

6 Зберігання нафти на промислах

6.1 Конструкція, обладнання та експлуатація резервуарів

Всі сучасні технології видобутку, транспорту та підготовки і переробки нафти, як правило, передбачають необхідність тривалого зберігання нафти і нафтопродуктів в резервуарних парках. Загальний об'єм зберігання складає сотні тисяч тон і спорудження та експлуатація резервуарів вимагають значних матеріальних витрат. Крім того, резервуари є вразливими, екологічно небезпечними промисловими об'єктами і їх застосування повинно строго відповідати існуючим нормам безпечної експлуатації та охорони довкілля.

Сучасні конструкції резервуарів відзначаються значною різноманітністю їх за матеріалом, формою та способами розміщення. В промисловій практиці видобутку і підготовки нафти використовуються переважно сталеві вертикальні циліндричні резервуари наземного розміщення (РВС).

Будівельними нормами України визначені можливі стандартні об'єми їх спорудження (РВС-100, 200, 400, 700, 1000, 2000, 3000, 5000, 10000 м³). Резервуари з мінімальним об'ємом в 100-200 м³ використовуються як вимірні ємності, більші є технологічними або сировинними і товарними. Споруджуються резервуари із сталевих листів розміром 1000×2000 або 1500×3000 мм та із рулонних заготовок, довжина яких відповідає периметру пояса резервуара. Товщина металу стінок резервуару складає 4-12 мм, а якість і марка сталі повинні гарантувати високу міцнісну характеристику, мати встановлений хімічний склад, високу корозійну стійкість.

Обладнання кожного резервуара повинно передбачати

безпечну його експлуатацію, можливість наповнення та опорожнення, вимір рівня рідини, підтримання внутрішнього тиску в резервуарі в безпечних межах, його зачистку та ремонт (рис. 6.1).

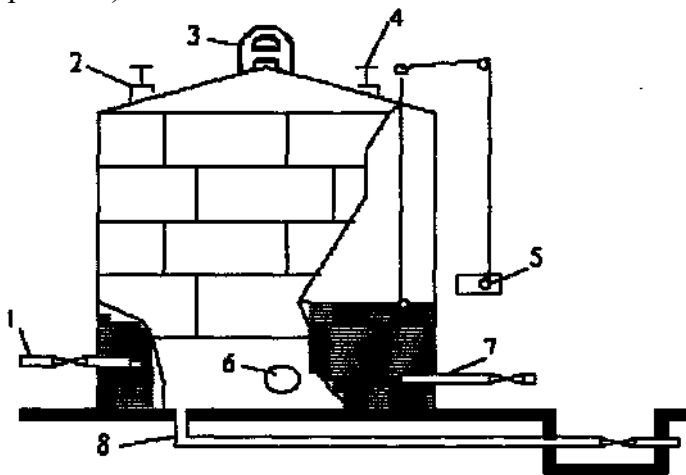


Рисунок 6.1 – Схема обладнання РВС

Світловий люк 2 та люк-лаз 6 потрібні для огляду резервуара, його провітрювання під час ремонту. Приймально-роздавальні патрубки 1 і 7 забезпечують операції по заповненню та звільненню резервуара від рідини. При цьому вони повинні передбачати ламінарний рух рідини всередині резервуара, відсутність розбризкування та інтенсивного перемішування. Всередині резервуарів можуть монтуватись парозмієвики для підігріву продукції, а в технологічних резервуарах і пристрої для покращення умов підготовки нафти.

Особливе значення при збереженні нафти і нафтопродуктів має герметизація резервуарів, відсутність прямого контакту їх газового середовища з атмосферою. Для цього всі резервуари повинні бути обладнані дихальними клапанами. Механічний дихальний клапан (рис. 6.2, а) являє

собою литий корпус, в якому розміщені два клапани: 1- відкривається при зменшенні тиску в резервуарі нижче встановленої норми та 2 - відкривається при надмірному тиску.

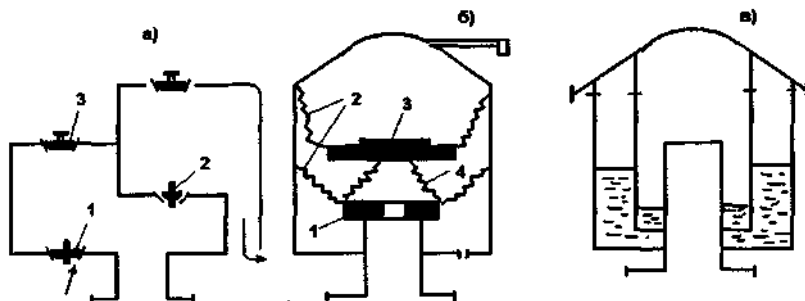


Схема а: 1 - клапан вакууму; 2 - клапан надлишкового тиску;
3 - оглядові покриття клапанів.

Схема б: 1 - тарілка клапана; 2 - нижня і верхня мембрани;
3 - металевий диск з відрегульованим навантаженням;
4 - ланцюжок.

Схема в - гідравлічний запобіжний клапан.

Рисунок 6.2 - Принципові схеми дихальних резервуарних клапанів (а, б) та запобіжного (в).

Ці клапани виготовляються у вигляді тарілок, відповідно відтарованих, які піднімаються з клапанного гнізда вгору під дією перепаду тиску, а опускаються під власною вагою, коли надлишковий тиск чи вакуум досягає норми.

Більш досконалішими являються дихальні клапани типу НДКМ (рис. 6.2, б), які виключають можливість примерзання клапанних тарілок до їх сідел в холодний період.

Під дією різних зусиль, що діють на нижню мембрану клапана, тарілка клапана припіднімається і повітря поступає в газовий простір резервуара. Якщо тиск газового простору

резервуара перевищує встановлені норми, то в міжмембранній камері цей надлишковий тиск долає сумарну вагу тарілки 1 та диску 3 і з допомогою ланцюжка 4 тарілка клапана піднімається, випускаючи газоповітряну суміш в атмосферу.

В більшості сучасних резервуарів типу РВС надлишковий тиск не повинен перевищувати 2000 Па, а вакуум 400 Па, тобто ці резервуари є дуже нестійкими і вразливими до механічних перевантажень конструкціями. Для забезпечення достатньої надійності їх експлуатації, поряд з дихальними клапанами, монтуються і запобіжні, як правило, гідравлічні клапани. Вони повинні спрацьовувати при відказі механічного клапана або коли його пропускна здатність недостатня для проходження газоповітряної суміші.

Запобіжний клапан (рис 6.2, в) працює на використанні відомого принципу гідравлічного затвору. Кільцевий простір такого клапана заповнюється незамерзаючою рідиною (трансформаторне масло, дизельне паливо, розчини гліцерину та етиленгліколю). Для того, щоб запобіжний гідравлічний клапан не спрацював разом із механічним, його розраховують на дещо більший (на 5-10 %) надлишковий тиск або вакуум.

Стандартні дихальні клапани типу НДКМ по своїй технічній характеристиці передбачені на пропускну здатність від 500 до 3000 м³/год. При виборі їх типорозмірів для обладнання резервуарів необхідно враховувати максимальну витрату вуглеводнево-повітряної суміші $Q_{\max}$, яка може проходити через дихальний клапан, не викликаючи надмірних величин тиску внутрішнього середовища резервуара або вакууму.

В період заповнення резервуара ця витрата дорівнює:

$$Q_{\max} = Q_n + Q_T + Q_G, \quad (6.1)$$

де Q_n - максимальна витрата рідини або інтенсивність заповнення резервуара, м³/с;

Q_T - витрата вуглеводневих парів, які викликані нагрівом газового простору резервуара

$$Q_T = \beta \cdot \Delta T \cdot V, \quad (6.2)$$

де β - коефіцієнт об'ємного розширення газу (1/273 K);

ΔT - швидкість прогріву газового простору резервуара, в середньому біля 0,0013 K/c;

V - об'єм заповнення резервуару;

Q_T - об'ємна витрата нафтового газу, який не відділився від нафти і в тій чи іншій кількості поступає в резервуар.

В недосконалих системах збору та підготовки нафти в деякі резервуарні парки поступає настільки значна кількість газу, що приходить ся експлуатувати резервуари, знімаючи тарілки дихальних клапанів та з відкритими вимірними люками.

Особливу турботу повинна завжди викликати безпечна і довготривала експлуатація резервуарів. Група резервуарів або резервуарний парк повинні споруджуватись в понижених ділянках місцевості, з врахуванням механічних властивостей ґрунтів і їх стійкості. Резервуарні парки повинні мати надійне обвалування для запобігання розливу нафти по значній території при аварії. Всі резервуари повинні забезпечуватися стаціонарними або пересувними засобами пожежогасіння з використанням води та водоспінювальних систем.

Кожен резервуар повинен мати повний комплект обладнання, передбачений існуючими нормативними документами. В процесі їх експлуатації постійно слідкують за станом зварних швів, наявністю чи відсутністю корозії, механічною справністю всього обладнання (засувки, клапани, сходи і їх перила та інше).

Для запобігання небезпечних розрядів статичних електричних струмів кожен резервуар повинен бути надійно заземлений, а перевірка електричних опорів такого заземлення

має бути регулярною згідно існуючих норм.

Особливо відповідальною операцією при експлуатації промислових резервуарів є їх зачистка від механічних домішок (рештки глинистих розчинів, продукти корозії, соляні відклади). Для звільнення від парів вуглеводнів в резервуарі відкривають всі люки та отвори і він пропарюється на протязі 15-24 годин в залежності від об'єму. Сама зачистка резервуарів здійснюється з допомогою миючих машин типу ММ-4.

При зборі сірчаної нафти велику увагу потрібно звертати на можливість появи в резервуарах піроформних з'єднань заліза, які здатні до самозагоряння в широкому діапазоні зміни температур.

Кожен новозбудований резервуар або резервуар, що пройшов ремонт, може бути введений в експлуатацію тільки після проведення відповідних випробовувань та прийняття спеціальною комісією.

Оскільки автоматизовані установки здачі готової продукції застосовуються рідко, то вимір кількості та якості нафти після її підготовки здійснюється переважно в товарних резервуарах об'ємним методом.

Попередньо кожен резервуар калібрується, про що вже згадувалось в розділі 1.2, з інтервалом не більше 1 см, щоби встановити залежність висоти наливу від об'єму рідини. Результат калібрування оформляють в вигляді таблиці, яка є офіційним документом для обліку та реалізації товарної нафти.

Вимір рівня рідини повинен здійснюватись з великою точністю за допомогою вимірної стрічки з міліметровими поділками. Наявність шару підтоварної води та її висоту визначають з допомогою спеціальної водочутливої стрічки. Для перерахунку об'ємної кількості товарної нафти в масову в

резервуар спускають пробовідбірник і відбирають ряд проб нафти по висоті, згідно існуючих стандартів.

Після відбору проби нафти необхідно якомога швидше визначити температуру, густину нафти і привести середнє значення її густини до стандартної до температури $+20^{\circ}\text{C}$.

У великих товарних резервуарах можуть монтуватись стаціонарні пристрої для відбору проб нафти. Після визначення в лабораторних умовах процентного вмісту води обраховують загальну масу чистої нафти, яку і реалізують споживачам.

6.2 Боротьба з втратами вуглеводнів при видобутку та зберіганні нафти

Значна, а інколи і основна, частина втрат вуглеводнів при видобутку нафти пов'язана з необхідністю тривалого зберігання її в резервуарних парках. Причиною втрат є наявність великих та малих "дихань" резервуарів. Великі дихання відбуваються внаслідок проведення спуско-наливних операцій. Під час спорожнення резервуара в ньому створюється вакуум, тому дихальний клапан відкривається і повітря заходить в газовий простір, вирівнюючи внутрішній та зовнішній тиски, і змішується при цьому з вуглеводневими парами. В період заповнення резервуара газоповітряна суміш виходить в атмосферу, тобто втрачається.

Малі дихання резервуарів відбуваються при зміні температурного режиму зберігання нафти: при підвищенні денної температури або в зв'язку із зміною технологічного процесу підігріву збільшується тиск насичених парів вуглеводнів, що знаходяться в газовому просторі резервуару, і частина їх виходить в атмосферу. В нічний час, при охолодженні газового простору резервуара відбувається

зворотній процес - відкривається дихальний клапан і повітря входить всередину резервуара.

Промислові дослідження підтверджують, що сумарна масова втрата вуглеводнів тільки при зберіганні та підготовці нафти може досягти 2-3% від загального її видобутку. Масові втрати вуглеводнів G за одне велике дихання, тобто при заповненні резервуара, визначаються за формулою:

$$G = V \rho_r C, \quad (6.3)$$

де V - об'єм газоповітряної суміші, яка вийшла з резервуара в період його заповнення, м^3 . Якщо незначним значенням надлишкового тиску в резервуарі або величиною вакууму, які підтримуються дихальним клапаном, нехтувати, то об'єм V дорівнює об'єму рідини, що поступила в резервуар при його заповненні; ρ_r - густина газу в нормальних умовах, $\text{кг}/\text{м}^3$. Враховуючи значний вміст в нафтовому газі пропан-бутанових фракцій, його густина може коливатись в широких межах ($1,2 - 2,0 \text{ кг}/\text{м}^3$); C - середня концентрація парів вуглеводнів в газовому просторі. Залежить ця концентрація від багатьох факторів: густини нафти, вмісту в ній легких вуглеводнів, температури та часу зберігання нафти в резервуарі, площі контакту нафти з газовим середовищем. Вона визначається за формулою:

$$C = \frac{q S \tau T}{V}, \quad (6.4)$$

де q - інтенсивність випаровування нестабільних вуглеводнів та переходу їх в газовий простір;

S - площа поверхні рідини;

τ - час перебування нафти в резервуарі;

T - температура зберігання;

V - об'єм газового простору.

Використання формули (6.4) викликає значні труднощі, зв'язані насамперед із складністю визначення коефіцієнта q ,

оскільки процеси насичення газового простору відбуваються в складних, неізотермічних умовах. Крім того, в промислові, технологічні та товарні резервуари попадає ще і значна кількість залишкового нафтового газу, який взагалі не піддається кількісному розрахунку.

Практично, враховуючи високу, як правило, температуру зберігання нафти, вже через 2-3 години після попадання повітря в резервуар концентрація парів вуглеводнів в газоповітряній суміші досягає (0,3 – 0,5)%. Отже, якщо для прикладу $V=1000 \text{ м}^3$, то при повному заповненні резервуара і при $\rho = 1,5 \text{ кг/м}^3$ та $c=0,5$ втрата вуглеводнів (за одне велике дихання) складає 750 кг.

Більш точний розрахунок втрат від великих дихань повинен враховувати, що об'єм газоповітряної суміші V , яка виходить із резервуара в період його заповнення фактично дорівнює

$$V = V_n - \Delta V, \quad (6.5)$$

де V_n - об'єм нафти, що поступила в резервуар, м^3 ,

ΔV - частина об'єму газового простору резервуара, яка не буде виходити із нього в період заповнення, внаслідок деякого стискування газового простору до допустимого його значення і при перевищенні якого спрацьовують дихальні клапани.

$$\Delta V = V_1 \frac{P_{к.т} + P_{к.в}}{P_a + P_{к.т} - P}, \quad (6.6)$$

де $P_{к.т}$ і $P_{к.в}$ —відповідно, тиск спрацювання дихального клапана при надлишковому тиску і вакуумі;

P_a і P - атмосферний та середній тиск в період заповнення резервуара;

V_1 - об'єм газового простору на кінець заповнення резервуара.

Величина ΔV є порівняно невеликою і не впливає істотно на розрахунок втрат вуглеводневих парів від великих дихань.

Втрати від малих дихань складають меншу частину загальних втрат (10-15)%, але при тривалому зберіганні нафти їхня сумарна величина є значною.

Основними методами зменшення або повної ліквідації втрат легких фракцій вуглеводнів при зберіганні нафти є:

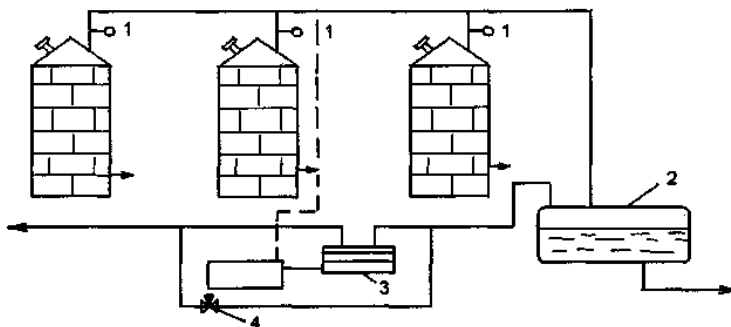
- повна герметизація резервуарів, експлуатація їх з підвищеним внутрішнім тиском чи вакуумом.
- ліквідація газового простору резервуара.
- вловлювання та використання парів вуглеводнів, які виходять в атмосферу.

В практиці нафтовидобутку резервуари високого тиску, які практично повністю запобігають втратам вуглеводнів, не застосовуються. Ліквідація газового простору резервуарів типу РВС досягається шляхом використання плаваючих покрівель або понтонів. Такі пристрої плавають на поверхні рідини, рухаються разом з нею вверх-вниз і створюють достатню ізоляцію нафти та нафтопродуктів від зовнішнього повітряного середовища. Втрати вуглеводнів при їх використанні зменшуються на 70-80%. Певне застосування такі конструкції знаходять в великих резервуарних парках магістрального транспорту нафти та на базах зберігання і постачання нафтопродуктів і при використанні резервуарів значних об'ємів (РВС -5000-20000).

В промислових умовах підготовки та зберігання нафти, при наявності значної кількості резервуарів типу РВС-500-2000, більш доцільною технологією боротьби з втратами вуглеводнів є вловлювання та використання їх парів (рис 6.3).

Така технологія передбачає обв'язку газового простору всіх резервуарів товарного парку, відбір і подачу парів вуглеводнів в конденсатозбірник 2. З допомогою компресора 3 газова фаза відбирається, стискується і направляється в

систему збору газу, а конденсат на переробку або на внутрішні потреби. Особливе значення має чітке підтримання внутрішнього тиску в резервуарах для запобігання їх руйнування.



- 1 - сигналізатори внутрішнього тиску парів в резервуарах;
 2 – конденсатозбірник; 3 – компресор; 4 - регулювальний клапан

Рисунок 6.3 - Схема обв'язки резервуарів при вловлюванні та використанні парів вуглеводнів

Тому режим роботи компресора регулюється в залежності від показів особливо чутливих електроконтактних манометрів 1. При зменшенні тиску газового простору резервуарів понад встановлені межі спрацьовує система, яка відкриває регулювальний клапан 4 для стабілізації тиску в резервуарах. Для збільшення надійності такої системи на резервуарах повинні залишатись дихальні клапани.

Крім основних і найбільш радикальних методів боротьби із втратами вуглеводнів при зберіганні нафти в резервуарах, необхідно застосовувати і більш прості технології: зменшення об'єму газового простору резервуарів та кількості зливно-наливних операцій, зниження інтенсивності температурних коливань внутрішнього середовища шляхом пофарбування

резервуарів в білий колір, їх теплової ізоляції. Ефективним методом зменшення втрат вуглеводнів від випаровування є використання простих екранів, які плавають на поверхні рідини (поліетиленові плівки, кульки, швидко твердіючі, легкі і пористі пластмаси).

Втрати вуглеводнів в процесі видобутку нафти і газу відбуваються не тільки в процесах підготовки та зберігання нафти. Середньостатистична, найбільш вірогідна структура втрат вуглеводнів, отримана на основі обробки чисельних промислових досліджень, приведена в таблиці 6.1.

Таблиця 6.1 - Характерна структура втрат вуглеводнів при видобутку нафти

N п/п	Види та технологічні місця втрат вуглеводнів	% від загальної кількості втрат
1	При підготовці та зберіганні нафти (в сировинних, технологічних, товарних резервуарах).	45
2	Втрати нафтового газу (продувка свердловини, трубопроводів в атмосферу, неякісна сепарація)	15
3	Освоєння свердловини, виклик припливу рідини, дослідження свердловин	15
4	Аварії (розгерметизація обладнання, спрацювання запобіжних клапанів)	7
5	Проведення ремонтних робіт (підземні та поверхневі роботи, зачистка резервуарів та іншого обладнання)	7
6	Інші види втрат (в системі ППТ, через сальники, засувки, при депарафінізації, спуску скребків та вимірювальної апаратури)	11
Всього		100

Аналіз таблиці 6.1 підтверджує наявність істотних втрат при зберіганні нафти та існування значної кількості інших видів втрат, зв'язаних, насамперед, з недосконалістю сучасних технологій експлуатації свердловин, їх дослідження, при проведенні ремонтних робіт.

Порівняно низька величина втрат вуглеводнів від аварій пояснюється тим, що вони носять епізодичний характер. Таблиця не враховує можливості виникнення надзвичайно великих аварій (відкритий аварійний фонтан, розриви магістральних нафтогазопроводів і інше), які спричиняють дуже великі втрати вуглеводнів.

Контрольні питання

1 Якими обов'язковими пристроями повинен бути обладнаний кожен вертикальний сталевий резервуар?

2 Яку роль відіграють дихальні клапани і які їх конструкції найбільш поширені?

3 Дайте характеристику основних вимог до облаштування промислових резервуарних парків.

4 Розкрийте причину наявності значних втрат вуглеводнів при тривалому збереженні та підготовці нафти в резервуарах.

5 Як визначають величину втрат вуглеводнів від малих та великих «дихань» резервуарів?

6 Поясніть основні методи боротьби із втратами парів вуглеводнів.

7 Приведіть та поясніть схему обв'язки газового простору групи резервуарів.

8 Яка структура втрат вуглеводнів в загальному процесі видобування нафти?