого розповсюдження в світовій практиці як найбільш економічний і екологічний метод зберігання природного і зрідженого газу, нафти і нафтопродуктів. Підземне сховище являє собою комплекс споруд, що розподіляються на підземну і поверхневу частини. Підземна частина включає саме підземне сховище і технологічні свердловини, колони, трубопроводи; поверхнева — технологічні установки, обладнання, трубопроводи, зливо-наливні споруди та інше. Майже в 25 країнах світу будуються та експлуатуються підземні газонафтоосховища в різних геологічних структурах.

### 13.1. Призначення і класифікація підземних газонафтоосховищ

Підземні сховища для газу використовуються як один із основних способів компенсації сезонної нерівномірності споживання газу. При використанні у випадку пікових навантажень (різкого зростання споживання) газу, накопиченого в періоди його споживання нижче пропускної здатності системи магістральних газопроводів, досягається рівномірне завантаження цієї системи транспорту і розподілення газу. Окрім того, підземні сховища газу (ПСГ) забезпечують надійність споживання газу при аварійних ситуаціях і можуть створювати певні його резерви. Підземні сховища газу споруджують в районах його споживання, а також по трасах магістральних газопроводів.

Підземні сховища для нафти і нафтопродуктів призначені для створення великих товарно-сировинних парків нафтопереробних заводів, нафтохімічних комплексів, розподільних і перевальних баз зберігання; компенсації пікових і сезонних нерівномірностей споживання нафтопродуктів, накопичення аварійного резерву і запасу нафти, нафтопродуктів і зріджених газів.

Використання для цих цілей наземних газгольдерів, металевих і залізобетонних резервуарів потребує значних капітальних вкладень, витрат металу, бетону, трудових і енергоресурсів, а також відчуження великих площ землі і пов'язане зі значними втратами продуктів, що зберігаються.

---

Тому поруч з розвитком і вдосконаленням традиційних методів зберігання рідких і газоподібних вуглеводнів широко застосовуються підземні газонафтосховища.

Підземні сховища поділяються на такі, що утворені:

у виснажених нафтових і газових родовищах;

в пористих водоносних шарах;

у покладах кам'яної солі розчиненням через бурові свердловини;

в масивах міцних, щільних гірських порід шахтовим методом і в гірничих виробках відпрацьованих рудників;

у вічномерзлих породах (льодопородні);

що утворені камуфлетними (глибинними) вибухами;

підземні ізотермічні.

Перші два типи підземних сховищ призначені для зберігання природних газів, останні — для зберігання нафти, нафтопродуктів, зріджених вуглеводневих газів.

### **13.2. Підземні сховища для природних газів**

Із всіх типів зберігання газу найбільш дешевим і прогресивним у технічному відношенні є підземні газосховища. Перше у світі підземне газосховище було споруджено у 1915 році в Канаді, а в теперішній час загальний світовий об'єм підземних газосховищ перевищує  $5 \cdot 10^{12}$  м<sup>3</sup>. Підземні газосховища споруджуються у великих містах, промислових центрах, а також по трасі магістральних газопроводів. Підземні газосховища в пористих геологічних структурах підрозділяються на: газосховища, що споруджуються у виснажених нафтових і газових покладах; газосховища у водоносних пластах.

В колишньому СРСР, починаючи з 50-х років, побудовані і введені в експлуатацію потужні підземні газосховища у виснажених водоносних пластах. На долю цих типів сховищ припадає основний об'єм газу, що зберігається. Слід зазначити, що витрати на створення і експлуатацію газосховищ у виснажених пластах приблизно у 1,5 - 2 рази менші, ніж витрати на газосховища у водоносних пластах. Це пов'язано з тим, що виснажені нафтові і газові родовища повністю розвідані і обладнані, а створення газосховищ у водоносних пластах потребує проведення цілого комплексу заходів з геологічної розвідки, промислового заповнення і експлуатації сховища.

В Україні експлуатується 12 підземних газосховищ, розташованих майже в усіх регіонах країни.

Ефективність роботи газосховища в багатьох випадках залежить від місця його розташування, що в першу чергу пов'язано з наявністю геологічних структур з певними властивостями і характеристиками. Вимоги до таких структур повинні бути наступні: потужність пласта-колектора понад 4 – 6 м; проникність не менше  $0,2 \cdot 0,3 \text{ м} \cdot \text{км}^2$ ; пористість не нижче 10 – 15 %, потужність покрівлі пласта 5 – 15 м, що забезпечує герметичність при зберіганні газу на глибинах від 300 до 1000 м; відсутність тектонічних порушень у вигляді скидів, зламів, зрушень та інше. Ці параметри в багатьох випадках визначають не тільки вибір схеми закачування газу, але й режим експлуатації газосховища.

Для підземних газосховищ важливо підтримувати максимально можливий тиск газу в пласті. Максимально допустимий тиск газу  $P_{\max}$  у будь-якій точці пласта не повинен бути більшим бокового гірничого тиску  $P_{\text{бр}}$ , тобто

$$P_{\max} < P_{\text{бр}} = \eta \cdot P_{\text{г.с}}, \quad (13.1)$$

де  $\eta$  — коефіцієнт, що залежить від кута внутрішнього тертя породи  $\alpha$  ( $\eta = 0,6 \div 0,3$ );

$P_{\text{г.с}}$  — гірничостатичний тиск, що визначається за формулою

$$P_{\text{г.с}} = \rho_{\text{ср}} \cdot qH, \quad (13.2)$$

де  $\rho_{\text{ср}}$  — середня щільність гірських порід;

$H$  — висота порід, розташованих над поверхнею сховища.

Для пластичних порід з  $\alpha < 60,4$

$$\eta = \frac{1,73 - tq\alpha}{1,73 + 2tq\alpha}. \quad (13.3)$$

При наявності глинистої покривки товщиною понад 3 м максимальний тиск в місткості можна визначити, виходячи з нормального гідростатичного тиску, що відповідає глибині залягання сховища

$$P_{\max} = \eta_0 \cdot q \cdot \rho_{\text{в}} \cdot H, \quad (13.4)$$

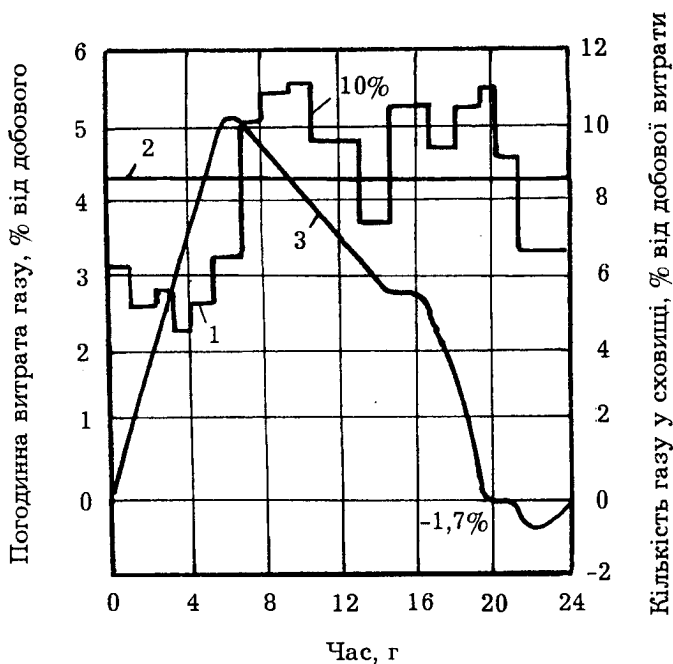
де  $\eta_0$  — коефіцієнт, що враховує надійність покривки ( $\eta_0 = 1,3 \div 1,5$ );

$\rho_{\text{в}}$  — щільність води.

Об'єм газу, який щорічно закачується і відбирається із сховища, повинен забезпечувати покриття сезонної нерівномірності споживання і має назву активного об'єму газу.

Для визначення активного об'єму газу необхідно мати графік надходження газу у газорозподільну мережу та графік споживання газу.

На рис. 13.1 подано приблизний графік споживання газу і роботи газосховища. Методика кількісного визначення сховища для компенсації нерівномірності споживання зводиться до наступного. Графік споживання газу за час  $T$  ділиться на  $n$  частин за часом, звичайно  $n = 12$  або  $n = 24$ , якщо розглядається добова нерівномірність, і  $n$  — кратне 7, якщо розглядається тижнева нерівномірність, і т.д.



**Рис. 13.1. Графік споживання газу і роботи газосховища:**  
 1 — графік споживання газу; 2 — графік подавання газу споживачам;  
 3 — графік наявності газу у сховищі

При відомих подачах газу  $M_0(\tau)$  і його споживання  $M_n(\tau)$  для кожного інтервалу за часом, рівних  $\Delta\tau, 2\Delta\tau, 3\Delta\tau, \dots, n\Delta\tau$ , обчислюють сумарну кількість газу

$$\begin{aligned}
 M_{01} &= \int_0^{\Delta\tau} M_0(\tau) \cdot d\tau; \\
 M_{n1} &= \int_0^{\Delta\tau} M_n(\tau) \cdot d\tau; \\
 M_{02} &= \int_0^{\Delta\tau} M_0(\tau) \cdot d\tau; \\
 M_{n2} &= \int_0^{\Delta\tau} M_n(\tau) \cdot d\tau \\
 &\dots\dots\dots \\
 M_{0n} &= \int_0^{n\Delta\tau} M_0(\tau) \cdot d\tau; \\
 M_{nn} &= \int_0^{n\Delta\tau} M_n(\tau) \cdot d\tau.
 \end{aligned}
 \tag{13.5}$$

Визначають різницю, що дорівнює кількості газу, який повинен знаходитися у сховищі для компенсації нерівномірності

$$\begin{aligned}
 \pm\Delta_1 &= M_{01} - M_{n1}; \\
 \pm\Delta_2 &= M_{02} - M_{n2}; \\
 &\dots\dots\dots \\
 \pm\Delta_n &= M_{0n} - M_{nn}.
 \end{aligned}
 \tag{13.6}$$

Абсолютна сума максимальних від'ємних і позитивних значень  $\Delta$  за час  $T$  дасть величину газу, що зберігається для компенсації даного графіка нерівномірності споживання газу, тобто

$$M_{зб} = |-\Delta_{\min}| + |+\Delta_{\max}|.
 \tag{13.7}$$

Якщо при рахуванні за часом з моменту  $\tau$  від'ємних значень не буде і об'єм сховища можна записати у вигляді  $M_{сх} = +\Delta_{\max}$ , то розрахована величина  $M_{сх}$  і є активним

об'ємом сховища, що використовується для компенсації нерівномірності споживання газу. Об'єм сховища для компенсації добової нерівномірності складає 15 - 20 % сумарної добової подачі газу.

### 13.2.1. Підземні сховища у виснажених нафтових і газових родовищах

Ці сховища мають найбільше розповсюдження в світовій практиці. Підземне сховище повинно бути розміщене достатньо близько до споживачів газу, достатньо герметичне для виключення суттєвих втрат газу, мати можливість створювати тиск, відповідні умови експлуатації системи транспорту і розподілення газу. Закачування газу відбувається при змінному тиску і витратах газу.

Основними параметрами газосховища у відпрацьованих пластах є: максимальний  $P_{\max}$  і мінімальний  $P_{\min}$  тиски у газовому об'ємі пласта, максимальна  $Q_{\max}$  і мінімальна  $Q_{\min}$  кількість (об'єми газу у сховищі), де  $Q_{\min}$  — буферний об'єм газосховища, той, що не вибирається:  $Q_{\max} - Q_{\min}$  — кількість газу, що відбирається (активний об'єм). Для подавання в газову мережу використовується тільки активний об'єм газу. Залежно від пористості і проникності пласта відношення активного об'єму до повного може бути від 0,4 до 0,7.

При спорудженні газосховища використовуються свердловини, що реставруються. Наземна газова мережа споруджується заново. Звичайно при використанні відпрацьованих родовищ створюється група газосховищ, які розташовуються на різних горизонтах, це дозволяє більш раціонально регулювати відбір газу за сезон.

Тиск газу у підземному газосховищі залежить від геології пласта, глибини його залягання і може досягати 15,0 - 20,0 МПа. Підвищення тиску газу у газосховищі збільшує його місткість, скорочує число свердловин, знижує потужність КС і покращує техніко-економічні показники системи газопостачання в цілому, але підвищення тиску понад допустимий може призвести до руйнування структури пласта, порушення герметичності газосховища і до його прориву на денну поверхню. Тому максимально допустимий тиск у газосховищі можна прийняти рівним 0,7 - 0,5 величини бокового гірничого тиску на глибині залягання пласта.

---

Основними спорудами підземного сховища газу є компресорний цех, який служить для закачування газу у пласт і подачі його споживачам при відбиранні; установки для очищення і осушення газу, системи боротьби з гідратуутвореннями, технологічні трубопроводи, система КВП і автоматики, газозбірний колектор.

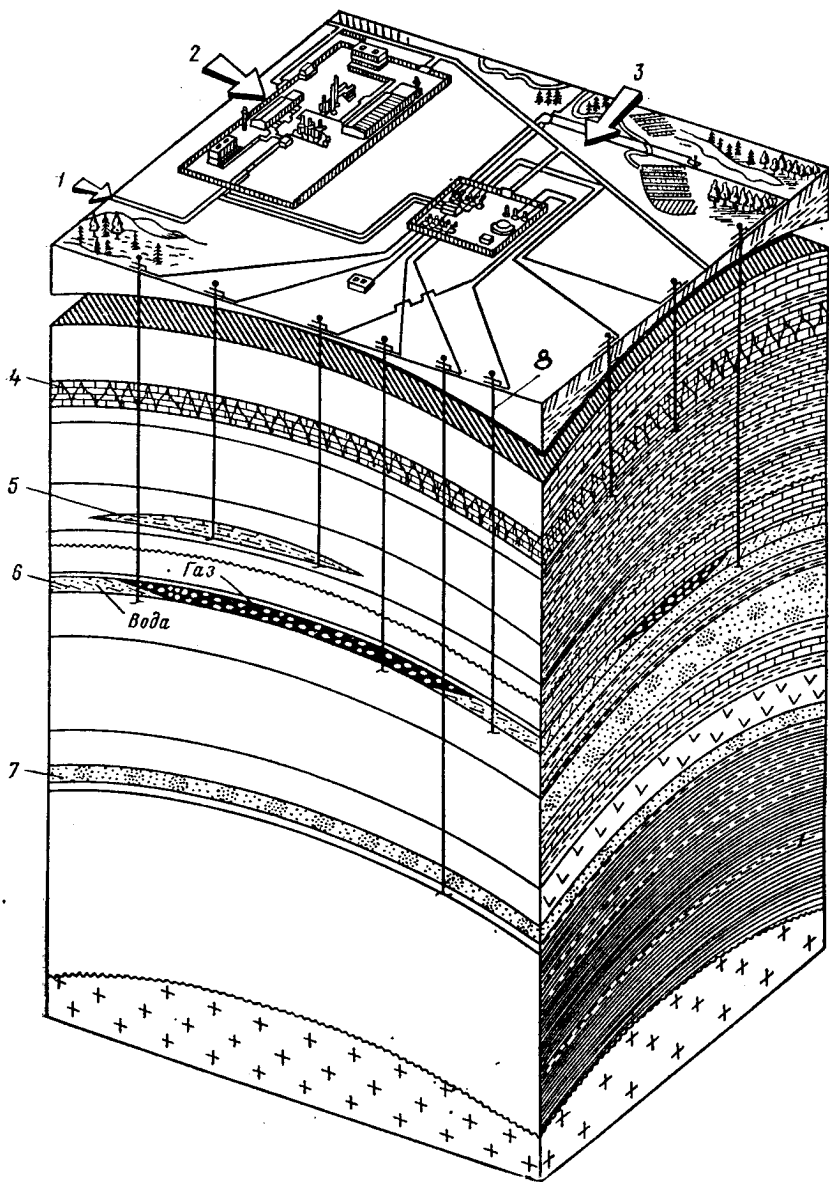
Підземні газосховища, що споруджуються у виснажених газових і нафтових родовищах, продовжують набувати широкого розповсюдження у багатьох країнах світу: ФРН, США, Росії, Франції та інших. В Україні збільшення об'ємів таких сховищ і підвищення їх ефективності є важливим народногосподарським завданням.

### **13.2.2. Газосховища у пористих водоносних пластах**

Підземні газосховища у водоносних пластах створюються при витисканні пластової рідини з пор породи і накопичення газу під непроникною покрівлею. Розміри непроникної покрівлі повинні бути достатніми, щоб виключити перетікання газу в інші пласти або вихід його на поверхню. Найбільш придатні для створення підземних газосхових пористі пласти, що мають антикліналі куполоподібної форми. При великій потужності водоносного пласта витискування води зі сховища відбувається за рахунок пружних властивостей системи вода-порода, при малій потужності пласта використовують примусове відкачування води через спеціальні розвантажувальні свердловини. В процесі заповнення сховища контролюють положення межі розділу газ-рідина, щоб виключити можливість виходу газу за межі пастки. Спорудження газосховища у водоносному пласті полягає в нагнітанні газу у вільну частину структури і відтиснення води в область стоку за рахунок пружності системи або в поєднанні з відбором частини води через розвантажувальні свердловини, що розташовані по контуру підняття (рис. 13.2).

При створенні сховища газу у водоносних пластах буріння свердловин проводять обладнанням і методами, аналогічними бурінню свердловин для видобутку нафти. За призначенням свердловин таких газосховищ розділяються на розвідувальні, експлуатаційні, спостережні, розвантажувальні і дренажні. Розміщення свердловин на площі сховища залежить від прийнятого режиму експлуатації, об'єму газу, що відбирається і закачується, розташування і характеристики пласта.





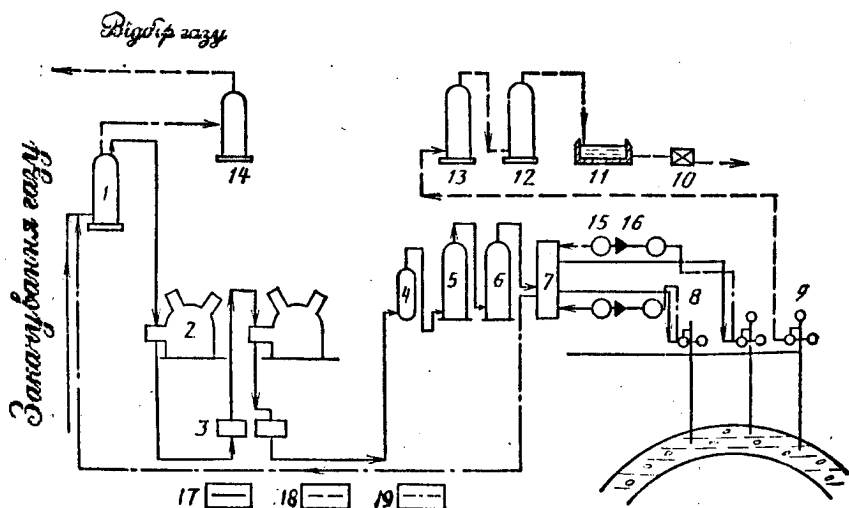
**Рис. 13.2. Підземне сховище природного газу:**

1 — газ із магістрального газопроводу; 2 — компресорна станція; 3 — газорозподільний пункт; 4 — карбонатний пласт; 5 — піщана лінза; 6, 7 — піщані пласти; 8 — розвантажувальні свердловини

Незважаючи на те, що спорудження сховища газу у водоносних пластах — складний науково-технічний процес, воно широко розповсюджено у світовій практиці.

Газ закачується у вільну частину куполоподібної структури і утворює там газову "бульбашку", а вода відтискається до країв структури.

Технологічна схема підземного сховища газу повинна дозволити проводити відбирання і закачування його у сховище (рис. 13.3). Перед закачуванням у сховище газ компримується (стискається) до необхідного тиску (12 - 15 МПа).



**Рис. 13.3. Технологічна схема закачування і відбирання газу з підземного сховища у водоносному пласті:**

- 1 — пилоуловлювач; 2 — газомоторний компресор; 3 — холодильник;  
 4 — циклонний сепаратор; 5 — вугільний адсорбер; 6 — керамічний фільтр;  
 7 — газорозподільний пункт; 8 — експлуатаційні свердловини;  
 9 — розвантажувальні свердловини; 10 — насос; 11 — басейн;  
 12 — трап низького тиску; 13 — трап високого тиску; 14 — контакт;  
 15 — газосепаратор; 16 — редукційний штуцер; 17 — закачування газу;  
 18 — відбирання газу; 19 — відкачування води

До складу підземного сховища входять компресорні цехи, блоки очищення газу і газорозподільні пункти (ГРП). Очищення газу здійснюється в газових сепараторах. При закачуванні газ з тиском 2 - 2,5 МПа подається по відводу з магістрального газопроводу, проходить очищення в системі піноочищення і направляється до компресорного цеху 2 на компримування до тиску 12 - 15 МПа. Оскільки при стисканні його температура різко зростає, то газ охолоджується у повітряних холодильниках 3, після чого він надходить на очищення від компресорного масла. Очищення проводиться за декількома ступенями: циклонні сепаратори 4, вугільні абсорбери 5 і керамічні фільтри 6. Після очищення від масла і охолодження газ по газозбірному колектору надходить на ГРП 8, де направляється по окремих шлейфах у свердловини ПСГ 3 з попереднім вимірюванням кількості газу, що закачується в кожен свердловину.

При відбиранні газ з експлуатаційних свердловин надходить на ГРП по індивідуальних шлейфах. Редукують тиск газу за допомогою штуцерів редукування 16.

Газ, що виходить із свердловини, виносить із собою пісок і вологу, які відокремлюються у сепараторах першого ступеня 17 та другого ступеня 15. Після сепараторів газ надходить на установку осушки 14, звідти направляється у магістральний газопровід. При закачуванні газу вода, що витискається, направляється у трапи високого 13 та низького тиску 12 і далі насосом 10 у басейн 11, звідти направляється для закачування через поглинальні свердловини до більш віддалених пластів.

### **13.3. Підземні сховища для нафти, нафтопродуктів і зріджених вуглеводневих газів**

#### **13.3.1. Типи підземних сховищ**

Враховуючи позитивні якості підземних сховищ у порівнянні зі сталевими і залізобетонними резервуарами: малу металомісткість, різке зниження втрат продуктів зберігання від випаровування, високу пожежо- і вибухобезпеку, відсутність необхідності проведення заходів з протикорозійного захисту місткостей і, нарешті, високу екологічність споруд даного типу, вони знайшли широке застосування для збе-

рігання як вуглеводневої сировини, так і продуктів її переробки (табл. 13.1).

Таблиця 13.1

**Використання підземних сховищ за типами продуктів, що зберігаються**

Тип сховища	Продукт, що зберігається
Шахтового типу	Нафта, нафтопродукти, зріджені гази
Споруджені у солях методом розчинення	Нафта, нафтопродукти, зріджені гази
Споруджені камуфлетними (глибинними) вибухами	Нафтопродукти, захоронення токсичних відходів хімічних і нафтохімічних комплексів
Ізотермічні	Зріджені гази

При будівництві підземних сховищ виходять із наступних основних положень:

збереження якості продуктів при їх довготривалому зберіганні з породами;

відсутності впливу продуктів, що зберігаються, на фізико-механічні та інші властивості порід;

можливості створення герметичності порожнини необхідного об'єму за допомогою засобів сучасної техніки при високих техніко-економічних показниках;

урівноваженість надлишкового тиску продуктів, що зберігаються, товщою порід при певній глибині залягання підземної порожнини (сховища).

Найчастіше для спорудження підземних сховищ використовують непроникні породи: кам'яну сіль, гіпс, ангідрит, глини, гнейси, багаторічномерзлі породи та ін. При застосуванні штучної герметизації стінок сховища в деяких випадках можливе використання і проникних гірських порід.

Залежно від властивостей гірських порід вибирають методи спорудження підземних резервуарів. Відкритими гірничими роботами споруджують траншейні резервуари у вічномерзлих ґрунтах, підземними гірничими методами — шахтові сховища в щільних і міцних гірських породах (гіпсі, ангідриді, кам'яній солі, доломіті, вапняках, гранітах, бага-

торічномерзлих ґрунтах та інш.) і гірничих виробках відпрацьованих рудників. В потужних покладах кам'яної та калійної солі створюють підземні порожнини геотехнологічним методом — розчиненням соляних масивів через свердловини. В пластичних породах (глинах) підземні ємності можна споруджувати методом глибинних (камуфлетних) вибухів. У водонасичених пісках методом заморожування споруджуються ізотермічні підземні сховища.

Можливість будівництва підземних сховищ того чи іншого типу визначається геологічною і гідрогеологічною характеристикою робочої потужності пласта або структури, географічними факторами, економічними показниками і експлуатаційними особливостями.

### **13.3.2. Підземні газонафтосховища шахтового типу**

Підземні сховища шахтового типу для нафти, нафтопродуктів і зріджених газів переважно споруджують в породах, складених потужними стійкими відкладами звичайно непроникних гірських порід, що піддаються герметизації, за допомогою порівняно нескладних інженерних пристроїв. Зокрема, герметичність підземних резервуарів можна забезпечити, якщо підперти їх підземними водами з рухомою водяною подушкою. Гірські породи вважаються придатними для спорудження газо- і нафтосховищ, якщо вони не фільтрують продукт, що зберігається, і не мають включень, що впливають на якість останнього, стійкі до гірничого тиску. Місце для підземних сховищ вуглеводнів можна вибирати за класифікацією порід (табл. 13.2), в основу якої покладено тиск прориву, проникність, екрануючу здатність порід.

Породи, що мають проникність  $10^{-1}$  мДі більше непридатні для будівництва сховищ.

Не рекомендується споруджувати підземні ємності шахтовим способом під потужними (товщиною понад 40 м) льодовиковими відкладами, що вміщують переважно водонесучі піски і гравій, під алювіальними породами, де є необхідним суцільне кріплення; в породах з кам'яним вугіллям, газом, нафтою, так як в них переважно пористі газопроникні структури.

Підземні сховища шахтового типу з успіхом експлуатуються в США, Росії, ФРН, Франції, Фінляндії, Швеції, Норвегії, Великобританії та інших країнах. Сумарний об'єм дію-

чих шахтових сховищ у спеціально побудованих виробках для зріджених вуглеводневих газів становить в США понад 2,0 млн.м<sup>3</sup>. Тут у 17 штатах - біля 60 шахтових сховищ. У Франції експлуатується 3 шахтових сховища ЗВГ об'ємом 200 тис.м<sup>3</sup>, — Бельгії 60 тис.м<sup>3</sup>, Італії — 50 тис.м<sup>3</sup>. Сумарний об'єм шахтових сховищ ЗВГ у Скандинавських країнах складає біля 10 млн.м<sup>3</sup>. Такі підземні сховища споруджуються і для зберігання нафти і нафтопродуктів. Так, у Швеції, Фінляндії, Норвегії загальний об'єм підземних сховищ шахтового типу для зберігання нафти становить біля 3,0 млн.м<sup>3</sup>.

Таблиця 13.2

Класифікація гірничих порід підземних сховищ шахтового типу

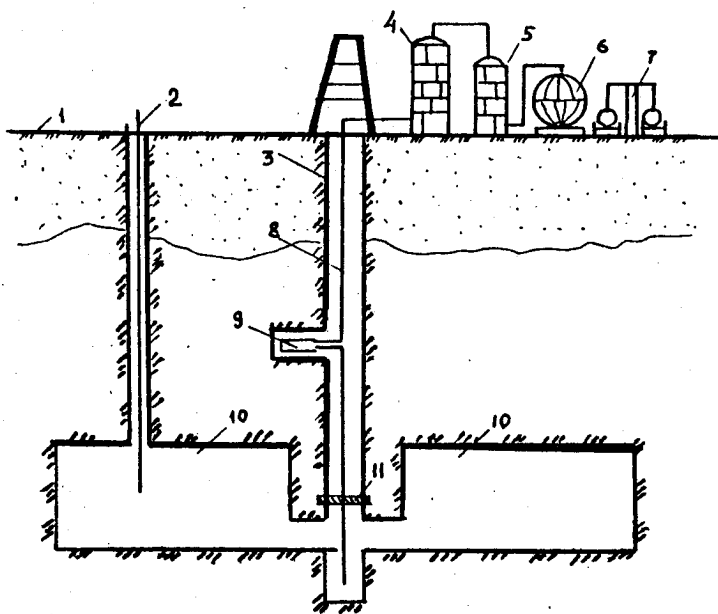
Клас породи	Тиск прориву, МПа	Проникність, мД	Екрануюча здатність	Продукт, що зберігається
I	7	10 <sup>-5</sup>	Висока	Бутан, пропан, етан, етилен
II	4 ... 7	10 <sup>-4</sup> ... 10 <sup>-5</sup>	Підвищена	Те саме
III	1,5 ... 4	10 <sup>-3</sup> ... 10 <sup>-4</sup>	Середня	Всі, окрім етилену
IV	0,5 ... 1,5	10 <sup>-2</sup> ... 10 <sup>-3</sup>	Зменшена	Бутан-пропанові суміші, нафтопродукти
V	0,2 ... 0,5	10 <sup>-1</sup> ... 10 <sup>-2</sup>	Низька	Вуглеводні бутанового ряду і нафтопродукти
VI	0,1	10 <sup>-1</sup>	Нульова	Непридатні для зберігання вуглеводнів

Одне з найбільших підземних сховищ шахтового типу для нафти побудовано у Фінляндії при переробному заводі у м. Порво. Воно складається з десяти виробок-місткостей, розподілених на три групи і експлуатуються з підпором підземних вод. Об'єм сховищ складає від 70 до 130 тис.м<sup>3</sup>.

Як підземні резервуари для нафти і нафтопродуктів і зріджених газів все частіше використовуються підземні порожнини відпрацьованих рудників. Так, в США з 1960 року функціонує підземне сховище у відпрацьованій вугільній шахті,

об'єм порожнин якої складає  $4,25 \text{ млн. м}^3$ . У ФРН для цих цілей використовуються відпрацьовані виробки соляних і калійних рудників із загальним об'ємом біля  $5,0 \text{ млн. м}^3$  на глибині 550–600 м. У Франції у відпрацьованій залізорудній шахті діє підземне сховище нафтопродуктів об'ємом  $5,0 \text{ млн. м}^3$ . Воно являє собою систему вертикальних і горизонтальних виробок шириною 5–6 і висотою 10,0 м.

Підземне сховище шахтового типу являє собою систему вертикальних і горизонтальних виробок з технологічним наземним комплексом (рис. 13.4).



**Рис. 13.4.** Принципова схема підземного сховища шахтового типу:

- 1 — поверхня; 2 — трубопровід для закачування продукту;
- 3 — стовбур; 4 — колона для фрикціонування; 5 — дегідратор;
- 6 — проміжний резервуар; 7 — наливна естакада; 8 — трубопровід для відкачування продукту; 9 — насосна; 10 — підземний резервуар;
- 11 — герметична перемичка

**Основні технологічні параметри.** Вибір основних параметрів підземних сховищ: глибина розміщення, потужність робочої товщини порід, допустимий тиск в кожному окремому випадку, зумовлений конкретними умовами будівництва.

Глибина закладання підземного шахтового сховища насамперед зумовлена наявністю досить потужного шару газопроникної гірської породи. Втрати на будівництво і експлуатацію шахтового сховища нафтопродуктів прямо пропорційні глибині його закладання.

Мінімальна глибина розташування підземних камер обмежена розрахунковою пружністю нафтопродукту, що зберігається. Це обмеження переважно стосується зріджених вуглеводневих газів (пропан, бутан, пропилен та їх суміші). Там, де газопроникність гірських порід покрівлі точно не визначена, сховища треба розташовувати нижче від рівня ґрунтових вод.

Глибину  $H$  покрівлі камер шахтових сховищ зрідженого газу визначають залежно від середньої щільності покрівельних порід і максимального тиску газу у сховищі

$$H > k \frac{P_{\text{вн}}}{\gamma_{\text{сер}}}, \quad (13.8)$$

де  $k$  — коефіцієнт запасу міцності покрівельних порід (звичайно 1,2 ... 1,5);

$P_{\text{вн}}$  — максимально можливий тиск зрідженого газу всередині камер, МПа;

$\gamma_{\text{сер}}$  — середня щільність покрівельних порід, кг/м<sup>3</sup>.

$$\gamma_{\text{сер}} = \frac{\sum(H\gamma)}{\sum H} = \frac{h_1 \cdot \gamma_1 + h_2 \cdot \gamma_2 + \dots + h_n \cdot \gamma_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n}, \quad (13.9)$$

де  $h_1, h_2, \dots, h_n$  — потужність окремих шарів, з яких складається покрівельна товща порід, м;

$\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_n$  — щільність цих шарів, кг/м<sup>3</sup>.

Мінімальна глибина закладання підземних резервуарів шахтового типу залежить також від виду вуглеводневих газів і повинна становити для пропану не менше 90 м, для бутану — не менше 50 м. У газонепроникних породах доцільними є глибини закладання резервуарів для зберігання нафтопродуктів 20 - 40, зріджених газів — 30 - 100 м.



Практично глибину закладання резервуарів визначають, виходячи з гірничогеологічних умов і властивостей порід.

Потужність робочої товщі порід повинна бути достатньою для розташування в ній виробок-місткостей потрібного об'єму, щоб у підшві і покрівлі був ще деякий запас непроникних порід. Мінімальна потужність робочої товщі порід показана на рис. 13.5.

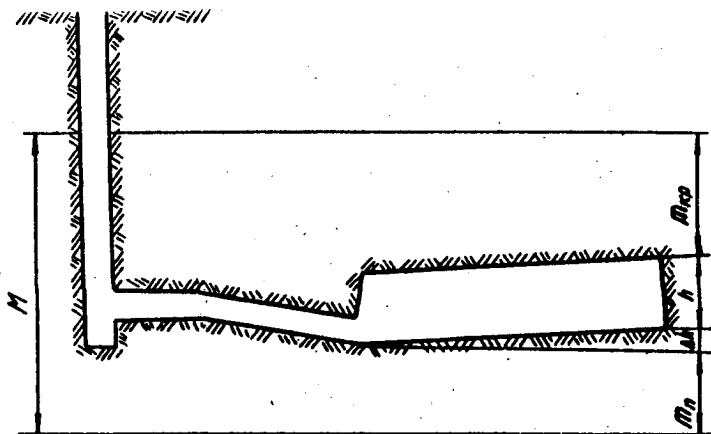


Рис. 13.5. Схема для розрахунку мінімальної робочої потужності ( $M$ ) вміщуючих порід

$$H_{\min} \geq m_{\text{пр}} + \Delta h + h + m_n, \quad (13.10)$$

де  $m_{\text{пр}}$  — мінімальна потужність порід робочої товщі у покрівлі виробки, м;

$\Delta h = L \cdot i$  — відповідно довжина і нахил виробки;

$h$  — висота виробки;

$m_n$  — мінімальна потужність порід підшви ( $m_m$  і  $m_{\text{пр}}$  згідно з умовою міцності повинна бути не меншою 5 м кожна).

Можливі значення тиску в підземних резервуарах визначають через тиск прориву, який має зв'язок із проникністю гірських порід

$$P_{\text{роб}} < P_{\text{пр}} = 0,98 \left( \frac{1}{k} \right)^{0,7}, \quad (13.11)$$

де  $k$  — проникність породи, мД (табл. 13.3).

Таблиця 13.3

**Значення проникності і тиску прориву гірських порід**

Порода	Проникність $k$ , мД	Тиск прориву $P_{пр}$ , МПа
Гіпс	$1,1 \cdot 10^2$	$0,6 \div 0,7$
"	$3,9 \cdot 10^{-3}$	$0,5 \div 1,0$
Доломіт	$7,94 \cdot 10^{-3}$	$0,6 \div 0,7$
"	$1,37 \cdot 10^{-4}$	$4,0 \div 4,5$
Пісковик	$9,1 \cdot 10^{-4}$	7,0
Алевроліт	$2,1 \cdot 10^{-4}$	$2,5 \div 3,0$
Ангідрит	$1,71 \cdot 10^{-5}$	$6,5 \div 7,0$

**Технологія спорудження підземних сховищ шахтового типу.** Усі виробки сховища підрозділяються на розкриваючі, допоміжні і самі виробки-місткості. Розкриваючими виробками можуть бути вертикальні і похилі стовбури, а також штольні. До виробок допоміжного значення відносяться колекторні виробки, експлуатаційні свердловини і камери підземних насосних станцій.

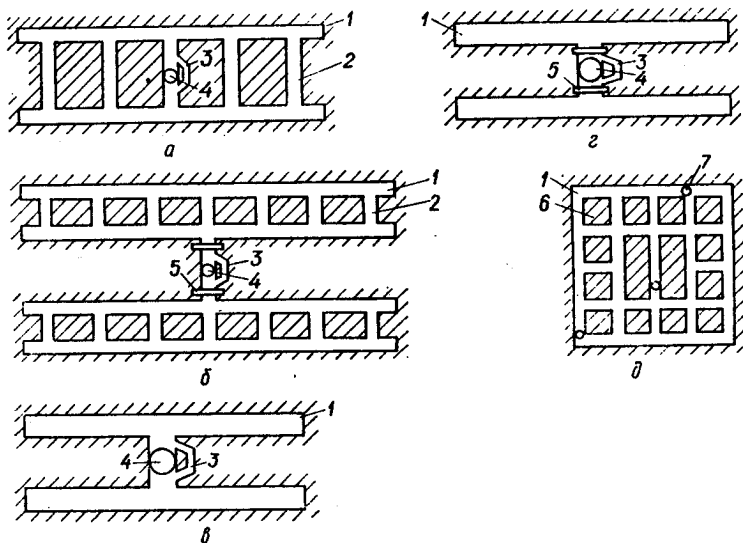
Розкриваючі виробки закріплюються суцільним кріпленням; виготовляються з монолітного бетону, залізобетону, металу.

Колостовбурні (колекторні) виробки споруджуються у комплексних сховищах і з'єднують виробки-місткості з розкриваючою виробкою. Колекторні виробки споруджують з нахилом  $0,003 - 0,005$  у напрямі до стовбура для забезпечення стікання підземних вод, що просочились.

Експлуатаційні (бурові) свердловини призначені для проведення зливо-наливних операцій, прокладання дихаючих і зливо-наливних трубопроводів, розміщення заглибних насосів і виміру рівня нафтопродуктів.

Виробки-місткості є головними спорудами підземних сховищ. Залежно від об'єму сховища, кількості продуктів, що одночасно зберігаються, гірничогеологічних і гірничотех-

нічних факторів підземні газонафтоховища споруджують камерного типу з замкнутою системою виробок-місткостей, камерного типу з відокремленими виробками-місткостями, чарункового типу (рис. 13.6). Сховища камерного типу з замкнутою системою виробок-ємностей (рис. 13.6, а, б) або з відокремленими виробками-місткостями (рис. 13.6, в, г) призначені як для одного, так і для декількох видів продукту при загальному об'ємі резервуарів понад 50 тис.м<sup>3</sup>. Сховища чарункового типу (рис. 13, г, д) споруджують будь-якого об'єму. В них може знаходитись тільки один вид продукту.



**Рис. 13.6. Схеми шахтових газонафтоховищ:**

*а* — камерного типу з замкнутою системою виробок-місткостей для одного продукту; *б* — те ж для двох продуктів; *в* — з відокремленими виробниками-місткостями для одного продукту; *г* — те ж для двох продуктів; *д* — чарункового типу;

- 1 — виробка-місткість; 2 — збойка між виробками-місткостями;  
 3 — обхідна виробка; 4 — стовбур; 5 — герметична перемичка;  
 6 — породний цілик; 7 — вентиляційні свердловини

Спорудження вертикальних виробок (стовбурів) здійснюється двома методами: буровибуховим і бурінням. Буровибуховий метод застосовують у вертикальних виробках квадратного і круглого перерізів діаметром до 4,0 м. Зруйновану породу із вибою стовбура подають у цебрах місткістю до 1 м<sup>3</sup>. Потім встановлюють підймальну кліть, і породу із горизонтальних виробок видають на поверхню у скипах або в шахтових вагонетках.

Для здійснення буровибухових робіт у вибої стовбура круглого перерізу бурять ручними електросвердлами або перфораторами шпури і розміщують шпурові заряди на концентричних колах. Центральні шпури, які називаються врубними, бурять по 15-20 см глибше останніх.

Найбільш прогресивним методом проходження вертикальних стовбурів є спосіб буріння. Він дозволяє комплексно механізувати ці операції, здійснювати проходження у складних гідрогеологічних умовах (при коефіцієнті міцності порід до 14), виключає перебування людей у вибої стовбура при його спорудженні.

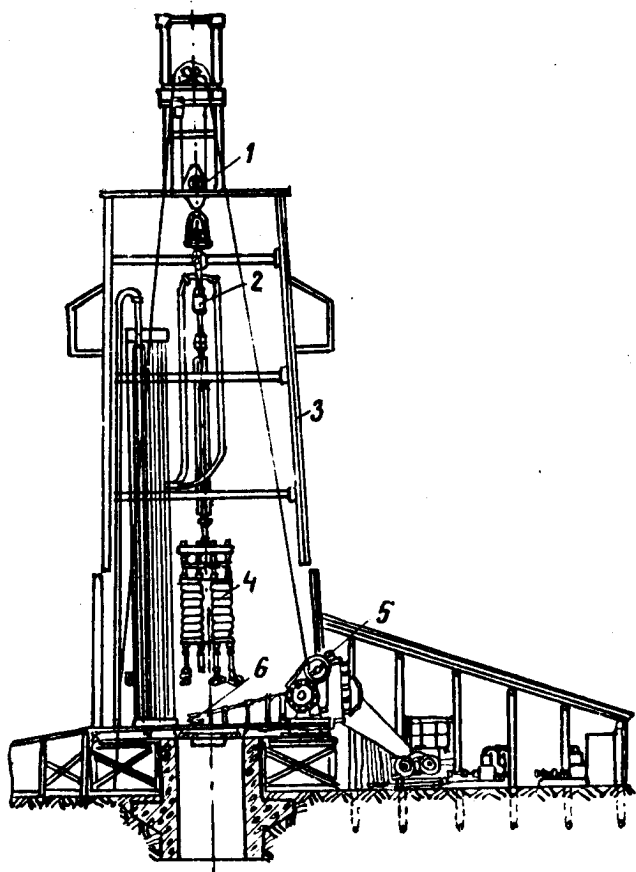
Найбільш ефективний метод утворення стовбурів — реактивно-турбінне буріння за допомогою бурових агрегатів РТБ. В практиці шахтового будівництва існують агрегати з діаметром від 590 до 5000 мм. Найбільш широко використовують для спорудження стовбурів підземних сховищ бурову установку РТБ-2080 (рис. 13.7). При бурінні свердловини одночасно працюють три турбобури, з яких один (головний) розбурює центральну частину першого вибою діаметром 1,02 м, а два інших — периферійну. Проектна швидкість буріння стовбурів глибиною до 300 м для описаного типу агрегату 0,50 - 0,6 м/год.

Горизонтальні виробки підземних сховищ (колекторні і виробки-місткості) проходять буровибуховими роботами. Причому колекторні виробки мають невеликий переріз (3 ÷ 4) м<sup>2</sup> і проходяться суцільним вибоєм за допомогою шпурових набоїв.

Проходження виробок починається з проектування і розрахунку буровибухового комплексу. Вибирають діаметр шпура, глибину шпура, тип бурової машини і обчислюють розрахункові параметри буровибухових робіт у такій послідовності.

1. Залежно від діаметра стандартного патрона промислових ВР(вибухових речовин), набоїв яких мають діаметр 28

÷ 36 мм, вибирають діаметр шпура. Будуючи підземні схо-  
вища, звичайно застосовують шпури діаметром 36 ÷ 46 мм.



**Рис. 13.7. Схема бурової установки РБТ-2080:**  
1 — талева система; 2 — вертлюг; 3 — вишка; 4 — реактивний  
турбінний блок РТБ-6М (складається з чотирьох турбобурів);  
5 — бурова лебідка; 6 — ротор

2. Вибирають глибину шпура, яка може вважатися оптимальною  $2,5 \div 3,5$  м. Щоб вибрати глибину шпурів залежно від площі поперечного перерізу виробки  $S$  і міцності порід  $f$ , можна користуватися практичними даними, наведеними в табл. 13.4.

Значення глибини шпурів

Таблиця 13.4

Площа перерізу виробки, м <sup>2</sup>	$f \leq 12$	$f > 12$
1,5 ÷ 3	2 ÷ 3	2,5 ÷ 3,5
4 ÷ 6	1,5 ÷ 2	2,2 ÷ 2,5
7 ÷ 25	1,2 ÷ 1,8	1,5 ÷ 2,2

3. Вибирають тип бурової машини залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід. Шпури і свердловини бурять машинами обертальної, ударно-обертальної і ударно-поворотної дії. Обертальне буріння економічно доцільно застосовувати, споруджуючи виробки в породах з  $f > 4 \div 6$ . Для буріння шпурів у породах з  $f = 3 \div 4$  рекомендується застосовувати ручні електросвердла (дод. 5), а при  $f = 5 \div 6$  — колонкові (дод. 6).

Для буріння шпурів у міцних породах з  $f = 8 \div 14$  в практиці застосовують установки обертально-ударної дії (дод. 7).

4. Вибирають тип ВР залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід і гірничо-технічних умов будівництва підземних сховищ. Переважно використовують ВР-амоніти.

5. Визначають питому витрату ВР, тобто кількість ВР, потрібну для зруйнування одиниці об'єму гірської породи. Ця витрата ВР залежить від фізико-механічних властивостей гірських порід, перерізу виробки, глибини і діаметра шпура, типу ВР.

Для практичних обчислень питому витрату ВР залежно від коефіцієнта міцності  $f$  порід для площі перерізу виробки  $S = 5 \div 6,5$  м<sup>2</sup> вибираємо за табл. 13.5.

Питома витрата ВР ( $q$ ) в залежності від коефіцієнта міцності ( $f$ ) порід

Коефіцієнт міцності $f$	Менше ніж 4	4 ÷ 6	7 ÷ 8	9 ÷ 10	10 ÷ 12	13 ÷ 14	15 ÷ 18
Питома витрата $q$ , кг/м <sup>3</sup>	0,9	1,2	2,0	2,4	2,6	3,0	3,5

Для виробок інших перерізів значення питомої витрати ВР приймається з урахуванням поправочного коефіцієнта:

Площа перерізу виробки, м <sup>2</sup>	2,5 ÷ 5	5 ÷ 6,5	6,5 ÷ 10	10 ÷ 15
Поправочний коефіцієнт	1,3	1,0	0,85	0,8

6. Визначають масу вибухової речовини (ВР), кг, виходячи з перерізу виробки, глибини шпурів і питомої витрати ВР

$$Q = q \cdot S \cdot l_{\text{ш}} = q \cdot V, \quad (13.12)$$

де  $q$  — питома витрата ВР, кг/м<sup>3</sup>;

$S$  — переріз виробки, м<sup>2</sup>;

$l_{\text{ш}}$  — глибина шпура, м;

$V$  — об'єм зруйнованої породи за цикл, м<sup>3</sup>.

7. Визначають кількість шпурів за цикл. Вона повинна бути достатньою для ефективності руйнування пробуреного об'єму породи, розташування розрахункового заряду ВР і правильного виконтурення виробки.

Найпростіше кількість шпурів  $N$  можна визначити за місткістю одного шпура і масою ВР за цикл

$$N = \frac{Q}{Q_1}, \quad (13.13)$$

де  $Q, Q_1$  — маса ВР відповідно за цикл і в одному шпурі, кг.

Маса ВР в одному шпурі, кг,

$$Q_1 = \frac{\pi \cdot d^2}{4} l_{\text{ш}} \cdot n \cdot \rho_{\text{ВВ}}, \quad (13.14)$$

де  $\frac{\pi d^2}{4}$  — переріз набою ВР, м<sup>2</sup>;

$n$  — коефіцієнт заповнення шпура,  $n = 0,75$ ;

$\rho_{\text{ВВ}}$  — густина ВР, кг/м<sup>3</sup>.

8. Установлюють схему розташування шпурів, виходячи з міцності порід. Всі шпури, призначені для вибухових робіт, поділено на три групи: врубові, вибійні, виконтурювальні (рис. 13.8).

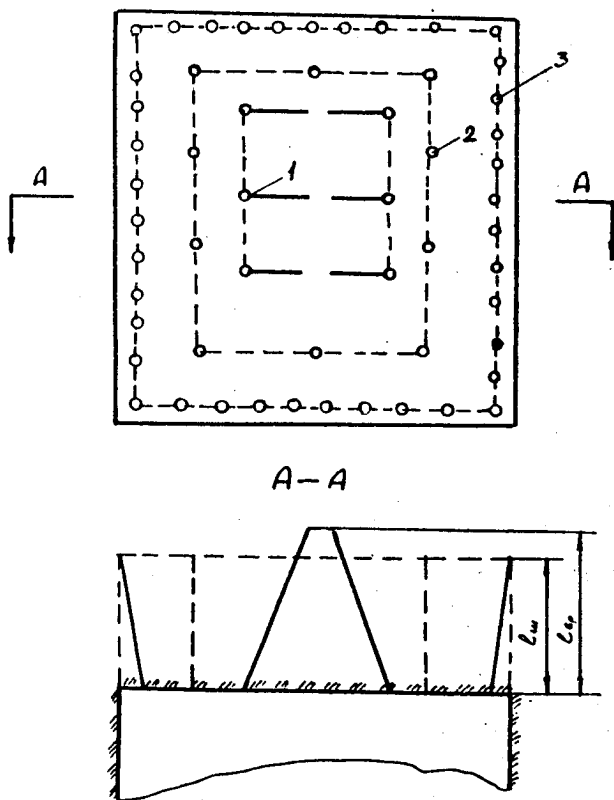


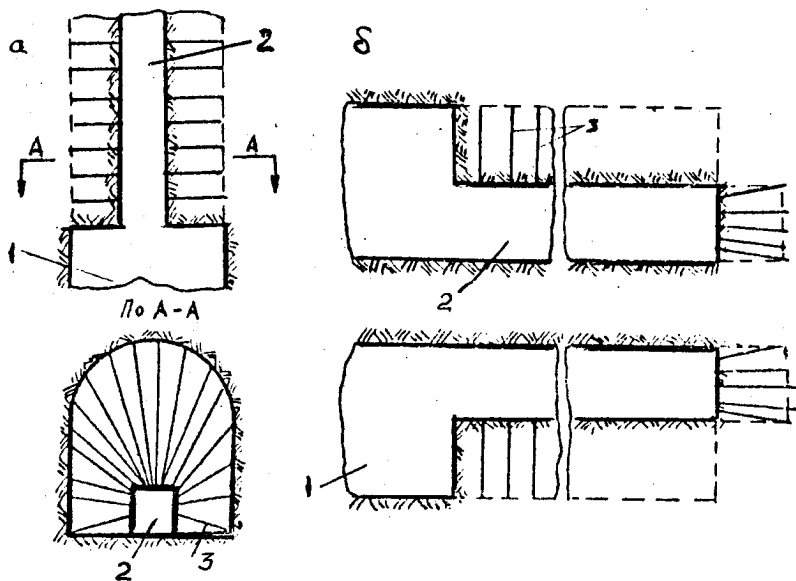
Рис. 13.8. Схема розміщення шпурів у вибої виробки:  
1 — врубових; 2 — вибійних; 3 — виконтурювальних

Наслідки вибухів в процесі проведення робіт залежать від форми і розмірів врубової порожнини. Використовують різні вруби. Врубові шпури звичайно бурять на 0,2 ... 0,3 м глиб-



ше, ніж відбійні, й набивають відповідно більшою кількістю ВР (дод. 9).

Виробки-місткості споруджуються великого перерізу, і тому вони проходяться з випереджуючою виробкою або уступним вибоєм (рис. 13.9) за допомогою шпурових і свердловинних набойів.



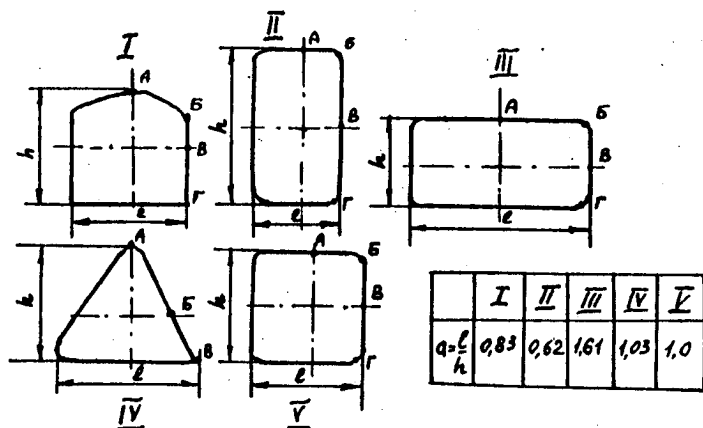
**Рис. 13.9. Схема проходження виробок-місткостей:**  
*а* — з випереджуючою виробкою; *б* — з уступним вибоєм;

*1* — виробка-місткість повного перерізу; *2* — випереджуюча виробка;  
*3* — свердловинні набойі

Після руйнування гірської породи енергією вибуху її за допомогою навантажувальних машин і механізмів навантажуються в шахтові вагонетки, транспортують до стовбура і далі на поверхню.

Горизонтальні і похилі виробки в породах міцністю до VII категорії проходять, як правило, прохідними комбайнами, що значно збільшує темпи гірничих робіт і зменшує трудомісткість операцій.

**Визначення форм і розмірів незакріплених виробок-місткостей підземних сховищ шахтового типу.** Будуючи підземні сховища шахтового типу, важливо визначити сталі форми і розміри незакріплених виробок-місткостей. Для цього застосовують розрахункові методи, що ґрунтуються на визначенні розподілу напружень у породах навколо незакріплених виробок на період будівництва і на період експлуатації сховищ. При цьому контурні нормальні напруження  $\sigma$  виражаються безрозмірними коефіцієнтами напружень  $K$  для характерних точок контура виробок, що мають різні форми (рис. 13.10).



**Рис. 13.10. Форми поперечних перерізів виробок-місткостей і таблиця визначення коефіцієнта форми ( $a$ ):**

$h$  — висота виробки;  $l$  — ширина виробки;  $a$  — коефіцієнт форми перерізу  $a = l/h$ ; A-D — характерні точки контуру виробки-місткості

Коефіцієнти концентрації напружень являють собою відношення напружень в породах, що утворилися під діями навантажень  $P_B, P_\Gamma$  і  $P_{BH}$  (рис. 13.10) до цих навантажень

$$R_{B,\Gamma,BH} = \frac{\sigma}{P}, \quad (13.15)$$

де  $P$  — навантаження на виробку;

$P_B$  — вертикальний тиск від ваги порід;  
 $P_T$  — горизонтальна дія від гірського масиву;  
 $P_{BH}$  — внутрішній тиск продукту, що зберігається в резервуарі.

На період будівництва

$$p = \gamma \cdot H = P_B = P_T, \quad (13.16)$$

де  $\gamma$  — щільність порід, що залягають над виробками;

$H$  — глибина розташування резервуара;  $P = P_{BH}$ , якщо є внутрішній тиск у резервуарі в період експлуатації.

Методика обчислень оптимальних параметрів виробок-місткостей і оцінка їх міцності:

1. Визначають вертикальну і горизонтальну ( $P_B, P_T$ ) складові природного напруженого стану масиву на рівні центра майбутньої виробки-місткості за формулою (13.16) на підставі даних про фізико-механічні властивості порід  $\sigma_{cm}, \sigma_p, \gamma$ , глибину  $H$  залягання підземного сховища і потужності  $M$  робочої товщі (рис. 13.11).

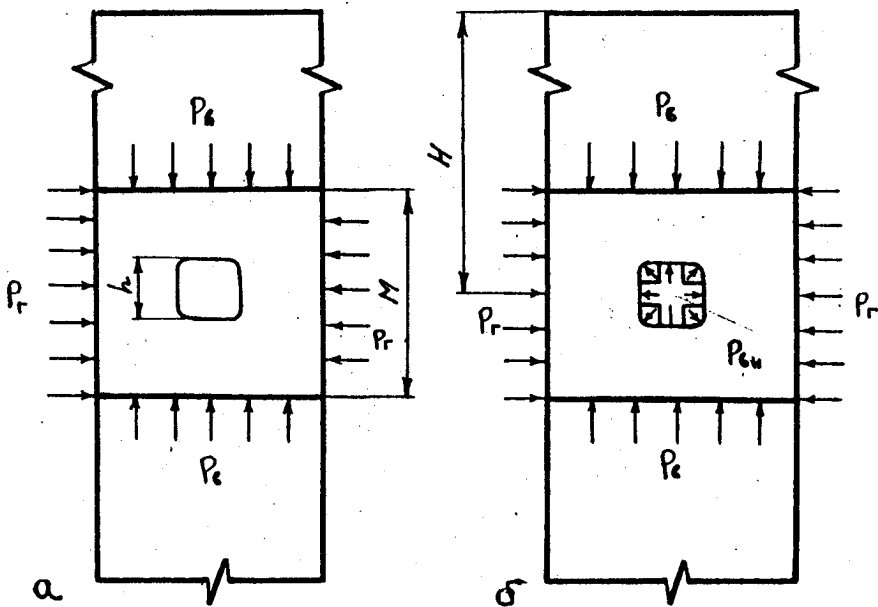


Рис. 13.11. Розрахункові схеми визначення напруженого стану порід навколо виробок-місткостей:

а — при будівництві; б — при експлуатації

2. Вибирають форму поперечного перерізу виробки-місткості, враховуючи коефіцієнти форми і співвідношення висоти виробки до робочої потужності порід: визначають висоту виробки

$$h = \lambda \cdot M; \quad (13.17)$$

ширину виробки

$$l = h \cdot a, \quad (13.18)$$

де  $\lambda = 2:1, 3:1, 4:1$  — коефіцієнт, що характеризує відношення потужності порід до висоти виробки ( $\lambda = h/M$ ).

Значення  $\lambda$  для різних форм виробок-місткостей, що мають однакові площі поперечних перерізів, наведено в табл. 13.6,  $a$  — коефіцієнт, який вибираємо залежно від форми поперечного перерізу (рис. 13.10).

Таблиця 13.6

Значення  $\lambda$  для різних форм виробок-місткостей

$\lambda$	Форма виробки				
	квадратна	прямокутна (втягнута по горизонталі)	прямокутна з циркульним склепінням	склепінчаста	прямокутна (втягнута на вертикалі)
$\lambda_1$	0,24	0,12	0,266	0,28	0,306
$\lambda_2$	0,321	0,24	0,357	0,375	0,41
$\lambda_3$	0,486	0,376	0,54	0,567	0,621

3. Перевіряють вибраний переріз  $h \times l$  виробки-місткості за умовами міцності як для періоду будівництва, так і для періоду експлуатації підземного сховища. Для цього визначають коефіцієнти напружень в характерних точках поперечного перерізу. Коефіцієнт напружень беруть:  $K_6$  — для періоду будівництва;  $K_e$  — для періоду експлуатації — (дод. 2, 3, 4). Знаки напружень, наведених у цих таблицях, відповідають визначенням в теорії пружності: "+" — розтяг; "-" — стиск.

За допомогою коефіцієнтів напружень для характерних поперечних перерізів  $A, B, B, \Gamma, D$  визначають значення напружень на такі періоди:

будівництва

$$\sigma_b = K_b \cdot P_b; \quad (13.19)$$

експлуатації

$$\sigma_e = K_e \cdot P_{вн}. \quad (13.20)$$

4. За визначеними напруженнями  $\sigma_A, \sigma_B, \sigma_B$  на період будівництва, експлуатації і за межею міцності  $\sigma_{ст}$  гірської породи на стиск визначають фактичні коефіцієнти запасу міцності для відповідних періодів у точках  $A, B, B, \dots$

$$K_3 = \frac{\sigma_{ст}}{\sigma_{A,B,B}}, \quad (13.21)$$

Ці коефіцієнти повинні бути більші від заданого запасу міцності  $K_3 = 3$ .

Якщо вибраний переріз не забезпечує заданий запас міцності, треба взяти інший тип перерізу з меншим коефіцієнтом концентрації напружень.

**Герметизація підземних сховищ.** Для ізоляції виробок-місткостей і герметичного зберігання нафтопродуктів і зріджених газів у стовбурах і колекторних виробках споруджують герметичні перемички. Перемички повинні задовольняти наступним вимогам:

витримувати розрахункове навантаження (тиск, створений продуктом, що зберігається, до 1,5 МПа);

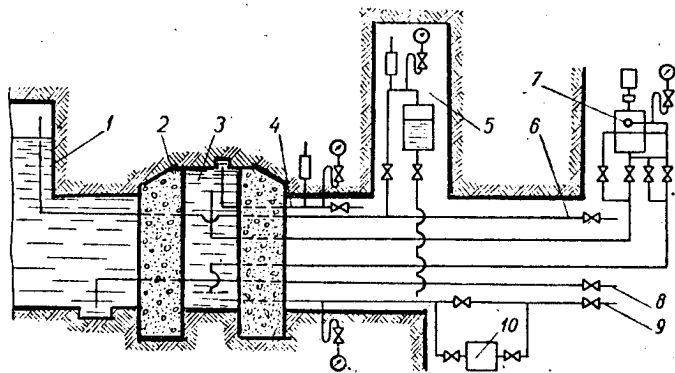
витримувати ударне навантаження (тиск, що виникає при вибуху парів нафтопродукту) від можливої розгерметизації технологічних комунікацій;

забезпечити герметичність конструкції перемички і контакт з непроникною товщею вміщуючих гірських порід, в яких розміщуються виробки-місткості;

забезпечити герметичне пропускання через перемичку необхідних технологічних трубопроводів. Перемички виконуються із матеріалів, які не підлягають дії продуктів, що зберігаються, і не впливають на їх товарні якості. В основному застосовують металеві і бетонні перемички, останні споруджуються з високоякісних практично непроникних бетонів марок М400-М500.

У сховищах нафтопродуктів споруджують одинарні перемички низького тиску, у сховищах зріджених газів — подвійні, між якими закачується під тиском ізолююча рідина, що включає 10%-ний водний розчин бентонітового порош-

ку I класу і хімічні реагенти-стабілізатори (5%-ний розчин карбоксиметилцелюлози; 10%-ний розчин гексаметафосфату; 3%-ний розчин  $NaOH$ ; рідке скло з щільністю  $1,02 \text{ г/см}^3$ ). Ізолююча рідина являє собою гідрозатвор і знаходиться під тиском, що перевищує на  $0,05\text{--}0,1 \text{ МПа}$  тиск зріджених газів у сховищі (рис. 13.12). Тиск між бетонними стінками в ізолюючій рідині підтримується спеціальною системою.

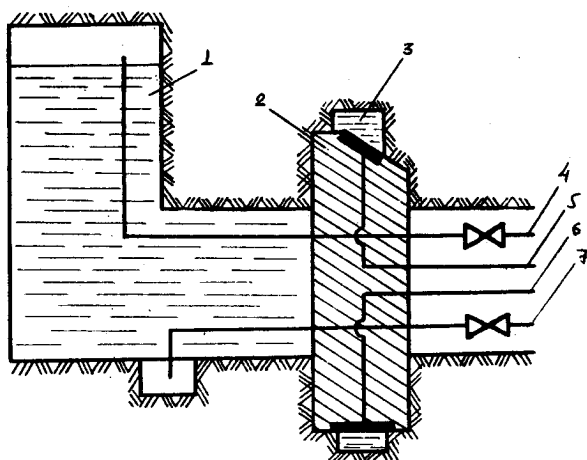


**Рис. 13.12. Конструктивна схема подвійного герметизуючого пристрою, заснованого на принципі гідрозатвора:**

- 1 — виробка-місткість; 2 — напірні стінки герметичної перемички; 3 — порожнина гідрозатвора з ізолюючою рідиною; 4 — трубопровід для випуску повітря із гідрозатвора; 5 — система підтримання надлишкового тиску у гідрозатворі; 6 — дихаючий трубопровід; 7 — грязьовий насос з системою перемішування рідини; 8 — зливо-наливний трубопровід; 9 — трубопровід для заливання ізолюючої рідини; 10 — насос для подавання ізолюючої рідини

У сховищах нафтопродуктів споруджують одинарну перемичку з контурним гідрозатвором (рис. 13.13).

Враховуючи те, що внаслідок проведення буровибухових робіт у стінці виробок має місце тріщинуватість (глибина тріщин у масиві до  $30\text{--}60 \text{ см}$ ), при проектуванні герметичних перемичок їх параметри вибираються із умов перекриття зон тріщинуватості (підвищеної проникності) порід. Для цього напірні стінки перемичок розташовують у врубах, глибина яких при будівництві кожного конкретного сховища визначається за фактичним станом вміщуючих порід.



**Рис. 13.13. Конструктивна схема одинарної герметизуючої перемички з контурним гідрозатвором:**

1 — виробка-місткість; 2 — напірна стінка; 3 — порожнина контурного гідрозатвора; 4 — трубопровід для відводу пароповітряної суміші; 5, 6 — система трубопроводів для заливання і перемішування ізолюючої рідини; 7 — зливо-наливний продуктопровід

У сховищах, призначених для зберігання одного виду продукту, як правило, перемички споруджують горизонтально у нижній частині стовбура і з металевих сферичних деталей (рис. 13.14).

Міцність напірних бетонних стінок вертикальних герметичних перемичок обчислюють, враховуючи стиск і сколювання порід у врубах, можливість зрізання тіла перемичок за периметром виробок, які ізолюємо, і недопущення утворення тріщин в бетоні під дією напруженого стану, що виникає в тілі перемички.

Враховуючи умови роботи перемички на зрізання, її товщина може бути визначена за формулою

$$\sigma = \frac{n \cdot P \cdot a \cdot b}{2(a + b)R_{зр} \cdot m_y}, \quad (13.22)$$

де  $n = 1,2 \dots 1,3$  — коефіцієнт запасу міцності перемички;

$P$  — навантаження на перемичку, МПа;

$a, b$  — розміри виробки, в яку вмуровують перемичку ( $a$  — ширина,  $b$  — висота) см;

$R_{зр}$  — розрахунковий опір бетону перемички на зрізання, МПа:

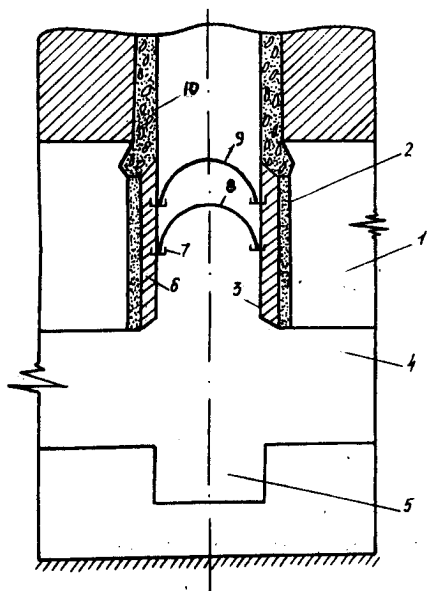
$$R_{зр} = 0,75 \sqrt{R_{мм} \cdot R_p}, \quad (13.23)$$

де  $R_{мм}$  — межа міцності бетону на стискання, МПа;

$R_p$  — межа міцності бетону на розтягування, МПа, для практичних обчислень

$$R_p = (0,064 - 0,065) \cdot R_{мм}, \quad (13.24)$$

$m_y = 0,5$  — коефіцієнт умов роботи.



**Рис. 13.14.** Конструктивна схема горизонтальної подвійної металевої перемички, розташованої у нижній частині стовбура:

1 — робоча товща порід; 2 — продуктонепроникний розчин; 3 — залізобетонна сорочка; 4 — виробка-місткість; 5 — зумпф; 6 — металева зварна обечайка; 7 — кільцеві металеві коміри; 8, 9 — металеві перемички; 10 — опорний вінець кріплення стовбура

Напірні стінки перемичок розташовують у врубах, глибину яких при будівництві кожного конкретного сховища визначають за фактичним станом порід, величиною зони підвищеної проникності, яка міститься навколо підземної виробки, і з умови зрізання породи.

**Випробування підземних сховищ.** Для перевірки на герметичність підземні сховища шахтового типу опресовують. Сховища для зберігання пропану опресовують стиснутим повітрям під тиском 1,2 - 1,4 МПа на протязі 24 г. При позитивних результатах стовбур і свердловини оснащують пристроями і обладнанням для зливо-наливних операцій.

Сховища великої місткості опресовують двічі: перший раз, коли місткість виробок складає 500 - 1000 м<sup>3</sup> (у цьому випадку випробовують проникність гірських порід на про-



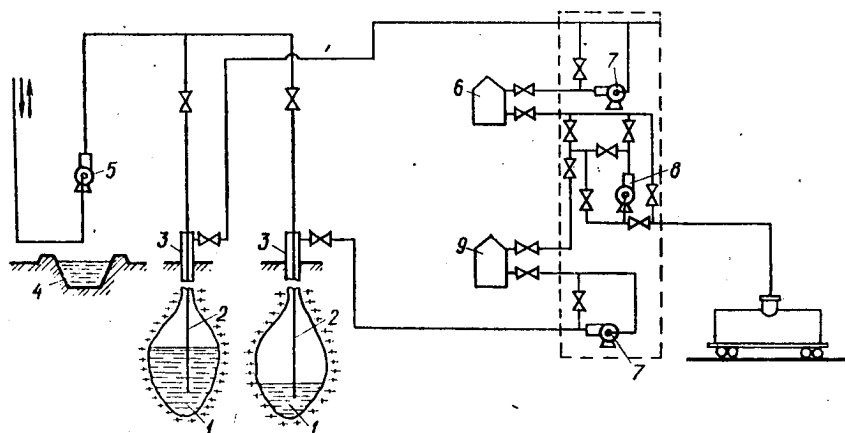
тязі доби під тиском повітря 0,8 - 1,0 МПа; другий — після повного закінчення будівництва сховища, тобто, коли пройдені гірські виробки, споруджені перемички і встановлене необхідне обладнання (засувки на обсадні труби стовбурів і свердловин, заглибні насоси, рівнеміри тощо)). В цьому випадку опресування проводять також на протязі доби, але при тиску повітря 1,2 - 1,4 МПа, тобто при тиску, який в 1,5 - 2 рази перевищує передбачуваний тиск зріджених газів у сховищі. В процесі опресування сховищ спостерігають за тиском і температурою всередині них. Місткість вважають такою, що витримала випробування на герметичність, якщо явне падіння тиску не перевищує падіння тиску внаслідок зміни температури. По закінченню випробувань за кількістю нагнітаючого і виданого повітря визначається об'єм сховища.

### **13.3.3. Підземні сховища, що споруджуються геотехнологічним методом у соляних пластах**

Серед підземних сховищ усіх типів, що споруджуються у непроникних гірських породах, найбільше розповсюдження мають сховища, утворені в кам'яній солі методом розчинення (геотехнологічним). Біля 90% всіх сховищ для нафти, нафтопродуктів і зріджених газів розміщені в таких місткостях (рис. 13.15). Так, у США об'єм підземних місткостей, утворених в солях, досягне 200 млн.м<sup>3</sup>, ФРН — 40млн. м<sup>3</sup>, Франції — понад 10 млн.м<sup>3</sup>. Такі сховища експлуатуються в країнах СНД: Росії, Україні, Білорусії.

#### **Фізико-хімічні основи процесу розчинення кам'яної солі**

Кам'яна сіль характеризується наступними основними компонентами:  $NaCl$  (галит) — 85-95 %;  $CaSO_4$  (ангідрит) — 0,2-6,6 %, невелика кількість хлористого магнію, калію, кальцію і нерозчинний домішок (карбонатно-глинистий матеріал) від 0,1 до 12 %. В цілому, розчинність солі добра — в 1 м<sup>3</sup> води при 20 °С може розчинитися до 356 кг. Кам'яна сіль практично непроникна для нафтопродуктів і зріджених газів, щільність її складає 2,1-2,3 г/см<sup>3</sup>, а межа міцності на стискання коливається від 20 до 38 МПа.



**Рис. 13.15. Технологічна схема підземного сховища нафтопродуктів:**

1 — підземна місткість; 2 — розсільна колона; 3 — свердловина;  
 4 — розсолосховище; 5 — насос для розсолу; 6 — буферний резервуар  
 для дизельного палива; 7, 8 — насоси відповідно високого і низького  
 тисків; 9 — буферний резервуар для бензину

Температура в покладах кам'яної солі зростає в міру заглиблення, і кожне родовище має свою геологічну і температурну характеристику. Так, на Прикарпатті на глибині 300 м температура соляного масиву 14-16 °С, у Приєреванському соляному районі на глибині 1000 м — 26 °С, а у Середній Азії на глибині 300 м — 25-26 °С.

Створення підземних місткостей розчиненням складається з буріння свердловини з поверхні до соляного пласта (або купола) і опусканням у неї двох-трьох колон труб (одна в другій). По одній колоні труб у вибій свердловини подається вода, яка розчиняє пласт, насичується сіллю. Насичений сіллю розчин (розсіл) видається на поверхню по другій колоні труб. Таким чином, за допомогою циркуляції води здійснюється розчинення солі і утворення підземної порожнини (місткості).

Розчинення кам'яної солі у воді — процес гетерогенний, що проходить на межі розділу двох фаз (тверде тіло - рідина). Гетерогенна реакція включає три стадії: 1 — поступлення розчинника (води) до поверхні твердого тіла (солі); 2 — реакція взаємодії розчинника і твердої речовини (міжфазові

процеси); 3 — відокремлення розчиненої речовини від поверхні твердого тіла (дифузійний процес).

При розчиненні завжди проходить переміщення рідкої фази відносно твердої поверхні речовини, що розчиняється. Незалежно від характеру руху рідини на межі розділу є дифузійний шар рідини, який стримує дифузію часток розчиненої речовини в масу розчину. Ефективна товщина шару, що розчиняється, залежить не тільки від властивостей розчину і швидкості його руху, але й від коефіцієнта дифузії.

Загальне рівняння кінетики розчинення має наступний вигляд:

$$\frac{V dc}{dt} = K_p \cdot S (C_n - c), \quad (13.25)$$

де  $V$  — об'єм розчину;

$C$  — концентрація розчину до моменту часу  $\tau$ ;

$C_n$  — концентрація насиченого розчину;

$S$  — поверхня розчинення;

$K_p$  — коефіцієнт швидкості розчинення.

Під швидкістю розчинення розуміється кількість солі, яка розчиняється в одиницю часу з одиниці поверхні (масова швидкість розчинення), або відстань, на яку поширюється розчинення (лінійна швидкість розчинення).

Коефіцієнт швидкості розчинення визначається за формулою

$$K_p = \frac{\varepsilon \cdot D^{2/4}}{v^{4/3}}, \quad (13.26)$$

де  $D$  — коефіцієнт дифузії;

$v$  — кінематична в'язкість;

$\varepsilon$  — стала (загальна для усього дифузійного розчинення солей).

Лінійна швидкість розчинення  $W$  може бути визначена за формулою

$$W = \frac{g}{\rho_c} = \frac{K(C_n - C_0)}{\rho_c}, \quad (13.27)$$

де  $g$  — кількість солей, яка переходить у розчин з одиниці поверхні в одиницю часу;

$K$  — коефіцієнт розчинення;

$C_n$  — концентрація насиченого розчину;

---

$C_0$  — концентрація розчинника на відстані від поверхні;  
 $\rho_c$  — щільність кам'яної солі.

Швидкість розчинення поверхні солі в значній мірі залежить від кута нахилу поверхні, що розчиняється, і від температури. З підвищенням температури розчинника швидкість розчинення зростає.

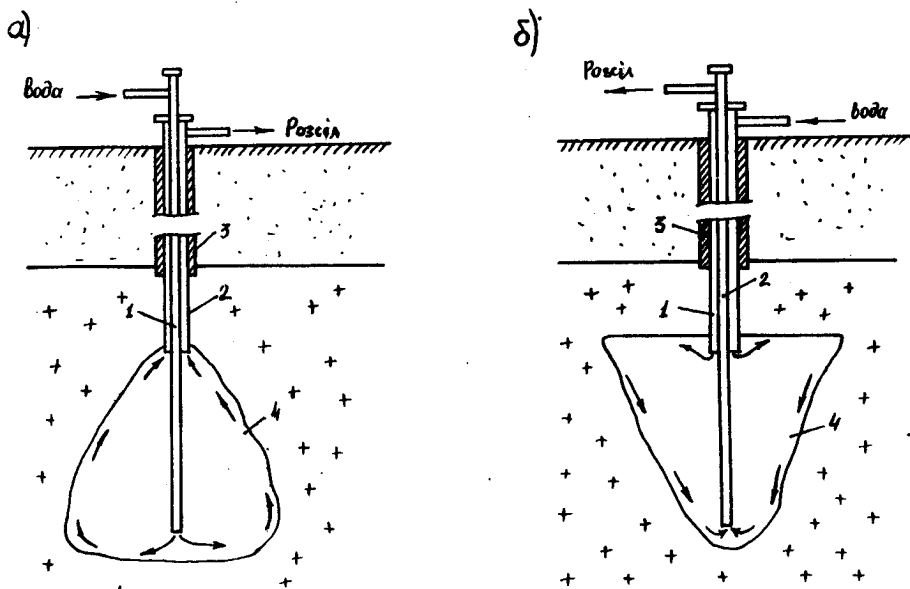
**Методи спорудження підземних сховищ в соляних покладах.** Поклади кам'яної солі можуть залягати у вигляді пластів, лінз, куполів і штоків. Характер літологічного складу соляної товщі і вміщення в неї нерозчинних домішок є визначальним фактором для вибору методу спорудження потужних підземних сховищ. Згідно з нормативними вимогами кількість нерозчинних домішок у покладах солі не повинна перевищувати 20%. При більшій кількості нерозчинних домішок утруднюється процес керованого розчинення і не забезпечується одержання проектної форми підземного резервуара.

Всі методи спорудження підземних сховищ у солях розподіляються на дві основні групи: циркуляційні і водоструменеві. В свою чергу циркуляційні методи мають такі різновидності: прямотокові, протитокові і комбіновані.

При прямотоковому методі (рис. 13.16, а) вода надходить з центральної колони труб, розсіл відбирається по міжтрубному простору. Внаслідок розчинення утворюється порожнина грушоподібної форми. При розчиненні кам'яної солі протитоковим методом вода подається по обсадній трубі, а розсіл відбирається по робочій колоні (рис. 13.16, б).

Комбінований метод об'єднує два вищезгадані методи, при якому одна половина місткості розчиняється прямотоковим, а друга — протитоковим методом. Комбінований метод дозволяє формувати місткість більш стійкої форми.

Але описані вище методи є некерованими, тому що у процесі розчинення розчинюється і покривля соляного масиву, що призводить до оголення свердловини і можливого обвалу порід, які знаходяться вище соляного масиву та обриву самої колони труб. Тому в світовій практиці широко використовують керовані методи розчинення, які полягають в тому, що у верхню частину місткості, яка розчиняється, подається рідинний (нафтопродукт) або газоподібний (повітря, азот) нерозчинник, що запобігає самовільному розчиненню підземної місткості. Нерозчинники подають у простір між обсадною і зовнішньою колонами (рис. 13.17).



**Рис. 13.16. Схеми некерованого циркуляційного методу спорудження сховищ у кам'яній солі:**

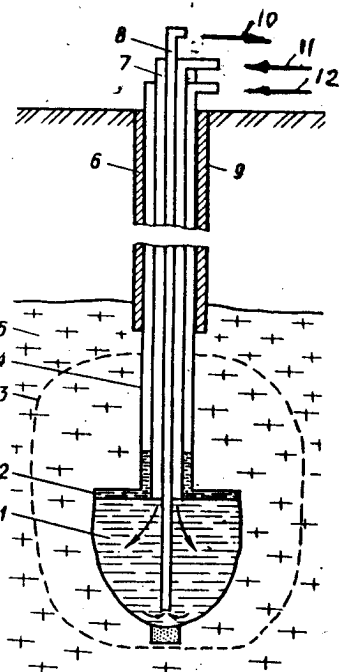
*а — прямотоковий; б — протитоковий;*

*1 — водоподаюча колона; 2 — розсолонпідійомна колона;*

*3 — цементация позатрубного простору; 4 — камера розчинення*

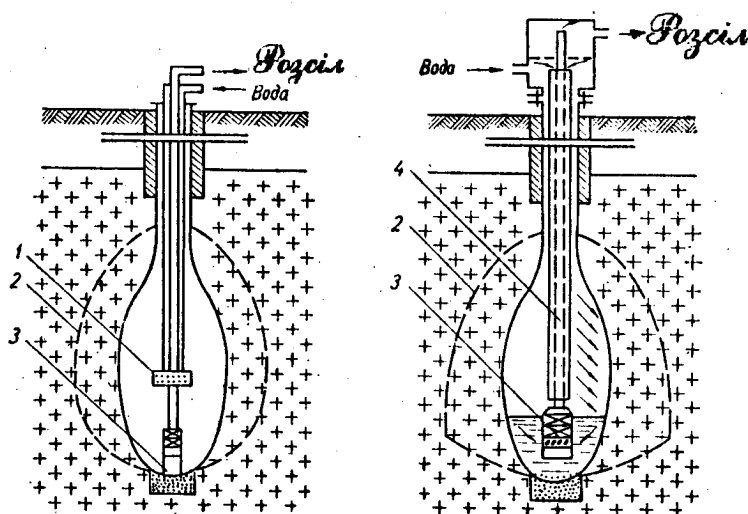
Розсіл, що утворюється під час процесу розчинення солі, скидається у поглинаючі горизонти або по трубах транспортується на солеварні заводи.

Водоструменевий метод розчинення (рис. 13.18) полягає в тому, що після буріння в свердловину разом з розсолонпідійомними трубами опускається заглибний насос. Труби, що подають воду, мають отвори з насадками, через які вода під тиском подається на поверхню соляного масиву, здійснюючи розчинення місткості. Розсіл по центральній колоні за допомогою заглибного насоса відкачується на поверхню. Переваги водоструменевого методу в тому, що продуктивність його порівняно з циркуляційним у 3-4 рази вища, окрім того створюється місткість стійкої сфероподібної форми.



**Рис. 13.17.** Техно-логічна схема керованого циркуляційного методу розчинення підземної місткості в покладах кам'яної солі:

1 — місткість; 2 — нержинник; 3 — контури місткості за проектом; 4 — обсадна колона; 5 — кам'яна сіль; 6 — бетонна оболонка; 7 — водоподаюча колона; 8 — розсолонідійомна колона; 9 — свердловина; 10 — відкачування розсолу; 11 — закачування води; 12 — закачування нержинника



**Рис. 13.18.** Схема водоструменевого методу розчинення соляного масиву з короткими (а) і подовженими (б) насадками:  
1 — зрошувач з насадками; 2 — проектний контур місткості;  
3 — занурений насос

## Технологія спорудження підземних місткостей в солях.

Важливим параметром підземних сховищ є мінімально допустима глибина розташування місткостей, яка визначається, в першу чергу, тиском парів продукту, що зберігається. Орієнтовно глибину розташування сховища розраховують із умови, що надлишковий тиск  $P_H$  у сховищі буде нижчим від гірничого  $P_G$ , тобто

$$P_H < P_G = \frac{\rho_{\text{ср}} \cdot g \cdot H}{10}, \quad (13.28)$$

де  $\rho_{\text{ср}}$  — середня щільність гірських порід, що залягають над сховищем;

$H$  — глибина закладання сховища.

Це необхідно, щоб запобігти руйнуванню стінки сховища під дією тиску продукту в ньому.

На першій стадії будівництва особливо важливим є аналіз геологічних умов соленосного басейну, що обумовлено двома причинами. По-перше, максимальний тиск вуглекислого газу в місткості залежить не тільки від глибини закладання місткості і схеми її експлуатації, але й від температури оточуючого середовища. Тому максимальна глибина сховищ зріджених газів, яка визначається ізотермами їх критичних температур, у кожному районі різна. По-друге, при температурі оточуючого середовища понад  $30^\circ\text{C}$  залежно від тривалості зберігання у підземному сховищі товарні якості деяких нафтопродуктів (авіа-, автобензинів та інших палив) можуть погіршуватись за рахунок їх окислення, розкладання деяких присадок.

При виборі ділянки будівництва оцінюють загальний геологічний стан родовища, щоб встановити порушені зони, карстові явища. Основними параметрами є: глибина, потужність і однорідність соляного тіла, ступінь обводненості родовища. Не допускається гідрогеологічний зв'язок водонесних горизонтів з соляною товщею, який може призвести до розчинення каверн, тобто утворення шляхів відтікання продуктів зберігання. Герметичність сховища може бути порушена також несприятливими тектонічними умовами: скидами, зсувами, прошаровою будовою соленосних товщ. Важливе значення має наявність джерел водопостачання для здійснення технології розчинення.

Безпосередньо роботи з спорудження підземних місткостей починаються з буріння свердловин. Технологія бу-

ріння свердловин включає сам процес буріння, цементацію обсадних колон, випробування свердловини на герметичність та її обладнання. Розміщення свердловин для розчинення визначають, порівнюючи техніко-економічні показники, які враховують геологічні умови родовища кам'яної солі, рельєф місцевості, наявність джерел водопостачання, умови скидання і утилізації розсолу, можливість обладнання розсолосховища і відстань до споживачів продуктів, що зберігаються.

Буріння свердловин здійснюється одним з відомих способів механічного буріння з промиванням буровим розчином, приготовленим на насиченому розсолі. При глибині до 500 м застосовують роторне буріння, а при глибині понад 500 м — турбінне.

При бурінні свердловин викривлення стовбура не повинно перевищувати  $6^\circ$ .

Герметичність свердловини і її закріпленої частини залежить від герметичності обсадної колони труб і позатрубного простору. Найбільш важливою операцією є цементація позатрубного простору обсадних колон, що забезпечує герметичність свердловини і успішну її експлуатацію. Для цього використовують цементний розчин, приготовлений на насиченому розчині хлористого натрію.

Випробування обсадної колони і позатрубного простору на герметичність здійснюється насиченим розсалом, а необсажену частину свердловини — продуктом, який буде зберігатися у сховищі, причому, тиск випробування розраховується за формулою

$$P_{\text{вп}} = K_{\text{нт}} [H_0 (\rho_p - \rho_{\text{пр}}) g + P_0], \quad (13.29)$$

де  $K_{\text{нт}}$  — коефіцієнт перевищення тиску випробування над максимальним експлуатаційним,  $K_{\text{нт}} = 1,25$ ;

$H_0$  — довжина обсадної колони;

$\rho_p$  — густина насиченого розсолу;

$\rho_{\text{пр}}$  — густина випробуваного середовища (продукту, що зберігається);

$P_0$  — сумарні втрати тиску в свердловині при закачуванні нафтопродукту;

$g$  — прискорення вільного падіння.

Для спорудження підземних газонафтосховищ застосовують труби наступних діаметрів для обсадних колон при нестійких стінках свердловини — 245, 299, 340, 377, 426 мм;



водоподаючих колон — 168, 219, 245, 275; розсолонідючих колон — 114, 127, 146, 168, 176 мм.

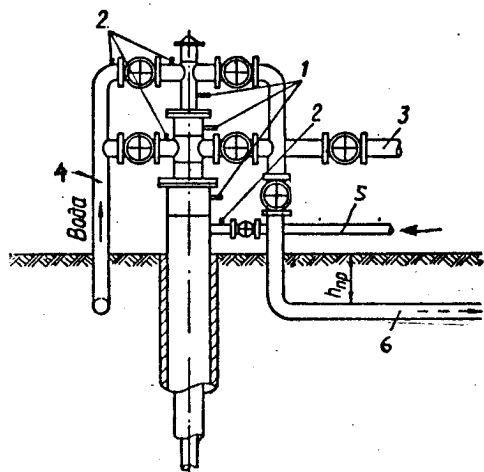


Рис. 13.19. Схема обладнання свердловини для розчинення

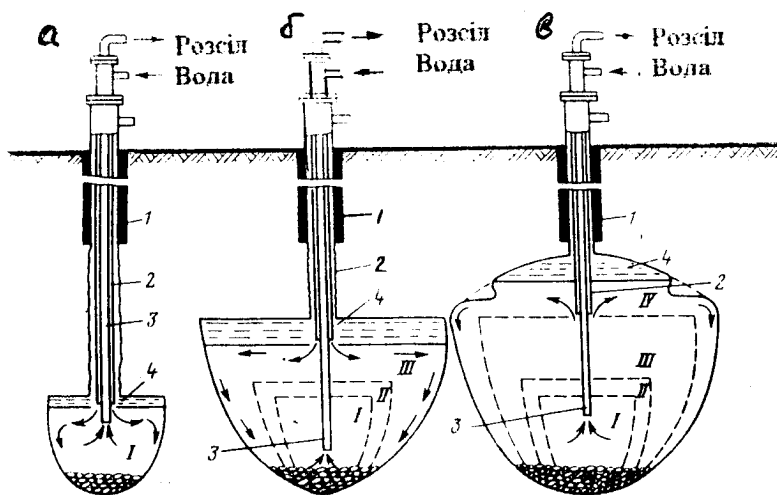
Після буріння свердловини, її цементації, випробування, оголовок свердловини обладнується необхідними контрольно-вимірними приладами. На рис. 13.19 зображена схема обладнання свердловини для розчинення підземної місткості, яка забезпечує всі технологічні операції.

Найбільш широко у світовій практиці застосовується комбінований метод розчинення

(рис. 13.20), який передбачає розчинення підземної місткості у два етапи. На першому етапі формується порожнина в напрямі знизу вверх: спочатку розчиняється гідроруб (I ступінь розчинення), потім ще декілька ступенів до одержання порожнини певних розмірів. На другому етапі (II ступінь розчинення) частина порожнини формується назустріч одна одній: верхня — в низхідному, нижня — у висхідному напрямі. Розчинення проходить зверху донизу для того, щоб стеля була стійкою заданої форми (III, IV ступені). Черговість етапів розчинення кам'яної солі дозволяє регулювати формоутворенням порожнини, одержувати надійну форму підземного сховища, подібну до кульової.

Рідше застосовується метод ступінчастого розчинення кам'яної солі. Цей метод, в основному, застосовують в покладах солі, яка має до 20% нерозчинних домішків. Після утворення гідрорубу процес розчинення проходить ступенями знизу — вверх. Після переходу з одного ступеня на другий колони труб діаметром 219 мм піднімаються. Порожнини

при ступеневому розчиненні мають форму витягнутого циліндра.



**Рис. 13.20. Технологічна схема комбінованого методу розчинення кам'яної солі:**

*а — утворення гідроврубу; б, в — пошарове формування місткості знизу вверх та зверху вниз;*

*I, II, III — стадії розвитку порожнини; 1, 2, 3 — відповідно обсадна, водоподаюча та розсолонідійомна колони; 4 — нерозчинник*

### **Оцінка міцності і вибір форми підземного резервуара.**

Підземні газонафтосховища є капітальними спорудами, тому вони повинні мати тривалі міцність і стійкість.

Розробка методів розрахунку резервуарів на міцність і визначення їх допустимих розмірів має велике значення для підвищення експлуатаційної надійності сховищ.

Технологія розмивання підземних резервуарів дає змогу утворювати різні форми порожнин з розмірами і об'ємами, що змінюються в широкому діапазоні.

Відомо, що при сферичній формі резервуарів розподіл напружень деформацій в навколишньому масиві сприятливіший, ніж при циліндричній. Напруження, що діють за контуром сферичної порожнини як у пружній, так і в пластич-

ній зонах, дещо менші, ніж при контурі циліндричної порожнини. Тому підземним резервуарам треба надавати форми: кулеподібної, у вигляді еліпсоїда обертання з більшою вертикальною віссю, циліндричної із куполоподібною стеліною, грушоподібною тощо.

Міцність підземних резервуарів, що утворені в кам'яній солі розмиванням, перевіряють, коли порожнина має сферичну форму або форму витягнутого циліндра.

Міцність підземної місткості повинна задовільняти нерівність: для сферичної форми

$$3\gamma \cdot H - P \frac{3 + \sin\rho}{1 - \sin\rho} \leq \frac{2\sigma_{ст}}{K_3}; \quad (13.30)$$

для циліндричної форми

$$2\gamma \cdot H - \frac{2P}{1 - \sin\rho} \leq \frac{\sigma_{ст}}{K_3}, \quad (13.31)$$

де  $\gamma$  — густина гірських порід, кг/м<sup>3</sup>;

$H$  — глибина підземного сховища, м;

$P$  — внутрішній тиск в резервуарі, МПа;

$\rho$  — кут внутрішнього тертя порід, град (для практичних обчислень  $\rho = 15^\circ$ );

$K_3$  — коефіцієнт запасу міцності

$$K_3 = \frac{\sigma_{ст}}{\sigma_n}, \quad (13.32)$$

де  $\sigma_{ст}$  — середнє значення міцності кам'яної солі на стискання, МПа;

$\sigma_n$  — нормальні напруги, що діють на стінки камер, МПа.

Якщо замінити

$$\beta = \frac{3 + \sin\rho}{1 - \sin\rho}, \quad \beta_1 = \frac{2}{1 - \sin\rho}, \quad (13.33)$$

то отримаємо значення, яке забезпечує запаси міцності: для сферичної форми

$$P = \frac{1}{\beta} \left( 3\gamma H - \frac{2\sigma_{ст}}{K_3} \right); \quad (13.34)$$

для циліндричної форми

$$P = \frac{1}{\beta_1} \left( 2\gamma H - \frac{\sigma_{ст}}{K_3} \right). \quad (13.35)$$

Нормальні напруження, що діють у стінках камер (відповідно для сферичної і циліндричної форм)

$$\sigma_H^K = \frac{1}{2} (3\gamma H - \beta \cdot P); \quad (13.36)$$

$$\sigma_H^H = 2\gamma H - \beta_i \cdot P. \quad (13.37)$$

За значенням  $P$  можна визначити  $K_3$ , а за  $K_3$  — характеристику безпеки

$$\Delta = \frac{K_3 - 1}{K_3 - W} \quad (13.38)$$

де  $W$  — коефіцієнт варіації  $\sigma_{ст}$ . Для обчислень приймаємо  $W = 23$ .

Імовірність  $G$  обвалення на стінках камер відповідно до значення  $\Delta$  визначають за табл. 13.7.

Таблиця 13.7

Значення імовірності обвалення  $G$  залежно від характеристики

$\Delta$	$G$	$\Delta$	$G$	$\Delta$	$G$
0,5	0,3	1,4	0,8	2,3	0,010
0,6	0,27	1,5	0,6	2,4	0,008
0,7	0,24	1,6	0,05	2,5	0,006
0,3	0,20	1,7	0,04	2,6	0,004
0,9	0,26	1,8	0,035	2,7	0,003
1,0	0,15	1,9	0,026	2,8	0,002
1,1	0,13	2,0	0,2	2,9	0,0019
1,2	0,11	2,1	0,016	3,0	3,1
1,3	0,9	2,2	0,014		

Щоб визначити максимально допустимий радіус підземного резервуара, користуються номограмою (рис. 13.21).

Для цього визначають параметри  $X_1$  і  $X_2$ :

$$X_1 = \frac{1}{G^2}, \quad X_2 = \frac{\gamma_c \cdot H}{\sigma_{ст}}, \quad (13.39)$$

де  $\gamma_c$  — густина кам'яної солі,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\sigma_{ст}$  — міцність кам'яної солі на стискання, МПа.

Точка перетину вертикальної прямої  $X_1$  і похилої прямої відповідає допустимому радіусу місткості (див. рис. 13.21).

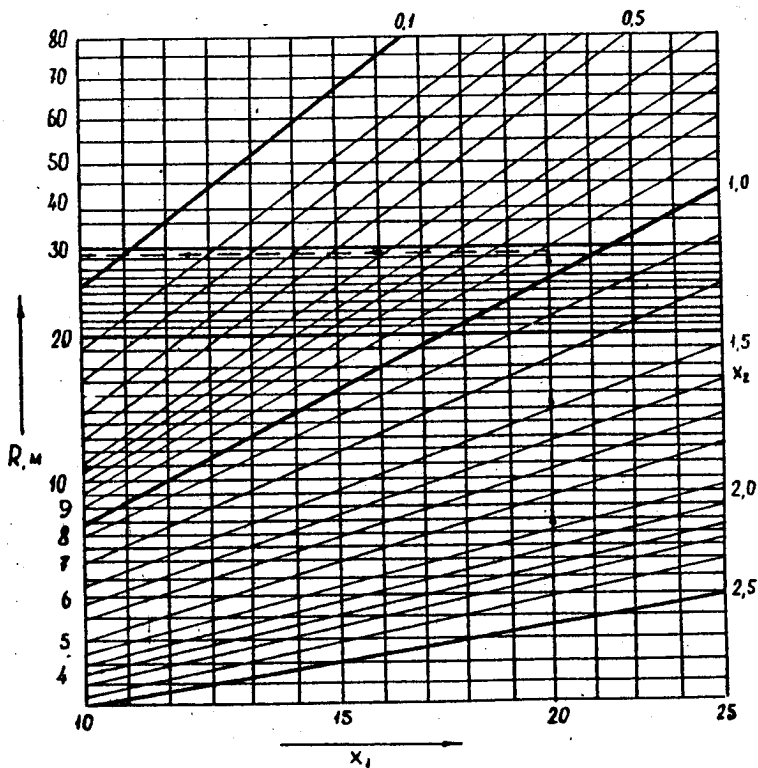


Рис. 13.21. Номограма для визначення максимально допустимого радіуса підземного резервуару (місткості)

Максимальні радіуси  $R_{\max}$  повинні бути не більші:

— для сферичних резервуарів  $R_{\max} = 30$  м;

— для циліндричних і еліпсоподібних з куполоподібною стеліною  $R_{\max} = 25$  м.

**Контроль за формою і визначення об'єму підземної місткості.** В процесі розчищення необхідно контролювати формування підземної порожнини. Із методів контролю, які є в практиці, найбільшого поширення набули звуколокаційні методи за допомогою звуколокаторів типу "Зонд".

Звуколокаційний метод включає наземну апаратуру і скважинний гідроакустичний снаряд, який опускається у свердловину на каротажному кабелі. Після зйомки перерізу камери на певному рівні свердловинний снаряд гідролокатора переміщується на новий рівень. Локатор на поверхні записує контури перерізів, за якими визначається об'єм підземної порожнини

$$V = \frac{1}{3}h (S_{i-1} + S_i + \sqrt{S_{i-1}S_i}),$$

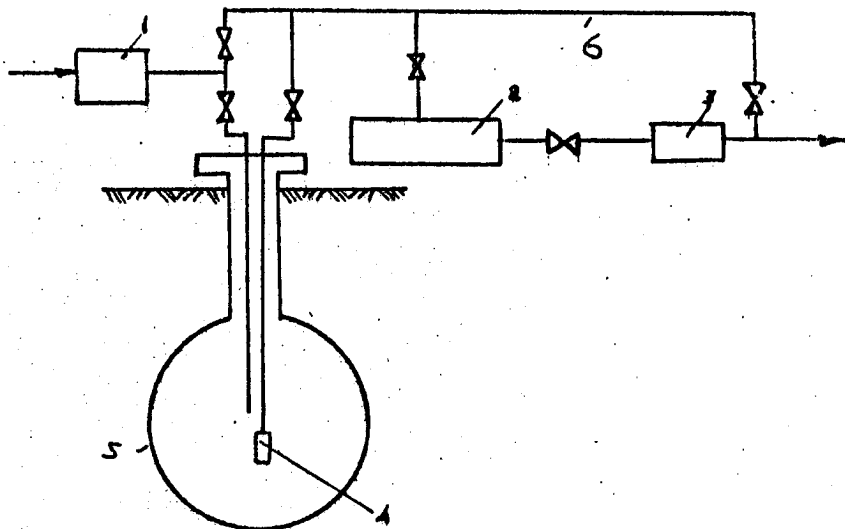
де  $h$  — відстань між сусідніми горизонтальними перерізами;  
 $S_i, S_{i-1}$  — площа перерізу на глибині  $H_i$ .

**Випробування підземних сховищ.** При передачі підземного сховища в експлуатацію його випробовують в цілому на герметичність. Для цього в підземний резервуар закачують продукт, що буде зберігатися, в об'ємі, який перевищує об'єм цієї порожнини у 1,25. При цьому тиск на оголовці свердловини підвищується до випробуваного. У такому стані резервуар знаходиться 2-3 доби. Герметичність системи визначається, порівнюючи масу рідини, що була закачана і відібрана з середовища, з температурною поправкою.

#### 13.3.4. Підземні сховища, утворені глибинними (камуфлетними) вибухами

В останні роки набули розвитку підземні сховища, утворені глибинними (камуфлетними) вибухами. Вперше цей спосіб спорудження для пластичних глин і суглинків було запропоновано у 1960 році групою спеціалістів з колишнього СРСР.

Сховище складається з підземної місткості (порожнини), свердловини з насосом, технологічним трубопроводом і комплексу споруд, розміщених на поверхні (рис. 13.22). Такі підземні сховища застосовуються для зберігання нафти, зріджених газів, а також для захоронення токсичних відходів нафтохімічних і хімічних комплексів.



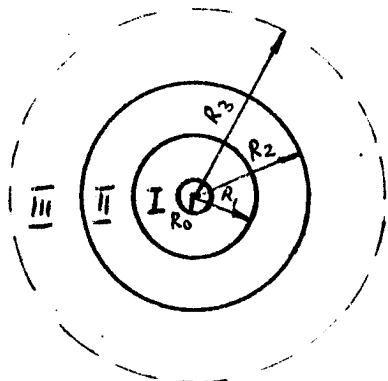
**Рис. 13.22. Технологічна схема підземного сховища, утвореного камуфлетним вибухом:**

- 1 — насос для закачування продукту у підземний резервуар;  
 2 — буферний наземний резервуар; 3 — насос для закачування продукту в підземний резервуар з буферного; 4 — заглиблений насос для відбирання продукту; 5 — підземний резервуар;  
 6 — технологічний продуктопровід

**Фізика процесу утворення порожнини.** Підземні місткості утворюються під дією глибинного вибуху за рахунок ущільнення пластичних гірських порід.

Вибух поодинокого заряду на значній глибині супроводжується підвищенням тиску. При тиску  $10^4$  МПа і більше, що виникає на межі розподілу, заряд вибухової речовини (ВР) — порода, будь-яка тверде тіло стискається. В зв'язку з цим у зоні з'являється сферична порожнина, кордони якої визначаються питомим тиском ударної хвилі і фізико-механічними властивостями середовища. Встановлено, що стисливість породи залежить від її пластичності: в міру зростання останньої стисливість породи збільшується.

Внутрішній вибух сприяє виникненню в необмеженому пластичному гірському середовищі зон деформацій, розміщених одна за другою від центра вибуху (рис. 13.23). По-



**Рис. 13.23.** Зони дії камуфлетного вибуху в пластичних гірських породах при утворенні порожнини:

*I* — зона стиску; *II* — зона пластичних деформацій; *III* — зона пружних деформацій;

$R_0, R_1, R_2, R_3$  — відповідно радіуси зарядної камери, зони стиску, пластичних і пружних деформацій

рожнина утворюється внаслідок стиснення, ущільнення (*I* — зона сти-ску) і пластичної течії (*II* — зона пластичних деформацій) пластичного ґрунту. Остання зона — зона пружнопластичних і пружних де-формацій (*III* зона).

Основна умова створення підземної порожнини — величи-на заглиблення цент-рального заряду, яку можна визначити за формулою

$$W = \left( \frac{Q_0}{f(g_1 n)} \right)^{1/2}, \quad (13.40)$$

де  $Q_0$  — маса основного заряду;

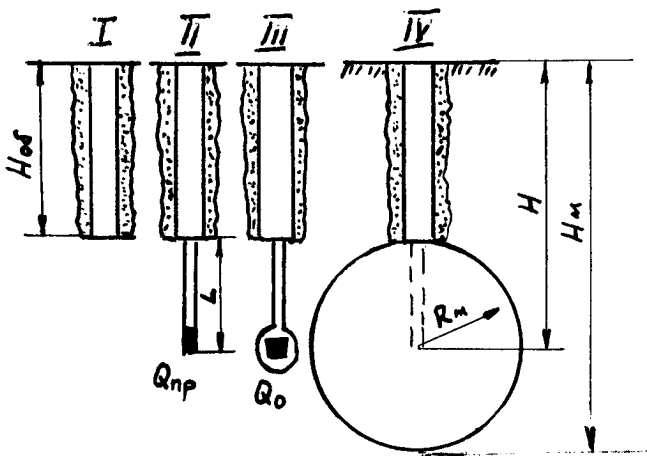
$f(g_1 n)$  — значення функцій дії

внутрішнього вибою, для глин і суглинків  $f(g_1 n) = 0,03-0,07$ .

**Технологія спорудження підземних сховищ.** Технологія спорудження підземних місткостей в пластичних породах глибинними вибухами складається з виробничих процесів, що виконуються в три етапи (рис. 13.24): бурові роботи, вибухові роботи, монтаж технологічного устаткування, трубопроводів та випробування сховища.

На першому етапі бурять свердловини самохідними вер-статами УБР-ЗАМ, УБА-АА та ін., що мають обладнання для цементації позатрубного простору. До глибини обса-дження кожна свердловина буриться діаметром 300-400 мм. Позатрубний простір цементується цементним розчином. Розбурювання цементної пробки і добурювання свердловини до проектної глибини виконується долотом діаметром 200-250 мм до глибини закладання заряду. Свердловина вважаєть-ся підготовленою до вибухових робіт, якщо вона герметична, а відхилення стовбура від вертикалі не перевищує 1-2 %.





**Рис. 13.24. Схема утворення підземної місткості камуфлетним вибухом:**

*I — буріння свердловини або проходження шурфа на глибину цементації позатрубного простору; II — добурювання свердловини до глибини розміщення протрілочного ( $Q_{пр}$ ) та основного ( $Q_о$ ) заряду; III — утворення порожнини для розміщення основного заряду; IV — утворення місткості після вибуху основного заряду*

В практиці будівництва таких сховищ ще існує метод, коли породи, що залягають вище робочої потужності порід, проходять спеціальним буровим агрегатом, який копає шурф діаметром до 1,5 м; з вибою шурфа розбурюється свердловина до центра розміщення заряду.

Цей метод дозволяє після утворення порожнини здійснити її закріплення бетонним облицюванням за допомогою обладнання, яке по шурфу спускається в порожнину.

На другому етапі виконуються вибухові роботи. Утворення підземного резервуара вибуховим методом полягає в тому, що в нижній частині свердловини внаслідок вибуху невеликих зарядів ВР (протрілочних зарядів) за рахунок стиску породи утворюється сферична порожнина. В цю порожнину вміщують основний заряд.

При вибуху основного заряду пластична порода піддається пластичній течії і ущільнюється з утворенням шароподібної місткості з стійкими стінками. Їх розміри залежать від маси заряду ВР в межах стиснення середовища.

Проектування вибухових робіт починається з розрахунку маси основного заряду (кг)

$$Q_0 = g \cdot V \cdot E, \quad (13.41)$$

де  $g$  — питома витрата ВР, кг/м<sup>3</sup>, що приймається, як зворотна величина показника прострільності  $\Pi_{\text{пр}}$  гірських порід (табл. 13.8)

Таблиця 13.8  
Значення коефіцієнта прострільності гірських порід  $\Pi_{\text{пр}}$

Порода	Вологість, %	Число пластичності	Середня щільність, г/см <sup>3</sup>	Пористість, %	Показник прострільності $\Pi_{\text{пр}}$ , м <sup>3</sup> /кг
Суглинок моренний	10,6	3	2,1	28,6	0,2
Глини строкатоцвітні	21	20	2,01	37,3	0,25
Глини і суглинки аральські	20	13,7	2,0	30,4	0,24
Глини чеганські	25,7	31,7	1,96	43,3	0,24
Глини делювіальні	16,5	18	2,04	37,5	0,26
Глини третинні	24,8	22,8	1,96	41,6	0,25
Суглинки четвертинні	18	25	2,06	38	0,34
Глини скіфські	18	25	2,06	36	0,23
Суглинки лісоподібні	10	11	1,7	40	0,3

$$g = \frac{1}{\Pi_{\text{пр}}}, \quad (13.42)$$

$V$  — проектний об'єм порожнини, м<sup>3</sup>;

$E$  — коефіцієнт відносної потужності ВР (табл. 13.9).

Таблиця 13.9

Значення коефіцієнта відносної потужності ВР

Тип ВР	$E$
Амоніт	1,0
Грамонал А-6	0,8
Амоніт скельний № 1	0,81
Детоніт М	0,82
Амонал водостійкий	0,91
Динафтоліт	1,06
Акваніт ЗП	1,16

Масу основного заряду, що обчислюється, перевіряють за фактором камуфлетності

$$Q_0 \leq Q_k, \quad (13.43)$$

де  $Q_k$  — граничне значення маси ВР камуфлетного заряду, кг;

$$Q_k = v \cdot H^\varphi, \quad (13.44)$$

де  $H$  — глибина закладання заряду, м;

$v, \varphi$  — емпіричні коефіцієнти, що залежать від фізико-механічних властивостей глинистих порід (приймають за табл. 13.10).

Значення коефіцієнтів  $v$  і  $\varphi$

Таблиця 13.10

Типи породи	$v$	$\varphi$
Суглинок моренний	0,04	2,8
Глини скіфські	0,04	2,9
Тяжкі різновиди глинистих порід	0,04	3

Визначають глибину закладання заряду, м

$$H = \left( \frac{Q_0}{f(g,n)} \right)^{1/2}, \quad (13.45)$$

де  $Q_0$  — маса основного заряду, кг;

$f(g, n)$  — значення функції дії заряду,  $f(g, n) = 0,03 \dots 0,07$ .

Радіус основного заряду ВР

$$R_o = \left( \frac{3Q_o}{4\pi \cdot \Delta} \right)^{1/3}, \quad (13.46)$$

де  $\Delta$  — щільність зарядження, кг/м<sup>3</sup>.

При спорудженні підземного резервуара камуфлетним вибухом необхідно спочатку утворити на вибої свердловини порожнину для розміщення основного заряду ВР. Для цього свердловину попередньо прострілюють зарядами ВР.

Число таких прострілень і маса прострільного заряду залежать від об'єму зарядної камери, яка потрібна для розміщення основного заряду ВР.

Загальна маса прострільних зарядів для утворення зарядної камери

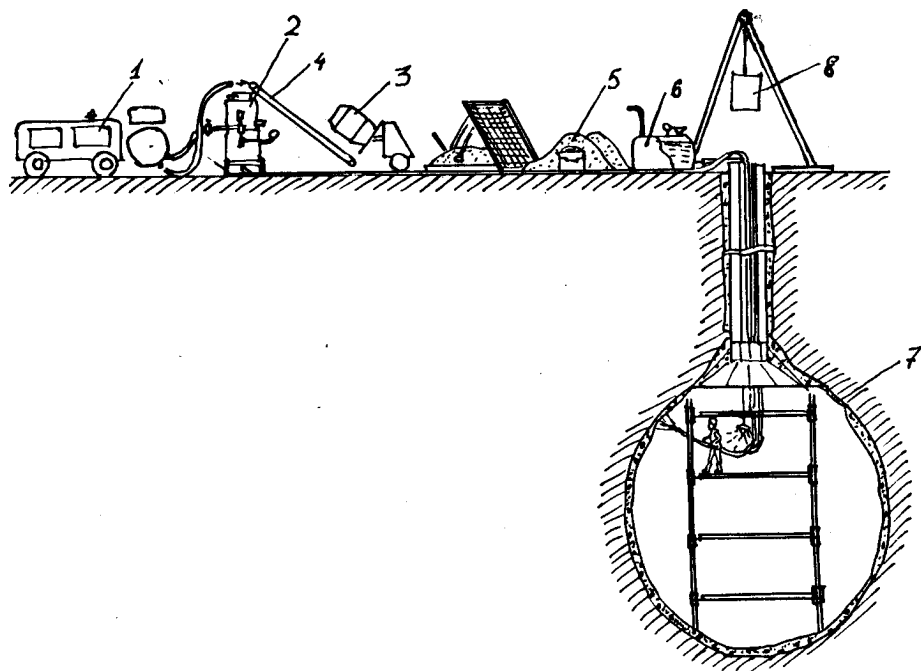
$$Q_{\text{пр}} = g \cdot Q / \Delta \quad (13.47)$$

Підземні резервуари, споруджені камуфлетними вибухами, бувають одиничні і групові. При будівництві бази підземних резервуарів важливе значення має визначення оптимальної відстані між ними. Відстань між центрами підземних резервуарів повинна становити  $l > 7R_p$ , де  $R_p$  — радіус резервуара.

Після проведення вибухових робіт і створення порожнини приступають до монтажу технічних трубопроводів і об'язки гирла свердловини. Заливання палива в підземні місткості здійснюється порціями із наземних резервуарів з наступними вимірами рівня палива. Як показала практика експлуатації підземних сховищ, втрати дизельного палива в місткості не перевищують 0,9 %, які припадають в основному на перші місяці зберігання.

Хоча такі сховища вигідно відрізняються від інших типів, однак при тривалій експлуатації виникають проблеми, пов'язані з проявами гірничого тиску і деформаціями порожнини. Встановлено, що підземні порожнини забезпечують відносно стійкий стан на протязі двох-трьох років. З часом незакріплені порожнини деформуються за рахунок обвалення окремих блоків породи з контура порожнини. Тому забезпечення експлуатаційної надійності сховищ даного типу потребує застосування відповідних заходів щодо штучного закріплення контура підземної порожнини.

Існують декілька методів закріплення контура порожнин: механічний, коли через шурф у порожнину опускають обладнання, монтажну бригаду, яка виконує роботи до штучного закріплення шляхом нанесення на стінки порожнини набризку бетону за допомогою стисненого повітря (рис. 13.25) і за допомогою енергії вибуху, коли здійснюється одночасне формування порожнини і бетонного кріплення.



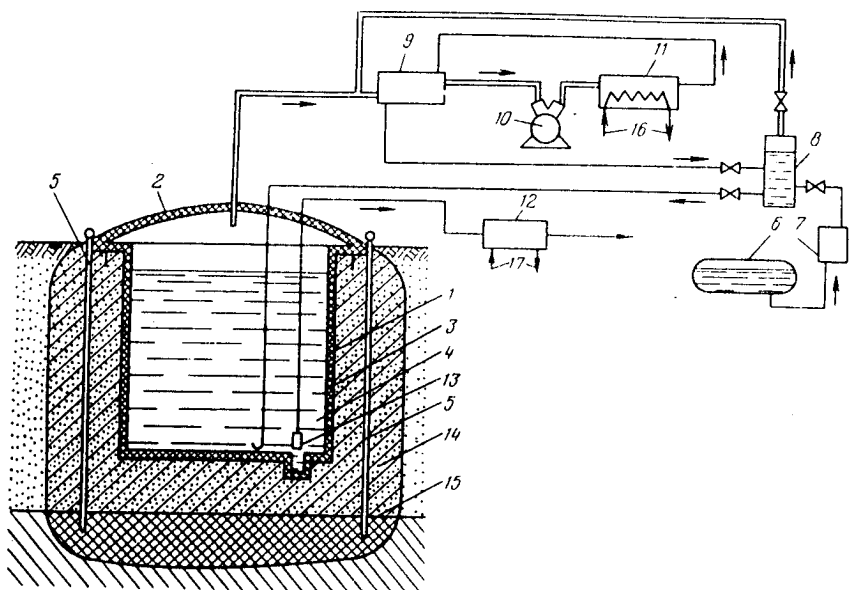
**Рис. 13.25.** Схема закріплення стінок підземної місткості шаром бетону:

1 — компресор; 2 — бетоношприцмашина; 3 — бетономішалка;  
4 — транспортер; 5, 6 — підготовка матеріалів для бетонної суміші;  
7 — підземна місткість; 8 — цебра

### 13.3.5. Ізотермічні підземні сховища

Поряд із зберіганням зріджених газів в наземних сталевих і залізобетонних резервуарах у світовій практиці набули

широкого розповсюдження підземні ізотермічні сховища (рис. 13.26).



**Рис. 13.26. Принципова схема ізотермічного сховища зріджених газів, утвореного в штучно заморожених ґрунтах:**

1 — виробка-місткість; 2 — перекриття резервуара з теплоізоляцією; 3 — теплоізоляція резервуара (при зберіганні зріджених природних газів); 4 — зріджений газ; 5 — заморожуючі колони; 6 — напірний резервуар; 7 — осушувач; 8 — проміжна посудина; 9 — теплообмінник; 10 — компресор; 11 — конденсатор; 12 — підігрівач; 13 — заглиблений насос; 14 — зона заморожених порід; 15 — водоупор; 16 — місце введення води; 17 — місце входу і виходу газу

**Основні характеристики підземних ізотермічних сховищ і особливості їх спорудження.** В таких сховищах зберігають пропан, пропан-бутанові суміші, пропилен при тиску насичених парів газу від 0,102 до 0,105 МПа і температурі кипіння не вище — 10 °С.

До складу ізотермічного сховища входять підземні льодопородні резервуари циліндричної або траншейної форм, утворені попередньо замороженим ґрунтом, охолоджуючі

агрегати і пристрої, наземні будови і споруди, а також інженерні комунікації, під'їзні шляхи і трубопроводи.

Підземні низькотемпературні сховища СВГ залежно від загального (сумарного) геометричного об'єму льодопородних резервуарів поділяються на дві групи: I — понад 50000 до 100000 м<sup>3</sup>; II — до 50000 м<sup>3</sup>. Основні техніко-економічні показники деяких ізотермічних сховищ подано в табл. 13.11.

Ізотермічні сховища зріджених вуглеводневих газів, що розміщуються біля берегів річок, слід, як правило, споруджувати нижче (за течією річки) населених пунктів, причалів, річкових вокзалів, гідротехнічних споруд, гідроелектростанцій, мостів на відстані не менше 500 м від огорожі сховища.

Льодопородний резервуар необхідно проектувати на підставі даних інженерно-геологічних і гідрологічних пошуків, а споруджувати в рихлих, водонасичених (коефіцієнт водонасиченості більше 0,8), однорідних за літологією, витриманих за потужністю ґрунтах, у підшві яких розміщується водоупор, за умови, що швидкість руху ґрунтових вод не перевищує 2,5 м/добу.

Для забезпечення найкращих умов заморожування ґрунтів необхідно, щоб швидкість фільтрації ґрунтових вод  $v_{\text{ф}}$  в інтервалі глибини закладання льодопородного резервуара і мінімальна потужність водоупорного пласта  $h_{\text{пл}}$  під днищем задовільняли умовам

$$v_{\text{ф}} \leq t_{\text{р}} \cdot t_{\text{г.в.}}^2 / 100 \cdot r; \quad (13.48)$$

$$h_{\text{пл}} \leq 1,2 \rho_{\text{п.в.}} \cdot g \cdot H \cdot 2 / (\rho_{\text{г.р.}} \cdot g \cdot r + 2C_2), \quad (13.49)$$

де  $r$ ,  $t_{\text{г.в.}}$  — відповідно, температура газу, що зберігається, і ґрунтових вод;

$r$  — радіус резервуара;

$\rho_{\text{п.в.}}$ ,  $\rho_{\text{г.р.}}$  — щільність відповідно підземної води і ґрунту;

$g$  — прискорення вільного падіння;

$H$  — гідростатичний напір, м;

$C_2$  — коефіцієнт зчеплення ґрунту водоупора.

Значення  $C_2$ ,  $H$ ,  $\rho_{\text{п.в.}}$ ,  $\rho_{\text{г.р.}}$  — визначають за результатами інженерно-геологічних пошуків.

Можливість замороження фільтруючих ґрунтів, до яких відносяться водонасичені ґрунти, що мають  $24 \cdot v_{\text{ф}} \cdot t_{\text{г.в.}}^2 > 1$ , оцінюють за величиною комплексу  $\Phi$ .

Заморожувати ґрунт неможливо при

Характеристика підземних ізотермічних сховищ

Таблиця 13.11

Параметр	Значення об'єму (тис. м <sup>3</sup> ) для сховищ								
	метану			етилену			пропану		
	10	30	100	10	30	100	10	30	100
Діаметр сховища, м	25,5	41,2	7,11	25,7	42,8	74,8	26,9	46,3	-
Глибина сховища, м	19,4	22,4	25	19	20,3	22,2	17,5	17,6	18,6
Товщина теплоізоляції, м:									
стінки	0,41	0,26	0,05	-	-	-	-	-	-
днища	0,63	0,63	0,62	0,17	0,16	0,16	-	-	-
перекриття	1	1,1	0,61	0,61	0,61	0,62	0,24	0,24	0,26
Товщина напередзамороженої оболонки, м	3,1	6	12	3	5,6	11	2,9	5	9,6
Швидкість випаровування, м <sup>3</sup> /добу	0,13	0,09	0,06	0,15	0,1	0,07	0,14	0,09	-



$$\Phi = \frac{\lambda_1 (t_o - t_T)}{(t_{гр} - t_o) \sqrt{\lambda_2 \cdot C_B \cdot \rho_{пв} \cdot r_B}} \leq 1,5, \quad (13.50)$$

де  $\lambda_1, \lambda_2$  — теплопровідність відповідно замороженого і незамороженого ґрунту;

$t_o$  — температура замерзання ґрунтової води;

$t_T$  — температура теплоносія, що циркулює у заморожувальних колонках;

$t_{гр}$  — температура ґрунту;

$C_B$  — теплоємність ґрунтових вод;

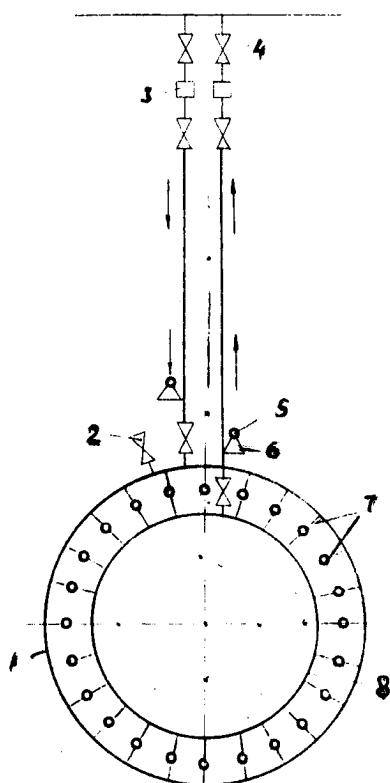
$r_B$  — внутрішній радіус заморожувальної колонки.

**Технологія спорудження підземних ізотермічних резервуарів.** Процес спорудження резервуара розбивається на наступні основні етапи: буріння свердловини і установка заморожувальних колонок; монтаж холодильної установки з об'язочними технологічними трубопроводами; штучне замороження ґрунту для створення льодогрунтової огорожі майбутнього сховища, виймання ґрунту в чаші майбутнього сховища; монтаж блоків покрівлі; заповнення сховища охолодженим продуктом і здача його в експлуатацію.

Основною технологічною операцією будівництва підземних ізотермічних сховищ є буріння свердловин, установка заморожувальних колон і безпосередньо процес замороження.

Буріння заморожувальних свердловин здійснюється ударним, обертовим і турбінним бурінням. При глибині до 50 м, в основному, застосовується обертове буріння. Після завершення робіт з буріння свердловин приступають до встановлення заморожувальних колонок, які служать для циркуляції холодоагента і передачі холоду навколишньому ґрунту. При цьому застосовують сталеві труби з внутрішнім діаметром 100-150 мм з товщиною стінки 5-6 мм. Охолоджуючий розчин поступає в заморожувальні колонки з розподільного трубопроводу діаметром 150-200 мм. Для приєднання труб до розподільника приварюють штуцери діаметром 25-37 мм і довжиною 100-150 мм. Розподілення холодоносія по колонках забезпечується включенням колонок за схемою замкнених кіл (рис. 13.27).

Для замороження ґрунтів застосовують розчини хлористого калію з охолодженням його рідким аміаком (при температурі—35°C) або зрідженим пропаном (при температурі—42°C). Густина холодоагента складає 1,23-1,25 кг/л. Холодоагент подають по внутрішній трубці і відбирають із поза-



**Рис. 13.27.** Схема приєднання заморожуючих колонок за методом незамкнених кілець:  
 1 — розподільник; 2 — прохідний кран для випуску повітря; 3 — водомір; 4 — засувка;  
 5 — манометр; 6 — 7 — заморожуючі колонки;  
 8 — колектор

трубного простору. Схема об'язки морозильної колонки подана на рис.13.28. Піднімаючись по затрубному простору до гирла свердловини, холодоагент відбирає тепло від ґрунту. Далі він надходить по колектору у холодильну установку.

Початковою герметизуючою оболонкою майбутнього сховища і одночасно підпрною стінкою є мерзлотний циліндр.

Товщину льодогрунтової стінки (мерзлотного циліндра) визначають за формулою

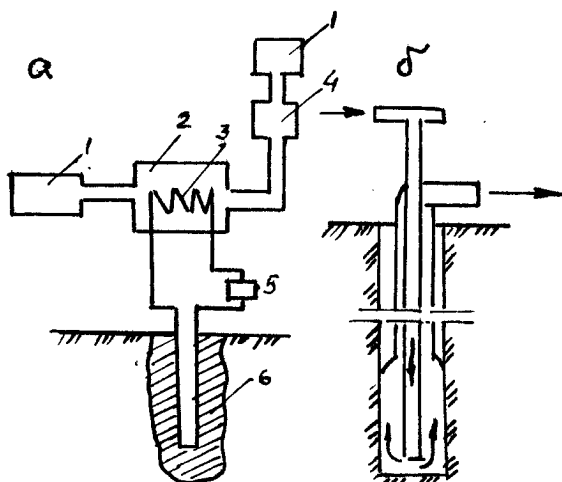
$$\sigma = 1,1 \cdot R_{\text{пр}} \left( \left( \frac{\sigma_{\text{ст}}}{\sigma_{\text{ст}} - 2P} - 1 \right)^{1/2} \right), \quad (13.51)$$

де  $\sigma$  — мінімальна товщина льодогрунтової стінки, м (ділянка АВ на рис. 13.29);

$R_{\text{пр}}$  — внутрішній радіус мерзлотного кільця, м;

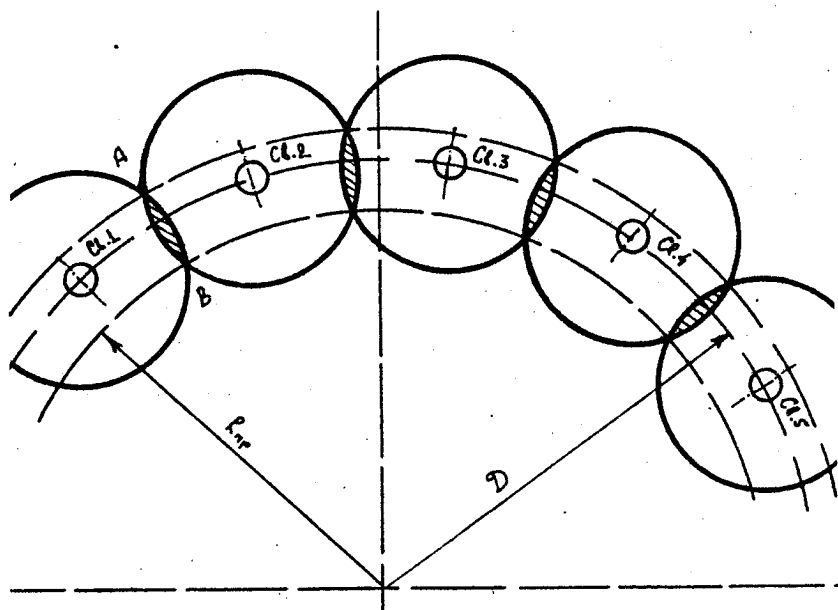
$\sigma_{\text{ст}}$  — допустиме напруження стиску замороженої породи (беруть 8,5-23,5 МПа);

$P$  — зовнішній гірничий тиск на стінку мерзлотного циліндра, МПа.



**Рис. 13.28.** Схема обв'язки морозильної колонки:  
*а* — морозильна камера; *б* — колонка;

1 — балон з аміаком; 2 — холодильна камера; 3 — змійовик;  
 4 — компресор; 5 — насос; 6 — ґрунт, що заморожується



**Рис. 13.29.** Схема для розрахунку параметрів формування мерзлотного циліндра

Тиск

$$P = \gamma H t_g^2 \frac{90^\circ - \varphi}{2}, \quad (13.52)$$

де  $\gamma$  — щільність ґрунтів, кг/м<sup>3</sup>;

$\varphi$  — кут природного відкосу, град.

Для обчислень можна прийняти значення щільності ґрунтів за табл. 13.12.

Таблиця 13.12  
Щільність ґрунтів ізотермічних сховищ

Ґрунт	Вологість, %	Щільність ґрунту, кг/м <sup>3</sup>
Пісок:		
щільний	7	1640
морський	14	1585
кар'єрний	10	1520
"	15	1520
"	20	1520
"	23	1520
гравелистий	2	2050
Глина волога	6	1460
"	15	1460
"	22	1460
"	35	1460
Суглинок	10	1540
"	20	1540
"	28	1540
Галька (щебінь)	10	2040
Ґрунти пилові	23	1330

Радіус поширення заморожених порід, що забезпечують створення необхідної товщини льодогрунтового циліндра, визначають за формулою, м

$$R = \sqrt{(0,6\sigma)^2 + (l/2 + d)^2}, \quad (13.53)$$

де  $d$  — допустиме відхилення свердловини, % (беруть 1 % від глибини);

$l$  — відстань між свердловинами, м, практично приймається 1,8 ÷ 2,5 м.

Швидкість нарощення мерзлого ґрунту по радіусу навколо заморожуючої колонки залежить від температури холодоносія, відстані між колонками і теплофізичних властивостей ґрунту і встановлюється розрахунками.

Після досягнення проектної товщини замороженої циліндричної оболонки резервуара приступають до розробки ґрунту. При об'ємі підземних ізотермічних місткостей 5-50 тис.м<sup>3</sup> найбільш раціональною схемою організації роботи (рис. 13.30) є розробка ґрунту по всій площі вибою бульдозером, навантаження ґрунту у цебри екскаватором з прямою лопатою, піднімання цебра самохідними стріловими кранами з розвантаженням їх у проміжні бункери з транспортуванням у відвал автотранспортом.

Основним недоліком існуючих підземних низькотемпературних резервуарів є високий теплоприплив до них з оточуючого середовища. Щоб запобігти цьому, всю площу поверхні, що огорожена, ізолюють. Як теплоізоляційний матеріал застосовують піноскло, перліт, ячеїстий бетон (ніздюватий).

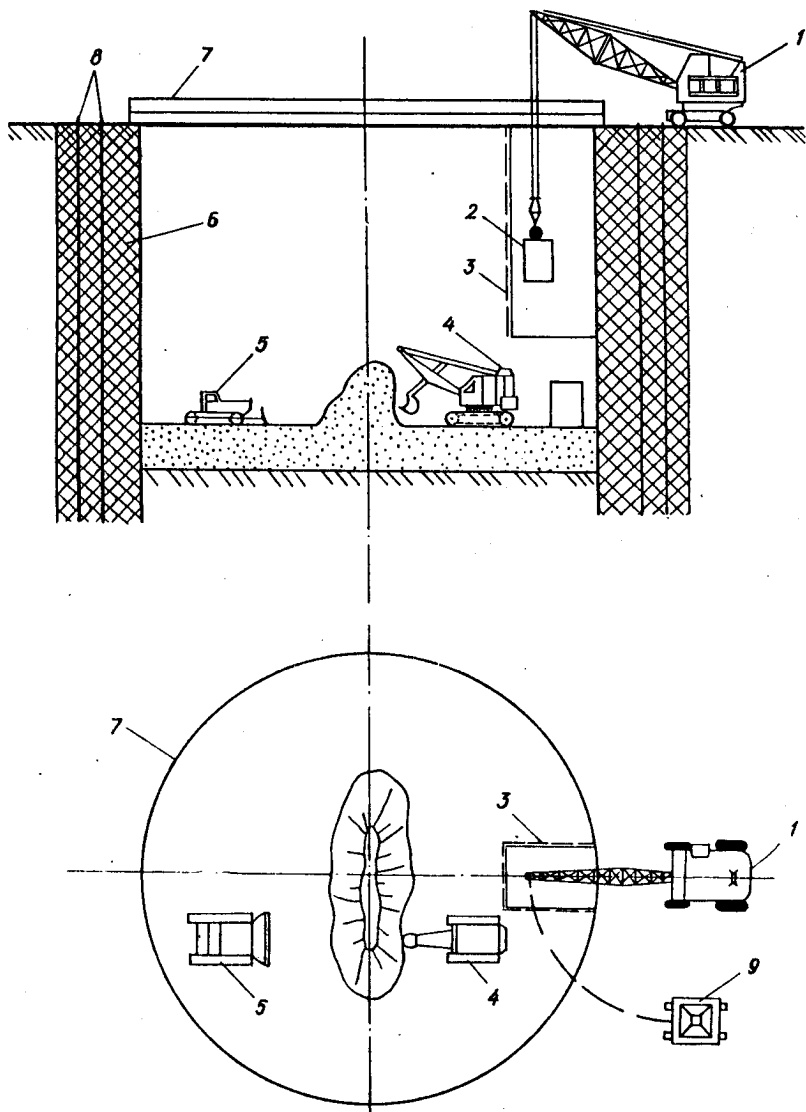
Перекриття льодопородного резервуара виконується різної конструкції (плоске, сферичне та інш.). Перекриття робиться з теплоізоляцією з алюмінію або сталі.

Підземний ізотермічний резервуар обладнується: трубопроводами, засобами зливу і наливу зріджених газів, запірною арматурою, приладами для виміру і контролю тиску, вакууму всередині резервуара, рівня рідинної і парової фаз газу, запобіжними і вакуумними клапанами, люками-лазами.

### **13.3.6. Льодопородні сховища, що споруджуються у вічномерзлих ґрунтах**

В зарубіжній практиці в районах вічної мерзлоти набули розповсюдження підземні сховища, що споруджуються у вічномерзлих ґрунтах, часто їх називають льодопородними сховищами. У таких сховищах зберігають зріджені вуглеводневі гази, автомобільні бензини, дизельне і пічне побутове паливо.

ґрунти, в яких передбачається будівництво підземних резервуарів, повинні знаходитись у природному твердомерзломому стані і бути непроникними і хімічно нейтральними по відношенню до продукту, що зберігається. Природна максимальна температура незасолених ґрубодисперсних ґрунтів



**Рис. 13.30. Схема виймання ґрунту при спорудженні підземної ізотермічної місткості:**

- 1 — самохідний стріловий кран; 2 — цебер; 3 — відділення для цебра;  
 4 — екскаватор; 5 — бульдозер; 6 — льодопородний циліндр;  
 7 — огорожа котлована; 8 — заморожуючі свердловини;  
 9 — проміжний бункер

повинна бути, як правило, не вищою —  $1^{\circ}\text{C}$ , а тонкодисперсних ґрунтів не вище —  $3^{\circ}\text{C}$ .

В умовах вічномерзлих порід споруджують підземні резервуари двох типів: шахтові і траншейні з льодовим переkritтям у формі склепіння.

Траншейні підземні сховища, що споруджуються у вічномерзлих ґрунтах відкритим способом, мають спеціально наморожене льодогрунтове переkritтя у формі склепіння і льодяне облицювання місткості (рис. 13.31). Мерзлі породи забезпечують необхідну міцність і стійкість резервуара без застосування кріплення його стінок. Тиск насичених парів нафтопродуктів, що зберігаються у льодогрунтовому резервуарі при температурі  $0^{\circ}\text{C}$ , не повинен перевищувати  $2,66 \cdot 10^4$  Па. За конструкцією ці місткості являють собою протяжну горизонтальну виробку (траншею), яка споруджується відкритим гірничим методом з обладнанням переkritтя. Їх розміри не повинні перевищувати за довжиною 200 м, за шириною 20 м і глибиною заповнення 15 м. Переkritтя резервуара виконують з матеріалів, що не горять: з природних матеріалів (льодогрунтове переkritтя) або будівельних конструкцій (залізобетону, сталі, алюмінію). Льодогрунтове переkritтя споруджують у формі склепіння зі спиранням на ґрунтові борти шириною не менше 1 м, які розміщуються на бортах траншеї. Товщина склепіння в замку повинна бути понад 2 м, щоб виключити можливість обвалення. Верхня кромка льодогрунтового переkritтя розміщується на позначці 0,5 м нижче підшви шару сезонного відтаювання. Льодогрунтове переkritтя покривають зверху шаром теплоізоляції, що не горить, і привантажують її дренажною засипкою з карамзитового щебню, гальки, гравію.

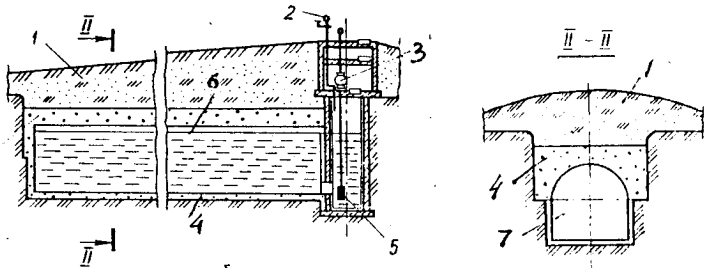


Рис. 13.31. Схема траншейного льодопородного сховища:

- 1 — термоізоляційна засипка; 2 — дихаючий клапан;  
3 — електродвигун; 4 — льодяне облицювання; 5 — заглибний насос;  
6 — рівень продукту в підземному сховищі; 7 — підземний резервуар

Внутрішню поверхню резервуара облицовують шаром прісноводного льоду товщиною 0,05 м або льодом з морської води. Облицювання льодом стінок і обладнання склепіння проводять при середній температурі повітря не вищій  $-5^{\circ}\text{C}$ . Лід на стінки і склепіння місткості намерозують шляхом заливання води у простір між опалубкою і ґрунтом, укладанням стін із льодових блоків.

Температура нафтопродукту, що заливається у місткість, повинна бути не вищою  $0^{\circ}\text{C}$ . У тих випадках, коли нафтопродукт поступає на базу з позитивною температурою, його потрібно охолодити у спеціальній холодильній установці і тільки після цього закачувати в льодогрунтову місткість.

Режим експлуатації підземного резервуара забезпечує підтримання в замку склепіння температури не вище  $-3^{\circ}\text{C}$ . Відстань від замка склепіння траншейного резервуара до максимального рівня наливу нафтопродукту повинна бути не більшою 1 м.

Для розміщення обладнання і вентиляції в одній стороні траншеї обладнують експлуатаційний колодязь і вентиляційний люк.

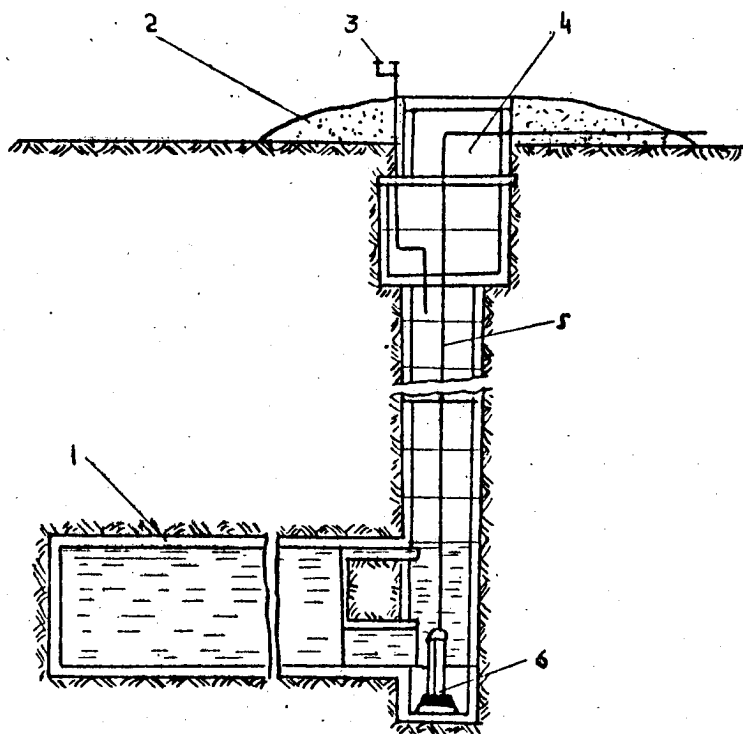
Надходження продукту в резервуар здійснюється самою током. Продукт із резервуара відбирається за допомогою глибинних, артезіанських або звичайних насосів, розміщених в підземних камерах.

Шахові сховища, споруджені у вічномерзлих ґрунтах, складаються із підземного резервуара, системи виробок, охолоджуючих пристроїв, наземних будов і споруд, під'їзних шляхів, інженерних комунікацій і трубопроводів. У сховищах такого типу тиск насичених парів нафтопродуктів, що зберігаються, не повинен перевищувати  $9,31 \cdot 10^4$  Па, а довжина кожної виробки-місткості — 100 м.

Такі сховища можуть бути комплексними і мати декілька горизонтальних виробок-місткостей та з'єднуючих виробок. Відстань між сусідніми виробками-місткостями повинна бути більша двократної її ширини, але не меншою 15 м. На рис. 13.32 зображена принципова схема однокамерного резервуара. В процесі намерозування облицювання стінок резервуара в камеру подають повітря. Для заливання води застосовують металеву або дерев'яну опалубку. Температура води повинна бути близькою до нуля. Воду заливають частинами, щоб товщина шару, що намерзає, була не вища 1 см. Для прискорення процесу намерзання і утворення облицюван-



ня між стінкою виробки і опалубкою закладають битий лід шарами товщиною до 10 см і заливають його водою до повного насичення. Після замерзання чергового шару процес наморозження повторюють.



**Рис. 13.32.** Схема підземного льодогрунтового сховища шахтового типу:

- 1 — льодяне облицювання; 2 — термоізоляційна засипка;  
 3 — дихаючий клапан; 4 — стовбур; 5 — продуктопровід;  
 6 — заглибний насос

Льодяну облицювку роблять також методом розпилення, після охолодження стінок камери холодним повітрям, що подається з поверхні. Спочатку наморожуються стінки камери, потім днище.

Процес облицювання льодом підземних сховищ виконується у дві стадії: охолодження води до температури замерзання; безпосереднє нарощення льодяної облицювки.

Ширина камер шахтових сховищ, споруджених в вічномерзлих породах, встановлюється, виходячи з геологічних і геокриологічних умов, але не більше 8 м.

Після спорудження камери облицовуються льодом товщиною не меншою 3 см. Цей процес, як правило, виконується в зимовий період.

Товщину льодяного облицювання можна розрахувати за формулою

$$\sigma = \frac{F_B(H - h)}{\beta_l \cdot S} - \frac{V \cdot C_B(t_B - t_P)}{W_L \cdot S}, \text{ м} \quad (13.54)$$

де  $F_B$  — площа перерізу виробки, що заморожується,  $\text{м}^2$ ;

$H$  — біжуча позначка рівня води у виробці, що розкривається, при визначенні товщини облицювання, м;

$h$  — початкова позначка рівня води у виробці, що розкривається при закінченні заливання води, м;

$\beta_l$  — коефіцієнт розширення води при замерзанні,  $\beta_l = 0,09$ ;

$S$  — площа усієї внутрішньої поверхні підземного сховища,  $\text{м}^2$ ;

$V$  — об'єм води, що заливається,  $\text{м}^3$ ;

$C_B$  — теплоємність води,  $\text{ккал}/\text{м}^3 \text{ грд}$ ;

$t_B$  — температура води, що заливається,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$t_P$  — температура замерзання води, що заливається з врахуванням мінералізації,  $^{\circ}\text{C}$ ;

$W_L$  — теплота розтавання льоду з врахуванням мінералізації,  $\text{ккал}/\text{м}^3$ .

Випробування підземних резервуарів, споруджених у вічномерзлих ґрунтах, на герметичність проводять повітрям до нанесення льодяної облицювки. Попередньо герметизують всі канали, що з'єднують місткість з поверхнею землі. Тиск випробування для траншейних резервуарів дорівнює 0,002 МПа, для шахтових резервуарів — 0,025 МПа. Резервуар вважається таким, що витримав випробування, якщо після витримки під тиском випробування на протязі 24 год. і наступної доби падіння тиску не перевищує 1 % від нормативного з врахуванням барометричного тиску.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що таке підземні газонафтосховища?
2. Призначення і класифікація підземних сховищ.

- 
3. Підземні сховища для зберігання природних газів.
  4. Типи підземних сховищ для зберігання нафти, нафтопродуктів та зріджених газів.
  5. Класифікація порід, придатних для спорудження підземних сховищ шахтового типу.
  6. Основні технологічні параметри підземних сховищ шахтового типу.
  7. Технологія проходження виробок підземних шахтових сховищ.
  8. Герметизація виробок-місткостей підземних сховищ шахтового типу.
  9. Фізико-хімічні основи процесу розчинення кам'яної солі.
  10. Методи спорудження підземних сховищ в соляних покладах.
  11. Розрахунок підземного сховища на міцність.
  12. Контроль за формою і визначення об'єму підземної місткості, утвореної у соляних покладах.
  13. Фізика процесу утворення підземної місткості глибинними вибухами.
  14. Технологія спорудження підземних сховищ глибинними вибухами.
  15. Розрахунок параметрів вибухових робіт.
  16. Ізотермічні підземні сховища: конструкція, технологія спорудження, розрахунок мерзлотного циліндра.
  17. Льодопородні сховища, що споруджуються у вічномерзлих ґрунтах і породах.

---

## **14. ОРГАНІЗАЦІЯ БУДІВНИЦТВА ОБ'ЄКТІВ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗІВ**

Цей розділ є завершальним при вивченні курсу "Спорудження нафтобаз і газонафтосховищ" і підводить підсумок у технологічному процесі спорудження резервуарних і газгольдерних парків та баз підземного зберігання нафти, нафтопродуктів і газів.

### **14.1. Проектування організації будівництва і проведення робіт**

Для своєчасного вводу об'єктів будівництва з найменшими витратами, а також для планування капітальних вкладень і об'ємів будівельно-монтажних (БМ) робіт в цілому і за етапами будівництва при розробці технічного або техноробочого проекту складають проект організації будівництва (ПОБ), в якому необхідно виділити технологічні вузли та етапи робіт, визначити черговість видів робіт (підготовчих, основних) і календарних строків будівництва, поставки обладнання і конструкцій, необхідності в засобах механізації. ПОБ складає проектна організація (генеральний проектувальник) з залученням представників будівельно-монтажних організацій для виконання будівельно-монтажних робіт на даному об'єкті.

Для найбільш ефективного виконання окремих видів робіт або спорудження окремих об'єктів складають проект проведення робіт (ППР), який повинен забезпечити застосування найбільш сучасної технології, обладнання і засобів механізації, техніку безпеки при проведенні будівельно-монтажних робіт. ППР розробляють спеціальні проектні групи БМ організацій або спеціалізовані проектні відомчі організації (оргтехбуд). Для найбільш розповсюджених типових споруд розробляють типові ППР, які можуть бути внесені до типового проекту. В цьому випадку групи ППР будівельно-монтажних організацій займаються прив'язкою типових рішень до реальних умов площадки будівництва.

Склад ПОБ повинен враховувати ступінь складності будівництва об'єкта. Найчастіше резервуарні і газгольдерні парки за прийнятою класифікацією відносяться до об'єктів середньої складності. В цілому великі нафтобази можна віднести до об'єктів особливої складності. До складу ПОБ в

основному входять: календарні плани основного і підготовчого періодів будівництва; будівельний генеральний план; відомості об'ємів БМ робіт, графіки поставок матеріально-технічних ресурсів, включаючи матеріали, конструкції і обладнання; графіки необхідності в засобах механізації і в робочих кадрах, пояснювальна записка.

Пояснювальна записка ПОБ включає характеристику району будівництва, вибір методів проведення найскладніших БМ робіт, схеми та черговість спорудження основних (найскладніших) споруд і т.д. Окрім того, до неї входять техніко-економічні показники: повна кошторисна вартість, загальна трудоемкість робіт, величина середнього виробітку на одну людину в день, собівартість БМ робіт, вартість основних виробничих і обернених фондів БМ організацій, нормативна і запланована тривалість будівництва та економічний ефект від скорочення тривалості будівництва.

На основі рішень, прийнятих в ПОБ або в групах однорідних об'єктів, на основі вибраних типових проектів розробляють ППР, до складу якого входять: будівельний генеральний план об'єкта, для якого розробляють ППР; графіки поставки будівельних матеріалів (в тому числі і місцевих), конструкцій, обладнання з додатком комплектувальних відомостей, календарний графік будівництва об'єкта, графік руху робочої сили і необхідності в засобах механізації. До ППР також входять: технологічні схеми видів робіт, що виконуються в процесі спорудження і монтажу; технологічні схеми розмічальних і геодезичних робіт; технологічні карти виконання особливо відповідальних робіт (карти замонолічування стиків, технологічні карти зварювання та інш.), заходи з техніки безпеки проведення робіт та пояснювальна записка.

В окремих випадках до складу ППР вводять перелік і робочі креслення нестандартної технологічної оснастки для монтажу і спорудження окремих частин об'єкта (стріли, якорі, люльки, підмости і т.д.).

До пояснювальної записки ППР включають коротку технічну характеристику об'єкта, перелік та об'єми матеріалів, що поставляються, деталей, конструкцій і обладнання з вказівкою мас елементів, відомостей про необхідність електроенергії, води, пари, газу, стисненого повітря і т.д. Для будівництва резервуарів і газгольдерів необхідними є відомості про поставки сталі за сортаментами і за елементами

---

конструкцій, а також матеріали для електрозварювання і нестандартні елементи монтажної оснастки.

Для об'єктів середньої складності, а також для великого об'єму спорудження однотипових об'єктів у складі ППР розробляють комплексні сітьові графіки будівництва з прив'язкою їх до календарних строків виконання тих чи інших етапів будівельно-монтажних робіт.

## **14.2. Організаційно-технічна підготовка до будівництва**

Для успішного здійснення проведення будівельно-монтажних робіт в задані строки, зниження вартості і забезпечення якості проводять ретельну організаційно-технічну підготовку до будівництва в три етапи.

Перший етап підготовки складається з проведення заходів з забезпечення фінансування і матеріально-технічного постачання будівництва. На цьому етапі виконують наступні заходи:

проводять економічні та інженерні пошуки;

розробляють і затверджують техніко-економічні обґрунтування (ТЕО) і технічний проект організації будівництва (ПОБ), а також проект проведення робіт (ППР);

заключають договір з генеральною будівельною організацією (генпідрядчик) і відкривають для неї розрахунковий рахунок в місцевому відділенні будбанку;

виконують роботи з будівництв під'їзних автомобільних доріг і залізниць, що не входять до титуального списку будівництва. В кінці етапу одержують дозвіл на будівництво в місцевих органах влади.

Другий етап організаційно-технічної підготовки полягає у виконанні генеральними та субпідрядними організаціями комплексу підготовчих робіт безпосередньо на будівельній площадці. До цих видів робіт відносяться:

геодезичні роботи (розбивка осей споруд, встановлення реперів та інш.);

освоєння території площадки (викорчовування дерев, засипання ярів, зрізання і складування рослинного ґрунту та інш.);

інженерне обладнання площадки — планування місцевості, прокладання інженерних комунікацій і облаштування під'їзних шляхів;

будівництво будівель і споруд допоміжного призначення, таких як адміністративно-побутові споруди, склади, навіси, споруди виробничого призначення (арматурні та механічні майстерні, площадки укрупнення монтажних елементів і т.п.); підготовка до проведення робіт в зимовий період;

будівництво будівель і споруд основного призначення, котрі тимчасово можна використати для будівельників.

Третій етап організаційно-технічної підготовки включає роботи, необхідні для успішного будівництва кожного основного об'єкта будівництва:

геодезичні роботи щодо розбивки осей будівель і споруд в додаток до головних осей, що розбиті на другому етапі підготовки; розмітку осей траншей під комунікації (основні) і під границі котлованів;

роботи нульового циклу з прокладання тимчасових доріг і проїздів, прокладання тимчасових інженерних мереж, облаштування площадок для складування конструкцій і матеріалів, установа інвентарних будівель і т.д.

Роботи третього етапу підготовки, що виконуються генеральними підрядними та субпідрядними будівельними організаціями, частково співпадають в часі з роботами, що виконуються на другому етапі, а частково здійснюються в міру початку зведення того чи іншого основного об'єкта.

### **14.3. Будівельний генеральний план**

Будівельний генеральний план (будгенплан) являє собою план будівельної площадки, на якій нанесені будівельні об'єкти, інвентарні будівлі і споруди, постійні та тимчасові дороги, склади та площадки складування матеріалів і конструкцій, постійні і тимчасові лінії інженерних комунікацій і т.п. Для будівництва резервуарних парків обов'язковими елементами будгенплану є: місця складування металоконструкцій (або залізобетонних виробів); площадки для укрупненого збирання конструкцій та внутрішні проїзди, що проєктуються з врахуванням можливості перевезення крупногабаритних та важких вантажів (рулонових конструкцій). Площадки, необхідні для складування металоконструкцій, розраховують, виходячи з умов комплектності поставки, календарного графіка будівництва і графіка поставки конструкцій з заводів-виготовлювачів (рис. 1.18).

Протяжність тимчасових комунікацій повинна бути мінімальною, але щоб забезпечувала безперебійність монтажу конструкцій. Для скорочення витрат на тимчасові комунікації при спорудженні резервуарних і газгольдерних парків в основному проектують використання в період будівництва постійних водопровідних і каналізаційних мереж. З цієї ж причини останні споруджують на другому та третьому етапах організаційно-технічної підготовки. Як шляхи переміщення матеріалів і конструкцій використовують постійні дороги, що прокладаються навколо парку або груп резервуарів. В цьому випадку тимчасові дороги проектують тільки як міжоб'єктні проїзди (для під'їзду до місця монтажу і переміщення техніки від об'єкта до об'єкта), приоб'єктні проїзди для переміщення гусеничних монтажних кранів (навколо основи резервуара або газгольдера) і під'їзди до площадок складування, площадок укрупненого збирання, розчинобетонних вузлів і т.д. Тимчасові лінії енергопостачання (в основному кабельні) проектують з підводом до кожного об'єкта (резервуара), навколо яких розміщують декілька розподільних коробок для підключення до них монтажних кранів та зварювального обладнання.

Генеральний будівельний план підземного газонафтосховища має деякі особливості, обумовлені тим, що підземне сховище складається з двох основних частин: підземних резервуарів (місткостей) і наземного технологічного комплексу, який забезпечує нормальну і безпечну експлуатацію об'єкта. Територіально ці частини можуть розміщуватись на одній або різних площадках, що залежить від умов взаємного розміщення родовища (робочої товщі порід, в яких споруджується сховище), доріг, джерел енерго- і водопостачання та інше.

Генеральний план підземного газонафтосховища вимагає вирішення комплексу питань планування і благоустрою території, розміщення споруд і будівель, транспортних комунікацій та інженерних мереж у відповідності з нормами проектування, геологічними і гідрогеологічними умовами.

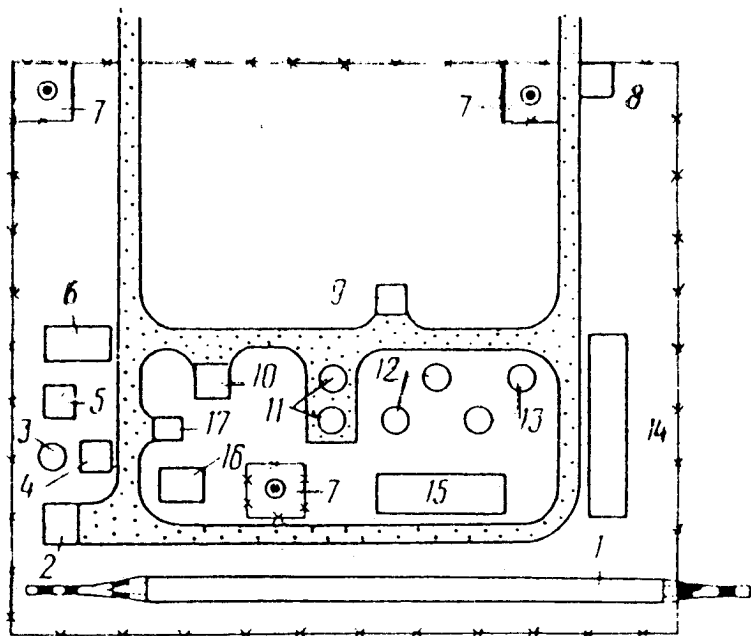
Генеральний план формується з врахуванням:

відстаней між осями технологічних свердловин підземних місткостей для сховищ, що споруджуються в сольових покладах, або відстаней між вертикальним стовбуром і технологічними свердловинами сховищ шахтового типу;



розміщення споруд і обладнання технологічного призначення, споруд адміністративних служб і транспорту;

способу доставки продукту для зберігання у сховище (по продуктопроводу, залізницею, танкерами). На рис. 14.1 показано генеральний план підземного сховища для зберігання зріджених газів, що споруджується у сольових покладах.



**Рис. 14.1.** Генеральний план підземного сховища зріджених газів: 1 — залізнична двостороння зливо-наливна естакада; 2 — пожежне депо; 3 — резервуар для води об'ємом  $250 \text{ м}^3$ ; 4 — водонапірна башта; 5 — пожежна насосна; 6 — електростанція; 7 — оголовок підземного резервуара; 8 — прохідна; 9 — насосна станція для розсо-лу; 10 — котельня; 11 — протипожежний резервуар об'ємом  $250 \text{ м}^3$ ; 12, 13 — буферний резервуар об'ємом  $600 \text{ м}^3$  відповідно для пропану і бутану; 14 — адміністративно-побутовий і ремонтно-експлуатаційний блоки; 15 — насосна станція зріджених газів; 16 — заміний пункт; 17 — пінопорошкова

Є два види будгенпланів: загальноплощадковий і об'єктний. Загальноплощадковий будгенплан, на якому крім ос-

---

новних об'єктів нанесені комунікації, допоміжні будівлі, інвентарні будівлі, входить до складу ПОБ.

Вихідними даними для розробки загальноплощадкового будгенплану є:

генеральний план площадки в горизонталях зі спорудженими об'єктами, а також мережею інженерних комунікацій і дорогами;

календарний план або сітьовий графік будівництва для визначення напряму і порядку переміщення будівельно-монтажних механізмів від об'єкта до об'єкта;

графіки поставки матеріалів, обладнання і конструкцій для визначення площ складів і площадок складування.

Календарний план служить для встановлення доцільної черговості і строків будівництва споруд, а також взаємної ув'язки в часі будівництва окремих об'єктів. На основі календарних планів визначається потреба в робочій силі, будівельних машинах, матеріально-технічних ресурсах, транспортних засобах. Календарними планами враховуються об'єми і строки виконання робіт на пускових комплексах і черговість будівництва. Складають календарні плани на основі існуючих норм тривалості будівництва.

Календарні плани складають для всього будівництва в цілому на стадії розробки ПОБ і для спорудження окремого об'єкта при розробці ППР.

Календарний план в складі ПОБ розробляють в наступному порядку:

накреслюють черговість зведення об'єктів будівництва і строки введення їх в експлуатацію;

визначають капітальні вкладення і об'єми БМ робіт за роками будівництва;

складають календарний план будівництва.

При спорудженні крупних резервуарних парків на НПЗ, промислових або морських перевальних базах черговість будівництва накреслюють по групах резервуарів або по окремих парках з тим, щоб при закінченні будівництва кожної черги її можна було б експлуатувати поза залежністю від спорудження наступних.

Наприклад, на НПЗ кожна черга спорудження резервуарного парку повинна відповідати продуктивності введених в експлуатацію установок, на промислових базах — дебіту групи (або груп) готових свердловин тощо.

---

У відповідності з календарним планом будівництва складають: відомості об'ємів БМ робіт по об'єктах і з періодами будівництва, графіки потреби в будівельних конструкціях, деталях і матеріалах, графік потреби в будівельних машинах і графік потреби в робочій силі.

Для розробки календарного плану спорудження об'єкта (в складі ППР) складають перелік будівельно-монтажних робіт, підраховують об'єми робіт, визначають потребу машинозмін і трудові витрати для виконання цих робіт і призначають склад бригад (ланок) з кожного виду робіт. Виходячи зі складу бригад (ланок), визначають тривалість виконання кожного виду роботи. Об'єми робіт визначають за робочими кресленнями, а час виконання одиниці об'єму — за ЕНПР.

Сітьове планування використовується в будівництвах як для перспективного і біжучого планування з визначенням тривалості основних етапів проектування і будівництва об'єктів, так і для вирішення задач оперативного планування і керування будівельним виробництвом на окремому об'єкті або комплексі однорідних об'єктів. Перше завдання вирішується побудовою комплексного укрупненого сітьового графіка в складі ПОБ, друге — побудовою сітьового графіка для об'єкта в складі ППР.

Сітьові графіки можуть бути розраховані табличним або графічним методами.

При складанні загальноплощадкового будгенплану всі тимчасові будівлі та споруди розміщують поза місцями забудови постійних об'єктів, причому при розміщенні тимчасових споруд обов'язковим є дотримання правил протипожежних норм; вимог техніки безпеки і необхідних санітарно-гігієнічних умов для робочих в період будівництва. Протипожежні норми передбачають обов'язкове дотримання відстаней між тимчасовими будівлями і спорудами, інвентарними будівлями, складами, а особливо місцями проведення вогневих робіт. Окрім того, нормами передбачено можливе використання пожежних гідрантів, відстань до яких не повинна перевищувати 50 м, а також установку пожежних щитів з інвентарем для гасіння пожеж (вогнегасник, багри, лопати), бочок з водою та ящиків з піском.

На будівельній площадці передбачають облаштування освітлення, особливо в зимовий період і для роботи в дві зміни. При будівництві резервуарних парків площадку освіт-

---

люють прожекторами, встановленими на щоглах поза зоною монтажу.

Порядок монтажу окремих об'єктів (резервуарів) визначають із умов мінімальних відстаней холостих переміщень монтажних механізмів і можливості дотримання поточності будівництва.

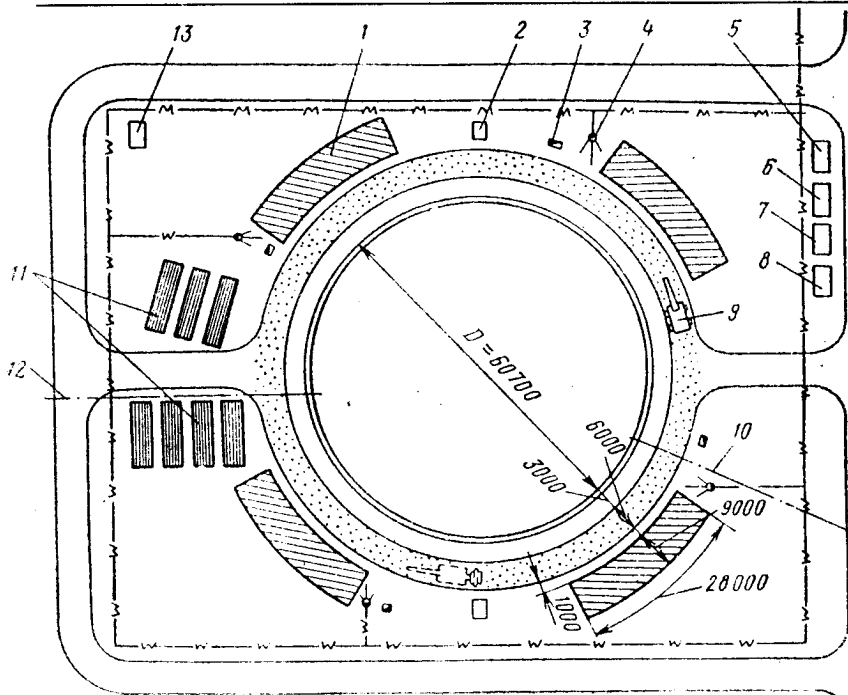
Автомобільні дороги проектують шириною 6 м для двостороннього руху і 3,5 м — для одностороннього, причому останні повинні бути закільцевані для зручності під'їзду і виїзду автомобільного транспорту. Покриття тимчасових доріг і проїздів повинно допускати їх використання за будь-якої погоди. Як покриття передбачають використання шлаку або гравію, а іноді інвентарних залізобетонних шляхових плит, які по закінченню роботи можуть бути демонтовані і перенесені в інше місце. Повертання плит при цьому складає 70-80%.

Об'єктний будгенплан входить до складу ППР. На нього наносять контури об'єкта, що будується, кільцевий проїзд із залізобетонних плит для руху крана (для резервуара або газгольдера), місця складування елементів конструкцій, що доставляються на площадку, місця розміщення зварювального обладнання, зону роботи крана при виконанні основних монтажних операцій, під'їзди до монтажної площадки, будівлі, якщо вони розташовуються з загальноплощадковим будгенпланом поблизу монтажної площадки, лінію тимчасового водопостачання для випробувань резервуара (рис. 14.2).

Прив'язку об'єктного будгенплану, як і прив'язку всього ППР до умов площадки, здійснюють шляхом відбору монтажного, зварювального та іншого обладнання, виходячи з умов даної БМ організації. На об'єктному будгенплані вказують також місця тимчасових розривів у обвалуванні для проїзду транспорту і монтажних механізмів.

#### **14.4. Організація будівництва потоковим методом**

Як відомо, при поточковому методі будівництва технологічний процес спорудження об'єкта розкладається на декілька складових процесів, для кожного з яких призначають певну тривалість і суміщують їх виконання з часом на різних ділянках. При цьому забезпечується послідовне здійснення однорідних процесів і паралельне — різнорідних. Для організації будівництва об'єктів потоковим методом необхідно:



**Рис. 14.2. Приблизний об'єктний будгенплан монтажу резервуара:**  
 1 — приоб'єктний склад; 2 — стенд для виправлення деформованих листів; 3 — розподільний пункт електроенергії; 4 — прожекторна мачта з повітряною електролінією; 5 — адміністративне приміщення; 6, 7 — приміщення для бригади; 8 — інструментальна; 9 — кран МКП-25; 10 — водоспуск; 11 — рулоновані резервуарні конструкції; 12 — водовід; 13 — санвузол

розкласти виробничий процес будівництва на складові процеси (наприклад, спорудження резервуара, монтаж днища, такелажні роботи, монтаж стінок, покриття, зварка тощо);

розділити працю між виконавцями (за складовими процесами);

розділити фронт робіт по ділянках і встановити тривалість виконання кожного процесу, тобто створити виробничий ритм;

здійснити технологічну ув'язку виконання окремих процесів між собою.

При спорудженні резервуарних і газгольдерних парків застосовують спеціалізований, об'єктний або комплексний потік, причому до останнього включають, окрім будівництва резервуарів спорудження комунікацій, доріг та облаштуван-

ня резервуарного парку. При парковій забудові здійснення робіт в одному об'єктному потоці ведеться в основному однією комплексною бригадою, розбитою на спеціалізовані ланки. Окрема спеціалізована бригада може бути створена для монтажу обв'язки парку.

Основними розрахунковими параметрами будівельного потоку є: інтенсивність (потужність) потоку; тривалість потоку  $m$ , об'єм і трудомісткість робіт; тривалість виконання часткового потоку на ділянці (ритм потоку)  $t$ ; крок потоку  $k$ ; період розгортання потоку  $\tau$ , кількість ділянок  $m$ , кількість процесів, що виконуються  $n$ . Трудоемкість кожного виду робіт розраховують за діючими нормами і розцінками. При ритмічному потоці  $t = k$ . Як ділянку частіше вибирають монтаж одного з елементів конструкції резервуара (днище, стінка), рідше — один резервуар. Тривалість потоку визначають за формулою

$$T = \tau + m \cdot k, \quad (14.1)$$

або 
$$T = (n + m - 1)k. \quad (14.2)$$

При роботі в дві зміни в  $n$  включають тільки кількість процесів, що виконуються в одну зміну. Для запобігання простоїв окремих ланок (бригад) при неоднаковій тривалості робіт на ділянках вводять організаційні перерви  $t_0$  і технологічні перерви  $t_r$ . Таким чином, час розгортання потоку

$$\tau = (n - 1)k + \sum t_0 + \sum t_r. \quad (14.3)$$

Тоді загальна тривалість потоку складає

$$T = (n + m - 1)k + \sum t_0 + \sum t_r. \quad (14.4)$$

Інтенсивність потоку, тобто кількість будівельної продукції, що випускається потоком за одиницю часу, в натуральних показниках визначають за формулою

$$I = Q/T_{\text{пр}}, \quad (14.5)$$

де  $Q$  — об'єм роботи в натуральному виразі;

$T_{\text{пр}}$  — витрати часу на випуск одиниці продукції

$$T_{\text{пр}} = m \cdot k. \quad (14.6)$$

Будівельний потік має три періоди: розгортання  $t_p$ , стабільного стану  $t_{\text{ст}}$  і згортання  $t_{\text{зг}}$ , кожному з яких відповідає визначена потреба в робочій силі. Чим довший період ста-

більшого стану, тим ефективніший потік. Для оцінки ефективності потоку використовують показник стабільності

$$a = t_{\text{ст}}/T. \quad (14.7)$$

Якщо прийняти  $t_{\text{ст}} = T - 2t_{\text{зг}} = (m - n + 1)k$ , то

$$a = \frac{m - n + 1}{m + n - 1}. \quad (14.8)$$

Для оцінки рівномірності будівельного потоку використовують показник рівномірності  $\beta$ , що визначається за формулою

$$\beta = \frac{R}{R_{\text{max}}} = \frac{m}{m + n - 1}, \quad (14.9)$$

де  $R$  — середня чисельність робочих за час дії потоку;

$R_{\text{max}}$  — максимальна чисельність робочих, зайнятих в потоці.

Для підтримання ритмічності потоку при неоднаковому часі виконання ділянок зменшують чисельність спеціалізованих ланок, що виконують менш трудомісткі процеси. Таким чином вдається згладити графік руху робочої сили і збільшити період стабільного стану потоку.

Потоковий метод дозволяє скоротити тривалість будівництва, підвищити продуктивність праці робочих, покращити використання основних виробничих фондів і оборотних засобів та якість виконання всіх видів будівельно-монтажних робіт.

## КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Основні положення проектування організації будівництва і проведення робіт.

2. Яка структура проекту проведення робіт (ППР)?

3. Що включає в себе організаційно-технічна підготовка до будівництва об'єктів зберігання нафти, нафтопродуктів, газів?

4. Склад будівельного генерального плану.

5. Календарні плани будівництва: структура, порядок розробки.

6. В чому полягає сіткове планування будівництва нафтобази?

7. Потоковий метод будівництва: мета, структура, основні розрахункові параметри, позитивні сторони.

---

## ПІСЛЯМОВА

У підручнику викладені основні питання, пов'язані з монтажем резервуарів і газгольдерів, спорудженням нафтобаз і підземних газонафтосховищ. Та всіх проблем, що стоять перед галуззю, вони, безумовно, не вирішують.

Подальше резервуаробудування, спорудження об'єктів для зберігання нафти, нафтопродуктів, природних та зріджених газів повинно проходити шляхом підвищення надійності, механізації технологічних процесів, зниження строків і вартості будівництва, впровадження енергозберігаючих технологій.

Для цього необхідні:

розвиток нафтобазового господарства за рахунок оснащення його великооб'ємними (50-100 тис.м<sup>3</sup>) резервуарами, розрахованими на підвищений тиск або оснащеними пристроями для скорочення втрат нафтопродуктів (плаваючими дахами, понтонами, газокомпенсуючими системами).

вдосконалення резервуарного і газгольдерного обладнання — дихаючої і запірної арматури, дренажних систем, що забезпечують зниження втрат нафтопродуктів і зберігання їх якості;

розширення науково-дослідних і конструкторських робіт з розробки обладнання і засобів малої механізації для монтажу великооб'ємних резервуарів, підготовки для зварювання основних монтажних стиків і самого процесу зварювання металоконструкцій;

розширення об'ємів будівництва підземних газонафтосховищ з розробкою методів розрахунку їх параметрів, герметизації виробок-місткостей і приладів для технічного діагностування.

Ці та інші питання заслуговують уваги для подальшого поглиблення знань з курсу та їх розробки в курсових і дипломних проектах, у студентській науково-дослідній роботі.



## Приклади розрахунків з спорудження нафтобаз, резервуарів, газгольдерів та газонафтоосховищ за розділами

### 1. Нафтобази

**Приклад 1.** Визначити сумарний об'єм перевальної нафтобази за видами нафтопродуктів.

Вихідні дані:

річна реалізація нафтопродуктів, т:

бензин АІ-93 — 2400000

дизельне паливо — 2150000

мазут топковий — 1500000

$\rho = 745 \dots 775; 965 \dots 988 \text{ кг/м}^3$ . Коефіцієнт обертання ( $K_0$ ): бензин; дизельне паливо — 30; мазут — 25. Коефіцієнт заповнення резервуарів ( $K_3$ ): бензин, дизельне паливо — 0,95; мазут — 0,97.

**Розв'язання.** За формулою (1.3) визначаємо об'єм резервуарного парку за видами нафтопродуктів, який потрібний: для бензину

$$V_n = \frac{2400000 \cdot 10^3}{745 \cdot 0,95 \cdot 30} = 113034 \text{ м}^3;$$

для дизельного пального

$$V_n = \frac{2150000 \cdot 10^3}{865 \cdot 0,95 \cdot 30} = 87221 \text{ м}^3;$$

для мазуту

$$V_n = \frac{1500000 \cdot 10^3}{988 \cdot 0,97 \cdot 25} = 62606 \text{ м}^3.$$

Загальний об'єм нафтобази  $V_n = 252961 \text{ м}^3$ .

**Приклад 2.** Визначити сумарний об'єм розподільної нафтобази по бензину.

Вихідні дані: річна реалізація бензину 60000 т, густина бензину  $745 \text{ кг/м}^3$ ; коефіцієнт заповнення резервуара  $K_3 = 0,95$ ; коефіцієнт надходження і реалізації  $K_n = 1,5$ .

---

**Розв'язання.** За формулою (1.4) визначають об'єм резервуарного парку, потрібного для бензину:

$$V_p = \frac{60000 \cdot 1,5 \cdot 10^3}{12 \cdot 745 \cdot 0,95} = 10597 \text{ м}^3.$$

**Приклад 3.** Визначити оптимальний об'єм і кількість резервуарів резервуарного парку для зберігання бензину. Об'єм резервуарного парку  $V=113034 \text{ м}^3$ . Розглянемо об'ємний ряд резервуарів, який дорівнює: 30, 20 і 10 тис.м<sup>3</sup>.

**Розв'язання. 1.** Визначаємо кількість резервуарів:  
для  $V=30000 \text{ м}^3$

$$113034 : 30000 = 4,77 \text{ (4 резервуари);}$$

для  $V=20000 \text{ м}^3$

$$113034 : 20000 = 5,65 \text{ (6 резервуарів);}$$

для  $V=10000 \text{ м}^3$

$$113034 : 10000 = 11,30 \text{ (12 резервуарів).}$$

2. Визначаємо капітальні витрати на будівництво резервуарів (ціни умовні):

для  $V=30000 \text{ м}^3$

$$4 \cdot 210,35 = 841 \text{ тис. грн.};$$

для  $V=20000 \text{ м}^3$

$$6 \cdot 158,87 = 950 \text{ тис. грн.};$$

для  $V=10000 \text{ м}^3$

$$12 \cdot 81,67 = 980 \text{ тис. грн.}$$

3. Визначаємо витрати сталі:

для  $V=30000 \text{ м}^3$

$$4 \cdot 538,1 = 2152 \text{ т.};$$

для  $V=20000 \text{ м}^3$

$$6 \cdot 418,06 = 2508 \text{ т.};$$

для  $V=10000 \text{ м}^3$

$$12 \cdot 202,34 = 2428 \text{ т.}$$

В результаті розрахунку приймається перший варіант — чотири резервуари об'ємом по  $30000 \text{ м}^3$ . При цьому економія порівняно з третім і другим варіантами відповідно становить 139 і 109 тис. грн.; 276 і 356 т сталі. Аналогічно такий розрахунок потрібно робити для кожного виду нафтопродуктів, що зберігається у резервуарному парку.

Вибираючи максимальний об'єм резервуара, можна користуватись такими рекомендаціями:

Тип нафтопродукту, що зберігається	Максимальний об'єм резервуара, $\text{м}^3$		
	з плаваючим дахом	з понтоном	із стаціонарним дахом
Рідини, що легко запалюються	120000	50000	20000
Горючі рідини	50000	50000	50000
Нафта з температурою застигання понад $0 \text{ }^\circ\text{C}$	-	-	50000

**Приклад 4.** Підрахуємо об'єм земляних робіт і складемо земляний баланс площі забудови резервуарним парком. Крок квадратної сітки становить 20 м. Червона (проектна) відмітка  $h_n = 155,28$  м. Горизонталі й вершини квадратів показані на рис. 1.24. Як бачимо, в місцях насипу робоча відмітка має знак "-", а у місцях виїмки — "+". Проводимо лінію нульових робіт, підраховуємо об'єми земляних мас і зводимо їх баланс у табл. 1.

### 3. Розрахунки елементів резервуарних конструкцій

**Приклад 5.** Розрахувати товщину стінки резервуара і визначити радіальні переміщення для резервуара об'ємом  $10000 \text{ м}^3$ .

Дані для обчислення:  $H = 11,92$  м;  $D = 34,2$  м; матеріал стінки — сталь ВМССтЗсп, розрахунковий опір сталі  $R = 190 \text{ МПа}$ ;  $m = 0,8$ ;  $n_1 = 1,1$ ;  $n_2 = 1,2$ ;  $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$ ;  $P_n = 2000 \text{ Па}$ ;  $q$  приймається таким, що дорівнює 10. Стінка складається з восьми поясів, висота поясу 1490 мм.

Таблиця 1

## Розрахунок об'єму земляних робіт

Номер квадрата	Середня робоча відмітка, м	Площа квадрата, м <sup>2</sup>	Об'єм земляних робіт, м <sup>3</sup>	
			виїмка (+)	насип (-)
1	-0,72	400		288
2	-0,29	400		116
3		400		
4	+0,31	400	124	
5	-0,57	400		230
6	-0,18	400		72,0
7	+0,18	400	72,0	
8	+0,44	400	177	
9	-0,50	400		200
10		400		
11	+0,20	400	80	
12	+0,31	400	124	
13	-0,46	400		184
14		400		
15		400		
16		400		
<b>ВСЬОГО:</b>			577	1020

**Висновок:** на будівельний майданчик потрібно завезти 443 м<sup>3</sup> ґрунту.

**Розв'язання.**

1. Товщина стінки першого поясу (формула 3.39)

$$\delta_1 = \frac{[1,1 \cdot 9 \cdot 10^2 \cdot 10 / 11,92 - 0,30 / + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3] 17,1}{0,8 \cdot 190 \cdot 10^6} = 0,0132 \text{ м,}$$

або  $\delta_1 = 13,2$  мм.

2. Товщина стінки другого поясу

$$\delta_2 = \frac{[1,1 \cdot 10^2 \cdot 10 / 11,92 - 1,49 / + 1,2 \cdot 2 \cdot 10^3] 17,1}{0,8 \cdot 190 \cdot 10^6} = 0,0116 \text{ м,}$$

або  $\delta_2 = 11,6$  мм.

Аналогічно розраховують товщину стінки III, IV, ..., VIII поясів.

3. Радіальне переміщення для кожного поясу обчислюють за формулою (3.40)

$$\Delta r_i = \frac{9 \cdot 10^2 \cdot 17,1^2 / 11,92 - 0,3 /}{2,1 \cdot 10^5 \cdot 0,0132} = 0,0116 \text{ м,}$$

або  $\Delta r_i = 11,6$  мм.

Результати розрахунку стінки резервуара за поясами записують у таблицю.

Пояс	Висота, м	Товщина стінки, мм		Радіальне переміщення $\Delta r$ , мм
		розрахункова	прийнята	
I	11,62	13,2	14	11,6
II	10,43	11,6	12	12,2
III	8,94	10,0	11	11,7
IV	7,45	8,3	9	11,5
V	5,96	7,0	8	10,7
VI	4,47	5,0	8	8,2
VII	2,98	3,3	8	4,2
VIII	1,49	1,7	8	3,0

**Приклад 6.** Розрахувати нижній вузол резервуара об'ємом  $10000 \text{ м}^3$ .

Вихідні дані: товщина першого поясу стінки  $\delta = 14 \text{ мм}$ ; товщина окрайок днища  $\delta_{\text{окр}} = 10 \text{ мм}$ ; діаметр резервуара  $d = 34,2 \text{ м}$ ; маса стінки  $Q_{\text{ст}} = 87 \text{ т}$ ; маса покриття  $Q_{\text{покр}} = 52 \text{ т}$ ; густина нафтопродукту  $\rho = 9 \cdot 10^{-4} \text{ кг/см}^3$ ; висота резервуара  $H = 11,92 \text{ м}$ .

### Розв'язання.

1. Навантаження на одиницю довжини кола стінки (формула 3.101)

$$g = \frac{52 + 87/10}{3,14 \cdot 34,2} = 12,9 \text{ кН/м.}$$

2. Гідростатичний тиск на днище

$$p = \rho H = 9 \cdot 10^4 \cdot 11,92 = 1,07 \text{ МПа.}$$

3. Основні характеристики стінки:  
циліндрична жорсткість (формула 3.94)

$$D_{\text{ст}} = \frac{2,1 \cdot 1,4^3 \cdot 10^6}{12/1 - 0,3^2} = 53,0 \cdot 10^4 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

умовний коефіцієнт постелі (формула 3.59)

$$K_{\text{ст}} = \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 1,0}{17 \cdot 10^2} = 1,0;$$

коефіцієнт деформації (формула 3.95)

$$\beta_{\text{ст}} = \sqrt[4]{\frac{1}{4 \cdot 53,0 \cdot 10^4}} = 0,026.$$

4. Визачення переміщення стінки (формула 3.96)

$$\delta_{11}^{\text{ст}} = \frac{1}{0,026 \cdot 53,0 \cdot 10^4} = 0,73 \cdot 10^4;$$

$$\delta_{12}^{\text{ст}} = \sigma_{21}^{\text{ст}} = \frac{1}{2 \cdot 0,026^2 \cdot 53,0 \cdot 10^4} = 14,05 \cdot 10^4;$$

$$\delta_{22}^{\text{ст}} = \frac{1}{2 \cdot 0,026^3 \cdot 53,0 \cdot 10^4} = 540,0 \cdot 10^4;$$

$$\Delta_{1p}^{ст} = \frac{9 \cdot 10^4}{1,0} = 9 \cdot 10^4;$$

$$\Delta_{2p}^{ст} = \frac{9 \cdot 10^4}{1,0} = 1192 = 10700 \cdot 10^{-4}.$$

5. Основні характеристики днища:  
циліндрична жорсткість (формула 3.70)

$$D_{дн} = \frac{2,1 \cdot 10^6 \cdot 1,0^3}{12(1 - 0,3^2)} = 19,2 \cdot 10^4 \text{ кН} \cdot \text{см} = 19,2 \cdot 10^3 \text{ Н} \cdot \text{м};$$

коефіцієнт постелі підвалин

$$K_{дн} = 5,0 \text{ кг/см}^3 = 5 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3;$$

коефіцієнт деформації (формула 3.95)

$$\beta_{дн} = \sqrt[4]{\frac{5}{4 \cdot 19,2 \cdot 10^4}} = 0,05.$$

Відстань від зовнішньої поверхні стінки до краю днища  
 $c = 50 \text{ мм}$ .

Аргумент  $\beta c = 0,05 \cdot 5 = 0,25$ .

За таблицею функцій (дод. 8) знаходимо значення функцій

$$\varphi = 0,9459; \psi_{\beta c} = 0,5643; \theta_{\beta c} = 0,7550; \xi_{\beta c} = 0,1908.$$

5. Визначаємо переміщення днища (формули 3.99, 3.100, 3.102)

$$\delta_{11}^{дн} = \frac{1}{0,05 \cdot 19,2 \cdot 10^4} \frac{1 + 0,9459^2 + 2 \cdot 0,7550^2}{4} = 0,795 \cdot 10^{-4};$$

$$\delta_{1p}^{дн} = \frac{1,07 \cdot 0,05}{2 \cdot 5,0} / 1 - 0,9459 \cdot 0,5645 + 2 \cdot 0,7550 \cdot 0,1908 / =$$

$$= -40,2 \cdot 10^{-4}$$

$$\Delta_{1g}^{дн} = \frac{12,9}{2 \cdot 0,05^2 \cdot 19,2 \cdot 10^4} 0,7550^2 = 75,0 \cdot 10^{-4}.$$

6. Розв'язуємо канонічні рівняння (формули 3.103)

$$\Delta_{1B} = /9,0 - 40,2 + 76,0/10^{-4} = 44,8 \cdot 10^{-4};$$

$$\delta_{11} = /0,73 + 0,795/10^{-4} = 1,525 \cdot 10^{-4};$$

$$1,525M_0 + 14,05Q_0 = -44,2;$$

$$14,05M_0 + 540Q_0 = -10700.$$

Звідси  $M_0 = 2,02 \text{ кН} \cdot \text{м/м}$ ;  $Q_0 = -25,1 \text{ кН/м}$ .

7. Напруження у стінці (формула 3.85)

$$\sigma = \frac{6 \cdot 2,02}{1,4 \cdot 10^4} = 62 \text{ МПа.}$$

**Приклад 7.** Розрахувати вузол сполучення стінки резервуара з днищем. Резервуар опирається на бетонне кільце. Об'єм резервуарів  $10000 \text{ м}^3$ .

Обчислюємо за вихідними даними прикл. 6.

### Розв'язання.

1. Переміщення стінки резервуара знаходять аналогічно з прикладом 6.

Переміщення стінки будуть:

$$\sigma_{11}^{\text{ст}} = 0,73 \cdot 10^{-4}; \quad \sigma_{12} = \sigma_{21}^{\text{ст}} = 14,05 \cdot 10^{-4}; \quad \sigma_{22}^{\text{ст}} = 540 \cdot 10^{-4};$$

$$\Delta_{1p}^{\text{ст}} = 9 \cdot 10^{-4}; \quad \Delta_{2p}^{\text{ст}} = 10700 \cdot 10^{-4}.$$

2. Знаходимо коефіцієнти рівняння (3.91)  $a, b$  і  $c$  за формулою (3.92)

$$a = /0,73 - \frac{14,05^5}{540} / \cdot 10^{-4} = 0,36 \cdot 10^{-4};$$

$$b = \frac{1}{3 \cdot 19,2 \cdot 10^4 \cdot 1,07} = 0,017 \cdot 10^{-4};$$

$$c = /9,0 - \frac{14,05 \cdot 10700}{540} / \cdot 10^{-4} = -270 \cdot 10^{-4}.$$

3. Підставивши значення коефіцієнтів в основне рівняння (3.89), одержимо  $0,36 M_0 + 0,017 \sqrt{M_0^3} - 270 = 0$ . Спочатку знайдемо максимальний момент, що виникає при абсолютно жорсткому защемленні в днищі за формулою (3.93)



$$M_0^{\max} = \frac{9 \cdot 10^4}{2 \cdot 0,026^2} / 1192 - \frac{1}{0,026} = 7,6 \text{ кН} \cdot \text{м/м};$$

$$M_0 = 7,00, \quad 2,86 + 3,15 = 6,01, \quad 6,01 \neq 2,70;$$

$$M_0 = 5,00, \quad 1,90 - 1,90 = 3,80, \quad 3,80 \neq 2,70;$$

$$M_0 = 4,00, \quad 1,52 + 1,36 = 2,88, \quad 2,88 \neq 2,70;$$

$$M_0 = 3,90, \quad 1,48 + 1,31 = 2,79, \quad 2,79 \neq 2,70;$$

$$M_0 = 3,86, \quad 1,41 + 1,29 = 2,70, \neq 2,70$$

$$M_0 = 3,86 \text{ кН} \cdot \text{м/м}.$$

Як видно з результатів обчислення, при опиранні днища на жорстку підвалину вигинаючий момент у вузлі збільшується. Цей результат закономірний, оскільки жорстка підвалина обмежує вільність деформацій днища.

#### 5. Напруження у шві (формула 3.85)

$$\sigma = \frac{6 \cdot 3,86}{1,4^2 \cdot 10^4} = 117,0 \text{ МПа}.$$

#### 6. Величина ділянки відриву днища від кільця

$$l = 2\sqrt{M_0/P} = 2 \left( \frac{3,86 \cdot 10^3}{1,07 \cdot 10^6} \right)^{1/2} = 0,38 \text{ м}.$$

Таким чином, при ширині кільця 1200 ... 1400 мм вся робоча ділянка окрайки днища лежить в межах кільця.

**Приклад 8.** Розрахувати радіальну балку плоского щита покриття для резервуара об'ємом 3000 м<sup>3</sup> із центральним опорним стояком.

Вихідні дані: діаметр резервуара  $D = 19 \text{ м}$  ( $r = 9,48 \text{ м}$ ); снігове навантаження  $g_1 = 980 \text{ Па}$ ; навантаження від теплоізоляції  $g_2 = 441 \text{ Па}$ ; навантаження від вакууму  $g_3 = 245 \text{ Па}$ ; навантаження від власної ваги  $g_4 = 469 \text{ Па}$ . Коефіцієнти перенавантаження  $n_1 = 1,4$ ;  $n_2 = n_3 = 1,2$ ;  $n_4 = 1,2$ ; кількість щитів покриття  $n_{\text{щ}} = 18$ ; діаметр центрального щита  $d_{\text{щ}} = 2,74 \text{ м}$ ; площа покриття  $F = 282 \text{ м}^2$ . Матеріал балки — сталь із  $R_y = 245 \text{ МПа}$ .

### Розв'язання.

1. Визначаємо розрахункове навантаження на покрівлю (формула 3.112)

$$g_{\text{покр.}} = 980 \cdot 1,4 + 1,2/441 + 245 + 469 = 2788 \text{ Па.}$$

2. Визначаємо довжину балки

$$L_{\sigma} = (D - d)/2 = (19 - 2,74)/2 = 8,13 \text{ м.}$$

3. Знаходимо довжину дуги  $l_{ab}$  і  $l_{cd}$  (формула 3.121) (рис. 3.10):

$$l_{ab} = \frac{1 \cdot 3,19 \cdot 19}{18} = 3,31 \text{ м; } l_{cd} = \frac{1 \cdot 3,14 \cdot 2,74}{18} = 0,48 \text{ м.}$$

4. Визначаємо навантаження на стінку резервуара  $g_1$  і на центральний щит  $g_2$  (формула 3.124)

$$g_1 = 2758 \cdot 3,31 = 9129 \text{ Н/м; } g_2 = 2758 \cdot 0,48 = 1324 \text{ Н/м.}$$

Замінивши трапецієподібне навантаження на трикутне, визначаємо (формула 3.122)

$$g_3 = 9128 - 1324 = 7804 \text{ Н/м.}$$

5. Визначаємо згинальний момент за формулою (3.123)

$$M = \frac{1324 \cdot 8,13^2}{8} + \frac{7804 \cdot 8,13^2}{9 \cdot 3} = 44029 \text{ Н/м.}$$

Розрахунок на міцність згинальних моментів проводимо за формулою (3.124).

6. Радіальну балку проектуємо двотаврового перерізу. Для цього визначаємо момент опору за формулою (3.125)

$$W_n^{\text{min}} = \frac{44029 \cdot 10^{-6}}{245 \cdot 0,95} = 189,2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3.$$

За сортаментом двотаврових балок (ГОСТ 8239-72) підбираємо номер профілю двотаврової балки № 20а, яка має момент опору  $W_x = 203 \text{ см}^3$ , що більше за потрібну ( $W_m = 190 \text{ см}^3$ ).

7. Розраховуємо деформацію радіальної балки за формулою (3.126).

Момент інерції поперечного перерізу балки № 20а

$$I_x = 2030 \text{ см}^4 \text{ або } 2030 \cdot 10^{-8} \text{ м}^4.$$

Модуль пружності  $E = 2,06 \cdot 10^{11}$  Па.

$$Y_6 = \frac{5}{384} \cdot \frac{1324 \cdot 8,13^4}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2030 \cdot 10^{-8}} + \frac{2,5}{384} \cdot \frac{7804 \cdot 8,13^4}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 2030 \cdot 10^{-8}} = 7,11 \cdot 10^2 \text{ м.}$$

Допустимий відносний прогин для балок покриття дорівнює  $1/250$  прольоту. У даному випадку

$$Y_{\text{доп}} = \frac{1}{250} l = \frac{813}{250} = 3,25 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Прийнята із обчислення на міцність двотаврова балка № 20а не задовільняє вимоги жорсткості. Для задоволення вимог жорсткості потрібно прийняти двотаврова балку № 27.

**Приклад 9.** Розрахувати центральну опору для резервуара об'ємом  $3000 \text{ м}^3$  із щитовим покриттям.

Дані для обчислення: діаметр резервуара  $D = 19,8$  м; зовнішній діаметр опори  $d_3 = 0,426$  м; внутрішній діаметр опори  $d_b = 0,412$  м; довжина опори  $l_0 = 12$  м;  $R_y = 240$  МПа; розрахункове питоме навантаження на покрівлю  $g_{\text{пк}} = 2758$  Па.

### Розв'язання.

1. Розраховуємо опору на міцність за формулою (3.128). Для цього знайдемо переріз стояка  $F_{\text{оп}}$  і поздовжнє зусилля  $N_{\text{пр}}$  відповідно за формулами (3.129) і (3.130)

$$F_{\text{оп}} = \frac{3,14}{4} / 0,426^2 - 0,412^2 = 0,0092 \text{ м}^2;$$

$N_{\text{позд}} = g_i n_{\text{щ}}; g_2$  візьмемо з прикладу:  $N_{\text{позд}} = 132 \cdot 18 = 23832$  Н.

Перевіряємо опору на міцність

$$\frac{N_{\text{пр}}}{F_{\text{оп}m}} = \frac{23832}{0,0092 \cdot 0,95} = 2,7 \text{ МПа} < R_y = 240 \text{ МПа.}$$

Переріз і діаметр труби задовільняють умови міцності для центрального опору.

2. Розраховуємо опору на стійкість за формулою (3.131). Для обчислення знайдемо розрахункову довжину опори, момент інерції, радіус інерції і гнучкість відповідно за формулами (3.132, 3.134)

$$l_b f = 1 \cdot 12 = 12 \text{ м}; I_x = \frac{3,14}{64} / 0,426^2 - 0,412^2 = 0,000202 \text{ м}^4;$$

$$c = \left( \frac{0,000202}{0,0092} \right)^{1/2} = 0,148 \text{ м}; \quad \lambda = \frac{12}{0,148} = 81.$$

При  $\lambda = 81$  коефіцієнт поздовжнього вигину  $K_i = 0,686$ ,

$$\frac{N_{\text{пр}}}{K_i m F_0} = \frac{23832}{0,95 \cdot 0,686 \cdot 0,0092} = 3,97 \text{ МПа} < R_y = 240 \text{ МПа}.$$

Переріз і діаметр труби задовільняють умови стійкості.

#### 4. Спорудження сталевих резервуарів

**Приклад 10.** Визначити тиск на ґрунт під вертикальним циліндричним резервуаром об'ємом  $5000 \text{ м}^3$ , заповненим нафтопродуктом.

Вихідні дані: висота резервуара  $h = 12 \text{ м}$ ; густина  $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ ; маса резервуара  $G = 90000 \text{ кг}$  і площа поперечного перерізу  $F = 408 \text{ м}^2$ ,  $g = 9,87$ .

**Розв'язання.** Визначаємо тиск на ґрунт від власної маси резервуара і нафтопродукту, що зберігається в ньому, за формулою (4.1)

$$Q = 12 \cdot 1000 + \frac{90000}{408} / 9,87 = 119884 \text{ Н/м}^2 = 0,12 \text{ МПа}.$$

**Висновок.** Для будівництва резервуарів об'ємом  $5000 \text{ м}^3$  несуча здатність ґрунту повинна бути не менша  $119884 \text{ Н/м}^2$  ( $0,12 \text{ МПа}$ ).

**Приклад 11.** Розрахувати такелажну оснастку і розвантажувальну балку для розвантаження рулону масою  $Q = 50 \text{ т}$ , діаметром  $D_p = 3 \text{ м}$  і довжиною  $H_p = 12 \text{ м}$ . Кут нахилу площини накатування рулону на балку до горизонту  $\alpha = 7^\circ$ . Кут нахилу площини скатування рулону по балці до горизонту  $\beta = 20^\circ$ ;  $K_H = 1,06$ ;  $K_g = 1,1$ ;  $K_0 = 0,0$ . Прольот балки  $l_6 = 440 \text{ см}$ . Розрахунковий опір сталі балки  $R_y = 160 \text{ МПа}$ ;  $g = 10 \text{ м/с}^2$  (рис. 4.11).

### Розв'язання.

1. Визначаємо зусилля у тяговому канаті при накатуванні рулону на балки за формулою (4.15)

$$N_{\text{тяг}} = \frac{50}{2} / 0,122 + 0,04 \cdot 0,993 / 10 = 40,4 \text{ кН.}$$

Збільшуємо тягове зусилля  $N_{\text{тяг}}$  на 50%

$$N_{\text{тяг}} = 40,4 \cdot 1,5 = 60,7 \text{ кН.}$$

2. За  $N_{\text{тяг}}$  обчислюємо розривне зусилля тягового каната за формулою (4.16):

$$R_k = 60,7 \cdot 5 = 303,5 \text{ кН.}$$

Коефіцієнт запасу міцності каната  $n_3 = 5$ . За зусиллям  $R = 303,5$  кН підбираємо (табл. 7.2) канат діаметром  $d_k = 25$  мм з розривним зусиллям 335,5 кН і тимчасовим опором розриву 1800 МПа. Як тяговий механізм вибираємо трактор С-100 з тяговим зусиллям 95 ... 105 кН.

3. За формулою (4.17) визначаємо зусилля у гальмівному канаті при скатуванні рулону по розвантажувальних балках

$$N_T = \frac{50}{2} / 0,342 + 0,04 \cdot 0,94 / 10 = 94,7 \text{ кН.}$$

З урахуванням ривка збільшуємо гальмівне зусилля на 50%,  
 $N_T = 94,7 \times 1,5 = 142$  кН.

4. За знайденим зусиллям обчислюємо розривне зусилля гальмівного каната  $R_k = 142 \cdot 5 = 710$  кН. За визначеним розривним зусиллям  $R_k$  підбираємо сталевий канат діаметром  $d = 39$  мм. Як гальмівний механізм вибираємо тракторну лебідку ЛТ-16/1250 з тяговим зусиллям 160 кН.

5. Визначаємо зусилля, що діє на одну розвантажувальну балку, за формулою (4.19)

$$N_T = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 10}{2} \cdot 0,94 = 274 \text{ кН.}$$

6. За (4.20) визначаємо максимальний згинальний момент у середині прольоту балки

$$N_{\text{max}} = \frac{274 \cdot 0,44}{4} = 301,5 \text{ кН} \cdot \text{м.}$$

7. Визначаємо допустимий момент опору в небезпечному перерізі балки ( у середині прольоту) (4.21)

$$W = 301,5/160 \cdot 10^3 = 1,88 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 = 1880 \text{ см}^3.$$

Підбираємо переріз балки, що складається з двох двотаврових балок № 33 за ГОСТ 8239-72, які мають момент інерції  $I_x = 9840 \text{ см}^4$ ; момент опору  $W = 597 \text{ см}^3$ ; площу  $F = 53,8 \text{ см}^2$ , і двох листів товщиною  $\sigma = 1 \text{ см}$  і шириною  $\sigma = 31 \text{ см}$  (рис. 4.11, б).

Момент інерції перерізу балки визначаємо за формулою (4.82)

$$I_{x-x} = 2/9840 + \frac{31 \cdot 1^3}{13} + 17^2 \cdot 31 \cdot 1 = 34577 \text{ см}^4.$$

Момент опору балки обчислюємо за формулою (4.23)

$$W_{x-x} = 37577/17,5 = 2150 \text{ см}^3.$$

Напруження при вигині у перерізі балки визначаємо за формулою (4.24)

$$\sigma_{x-x} = 301,5/21,5 = 140 \text{ МПа} < R_y = 160 \text{ МПа}.$$

8. Визначаємо за (4.25) прогин у середині прольоту балки

$$f = \frac{274 \cdot 440^3 \cdot 10^{-2}}{48 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot 37577} = 0,62 \text{ см}.$$

9. Визначаємо допустимий прогин балки

$$[f] = \frac{1}{500} L_\sigma = \frac{440}{500} = 0,88 > f = 0,62 \text{ см}.$$

**Приклад 12.** Розрахувати такелажне оснащення для накатування на днище рулону стінки масою  $Q_p = 50 \text{ т}$ , діаметром  $D_p = 3,0$  і довжиною  $H_p = 12 \text{ м}$ . Товщина стінки рулону по поясах дорівнює (вісім поясів): 13, 11, 10, 8, 8, 8, 8, 8 мм. Кут нахилу пандусу  $\alpha = 5^\circ$ ;  $K'_{\text{ок}} = 0,04$ ;  $K_{\text{ок}} = 0,08$ . Висота поясу резервуарів  $b = 150 \text{ см}$ .

### Розв'язування.

1. Визначаємо тягове зусилля у канаті для накатування рулону на днище резервуара по пандусу за формулою (4.34)

$$N'_T = 50/0,87 + 0,08 \cdot 0,996/ \cdot 1,5 \cdot 10 = 125 \text{ кН.}$$

2. Визначаємо зусилля перекатування рулону стінки по днищу резервуара (4.35)  $N''_T = 50 \cdot 0,04 \cdot 1,5 \cdot 10 = 30 \text{ кН}$ . Для розрахунку тягового каната і вибору тягового механізму беремо зусилля  $N'_T$  (як найбільше), тобто  $N_T = N'_T = 125 \text{ кН}$ . Як тяговий механізм вибираємо транспортну лебідку ЛТ-16/1250 з тяговим зусиллям 160 кН.

3. Обчислюємо зусилля тягового каната:  $R_k = 125 \cdot 5 = 625 \text{ кН}$ . За знайденим тяговим зусиллям  $R_k = 625 \text{ кН}$  вибираємо (табл. 7.2) стальний канат  $d_k = 35 \text{ мм}$  з розривним зусиллям 663,5 кН і тимчасовим опором розривання 1800 МПа.

4. Визначаємо за формулою (4.33) центр маси рулону відносно верху рулону

$$X_c = \frac{8/75 + 225 + 375 + 525 + 675/ + 10 \cdot 825 + 11 \cdot 975 + 13 \cdot 1125}{5 \cdot 8 + 10 + 10 + 13} =$$

$$= 656 \text{ см} = 6,6 \text{ м.}$$

5. Будуємо силовий трикутник і визначаємо зусилля, що діють у канатах, що закріплені на торцях рулону,  $S_A = 74 \text{ кН}$ ,  $S_B = 83 \text{ кН}$ . За розрахункове приймаємо зусилля  $S_B$ , як найбільше:  $S_1 = S_B$ . За розрахунковим зусиллям обчислюємо зусилля у канаті (рис. 4.15)

$$R_k = S_1 n = 85 \cdot 5 = 415 \text{ кН.}$$

Вибираємо стальний канат діаметром  $d_k = 29 \text{ мм}$  з розривним зусиллям 451 кН і тимчасовим опором розривання 1800 МПа.

**Приклад 13.** Розрахувати такелажне оснащення для піднімання рулону масою  $Q_p = 50 \text{ т}$  і висотою  $H_p = 12 \text{ м}$  за допомогою А-подібної стріли. Коефіцієнт динамічності  $K_g = 1,1$ ; коефіцієнт нерівномірності  $K_H = 1,06$ ; маса стріли  $Q_{стр} = 1,5 \text{ т}$ ;  $a = 830 \text{ см}$ ;  $b = 900 \text{ см}$ ;  $c = 30 \text{ см}$ ;  $L = 1010 \text{ см}$ .

### Розв'язання.

1. Визначаємо центр маси рулону за формулою (4.33). Для даного рулону  $X_c = 540 \text{ см}$ .

2. Визначаємо тягове зусилля у стропувальному канаті  $S_1$  у момент відривання рулону від землі за формулою (4.36) (рис. 4.17)

$$S_1 = \frac{50 \cdot 1,05 \cdot 1,1 \cdot 540 \cdot 10}{830} = 380 \text{ кН.}$$

3. З отриманого зусилля  $S_1$  обчислюємо зусилля у піднімальному канаті  $R'_k = S_1 n = 2280$  кН. Приймаємо, що  $A$ -подібна стріла закріплюється за допомогою чотирьох ниток підйомного каната ( $k$ ), тоді розривне зусилля у одній нитці піднімального каната  $\frac{R_k}{k} = \frac{2280}{4} = 571$  кН. З отриманого розривного зусилля вибираємо сталевий канат діаметром 33 мм з розривним зусиллям 583,5 кН і тимчасовим опором на розтягування 1800 МПа.

4. Знаходимо зусилля в утримуючому канаті, за допомогою якого поліспаст закріплюють до оголовка  $A$ -подібної стріли. За формулою (4.57)

$$S_2 = \frac{380 \cdot 830 + 1,5 \cdot 30 \cdot 10}{900} = 351 \text{ кН.}$$

5. За зусиллям  $S_2$  розраховуємо утримуючий канат. Розривне зусилля в кожній нитці (а їх чотири)

$$R_k = 351 \cdot 6/4 = 527 \text{ кН.}$$

За обчисленим розривним зусиллям вибираємо сталевий канат діаметром 33 мм з розривним зусиллям 583,5 кН і тимчасовим опором на розтяг 1800 МПа.

7. Обчисливши  $S_2$ , підбираємо 40-тонні поліспасти блоки з такою характеристикою: кількість робочих ниток у поліспасті  $n_H = 10$ , кількість роликів у блоці  $n_p = 5$ :

а) знаходимо зусилля у збігаючому кінці поліспасти (4.38)

$$N_{\text{тяг}} = \frac{351}{10 \cdot 0,815} = 43,2 \text{ кН;}$$

б) знаходимо розривне зусилля у збігаючому кінці поліспасти при коефіцієнті запасу міцності каната  $n = 5$ ;  $R_H = 43,2 \cdot 5 = 216$  кН. Цьому розривному зусиллю відповідає сталевий канат діаметром 21,5 мм з розривним зусиллям 245,5 кН;



в) за зусиллям  $N_{\text{тяг}}$  як тяговий механізм вибираємо трактор С-100 з тяговим зусиллям 75 ... 90 кН.

7. З урахуванням зусилля  $S_2$  розраховуємо канат, який закріплює нижній блок поліспада до якоря при кількості робочих ниток  $k = 6$ :  $k_k = 351 \cdot 6 / = 351$  кН. Цьому розривному зусиллю відповідає сталевий канат діаметром 27 мм з розривним зусиллям 396,5 кН.

8. Визначаємо зусилля у гальмівному канаті. Гальмівний механізм знаходиться на відстані 20 м від шарніра (4.41)

$$N_T = \frac{50 \cdot 1,1 \cdot 1,06 \cdot 150 \cdot 10}{1010} = 87 \text{ кН.}$$

Враховуючи ривок,  $N_T = 87 \cdot 1,5 = 130$  кН. За зусиллям  $N_T$  як гальмівний механізм вибираємо лебідку ЛТ-16/1250 з гальмівним зусиллям 160 кН.

9. Вибираємо діаметр гальмівного каната за розривним зусиллям

$$R_k = nN_T = 130 \cdot 5 = 650 \text{ кН.}$$

Розривному зусиллю 650 кН відповідає канат діаметром 35 мм з розривним зусиллям 663,5 кН.

**Приклад 14.** Розрахувати А-подібну стрілу висотою  $H_{\text{стр}} = 9$  м, нахилену до вертикалі під кутом  $\gamma = 5^\circ$  для піднімання рулону масою  $Q_p = 50$  т і висотою  $H_p = 12$  м за допомогою поліспада і трактора. Кут між трубою А-подібної стріли і вертикальною площиною  $\omega = 8^\circ$ . Кути  $\alpha = 67^\circ$ ,  $\beta = 73^\circ$ . А-подібна стріла виготовлена з труби діаметром 273 мм і товщиною 8 мм, геометричні характеристики якої:  $F = 66,6 \text{ см}^2$ ,  $I_x = 5853 \text{ см}^4$ ,  $W_{\text{хп}} = 429 \text{ см}^3$ ,  $i_x = 9,37 \text{ см}$ , маса труби  $m_{\text{тр}} = 470,5 \text{ т}$  і  $F_0 = 585,3 \text{ см}^2$ .

### Розв'язання.

1. Знаходимо сумарне зусилля стискання, що діє вздовж стріли, за формулою (7.12) (рис. 7.6)

$$N = 380 \cos 67^\circ + 35,1 \cos 73^\circ + \frac{1,5 \cdot 10}{2} \cos 5^\circ + 1,0 \cdot 10 \cos 5^\circ = \\ = 380 \cdot 0,391 + 35,1 \cdot 0,292 + 7,5 \cdot 0,996 + 9,96 = 268,4 \text{ кН.}$$

Зусилля у піднімальному канаті  $S_1$  і в утримуючому канаті  $S_2$  для піднімання рулону обчислюють за формулами (4.36) і (4.37)

$$S_1 = 380 \text{ кН}, \quad S_2 = 3351 \text{ кН}.$$

2. Знаходимо навантаження стискання в одній трубі стріли (7.13)

$$N_T = \frac{N}{2 \cos \gamma} = \frac{258,4}{2 \cos 8^\circ} = \frac{268,4}{2 \cdot 0,99} = 135,6 \text{ кН}.$$

3. Знаходимо згинальний момент в одній трубі стріли від власної ваги за формулою (7.14):

$$M_T = 10 \cdot 470,5 \cdot 9 \cdot 0,087/8 = 466 \text{ Н} \cdot \text{м} = 46600 \text{ Н} \cdot \text{см}.$$

Довжина стріли

$$L = \frac{H_{\text{стр}}}{\cos \omega} = \frac{9}{\cos 8^\circ} = \frac{9}{0,99} = 9,08 \text{ м}.$$

4. Визначаємо сумарне нормальне напруження від стискання і вигинання у трубі А-подібної стріли за формулою (7.15)

$$\sigma = N_1/F_{\text{он}} + M_1/W$$

Для цього спочатку визначаємо гнучкість труби  $\lambda = L_{\text{стр.}}/i_{\text{min}} = 908/9,37 = 97$ .

Залежно від зведеної гнучкості труби  $\lambda$  коефіцієнт поздовжнього вигину  $K_{\text{п.в.}} = 0,56$ . Тоді

$$\sigma = \frac{135,6}{66,6} + \frac{46000}{429} = 110,6 \text{ МПа} < [6] = 160 \text{ МПа}.$$

Зведена гнучкість при  $R_y = 160 \text{ МПа}$  за формулою (7.17)

$$\lambda = 97 \left( \frac{160}{2,1 \cdot 10^5} \right)^{1/2} = 2,7;$$

відносний ексцентриситет визначаємо за (7.18)

$$e_0 = 1,1 \frac{466 \cdot 585,3 \cdot 10^{-3}}{135,6 \cdot 10^3 \cdot 429 \cdot 10^{-6}} = 0,515;$$

$$\frac{N_1}{K_{\text{пс}} F_0} = \frac{135,6 \cdot 10^3}{0,56 \cdot 585,3 \cdot 10^{-3}} = 0,41 \text{ МПа} < K_p R_y.$$

**Приклад 15.** Вибрати кран і підібрати такелажну оснастку для піднімання рулону у вертикальне положення методом повороту навколо шарніра з пересуванням крана. Маса рулону  $Q_p = 50$  т, діаметр — 3 м, довжина  $H_p = 12$  м. Гальмівний трактор розташовують на відстані 30 м від осі шарніра.

**Розв'язання.**

1. Визначаємо зусилля, яке діє на гак крана в початковий момент часу піднімання за формулою (4.43)

$$P = \frac{50 \cdot 1,1 \cdot 1,06 \cdot 540 \cdot 10}{1200} = 263 \text{ кН.}$$

Визначення положення центра маси рулону ( $X_c$ ) наведено у прикладі 12.

2. За зусиллям, яке визначене,  $P = 263$  кН, вибираємо кран типу СКТ-50 (табл. 7.9, 7.10, 7.12) з такою характеристикою: довжина стріли  $L_{\text{ст}} = 30$  м; вантажопідйомність за найменшого вильоту стріли  $Q = 30$  т; виліт стріли найменший  $A = 8$  м; висота піднімання гака за найменшого вильоту стріли  $H = 28,5$  м. Звідси бачимо, що умови  $P = 263$  кН  $< Q \cdot 10 = 300$  кН і  $H_1 = 18$  м  $< H = 28,5$  витримані, тобто  $H_1 = 1 + 12 + 5 = 18$  м.

3. Визначаємо розривне зусилля у канаті піднімального стропа

$$R_k = \frac{P_{\text{п}}}{k} = \frac{263 \cdot 6}{4} = 395 \text{ кН.}$$

За знайденим зусиллям,  $R_k$ , вибираємо сталевий канат діаметром 27 мм з розривним зусиллям 396,5 кН і тимчасовим опором розривання 1800 МПа.

4. Визначаємо зусилля у гальмівному канаті

$$T_{\text{гальм}} = \frac{g Q_p K_g K_n 2}{a} = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 150 \cdot 10}{1190} = 73,5 \text{ кН.}$$

Визначаємо зусилля у гальмівному канаті (розривне)

$$R_k = T_{\text{гальм}} n = 73,5 \cdot 6 = 438 \text{ кН.}$$

За розривним зусиллям  $R_k$  підбираємо сталевий канат діаметром  $d = 29$  мм з розривним зусиллям 451 кН і тимчасовим опором розривання 1800 МПа. Крім того, за зусиллям  $T_{\text{Гальм}}$  як гальмівний механізм вибираємо трактор С-100 з тяговим зусиллям 75 ... 90 кН.

5. Визначаємо ділянки пересування крана в процесі піднімання рулону. Для цього в масштабі будуємо схему пересування крана і рулону (рис. 4.20, б) і знаходимо ділянки пересування:  $l_1 = 1,0$  м;  $l_2 = 1,9$  м;  $l_3 = 1,6$  м;  $l_4 = 1,5$  м;  $l_5 = 1,4$  м;  $l_6 = 1,4$  м. Загальний шлях пересування крана в процесі піднімання дорівнює 8,8 м.

6. Визначаємо зусилля, що діють на гак крана у положеннях рулону і відповідних ділянках пересування

$$P_1 = \frac{gQ_p K_g K_{\text{п}} X_{ci}}{L_i},$$

де  $X_{ci}$  і  $L_i$  визначають графічно (рис. 4.6),

$$P_1 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 540 \cdot 10}{1200} = 263 \text{ кН};$$

$$P_2 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 240 \cdot 10}{1090} = 225 \text{ кН};$$

$$P_3 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 310 \cdot 10}{900} = 291 \text{ кН};$$

$$P_4 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 210 \cdot 10}{750} = 164 \text{ кН};$$

$$P_5 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 135 \cdot 10}{600} = 132 \text{ кН};$$

$$P_6 = \frac{50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 70 \cdot 10}{460} = 89 \text{ кН}.$$

Будуємо за значеннями  $P_1, P_2, \dots, P_6$  і  $l_1, \dots, l_6$  криву зміни зусиль, що діють на гак крана (рис. 1). Порівнюючи її з графіком зміни паспортної вантажопідйомності, бачимо, що кран вибрано правильно.

**Приклад 16.** Розрахувати такелажну оснастку і вибрати тяговий механізм для розгортання рулону масою  $Q_p = 50$  т.

Тягова скоба приварюється зварювальним швом товщиною  $\sigma_m = 0,8$  см і довжиною  $l_m = 19$  см.

1. Визначаємо тягове зусилля в канаті з урахуванням підвищення його на 50 % при зрушенні рулону з місця за формулою (4.48)

$$T_T = 50 \cdot 1,06 \cdot 1,1 \cdot 1,5 \cdot 10 = 88 \text{ кН.}$$

За тяговим зусиллям  $T_T$  вибираємо як тяговий механізм трактор С-100 з тяговим зусиллям 95 кН. Обчислюємо зусилля в тяговому канаті:  $R_k = 88 \cdot 6 = 528$  кН. Вибираємо сталевий канат  $d = 33,5$  мм з розрахунковим зусиллям 583,5 кН.

2. Знаходимо напруження зрізу і перевіряємо міцність зварного шва за формулою (4.50)

$$\tau_{ш} = \frac{88}{0,7 \cdot 0,8 \cdot 19} = 83,2 \text{ МПа,}$$

$$\tau_{ш} = 83,2 < [\tau_{ш}] = 100 \text{ МПа.}$$

## 5. Газгольдери

**Приклад 17.** Розрахувати товщину стінки циліндричної частини і днища горизонтального газгольдера, якщо робочий тиск  $P_p = 1,5$  МПа. Робоча температура  $t = 20$  °С. Корпус виготовлено із сталі марки 09Г2С. Діаметр газгольдера  $D_r = 3,2$  м.

**Розв'язання.** Вибираємо за табл. 5.7  $\sigma_{дн} = 170$  МПа. Приймаємо  $K_{зв} = 1,0$  і  $r = 0,9$ .

1. Визначаємо товщину стінки циліндричної частини газгольдера за формулою (5.20)

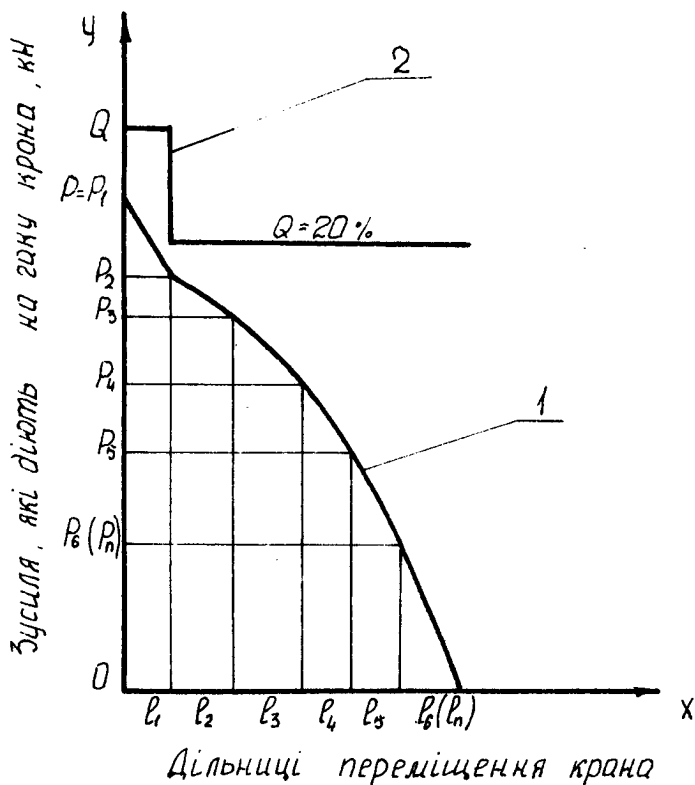
$$\delta_{ст} = \frac{1,5 \cdot 3,2}{2 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot 1,0} + 0,008 = 2,37 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

2. Визначаємо товщину сферичного днища газгольдера за формулою (5.21). Для днища з  $d = 0,4$  м,  $K_{дн} = 0,95$

$$Z = 1 - \frac{0,4}{3,2} = 0,875; \quad R_{сф} = h_{дн} = \frac{3,2}{2} = 1,6;$$

$$\delta_{д} = \frac{1,5 \cdot 3,2}{4 \cdot 170 \cdot 0,9 \cdot 1,0 \cdot 0,875 - 1,5} \cdot \frac{3,2}{2 \cdot 1,6} + 0,008 = 1,7 \cdot 10^{-2} \text{ м.}$$

Оскільки розрахункова товщина днища менша за товщину циліндричної частини корпусу, приймаємо  $\delta_{ст} = \delta_{д} = 23,7$  мм.



**Рис. 1.** Зміна навантаження на гаку крана при підніманні рулону: 1 — крива зміни зусиль на гаку в процесі піднімання і переміщення крана; 2 — графік зміни паспортної вантажопідйомності крана

**Приклад 18.** Визначити допустимий тиск, коефіцієнт використання і корисний об'єм горизонтального циліндричного газгольдера:  $B = 15,2$  м;  $r_{сф} = D/2B = 12$  м;  $B = 12$  м;  $D_r = 3,2$  м, якщо  $P_c = 0,08$  МПа,  $P_n = 0,1$  МПа,  $T_a = 295$  К і  $P_r = 3,5$  МПа,  $T_r = 308$  К.

---

**Розв'язання.**

1. Геометричний об'єм газгольдера (5.24)

$$V_r = \frac{3,14 \cdot 3,2^2}{4} 12 + 3,14 \frac{15,2 - 12^2}{12} \frac{3 \cdot 3,2}{2} - 15,2 + 12 = 100,8 \text{ м}^3.$$

2. Корисний об'єм газгольдера (5.27)

$$V_k = 100,8 \frac{3,5 - 0,08}{0,1} \frac{295}{308} = 3301,8 \text{ м}^3.$$

3. Коефіцієнт використання газгольдера (5.28)

$$\varphi = 1 - \frac{0,08}{3,5} = 0,977/97,7 \%.$$

4. Допустимий тиск визначаємо за формулою (5.29)

$$P_{\text{доп}} = \frac{2 \cdot 170 \cdot 1,0 (0,023 - 0,008)}{3,2 - 0,023 - 0,008} = 1,6 \text{ МПа}.$$

**Приклад 19.** Визначити товщину сферичної оболонки газгольдера місткістю  $V_r = 600 \text{ м}^3$ , яка призначена для зберігання зрідженого бутану під надлишковим тиском  $P_n = 1,03 \text{ МПа}$ . Доповнюючі дані про оболонку:  $D_{\text{вн}} = 10,5 \text{ м}$ ; корисний об'єм  $V_k = 515 \text{ м}^3$ ;  $R_1 = 264 \text{ МПа}$ ;  $\varphi = 1,0$ ;  $c = 1,8 \text{ мм}$ ; об'ємна маса зрідженого бутану  $\gamma = 5890 \text{ Н/м}^3$ .

**Розв'язання.**

1. За формулою (5.3) знаходимо розрахункову товщину оболонки від надлишкового тиску

$$\delta_1 = \frac{1,2 \cdot 1,03 \cdot 5,25}{2 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 264} + 0,0018 = 0,0223 \text{ м} = 22,3 \text{ мм}.$$

2. Визначаємо товщину оболонки при дії надлишкового і гідростатичного тисків

$$P_r = \gamma D_{\text{вн}} K_3 = \gamma D_{\text{вн}} \frac{V_k}{V_r} =$$

$$= 5890 \cdot 10,5 \frac{515,1}{600} = 52568,25 \text{ Н/м}^2 = 0,052 \text{ МПа};$$

$$P = P_n + P_r = 1,03 + 0,052 = 1,082 \text{ МПа}.$$

Тобто

$$\delta_2 = \frac{npr_{\text{сф}}}{2m\varphi R_1} + c = \frac{1,2 \cdot 1,082 \cdot 5,25}{2 \cdot 0,6 \cdot 1,0 \cdot 264} + 0,0018 =$$

$$= 0,0232 = 23,2 \text{ мм}.$$

**Приклад 20.** Розрахувати опору газгольдера. Вихідні дані:  $Q_{\text{заг}} = 6,76 \cdot 10^6 \text{ Н}$ ; кількість опор  $n = 6$ ;  $D_{\text{вн}} = 10,5 \text{ м}$ ;  $\sigma = 0,02 \text{ м}$ ;  $l_k$  — конструктивна довжина опори,  $l_k = 6,85 \text{ м}$ . Приймаємо шарнірне з'єднання кінців стояка, тоді розрахункова його довжина  $l_p = l_k$ . Ексцентриситет прикладання сили на стояк  $e = \delta = 0,02 \text{ мм}$ .

#### Розв'язання.

1. Знаходимо навантаження на одну опору,  $H$  (5.38) (рис. 5.13)

$$P = \frac{6,76 \cdot 10^6}{6} = 1,13 \cdot 10^6.$$

Попередньо для опори призначаємо трубу  $D_c = 273 \times 12$ , для якої  $F = 98,4 \text{ см}^2$ ;  $W = 615 \text{ см}^3$ ;  $r_x = 9,23 \text{ см}$ ;  $J = 8398 \text{ см}^4$  (табл. 5.10)

2. Вибрана гнучкість стояка

$$\lambda = \frac{L_p}{r_x} = \frac{685}{9,23} = 74,21.$$

3. Обчислюємо зведений ексцентриситет за формулою (5.41)

$$e_{\text{зв}} = /1,3 - 0,002 \cdot 74,21/2 \frac{98,4}{615} = 0,38 \text{ см}.$$

За обчисленими  $\lambda$  і  $e_{\text{зв}}$ , а також з урахуванням металу стояка /сталь 20/ за СНІП П-6-74 знаходимо коефіцієнт пониження напружень  $\varphi_{\text{вн}} = 0,755$ .

4. Знаходимо напруження в перерізі стояка за формулою (5.39)



$$\sigma = \frac{1,13 \cdot 10^5}{0,755 \cdot 98,4} = 154,78 \text{ МПа,}$$

$$158,78 \leq mR_1 = 0,9 \cdot 210 = 189,0 \text{ МПа.}$$

Оскільки зведений ексцентриситет  $e_{зв} < 20$ , перевірка міцності непотрібна.

## 8. Залізобетонні резервуари

**Приклад 21.** Визначити число витків арматури і крок навівання дроту для циліндричного залізобетонного резервуара об'ємом  $V = 10000 \text{ м}^3$ . Геометричні характеристики резервуара: висота стінки  $H = 7,8 \text{ м}$ ; радіус резервуара  $r = 21 \text{ м}$ ; товщина стінки  $\sigma_{ст} = 0,18 \text{ м}$ ; гідростатичний тиск біля днища  $P_r = 0,078 \text{ МПа}$ ; надлишковий тиск у газовому просторі резервуара  $P_n = 0,002 \text{ МПа}$ .

### Розв'язання.

1. Визначаємо тиск на рівні днища резервуара

$$P_o = K_1 P_r + K_2 P_n = 1,1 \cdot 0,078 + 1,2 \cdot 0,002 = 0,0882 \text{ МПа.}$$

2. Визначаємо згинальний момент у стінці резервуара за формулою (8.6), для чого обчислюємо за (8.4) коефіцієнт деформації стінки

$$K_{ст} = 1,32 / \sqrt{21,0 \cdot 0,18} = 0,68;$$

$$M_x = \frac{0,0882}{2 \cdot 0,68^2} \left[ 1 - \frac{1}{0,68 \cdot 7,8 / \eta_1 - \eta_2} \right] = 0,0959 [0,81\eta_1 - \eta_2] 10^3$$

Якщо  $x = 0$ ,  $\eta_1 = 1$ ,  $\eta_2 = 0$ ,  $M_x = 77,5 \text{ кН} \cdot \text{м/м}$ .

3. За формулою (8.7) визначаємо сумарне кільцеве зусилля у стінці резервуара від дії гідростатичного тиску і згинального моменту, при цьому спочатку визначаємо за формулою (8.2)

$$N_x = /185 - 23,1x/10^3 \text{ кН/м;}$$

$$\bar{N}_x = N_x - 1852/\eta_1 - 0,81\eta_2/, x = 0$$

$$N_0 = 1852 \text{ кН/м, } \bar{N}_x = 0.$$

Для обчислення розбиваємо стінку резервуара по висоті на інтервали по 1 м. Результати визначення  $M_x$ ,  $N_x$ ,  $\bar{N}_x$  для кожного інтервалу зведені в табл. 2.

Приймаємо для навивання високоміцного дроту діаметром 5 мм з площею перерізу  $0,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$  наступні дані. Тимчасовий опір дроту  $\sigma_b = 1700 \text{ МПа}$ , модуль пружності  $E = 1,8 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ . Умовний розрахунковий опір дроту дорівнює  $950 \text{ МПа}$ . Контрольоване напруження під час навивання дроту діаметром 5 мм  $\sigma_n = 0,656 \sigma_b = 0,65 \cdot 1700 = 1105 \text{ МПа}$ . Сумарні втрати напруження (тертя, релаксація)  $\sigma_n = 150 \text{ МПа}$ . Тоді, враховуючи втрати напруження у кільцевій арматурі,  $\sigma_n = \sigma_k - \sigma_n = 1105 - 150 = 955 \text{ МПа}$ .

4. За (8.8) визначаємо несучу спроможність одного витка дроту:  $N_n = 0,2 \cdot 10^{-4} \cdot 955 \cdot 10^3 = 19 \text{ кН}$ .

5. Допустиме зусилля в арматурі з умови тріщиноутворення визначаємо за формулою (8.9)

$$N_{тр} = 0,2 \cdot 10^{-4} / 950 \cdot 0,9 + 30 / 10^3 = 18 \text{ кН}.$$

Оскільки  $N_{тр} < N_n$ , обчислення надалі проводимо за  $N_{тр}$ .

6. Визначаємо число витків на кожному інтервалі за формулою (8.13) з урахуванням (8.8) і (8.9)

$$n = \bar{N}_x / N_{тр} = 1100 / 18 = 62 \text{ в т/м (для перших інтервалів)}.$$

Крок навивання для цих інтервалів висоти  $t = l_{\text{инт}} / n = 100 / 62 = 1,6 \text{ см}$ . Зазор між дротами у  $1,6 - 0,5 = 1,1 \text{ см}$ , що достатньо для ефективного використання торкретбетону.

На основі обчислень будуємо епюри кільцевих зусиль  $\bar{N}_x$ , згинальних моментів і стискних кільцевих зусиль від арматури у стінці циліндричного залізобетонного резервуара (рис. 8.13).

### 13. Підземні газонафтоховища

**Приклад 22.** Визначити форму, розміри виробки-місткості та розрахувати на міцність підземне сховище, утворене у сольових породах.

Вихідні дані: "робоча товща" майданчика будівництва складена однорідними ангідритами потужністю  $M = 20 \text{ м}$ , із межею міцності при стисканні  $\sigma_{ст} = 50 \text{ МПа}$ , при розтягуванні  $\sigma_p = 4 \text{ МПа}$ , глибина закладання сховища  $H = 112 \text{ м}$ ; середня густина порід покривної товщі  $\gamma = 2500 \text{ кг/м}^3$ ; коефіцієнт запасу міцності виробок-місткостей  $K_3 = 3$ . Макси-

Таблиця 2

## Розрахунок попереднього напруження стінки циліндричного залізобетонного резервуара

X, м	$K_{ст-X}$	$\eta_1$	$\eta_2$	$M_x$	$N_x$ , кН/м	$\bar{N}_x$ , кН/м	$N_a$ , кН/м	$n$ , витків/м	$t$ , см
0	0	1,0	0	77,5	1852	0	-	-	-
1,0	0,68	0,3944	0,3179	27,4	1621	414	-	-	-
2,0	1,36	0,0549	0,2508	1,8	1390	912	1600	62	1,6
3,0	2,04	-0,0584	0,1163	-5,7	1159	1089	-	-	-
4,0	2,72	-0,0601	0,0271	-4,9	928	999	-	-	-
5,0	3,4	-0,0322	-0,0085	-2,4	697	804	-	-	-
6,0	4,08	-0,0100	-0,0136	-0,9	466	505	-	-	-
7,0	4,36	0,0003	-0,0085	0,1	235	247	-	-	-
7,8	5,3	0,0027	0,0041	0,1	42	31	-	-	-

мальний внутрішній тиск зрідженого газу у виробках-місткостях  $P_{\text{вн}} = 1,6$  МПа.

### Розв'язання.

1. Визначаємо вертикальні й горизонтальні складові геостатичного напруженого стану. Обчислення проводимо на повний стовп порід

$$P_{\text{в}} = P_r = \gamma H = 2500 \cdot 112 = 28 \cdot 10^4 \text{ кгс/м}^2 = 2,8 \text{ МПа.}$$

2. Приймаємо виробку-місткість квадратного перерізу з  $\lambda_2 = 0,321$  (див. табл. 13.4). Висота виробки-місткості  $h = \lambda_2 M = 0,321 \times 20 = 7,06$  м. Отже приймаємо переріз квадратної виробки-місткості  $h \cdot l = 7,06 \cdot 7,06$  м (рис. 13.10).

3. Перевіряємо за умовами міцності переріз виробки-місткості для періоду будівництва.

За дод. 2 визначаємо коефіцієнти напружень у характерних точках: для точки А — 2,3, для точки Б — 5,6, для точки В — 0,5.

Напруження у цих точках:

$$\sigma_{\text{АБ}} = K_6^{\text{А}} P_{\text{в}} = -2,3 \cdot 2,8 = -6,44 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{ББ}} = K_6^{\text{Б}} P_{\text{в}} = -5,6 \cdot 2,8 = -15,68 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{ВБ}} = K_6^{\text{В}} P_{\text{в}} = -0,5 \cdot 2,8 = -1,4 \text{ МПа.}$$

Усі напруження є стискуючими.

Фактичні коефіцієнти запасу міцності:

$$K_{\text{зА}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{АБ}} = 50 : 6,44 = 7,7 > 3;$$

$$K_{\text{зБ}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{ББ}} = 50 : 15,68 = 3,2 > 3;$$

$$K_{\text{зВ}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{ВБ}} = 50 : 1,4 = 35,7 > 3.$$

Отже, для періоду будівництва напруження на контурі виробок-місткостей не перевищують допустимих.

4. Перевіряємо вибраний переріз для періоду експлуатації, коли є внутрішній тиск газу  $P_{\text{вн}} = 1,6$  МПа.

За дод. 3,4 при  $\lambda_2 = 0,321$  вибираємо коефіцієнт концентрації напружень для квадратного перерізу, які дорівнюють у точці А  $K_{\text{вн}}^{\text{А}} = +0,6$ ; у точці Б  $K_{\text{вн}}^{\text{Б}} = +0,21$ ; у точці В  $K_{\text{вн}}^{\text{В}} = +0,8$ .

Знаходимо напруження на контурі виробок-місткостей від внутрішнього тиску газу

$$\sigma_{\text{АІ}} = K_{\text{І}}^{\text{А}} P_{\text{вн}} = +0,6 \cdot 1,6 = +0,96 \text{ МПа;}$$

$$\sigma_{\text{BI}} = K_I^{\text{B}} P_{\text{BH}} = + 2,1 \cdot 1,6 = + 3,36 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{BI}} = K_I^{\text{B}} P_{\text{BH}} = + 0,8 \cdot 1,6 = + 1,28 \text{ МПа}.$$

Всі розраховані напруження розтягуючі.

5. Визначаємо сумарні напруження на контурі виробок-місткостей на період будівництва і експлуатації сховища

$$\sigma_{\text{Асум}} = \sigma_{\text{А6}} + \sigma_{\text{А6}} = - 6,44 + 0,96 = - 5,48 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{Бсум}} = \sigma_{\text{Б6}} + \sigma_{\text{Б6}} = - 15,68 + 3,36 = - 12,32 \text{ МПа};$$

$$\sigma_{\text{Всум}} = \sigma_{\text{В6}} + \sigma_{\text{В6}} = - 1,4 + 1,28 = - 0,12 \text{ МПа}.$$

Всі напруги стискуючі.

Коефіцієнт запасу міцності виробок-місткостей

$$K_{\text{АС}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{Асум}} = 50 : 5,48 = 9 > 3;$$

$$K_{\text{БС}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{Бсум}} = 50 : 12,32 = 4,1 > 3;$$

$$K_{\text{ВС}} = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{Всум}} = 50 : 0,12 = 417 > 3.$$

Можна зробити висновок, що внутрішній тиск газу зменшує стискувальні напруження на контурі виробок-місткостей і, отже, збільшує їх стійкість.

6. Перевіряємо переріз виробки за нормальним напруженням, яке діє у вертикальному небезпечному перерізі стелі (у точці А). Для квадратного перерізу пр  $\lambda_2$  коефіцієнт концентрації напружень визначаємо за дод. 4; вони відносно дорівнюють:  $K_6^{\text{А}} = - 2,36$ ;  $K_7^{\text{А}} = + 0,71$ .

Нормальні напруження стелі виробок-місткостей:

$$\sigma'_{\text{А}} = K_6^{\text{А}} P_{\text{В}} = - 2,36 \cdot 2,8 = - 6,6 \text{ МПа};$$

від тиску газу

$$\sigma''_{\text{А}} = K_7^{\text{А}} P_{\text{В}} = + 0,71 \cdot 1,6 = + 1,13 \text{ МПа};$$

сумарна

$$\sigma_{\text{сум}} = \sigma'_{\text{А}} + \sigma''_{\text{А}} = - 6,6 + 1,13 = - 5,47 \text{ МПа}.$$

Фактичний коефіцієнт запасу міцності

$$K_3 = \sigma_{\text{ст}} : \sigma_{\text{сум}} = 50 : 5,47 = 9,1 > 3,3.$$

Отже, розміри поперечного перерізу виробки-місткостей  $7 \times 7$  м забезпечують її стійкий стан без спорудження кріплення як при будівництві, так і в період експлуатації.

7. Щоб зменшити концентрації напружень в кутових згинах (точка *B*), слід робити заокруглення радіусом

$$R_n = \frac{l}{15,3} = \frac{7}{15,3} = 0,5 \text{ м.}$$

**Приклад 23.** Обчислити параметри буровибухових робіт і скласти схему розміщення шпурів при спорудженні виробки місткості підземного сховища площею поперечного перерізу  $13,5 \text{ м}^2$  ( $3 \times 4,5 \text{ м}$ ) в породах  $f = 12$ .

### Розв'язання.

1. Виходячи з технічних і геологічних умов, беремо ВР (вибухову речовину) — амоніт № 6ЖВ у стандартних патронах діаметром 32 мм; діаметр шпура 42 мм; бурильну машину — установку СБУ-2м; глибину шпура 2 м згідно із дод. 7 і табл. 13.4 та організацією робіт (один цикл за зміну).

2. Визначаємо питому витрату ВР. Відповідно до табл. 13.5 приймаємо  $q = 1,7 \text{ кг/м}^2$ .

3. За формулою (13.12) визначаємо загальну масу ВР на вибій

$$Q = 1,7 \cdot 13,5 \cdot 2 = 46 \text{ кг.}$$

4. Кількість шпурів на вибій, виходячи з маси ВР на один шпур, визначаємо за формулами (13.13, 13.14)

$$Q_1 = \frac{3,14 \cdot 3,2^2}{4} 200 \frac{2}{3} \cdot 1 = 1070 \text{ г} = 1,07 \text{ кг.}$$

Тоді число шпурів  $N = 46/1,07 = 43$ .

5. Вибираємо за рис. (дод. 9) вертикальний клиновий вруб. Кількість врубових шпурів — 6 шт. Кількість оконтурювальних шпурів вибирають з урахуванням того, що вони розміщуються за периметром через 0,8 м. Тобто  $15 : 0,8 = 18$  шт. Відбійних залишається  $43 - 18 + 6 = 19$  шт.

6. Уточнена маса ВР на вибій для різного комплекту шпурів буде:

врубових шпурів

$$Q_v = Q_1 \cdot 1,2 N_v = 1,07 \cdot 1,2 \cdot 6 = 7,7 \text{ кг;}$$

відбійних

$$Q_{вб} = Q_1 N_{вб} = 1,07 \cdot 19 = 20,3 \text{ кг;}$$

оконтурювальних

$$Q_{\text{ок}} = Q_1 \cdot N_{\text{ок}} = 1,07 \cdot 18 = 19 \text{ кг.}$$

Загальна маса  $Q = Q_{\text{в}} + Q_{\text{вб}} + Q_{\text{ок}} = 7,7 + 20,3 + 19 = 47 \text{ кг.}$   
Приймається остаточно загальна маса ВР  $Q = 47 \text{ кг.}$

7. За метод підривання зарядів приймаємо короткосповільнене підривання зарядів за допомогою електродетонаторів (ЕДКС). Витрата електродетонаторів — 43 шт.

8. Витрата електричного дроту на цикл  $43 \cdot 3 = 129 \text{ м.}$

9. Об'єм бурових робіт на цикл: для врубових шпурів  $6 \cdot 2 \cdot 1,2 = 14,4 \text{ м}^3$ ; для відбійних шпурів  $19 \cdot 2 = 38 \text{ м}^3$ ; для оконтурювальних шпурів  $18 \cdot 2 = 36 \text{ м}^3$

$$L = 14,4 + 38 + 36 = 88,4 \text{ м.}$$

10. Заглиблення вибою за вибух з урахуванням коефіцієнта використання шпурів (КВЦІ)  $\eta = 0,9$

$$l_{\text{зар}} = l_{\text{ш}} \eta = 2,0 \cdot 0,9 = 1,8 \text{ м.}$$

11. Об'єм зруйнованої породи за цикл

$$V = S l_{\text{ш}} \eta = 13,5 \cdot 2,0 \cdot 0,9 = 24,3 \text{ м}^3.$$

12. Витрати ВР на  $1 \text{ м}^3$  зруйнованої породи

$$g_{\text{н}} = \frac{Q}{V} = \frac{47}{24,3} = 1,8 \text{ кг/м}^3.$$

**Приклад 24.** Розрахувати перемичку підземного сховища шахтового типу.

Вихідні дані: тиск зрідженого газу в підземному сховищі  $P = 1,5 \text{ МПа}$ . Перемичка споруджується у виробці квадратного перерізу  $a = b = 3,8 \text{ м}$ , спорудженій у гіпсоангідридових породах з межею міцності при стисканні  $R_{\text{ст}} = 35 \text{ МПа}$ . Як матеріал стінок використовуємо бетон М400 з  $R_{\text{р}} = 1,25 \text{ МПа}$ ;  $R_{\text{пр}} = 17 \text{ МПа}$ .

**Розв'язання.**

1. Знаходимо товщину герметичної перемички за формулою (13.22), для чого визначаємо (13.23)  $R_{\text{зр}} = 0,75 \sqrt{17 \cdot 1,25} = 3,4 \text{ МПа}$ . Товщина перемички

$$\delta = \frac{1,25 \cdot 1,5 \cdot 3,8 \cdot 3,8}{2/3,8 + 3,8/0,5 \cdot 3,4} = 1,04 \text{ м.}$$

**Приклад 25.** Обчислити на міцність і вибрати оптимальні параметри підземного резервуара.  $H = 620$  м; форма — сферична; тиск у резервуарі  $P = 1,6$  МПа; густина гірських порід  $\gamma = 2200$  кг/м<sup>3</sup>; кут внутрішнього тертя порід  $\rho = 15^\circ$ , середнє значення межі міцності кам'яної солі  $\sigma = 17$  МПа.

**Розв'язання.**

1. Нормальні напруження, що діють на стінки камер, визначаємо за формулою (13.36)

$$\sigma_g^k = \frac{1}{2} / 3 \cdot 2200 \cdot 620 - 4,4 \cdot 16 = 15,9 \text{ МПа};$$

$$\beta = \frac{3 + 0,26}{1 - 0,26} = 4,4.$$

2. Визначаємо коефіцієнт запасу міцності

$$K_3 = \frac{\sigma_{ст}}{\sigma_g} = \frac{17,0}{15,9} = 1,1.$$

3. Перевіряємо резервуар за умовою міцності за формулою (13.30)

$$3 \cdot 2200 \cdot 620 - 16 \frac{3 + 0,26}{1 - 0,26} \leq \frac{2 \cdot 17,0}{1,1}; \quad 318,8 < 323.$$

Підземний резервуар умови міцності задовільняє.

4. Визначаємо характеристику безпеки за формулою (13.38)

$$\Delta = \frac{1,1 - 1}{1,1 - 0,23} = 0,5.$$

Імовірність обвалення (за табл. 13.7)  $G = 0,308$ .

5. Для визначення максимально допустимого радіуса резервуара знаходимо

$$X_1 = \frac{1}{G^2} = \frac{1}{0,308} = 12; \quad X_2 = \frac{\gamma H}{\sigma_{ст}} = \frac{2200 \cdot 620}{170} = 0,8.$$

За номограмою (рис. 13.21) визначаємо  $R_{\max} = 16$  м.

**Приклад 27.** Обчислити параметри вибухових робіт при спорудженні підземного резервуара камуфлетним вибухом.

Вихідні дані: об'єм резервуара  $V = 500$  м<sup>3</sup>, підземна ємкість створюється в моренних суглинках.



### Розв'язання.

1. Питома вага ВР  $g = 1/\Pi_{\text{пр}} = 1/0,2 = 5 \text{ кг/м}^3$ . За табл. 13.8 вибираємо для мореного суглинка  $\Pi_{\text{пр}} = 0,2$ .

2. Визначаємо за формулою (13.41) масу основного заряду

$$Q = 5 \cdot 500 \cdot 1 = 2500 \text{ кг.}$$

ВР приймаємо амоніт № 6ЖВ. За табл. 13.9  $E = 1,0$ .

3. Глибину закладання заряду  $H$  визначають за формулою (13.45)

$$H = \left( \frac{2500}{0,05} \right)^{1/2} = 500 \text{ м.}$$

Беремо  $f(g, n) = 0,95$ .

4. Перевіряємо значення основного заряду  $Q$  за фактором камуфлетності:  $Q \leq Q_k$ ,  $Q_k$  визначаємо за формулою (13.43)

$$Q_k = 0,04 \cdot 500^{2,8} = 5 \cdot 10^4 \text{ кг.}$$

Значення  $v$  і  $\varphi$  беремо за табл. 13.10

$$v = 0,04; \quad \varphi = 2,8; \quad 2,5 \cdot 10^3 < 5 \cdot 10^4.$$

Умова камуфлетності виконується.

5. Визначаємо за формулою (13.46) радіус основного заряду

$$R_0 = \left( \frac{3 \cdot 2500}{4 \cdot 3,14 \cdot 90} \right)^{1/3} = 2,3 \text{ м,}$$

де  $\Delta = 0,09 \text{ т/м}^3 = 90 \text{ кг/м}^3$  — щільність зарядження ВР.

6. Визначаємо загальну масу прострільних зарядів для утворення зарядної камери за формулою (13.47)

$$Q = \frac{5 \cdot 2500}{90} = 140 \text{ кг.}$$

**Приклад 28.** Розрахувати мерзлотний циліндр підземного ізотермічного сховища.

Вихідні дані: глибина сховища  $H = 25 \text{ м}$ ; ґрунт — щільний пісок,  $\gamma = 1640 \text{ кг/м}^3$ ; кут природного схилу  $\varphi = 45^\circ$ ; допустиме напруження стиску замороженої породи  $\sigma_{\text{ст}} = 1,56 \text{ МПа}$ ;

---

внутрішній радіус сховища  $R_{\text{пр}} = 10,0$  м, відстань між свердловинами  $l = 1,8$  м.

**Розв'язання.**

1. Зовнішній гірничий тиск на стінку мерзлотного циліндра визначають за формулою (13.52)

$$P = 1640 \cdot 25tq^2 \frac{90 - 45}{2} = 0,697 \text{ кг/см}^2.$$

2. Товщина льодогрунтової стінки (формула 13.51)

$$\delta = 1,1 \cdot 10 / \left( \frac{1,55}{1,55 - 2 \cdot 0,0697} \right)^{1/2} - 1 = 0,33 \text{ м.}$$

3. Радіус поширення заморожених порід, що забезпечують створення необхідної товщини льодогрунтового циліндра, обчислюємо за формулою (13.53)

$$R = \left( 0,6 \cdot 0,33^2 + \frac{1,8}{2} + 1 \right)^{1/2} = 2,0 \text{ м.}$$

Значення коефіцієнтів напружень  $K_6$  на період будівництва

Форма виробки-місткості	$\lambda$	Значення для точки контура				
		А	Б	В	Г	Д
Квадратна	$\lambda_1$	-2,0	-4,5	-0,9	-	-
	$\lambda_2$	-2,3	-5,6	-0,5	-	-
	$\lambda_3$	-2,4	-6,3	-0,8	-	-
Прямокутна (витягнута по горизонталі)	$\lambda_1$	-1,7	-7,7	-0,8	-	-
	$\lambda_2$	-1,8	-9,5	-1,0	-	-
	$\lambda_3$	-1,9	-11,0	-1,3	-	-
Прямокутна (витягнута по вертикалі)	$\lambda_1$	-2,3	-8,9	-0,1	-	-
	$\lambda_2$	-2,5	-10,0	-0,2	-	-
	$\lambda_3$	-3,1	-11,0	-0,4	-	-
Прямокутна із циркульним склепінням	$\lambda_1$	-1,7	-2,7	-0,6	-9,0	-2,1
	$\lambda_2$	-1,9	-3,1	-0,9	-10,0	-2,3
	$\lambda_3$	-2,4	-3,5	-1,6	-11,0	-2,5
Склепінчаста	$\lambda_1$	-3,1	-1,2	-8,0	-1,6	-
	$\lambda_2$	-3,0	-1,3	-8,7	-1,8	-
	$\lambda_3$	-2,9	-1,4	-9,3	-2,1	-

Значення коефіцієнтів напружень  $K_e$  на період експлуатації

Форма виробки-місткості	$\lambda$	Значення для точки контура				
		А	Б	В	Г	Д
Квадратна	$\lambda_1$	+0,8	+2,0	+0,6	-	-
	$\lambda_2$	+0,6	+2,1	+0,8	-	-
	$\lambda_3$	+0,4	+2,2	+1,0	-	-
Прямокутна (витягнута по горизонталі)	$\lambda_1$	+0,4	+4,0	+1,8		
	$\lambda_2$	+0,3	+4,5	+1,9		
	$\lambda_3$	+0,9	+5,0	+2,1		
Прямокутна (витягнута по вертикалі)	$\lambda_1$	+0,5	+1,2	+0,4		
	$\lambda_2$	+0,6	+1,5	+0,5		
	$\lambda_3$	+0,7	+2,0	+0,7		
Прямокутна із циркульним склепінням	$\lambda_1$	+0,9	+0,8	+0,5	+1,5	+0,9
	$\lambda_2$	+0,7	+1,0	+0,7	+2,0	+0,6
	$\lambda_3$	+0,5	+1,2	+0,9	+2,5	+0,4
Склепінчаста	$\lambda_1$	+1,2	+0,8	+2,5	+0,6	-
	$\lambda_2$	+1,6	+1,0	+2,8	+0,4	-
	$\lambda_3$	+2,0	+1,2	+3,0	+0,3	-

**Значення коефіцієнта концентрації напружень  $K_A$  у вертикальному перерізі сталених виробки-місткості**

Форма виробки-місткості	$\lambda$	Значення	
		тиск порід при будівництві	внутрішній тиск при експлуатації
Квадратна	$\lambda_1$	-2,21	+0,88
	$\lambda_2$	-2,36	+0,71
	$\lambda_3$	-2,53	+0,48
Прямокутна (витагнута по горизонталі)	$\lambda_1$	-1,8	+0,51
	$\lambda_2$	-1,9	+0,38
	$\lambda_3$	-2,24	+0,84
Прямокутна (витагнута по вертикалі)	$\lambda_1$	-2,49	+0,56
	$\lambda_2$	-2,76	+0,31
	$\lambda_3$	-3,34	+0,84
Прямокутна із циркульним склепінням	$\lambda_1$	-2,2	+1,02
	$\lambda_2$	-2,3	+0,78
	$\lambda_3$	-2,6	+0,58

## Технічна характеристика ручних електросвердл

Показник	Значення для ручного свердла			
	ЕР-140-2М	СЕР-19М	ЕР-18Д-2М	ЕРП-18Д
Діаметр шпура, мм	43	50	43	43
Потужність двигуна, кВт	1	1,2	1,4	1,4
Частота обертання шпинделя, хв <sup>-1</sup>	860	600, 750	640	300
Максимальний рух шпинделя, мм	-	-	-	-
Зусилля подавання на вибій, кН	-	-	-	3,0
Маса свердла без колонки, кг	0,4x0,3x2,5	0,35x0,3x0,3	0,4x0,3x0,25	0,46x0,3x0,25
	16	16,5	17	14

## Технічна характеристика колонкових свердл

Показник	Значення для колонкового свердла			
	ЕБК-5	СЕК-1	ЕБГ	ЕДМ
Діаметр шпура, мм	50	43	43	43
Потужність двигуна, кВт	3,6	3,6... 4,8	3,0	2,8
Частота обертання шпинделя, хв <sup>-1</sup>	152; 305	152; 305	170; 340	180; 380
Максимальний рух шпинделя, мм	950	870	900	200
Зусилля подавання на вибій, кН	15	15	16	10
Маса свердла без колонки, кг	110	112	110	150

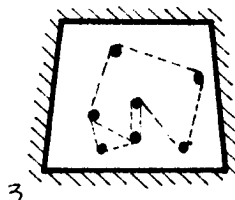
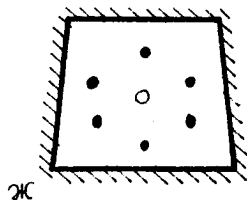
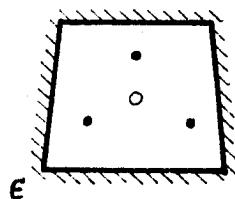
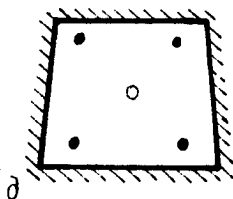
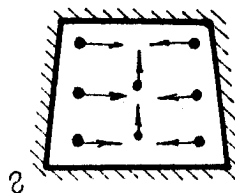
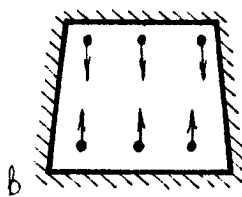
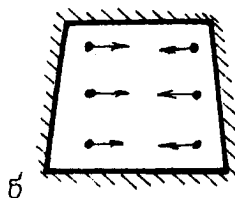
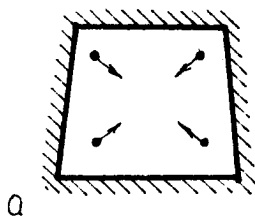
## Технічна характеристика бурильних машин

Показник	Значення для машин				
	КБТ	СБКН-2	СБУ-2М	БК-2Д	БК-3Д
Кількість машин	2	2	2	2	3
Тип бурової машини	ПК-60	ПК-50	БГА-1	ПК-70	ПК-60
Діаметр колонки, мм	40...60	32...42	32...46	40...42	40...42
Довжина подавання, мм	2750	2200	2500	3000	3000
Розміри вибою, який бурить одна установка	3×3	4×3	5×4	3,5×4	4,5×3,6
Потужність трансмісії, кВт	7,36	52	-	36,8	44,2
Транспортна швидкість, км/год	-	3	2	10	10
Маса бурової установки, т	4,2	2,6	6,7	9,5	14
Витрата повітря, м <sup>3</sup> /хв	-	11	24	24	36

## Гіперболо-тригонометричні функції

$\beta x$	$\varphi_{\beta x}$	$\psi_{\beta x}$	$\theta_{\beta x}$	$\xi_{\beta x}$
0,0	1,0000	1,0000	1,0000	0
0,1	0,9907	0,8100	0,9003	0,0903
0,2	0,9651	0,6398	0,8024	0,1627
0,3	0,9267	0,4888	0,7077	0,2189
0,4	0,8784	0,3564	0,6174	0,2610
0,5	0,8231	0,2415	0,5323	0,2908
0,6	0,7628	0,1431	0,4530	0,3099
0,7	0,6997	0,0599	0,3798	0,3199
0,8	0,6354	-0,0093	0,3131	0,3223
0,9	0,5712	-0,0657	0,2527	0,3185
1,0	0,5083	-0,1108	0,1988	0,3096
1,1	0,4476	-0,1457	0,1510	0,2967
1,2	0,3899	-0,1716	0,1091	0,2807
1,3	0,3355	-0,1897	0,0729	0,2626
1,4	0,2849	-0,2011	0,0419	0,2430
1,5	0,2384	-0,2068	0,0158	0,2226
1,6	0,1959	-0,2077	-0,0059	0,2018
1,7	0,1576	-0,2047	-0,0235	0,1812
1,8	0,1234	-0,1985	-0,0376	0,1610
1,9	0,0932	-0,1899	-0,0484	0,1415
2,0	0,0667	-0,1794	-0,0563	0,1290
2,1	0,0439	-0,1675	-0,0618	0,1057
2,2	0,0244	-0,1548	-0,0652	0,0895
2,4	0,0080	-0,1416	-0,0668	0,0748
2,5	-0,0056	-0,1282	-0,0669	0,0613
2,6	-0,0166	-0,1149	-0,0658	0,0492
2,7	-0,0254	-0,1019	-0,0636	0,0383
2,8	-0,0369	-0,0777	-0,0573	0,0204
2,9	-0,0403	-0,0666	-0,0534	0,0132
3,0	-0,0423	-0,0563	-0,0493	0,0071





Схеми конструкції врубів і розміщення врубових шпурів:  
 а-г — нахилені; д-є — прямі (призматичні); ж — спіральні;

● — заряджені; ○ — незаряджені

---

## БІБЛІОГРАФІЧНИЙ СПИСОК

### Основна література

1. Афанасьев В.А., Березин В.Л. Сооружение газохранилищ и нефтебаз: Учебник. — М.: Недра, 1986. — 333 с.
2. Глоба В.М. Сооружение подземных газонефтеохранилищ. — Львов: Выща школа, 1982. — 148 с.
3. Глоба В.М. Спорудження нафтобаз і газосховищ: Навч. посібник. — К.: ІСДО, 1994. — 200 с.

### Додаткова література

4. Арзунян А.С., Афанасьев В.А., Прохоров А.Д. Сооружение нефтегазохранилищ. — М.: Недра, 1986. — 335 с.
5. Арутюнов С.А. Эксплуатация нефтебаз. — М.: Недра, 1983. — 120 с.
6. Афанасьев В.А., Бобрицкий Н.В. Сооружение резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов. — М.: Недра, 1981. — 190 с.
7. Березин В.Л., Суворов А.Ф. Сварка трубопроводов и конструкций. — М.: Недра, 1983. — 284 с.
8. Бобрицкий Н.В., Курепин Б.Н. Строительство объектов нефтяной и газовой промышленности. — М.: Недра, 1983. — 223 с.
9. Веревкин С.И., Ржавский Е.Л. Повышение надежности резервуаров, газгольдеров и их оборудования. — М.: Недра, 1980. — 180 с.
10. Гаев А.Я., Шугорев В.Д., Бутолин П.А. Подземные резервуары: Условия строительства, освоения и технология эксплуатации. — Л.: Недра, 1986. — 223 с.
11. Глоба В.М., Яковлев Е.И., Борисов В.В., Видовский Л.А. Строительство и эксплуатация подземных хранилищ. — К.: Будівельник, 1985. — 88 с.
12. Гофман-Захаров П.М. Проектирование и сооружение подземных резервуаров-нефтегазохранилищ. — К.: Будівельник, 1973. — 244 с.
13. Едигаров С.Г., Михайлов В.М., Прохоров А.Д. Проектирование и эксплуатация нефтебаз. — М.: Недра, 1982. — 220 с.

14. Ентус Н.Р. Техническое обслуживание и ремонт резервуаров. — М.: Химия, 1982. — 240 с.
15. Мазуров В.А. Подземные газонефтехранилища в отложениях каменной соли. — М.: Недра, 1982. — 212 с.
16. Правила технической эксплуатации резервуаров. — М.: Недра, 1988. — 289 с.
17. Проектування складів нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа (ВБН В.2.-58.1-94) Введ. 01.04.1994 р.. — Розроб. Південнафтопровід. — Київ, 1994.
18. Резервуари вертикальні сталеві для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів не вище 93,3 кПа (ВБН В.2.2-58.2-94) Введ. 1.10.1994 р.. — Розроб. Південнафтопровід. — Київ. — 1994.
19. Сапунов Н.Е. Устройство и эксплуатация складов сжиженных газов. — М.: Недра, 1979. — 288 с.
20. Сафарян М.К. Металлические резервуары и газгольдеры. — М.: Недра, 1987. — 200 с.
21. Смирнов В.И., Голицинский Д.М., Мельников Л.Л. Строительство подземных сооружений с использованием камуфлетных взрывов. — М.: Недра, 1981. — 215 с.
22. Суворов А.Ф., Лялин К.В. Сооружение крупных резервуаров. — М.: Недра, 1979. — 218 с.
23. Сохранский В.Б., Черкашенинов В.И. Подземные газонефтехранилища шахтного типа. — М.: Недра, 1988. — 206 с.

УЧБОВЕ ВИДАННЯ

БУГАЙ ЮРІЙ МИКОЛАЙОВИЧ  
ГЛОБА ВОЛОДИМИР МОЙСЕЙОВИЧ  
НАГОРНИЙ ВОЛОДИМИР ПЕТРОВИЧ  
ВЕНГЕРЦЕВ ЮРІЙ ОЛЕКСАНДРОВИЧ

## СПОРУДЖЕННЯ НАФТОБАЗ І ГАЗОНАФТОСХОВИЩ

Підручник для студентів вищих навчальних закладів

Київ, видавництво “ВІПОЛ”

Відповідальний за випуск *Т.П. Банделюк*

Коректор *С.О. Мороз*

Комп’ютерний набір і верстка *В.І.Вишневського*

Підп. до друку 20.07.2000. Формат 60×90 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>.  
Папір друк. № 1. Спосіб друку офсетний. Умовн. друк. арк. 24,5.  
Умовн. фарбо-відб. 24,5. Облік.-вид. арк. 27,64.  
Тираж 500. Зам. № 3480.

ЗАТ “ВІПОЛ”, ДК № 15  
03151, м. Київ, вул. Волинська, 60.