

**МІНІСТЕРСТВО ВНУТРІШНІХ СПРАВ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
ВНУТРІШНІХ СПРАВ
КРЕМЕНЧУЦЬКИЙ ЛЬОТНИЙ КОЛЕДЖ**

Циклова комісія технічного обслуговування авіаційної техніки

ТЕКСТ ЛЕКЦІЇ

з навчальної дисципліни
«Технологічне обладнання об'єктів паливозабезпечення»
вибіркових компонент
освітньо-професійної програми першого (бакалаврського) рівня вищої освіти

Технології робіт та технологічне обладнання аеропортів

за темою – Основне обладнання резервуарів

Харків 2021

ЗАТВЕРДЖЕНО

Науково-методичною радою
Харківського національного
університету внутрішніх справ
Протокол від 23.09.21р. № 8

СХВАЛЕНО

Методичною радою
Кременчуцького льотного
коледжу Харківського
національного університету
внутрішніх справ
Протокол від 22.09.21р. № 2

ПОГОДЖЕНО

Секцією науково-методичної ради
ХНУВС з технічних дисциплін
Протокол від 22.09.21р. № 8

Розглянуто на засіданні циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, протокол від 30.08.2021 № 1

Розробник:

1. викладач циклової комісії технічного обслуговування авіаційної техніки, спеціаліст першої категорії Нальотова Н.І.

Рецензенти:

1. викладач циклової комісії аеронавігації Кременчуцького льотного коледжу Харківського національного університету внутрішніх справ, спеціаліст вищої категорії, викладач-методист, к.т.н., с.н.с. Тягній В.Г.;

2. завідувач кафедри технологій аеропортів Національного авіаційного університету, д-р техн. наук, професор Тамаргазін О.А

План лекції

1. Класифікація резервуарів та вимоги до них
2. Вертикальні резервуари
3. Горизонтальні резервуари
4. Резервуари спеціальних конструкцій
5. Обладнання резервуарів
6. Ремонт та налагодження резервуарів
7. Обладнання, механізми та матеріали для ремонту резервуарів.
8. Додаткове обладнання резервуару.

Рекомендована література:

Основна

1. Зберігання та дистрибуція нафти, нафтопродуктів і газу: навч. посіб. / Л. Н. Ширін та ін. Дніпро, 2019. 306 с.
2. Чабанний В. Я., Магопець С. О., Осипов І. М. Паливо-мастильні матеріали, технічні рідини та системи їх забезпечення: навч. посібн. Кіровоград: Центрально-Українське видавництво, 2008. ч.2. 500 с.
3. Технологічне обладнання для АЗС і нафтобаз.: навч. посіб./ Ю. Н. Безбородов та ін. Красноярск: СФТУ, 2015. 168 с.
4. Резервуари для зберігання нафти та нафтопродуктів: навч. посіб. / Ю. Н. Безбородов, та ін. Красноярск: СФТУ, 2015. 110 с.

Текст лекції

1. Класифікація резервуарів та вимоги до них

Велику частину території на складі займає резервуарна група, призначена для прийому і зберігання необхідного запасу ПММ. Резервуари в зоні резервуарного парку розміщують, як правило, групами, причому загальна місткість групи резервуарів з плаваючими дахами або понтонами повинна бути не більше 120 000 м³. Місткість групи резервуарів зі стаціонарним дахом не повинна перевищувати 80 000 м³ при зберіганні легкозаймистих рідин і 120 000 м³ - горючих рідин.

Резервуарний парк – група (групи) резервуарів, що призначені для виконання технологічних операцій з приймання, зберігання і відкачування нафти (нафтопродуктів), і розташовані на території, що обмежена по периметру: обвалуванням або огорожувальною стінкою - у випадку наземних резервуарів (наземному зберіганні); шляхами чи протипожежними проїздами – у випадку підземних резервуарів або прирівняних до них наземних, обгорнутих ґрунтом (підземному зберіганні), а також резервуарів, що встановлені в котловинах або виїмках.

Класифікація резервуарів

За матеріалом:

- залізобетонні (виготовляються із спеціальних марок бетону з відповідною гідроізоляцією);
- сталеві (виготовляються методом зварювання);

– полімерні.

Сталеві резервуари найбільш розповсюджені і в залежності від форми у свою чергу поділяються на такі різновиди:

За формою:

- циліндричні, які бувають горизонтальні (мають циліндричний горизонтальний корпус та напівсферичні або плоскі з підсилюючими ребрами днища);
- вертикальні (мають вертикальні циліндричні стінки та плоскі днища і покрівлю);
- каплеподібні;
- кулясті (сферичні);
- прямокутні.

За конструктивними особливостями:

- з плаваючою покрівлею (ПП або РВСПК);
- з стаціонарною покрівлею з понтоном (СПП);
- з стаціонарною покрівлею без понтона (СП або РВС);
- з газовою обв'язкою,
- з установкою УЛФ,
- без ГО і УЛФ.

За рівнем ґрунту:

- підземні (заглиблені у ґрунт або обсіпані ґрунтом),
- наземні (якщо рівень рідини вище прилеглого майданчика).

На відміну від наземних сховищ підземні виключають можливість розливання ЛЗР чи ГР через руйнування стінок від вибуху або температурних напружень, випаровування легких фракцій у них нижче у порівнянні з підземними. При пожежах вони мають значно менший рівень теплового випромінювання, не вимагають проведення охолодження і тому організація їх пожежогасіння значно простіша. В той же час будівництво таких сховищ більш складніше і дорожче. З цієї причини вони використовуються дуже рідко.

За ємністю:

- малої ємності – до 1 000 м³;
- середньої ємності – 1 000, 3 000, 5 000, 10 000 м³;
- великої ємності – 20 000, 50 000, 100 000, 120 000 м³

Для зберігання легкозаймистих горючих рідин проектується і встановлюються окремо стоячі та групові резервуари. Максимальний об'єм резервуара встановлюється: з плаваючим дахом- 120 тис.м³; з постійним дахом - 20 тис.м³.

Резервуари обладнують:

- пристроями приймання-роздачі, що мають місцеве або дистанційне керування;

Кількість таких пристроїв визначають в залежності від максимальної продуктивності заповнення і спорожнення. Пристрій приймання-роздачі повинен обладнуватись надійним запірним органом (хлопавка, підйомна труба). Пристрій з хлопавкою, яка має бокове керування, обладнується

запасним тросом. Швидкість руху потоку рідини не більша 2,5 м/с, при заповненні порожнього резервуара – не більше 1 м/с до моменту заповнення кінця патрубку приймання-роздачі.

- дихальною і запобіжною арматурою;

Вибір дихальної арматури залежить від типу резервуару і рідини, яка в ній зберігається. Зокрема, на резервуарах типу ПП, СПП розташовують вентиляційний патрубок з вогнеперешкоджувачем; на резервуарах типу СП для зберігання нафти і нафтопродуктів з тиском насичених парів до 93,3 кПа і з тиском у газовому просторі 2 кПа – дихальний і запобіжний клапан з вогнеперешкоджувачем; на резервуарах з СП при атмосферному тиску у газовому просторі для зберігання масел і мазутів – вентиляційний патрубок.

- приладами місцевого або дистанційного вимірювання рівня і температури рідини, що зберігається, автоматичною сигналізацією верхнього і нижнього рівнів;

- пристроями відбору середньої проби;
- пристроями для вилучення підпродуктової води; (сифонні крани)

Для вилучення підпродуктової води резервуари всіх типів оснащуються сифонними кранами. Крани встановлюються на першому поясі стінки резервуара в будь-якому місці по обидва боки від осі люка-лазу на відстані не менше 1 м.

- пристроями для підігрівання в резервуарах високов'язких і застигаючих нафти і нафтопродуктів;

В'язкі нафту і нафтопродукти зберігають в резервуарах, які мають теплоізоляційне покриття і обладнані засобами підігріву, що забезпечують збереження якості рідин та пожежну безпеку.

- пристроями для запобігання нагромадження відкладів у резервуарі; пристроями для зачистки; (розмиваючі головки, гвинтові перемішуючі пристрої)

- світловими і монтажними люками, люками-лазами і патрубками для встановлення обладнання;

Верхній світловий люк забезпечує провітрювання резервуару, підйом хлопавок.

Люки-лази встановлюються для проникнення в резервуар при ремонті, очищенні та для провітрювання.

- пристроями і засобами виявлення і гасіння пожеж;
- пристроями захисту від блискавки, заземлення та захисту від статичної електрики.

2. Вертикальні резервуари

Для зберігання авіаційного пального найбільш широко застосовують вертикальні металеві резервуари, оскільки вони прості у виготовленні і порівняно економічні за вартістю. Ці резервуари розраховані на надлишковий тиск до 1960 Па і вакуум – до 196 Па.

Основними конструкційними елементами вертикального резервуара (рис.1) є корпус, дах, днище, центральний стояк, сходи.

Днище збирають із сталевих листів розміром 1,5 х 6 м товщиною 4–25 мм. Обичайка резервуара зварюється поясами з декількох листів, з'єднаних довгою стороною горизонтально.

Розташування поясів може бути східчасте, телескопічне і встик. Вертикальні шви корпуса одного пояса зміщають один відносно іншого не менше ніж на 0,5 м.

Дах збирають із листів розміром 1,25–2,5 м товщиною 2,5–3 мм, листи зварюють внапуск. Перекриття даху може спиратися на проміжну колону, встановлену всередині резервуара, або тільки на стінки корпуса. Для резервуарів великої місткості переkritтя виготовляють у вигляді складних просторових ферм і щитів заводського виготовлення.

Корпус цих резервуарів виготовляють з окремих листів, сполучених встик, а пояса зварюють внапуск.

Залежно від внутрішнього тиску в газовому просторі резервуара, настил даху або приварюється до несучих елементів (фермів), або вільно укладається на несучі конструкції, а листи з'єднують між собою тільки верхніми швами.

Тепер широко використовують типові проекти вертикальних резервуарів, розроблені інститутом електрозварювання ім. Є. О. Патона, монтаж яких здійснюється з рулонних заготовок, виготовлених на заводі.

У цей спосіб виготовляють резервуари місткістю від 100 до 5000 м³, розраховані на внутрішній надлишковий тиск до 1960 Па. Заготівлю корпуса необхідних розмірів зварюють на заводі, згортають в рулон і доставляють на монтажний майданчик. Так само виготовляють і днище.

При монтажі резервуара спочатку на задалегідь підготовлену основу вкладають днище, а потім на неї ставлять рулонну заготовку корпуса і розгортають її за допомогою тракторів. Потім зварюють вертикальний шов обичайки, днища і корпуса. Після цього ведуть монтаж ферм даху, вкладають настил покриття, що зварюють з окремих листів безпосередньо на резервуарі.

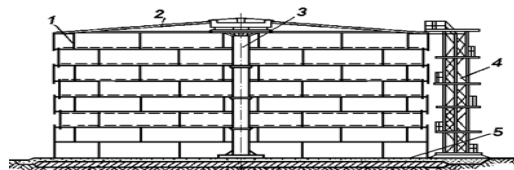


Рис 1. Вертикальний металевий резервуар:

1 – корпус; 2 – переkritтя; 3 – центральна опора; 4 – сходи; 5 – днище

Вертикальні резервуари можуть бути з плоским або конусним днищем. Наявність конусного днища зменшує напруги в ньому і забезпечує більш повне віддалення відстою з резервуара при його випорожненні і зачищенні.

Резервуари з щитовою покрівлею виготовляються місткістю від 100 до 5000 м³. Щити являють собою каркас, на якому приварені листи даху. Вони спираються на корпус резервуара і центральний стояк. На покрівлю витрачається від 2 до 25 збірних щитів.

Вертикальні металеві резервуари виготовляються стандартної місткістю від 100 до 50000 м³ методом листової зборки зі зварюванням листів

безпосередньо на будівельному майданчику або з рулонних заготовель, і встановлюються наземно.

На будівельному майданчику розгортають рулон днища і укладають його на підготовлений фундамент. На днище вертикально встановлюють рулон стінки резервуара (рис. 2). Тракторами розгортають рулон по периметру днища і кріплять його прихватами до днища. Потім вивіряють положення корпусу, зварюють вертикальний шов на корпусі і кільцево між корпусом і днищем. Після цього монтують стойку, роблять ферментне перекриття і покрівлю даху. Використання рулонування дозволяє знизити вартість монтажних робіт кожного резервуара на 30-40% і скоротити обсяг сборочно-зварювальних операцій на монтажному майданчику в кілька раз. Після монтажу резервуара йому присвоюють порядковий номер, який наносять на висоті 3 м від днища на стінці чорною фарбою, над ним (також чорною фарбою) позначають сорт нафтопродукту, третю (верхню) напис "Вогненебезпечно" роблять червоною фарбою. Резервуар має технічний паспорт, в якому вказують тип резервуара, його заводський номер, підприємство-виробник, матеріал, з якого він виготовлений, масу, місткість резервуара, дату виготовлення і умови випробування.

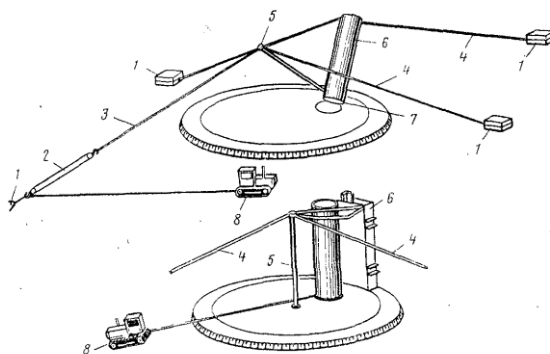


Рис. 2 - Схема зборки резервуара з рулонних заготовок; а — под'єм рулону корпусу; б — разгортання рулону; 1 — опори; 2 — полиспаст 3 — под'ємний трос; 4 — страховочні троси; 5 — опорна стійка; 6 — рулон резервуара; 7 - днище; 8 — трактора

Для зберігання нафтопродуктів при тиску до 0,07 МПа і вакуумі до 0,001 МПа застосовують краплеподібні резервуари. Конструкція цих резервуарів виключає втрату нафтопродуктів при "малих диханнях". Вони виготовляються методом зварювання з окремих пелюстків, що мають двояку кривизну. Для забезпечення необхідної жорсткості оболонки всередині резервуара монтують металевий каркас.

Як матеріал для виготовлення металевих резервуарів використовують листову вуглецеву і низьколеговану сталь, що в залежності від ступеня розкислення може бути киплячою (КП), напівспокійною (ПС), а також спокійною (СП), яка в свою чергу ділиться на три групи А, Б, У. Сталь групи А гарантується механічними властивостями, Б — хімічним складом, У — механічними властивостями і хімічним складом. Застосовувана листовая сталь має розміри 1000 x 2000, 1250 x 2500 мм товщиною менше 4 мм або розміром 1500 x 6000 мм при товщині листа більше 4 мм.

Резервуари розташовують на окремій ділянці складу ПММ, відділеної від іншої території складу обвалуванням – земляним валом або суцільною стінкою з неспалимих матеріалів висотою не менше 1 м, розрахованими на гідростатичний тиск рідини, яка в ньому знаходиться. Для обслуговування резервуарів у зоні обвалування встановлюють сходи для переходу:

для окремо стоячих резервуарів – не менше двох;

для групи резервуарів – не менше чотирьох.

Резервуари можна розташовувати як окремо стоячими, так і групами. Загальна місткість групи наземних резервуарів не повинна перевищувати 40000 м³.

У зоні, місткістю більше 40 000 м³, встановлюють внутрішню перегородку, що розподіляє резервуарну групу на частини, місткістю не більше 20 000 м³.

Навколо зони зберігання і між окремими групами резервуарів повинні бути пожежні проїзди шириною не менше 3,5 м.

Внутрішня і зовнішня сторони обвалування обладнуються кюветами для відведення стічних вод у каналізацію. При цьому внутрішній кювет оснащується хлопавкою, що перешкоджає вільному стоку рідини в каналізацію, і з'єднується трубопроводом із підземною місткістю, в якій збирають розлитий нафтопродукт.

Керування засувками повинне здійснюватися з зовнішньої сторони обвалування. За умови розташування резервуарів на схилах їх варто захищати від стоку поверхневих вод, можливих зсувів і падіння окремих каменів.

Наземні вертикальні резервуари встановлюють один від одного на таких відстанях:

резервуари з плаваючими дахами – на 0,5 D (де D–діаметр резервуара), але не більше 20 м;

резервуари з понтонами – на 0,65 D, але не більше 30 м;

резервуари із стаціонарними дахами: при схові легкозаймаючих нафтопродуктів – на 0,75 D, але не більше 30 м; при зберіганні паливних нафтопродуктів – 0,5 D, але не більше 20 м.

Підземні резервуари встановлюються в групі на відстані один від іншого не менше 1 м. Максимальна площа поверхні рідини в одному резервуарі не повинна перевищувати 7 000 м², а площа групи підземних резервуарів не більше 14 000 м².

3. Горизонтальні циліндричні резервуари

Для зберігання авіамастил, пального і спецрідин у невеликих кількостях використовують горизонтальні резервуари. Ці резервуари виготовляють серійно в заводських умовах. Вони розраховані на надлишковий тиск до 0,04 МПа і вакуум – до 0,001 МПа. За формою днища розрізняють горизонтальні резервуари із плоским, сферичним або конусним днищем.

Резервуари зі сферичними днищами використовують при необхідності зберігання нафтопродукту при відносно високому тиску (більше 0,3 МПа).

Горизонтальні резервуари місткістю від 3 до 75 м³ виготовляють за типовими проектами на заводах, а резервуари місткістю 400 м³ і більше

виготовляють безпосередньо на будівельному майданчику методом листового складання або з рулонних заготовок. Корпус їх складається з листів товщиною три – чотири міліметри зварених встик або внапуск. Днище резервуара зварюють із плоского листа, товщиною три – чотири міліметри з постановкою кутика по периметру облямівки. Куттик служить елементом кріплення днища до корпусу й водночас є посилювальною ланкою в місці кріплення днища і корпусу. Іноді замість кругового кутика днище роблять з відборткою. Для підсилення оболонки резервуара всередині корпусу встановлюють внутрішні поперечні трикутні ферми.

При встановленні горизонтальних резервуарів у зонах із високим рівнем ґрунтових вод їх кріплять до фундаменту анкерними болтами. За умови розташування резервуарів на піщаному ґрунті резервуари кріплять від впливання якірними вантажами.

Горизонтальні резервуари виготовляють місткістю від 3 до 75 м³ з листової сталі і безпосередньо на заводі. Вони можуть встановлюватися наземно або підземно, на спеціальному бетонному фундаменті або на піщаній подушці. Горизонтальні резервуари використовують для зберігання світлих і темних нафтопродуктів. Питома витрата металу на 1 м³ продукту, що зберігається, для виготовлення горизонтальних резервуарів більше, ніж для вертикальних.

Основною перевагою горизонтальних підземних резервуарів є те, що істотно зменшуються втрати нафтопродуктів від випаровування при нагріванні сонячними променями, забезпечується пожежна безпека, а також створюються зручності для розміщення частини технологічного устаткування. До числа основних незручностей, зв'язаних з технічною експлуатацією підземних горизонтальних резервуарів, відносять складності при ремонті і технічному обслуговуванні.

4. Резервуари спеціальних конструкцій

У практиці зберігання нафти і нафтопродуктів порівняно широко використовують залізобетонні резервуари. Такі резервуари споруджують заглибленими, прямокутною і круглою форми в плані.

Основними недоліками залізобетонних резервуарів є складність забезпечення герметичності стінок і перекриття. У зв'язку з тим, що світлі нафтопродукти вільно фільтруються крізь пори в бетонних стінах, днище і стіни залізобетонних резервуарів піддаються спеціальній обробці внутрішньої поверхні із застосуванням рідкого скла й інших матеріалів, що герметизують пори.

Для забезпечення газонепроникності верхнього перекриття з метою зберігання нафтопродуктів під надлишковим тиском і при будівництві залізобетонних резервуарів застосовують такі способи:

створення на перекритті водяного екрана;

герметизацію перекриття суцільним гумотканинним або синтетичним килимом;

герметизацію внутрішньої поверхні перекриття (стелі) різноманітними розчинами і мастиками;

герметизацію листовою сталлю.

Необхідність всіляко знизити втрати нафтопродуктів від випаровування при зберіганні привела до створення конструкції резервуару змінного обсягу, тобто з дахом, плаваючого на поверхні нафтопродукту що зберігається. Плаваючий дах при збільшенні об'єму рідини в резервуарі піднімається, а при зменшенні - опускається. У резервуарах з плаваючою дахом майже повністю усувається газовий простір, що запобігає втрат від випаровування при великих і малих «подихах». Резервуари застосовуються двох типів:

- а) з плаваючим дахом;
- б) відкриті зверху з плаваючим понтоном.

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари з плаваючим дахом (типу РВСПК) відрізняються від резервуарів типу РВС тим, що вони не мають стаціонарної покрівлі (рис. 3). Роль даху у них виконує диск, виготовлений із сталевих листів, плаваючий на поверхні рідини.

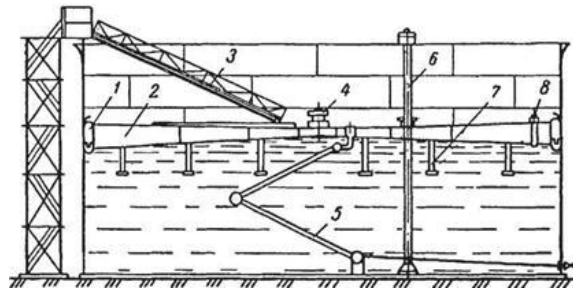


Рис. 3. Резервуар з плаваючим дахом

1 - ущільнюючий затвор; 2 - дах; 3 - шарнірна сходи; 4 - запобіжний клапан; 5 - дренажна система; 6 - труба; 7 - стійки; 8 - люк

Вертикальні сталеві циліндричні резервуари з понтоном (типу РВСП) – це резервуари, по конструкції аналогічні резервуарам типу РВС (мають стаціонарний дах), але забезпечені плаваючим на поверхні нафти понтоном (рис. 4). Подібно плаваючому даху, понтони переміщаються по напрямних трубах 6, забезпечені опорними стійками 9 і ущільнювальними затворами 1, 7, ретельно заземлені.

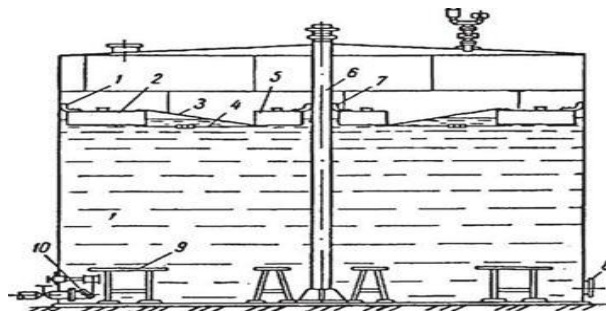


Рис. 4 - резервуари з понтоном

1 - ущільнюючий затвор; 2 - периферійний короб понтона; 3 - мембрана з листового металу; 4 - стяжка; 5 - центральний короб понтона; 6 - напрямна труба; 7 - ущільнення напрямної труби; 8 - люк-лаз; 9 - опори для понтона; 10 - приймально-роздавальний патрубок з хлопавкою

5. Обладнання резервуарів

Вибір виду обладнання та його кількість для забезпечення нормальної і безпечної роботи резервуарів визначають вимогами ГОСТу, відомчими нормативами, розрахунковими даними, типом застосовуваних резервуарів, способом їх установки, витратою і сортом нафтопродукту. ГОСТ регламентують для кожного типу резервуара обов'язковий перелік технологічного обладнання залежно від типу і способу установки резервуара, витрати і сорту зберігаемого в ньому нафтопродукту, а відомчі нормативи враховують особливості експлуатації резервуарів і передбачають додаткове встановлення спеціального обладнання. В експлуатаційних організаціях підбір передбаченого цими документами обладнання виконують на підставі розрахункових даних: оборотності резервуарного парку, тривалості закачування і видачі нафтопродукту, сорту нафтопродукту.

Для скорочення втрат легких фракцій нафтопродуктів при "великих подихах", що виникають під час їх закачування, підбирають відповідну дихальну апаратуру, до якої відносяться механічні дихальні і гідравлічні запобіжні клапани. Для запобігання переливу на резервуарах монтують сигналізатори граничного рівня, які подають команду на відключення засобів перекачування при наповненні резервуарів. Оперативний облік наявності в них нафтопродуктів забезпечує застосування показників рівня.

Крім цього, резервуари оснащують датчиками пожежної сигналізації, що видають команду на включення засобів пожежогасіння при досягненні певної температури в газоповітряному просторі.

Для видачі на заправку кондиційних нафтопродуктів передбачають установку плаваючих паливозабірних засобів, які забирають нафтопродукт з верхніх шарів і внаслідок цього виключають потрапляння в нього механічних забруднень і вільної води. Цю воду, а в необхідних випадках і нафтопродукти дозволяють видалити спеціальні пристрої, які розміщуються в донній частині (наприклад, сифонні крани). Вони ж при необхідності можуть бути використані і для закачування води.

Пробовідбірники, за допомогою яких можна брати середню пробу без контакту з газоповітряним простором резервуара з атмосферою, полегшують умови праці обслуговуючого персоналу, скорочують втрати нафтопродукту і забруднення.

Устаткування вертикального резервуару розміщують на його нижньому поясі або на даху. При монтажі на нижньому поясі міцність резервуара послаблюється технологічними отворами.

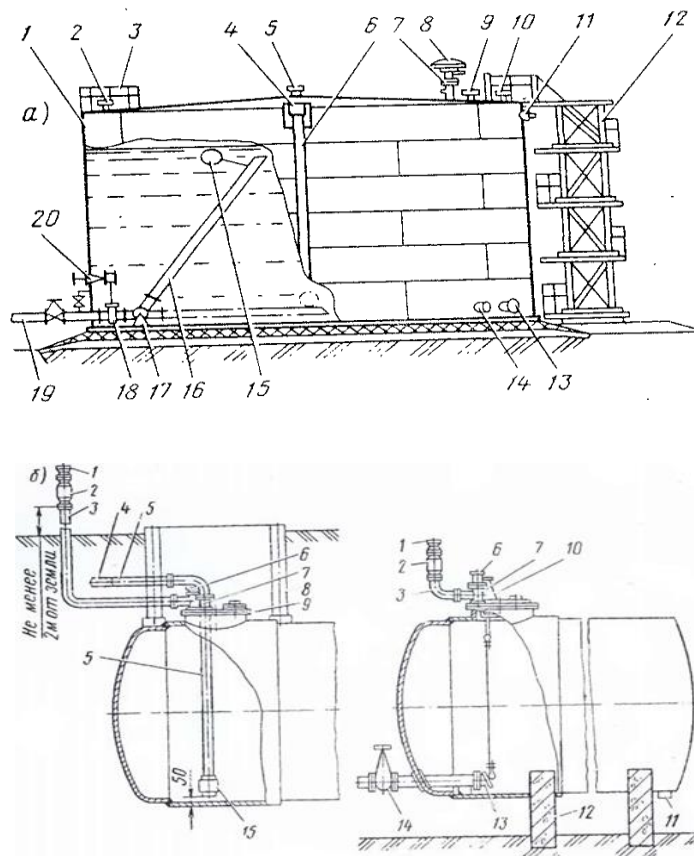


Рис.1 – Обладнання резервуарів:

а- вертикальний: 1 – корпус резервуара; 2 – вказівник рівня; 3 - перила; 4 – піногенератор; 5 – вентиляційний патрубок; 6 – пінопровід; 7 – вогняний запобіжник з дихальним клапаном; 8 – гідравлічний запобіжник; 9, 10 – люки світовий та замірний; 11 – знижений пробовідбірник; 12 – драбина; 13 – люк-лаз; 14 – сифонний кран; 15 – поплавков; 16 – плаваючий паливо забірник; 17 – шарнир; 18 – хлопка; 19 – трубопровід; 20 – механізм управління хлопкавою б – ліворуч – горизонтальний при підземній установці; праворуч – горизонтальний при наземній установці; 1,15 – клапани дихальний і приймальний; 2 – вогняний запобіжник; 3 – вентиляційна труба; 4,5 – трубопроводи подаючі та роздавальні; 6 – замірний люк; 7 – патрубок замірного люку; 8 – колодязь; 9 – кришка горловини з люком-лазом; 10 – механізм управління хлопкавою; 11 – зливна пробка; 12 – фундамент; 13 – хлопка; 14 - засувка

Резервуари призначені для приймання, зберігання, відпуску, обліку нафти і нафтопродуктів і є відповідальними інженерними конструкціями. Металеві резервуари відносяться до числа зварних конструкцій, що працюють у важких експлуатаційних умовах, наявність в резервуарах жорстких зварних з'єднань і зниження пластичних властивостей металу при негативних температурах викликають значні складні умови роботи.

Ці та ряд інших причин, таких як, нерівномірні осідання, корозія знижують експлуатаційну надійність резервуара, іноді призводять до його руйнування. Проблема надійності і працездатності обладнання і споруд об'єктів магістральних нафто- і нафтопродуктопроводів дуже важлива в галузі транспорту і зберігання нафти і нафтопродуктів.

Чим надійніше обладнання та менше його відмов, тим менше простоїв в роботі транспорту нафти і нафтопродуктів, аварій з його розливом і інших шкідливих для підприємства і навколишнього середовища наслідків.

6. Ремонт та налагодження резервуарів

Технічне обслуговування - складова частина процесу експлуатації і передбачає поточний огляд резервуарів і устаткування, встановленого на ньому з метою забезпечення:

своєчасного виявлення та усунення дефектів, які виникають в резервуарі і обладнанні, спрямованих на позбавлення втрат і забруднення нафтопродуктів, зменшення пожежної небезпеки і виключення забруднення наколишнього середовища;

зменшення інтенсивності зношування агрегатів, вузлів і деталей;

підтримки зовнішнього вигляду споруд і устаткування;

усунення причин, що викликають передчасний знос вузлів і деталей;

своєчасного визначення необхідності проведення поточного та капітального ремонту обладнання і устаткування.

ТО проводять відповідно до регламенту в обов'язковому порядку і в установлені терміни. Регламент передбачає проведення наступних видів технічного обслуговування: ЕО, ТО-1, -2.

При ЕО оглядають зовнішні поверхні резервуара, фундамента, стан зварних швів, заземлюючих пристроїв, водовідводів від стінок резервуара обладнання, встановленого на резервуарі. Переконаються, що немає потіння стінки резервуара, підтікання нафтопродукту в усіх з'єднаннях.

При ТО-1, -2 перевіряють стан покрівлі, стінок зварних швів, металоконструкцій сходів, окрайки днища, швів врізки патрубків і люків, фундаментів під резервуаром, водовідводів від стінок резервуара. Після звільнення резервуара від нафтопродукту один раз на рік або при необхідності (наприклад, підтікання) оглядають внутрішню поверхню резервуарата перевіряти осадку резервуара і проводять випробування на тиск і вакуум. Підземні резервуари оглядають зовні один раз в два роки. Для цього відкривають шурф на всю глибину закладення резервуара і перевіряють стан основного металу, зварних швів і гідроізоляційного шару

Види ремонту, які використовують при відновленні працездатності та продовження терміну служби резервуарного парку: поточний, середній і капітальний. Точне визначення обсягу робіт при виконанні ремонту дозволяє усунути випадки неправильного використання коштів, передбачених на ремонт. Поточний і середній ремонт проводять за рахунок амортизаційних очищувачів, а капітальний - за рахунок коштів основної діяльності підприємства.

Поточний ремонт передбачає заміну або відновлення невеликого числа швидко зношуючих вузлів і прокладок, усунення дефектів, регулювання механізмів для підтримки в працездатному стані резервуарів до чергового планового ремонту. Необхідність поточного ремонту визначають при ТО і в процесі експлуатації. При виконанні цього виду ремонту резервуар залишається в робочому стані.

Середній ремонт виконують після звільнення резервуара від нафтопродукту, його зачистки і дегазації. До початку ремонту здійснюють нівелювання крайки днища резервуара. В обсяг робіт входить: ремонт тріщин і швів, установка накладок із застосуванням зварювальних робіт, ремонт або заміна обладнання. Для цього очищають внутрішню поверхню стінок і днища резервуара від корозійних відкладень, перевіряють технічний стан корпусу, цілісність днища і даху, проводять випробування на міцність і щільність окремих вузлів або всього резервуара. Після ремонту резервуар фарбують.

Капітальний ремонт включає виконання робіт середнього ремонту і, крім того, заміну дефектних частин корпусу, повну або часткову заміну днища, даху резервуару.

Виявлення дефектів здійснюється перед проведенням ремонту. Оглядають зварні з'єднання і основний метал, складають схему розташування дефектів. Дефектний участок обводять фарбою і стрілкою вказують місце дефекту. На внутрішніх поверхнях після виконання повної дегазації і взяття аналізу повітряного середовища на токсичність перевіряють: вузли сполучення стінки з днищем зовні резервуара; крайки, що примикають до стінки з внутрішньої сторони резервуара; місця врізки люків і резервуарного обладнання; вузли кріплення центральної стійки.

Огляд понтона проводять при розміщенні його на опорних стійках. У понтоні перевіряють стан зварних з'єднань короба в центральній частині, ущільнюючих елементів, пристроїв для відводу зарядів статичної електрики, а також справність кронштейнів і опорних стійок. При огляді понтона і резервуара використовують лупу з 10-кратним збільшенням. Якщо потрібно, перевіряють товщину листів металу за допомогою товщиномірів в двох-трьох точках і за отриманими значеннями знаходять середньо-арифметичне значення товщини.

Для виявлення дефекту в днищі (дрібні наскрізні проіржавіння і тріщини) застосовують крейдяний або азотний способи. Крейдяний заснований на здатності крейди поглинати газ. Після зачистки і дегазації резервуара на днище наносять шар крейди або зубного порошку в сухому вигляді. Через деякий час в місцях тріщин утворюється потемніла пляма внаслідок поглинання крейдою газу через нещільності. Азотний спосіб полягає в здатності фенолфталеїну змінювати забарвлення при взаємодії з азотом. Після зачистки резервуара і дегазації під днище вставляють трубку 3 (рис. 2) довжиною 2 м і діаметром 10-20 мм. У місці введення трубки під днище резервуара укладають глиняний замок 2. Трубку за допомогою шланга з'єднують з балоном 6, наповненим азотом. Днище змащують розчином фенолфталеїну. Відкривають кран 5 і азот по шлангу 4 до трубки 3 надходить, під днище резервуара 1. При наявності тріщин в днище азот проникає всередину резервуара. У місці тріщини при взаємодії газу з фенолфталеїном з'являється помаранчеве пляма.

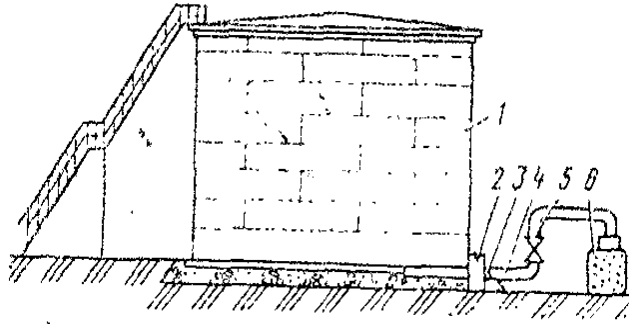


Рис. 2 – Схема виявлення дефектів днища

Після виявлення тріщини в зварному з'єднанні або основному металі встановлюють її межі. Для цього використовують рентгено-або гамма-просвічування або ж зачищають ділянку до блиску і протрують 10% -ним водним розчином азотної кислоти. У місці тріщини спостерігається почервоніння. Його фіксують фарбою і наносять на ескіз. По кінцях тріщини просвердлюють отвори діаметром 6-8 мм, які протрують 10% -ним розчином азотної кислоти для виявлення можливих тріщин, які утворилися при сверленні.

Горизонтальність днища перевіряють по зовнішньому окрайку днища або верху першого поясу резервуара. Для цього використовують нівелір або гідравлічний уклономір. Вимірювання роблять не менш ніж у восьми точках і не рідше ніж через 6 мм. Допускаються такі відхилення про горизонтальності зовнішнього контуру днища незаповненого резервуара (для резервуарів місткістю 2000-20000 м³) в перші чотири роки експлуатації: +20 мм - для двох сусідніх точок по контуру і 50 мм - для діаметрально протилежних точок. При заповненому резервуарі відхилення не повинні перевищувати відповідно ± 40 і 80 мм. Для резервуарів, які експлуатуються понад чотири роки, відхилення рівні: не більше ± 60 мм для двох сусідніх точок і не більше 100 мм - для діаметрально протилежних точок.

При великих значеннях відхилень фундамент виправляють. Під час проведення повторного нівелювання виміру роблять в тих же точках, що і раніше. Хлопуни і нерівномірності в днищі резервуара визначають нівелірною зйомкою або заливкою на дно резервуара води до найвищої точки днища, а потім виміром відстані від поверхні днища до поверхні води. Заміри виконують не менше ніж в восьми точках. Допустима висота хлопунів не повинна перевищувати 150 мм, а площа - 2 м².

Результати огляду резервуара оформляють дефектною відомістю і складають ескіз для проведення ремонту. На підставі цих даних вибирають і уточнюють спосіб ремонту, який стверджує керівник.

Усунення дефектів проводять наступним чином. Тріщини значного розміру, розшарування металу, великі корозійні пошкодження днища, стінки, покрівлі або понтона видаляють частково або повністю замінюють. Дефектні ділянки видаляють газовою або механічною різкою з подальшою зачисткою крайок. У деяких випадках вирізають дефектне місце абразивним кругом або вирубують пневматичним (ручним) зубилом. Після підготовки дефектної ділянки до ремонту підбирають необхідний матеріал і виконують ремонт із

застосуванням зварювальних апаратів. Метал, який використовується для ремонту, очищають від іржі і бруду і проводять його розмітку. В необхідних випадках виготовляють шаблони з припуском на обробку для контролю, вальцювання та збирання. Матеріал шаблонів - картон, дерево, тонкий сталевий лист. Збірку, підгонку і оброблення крайок ремонтіваних листів здійснюють відповідно до ГОСТ 5264-80 "Шви зварних з'єднань. Ручне електродугове зварювання. Основні типи і конструктивні елементи".

При ремонті резервуарів допускається застосування ручної дугової, автоматичної і напівавтоматичної зварок під флюсом, в середовищі захисних газів і порошковим дротом. Зварювання ведуть на постійному струмі при температурі не нижче -10°C *. До виконання зварювальних робіт допускають кваліфікованих електрозварників, що мають посвідчення.

Поряд із зварювальними роботами з усунення дефектів широко поширені способи усунення дефектів з використанням епоксидних клеїв. Коли виникає необхідність усунення дефектів без зупинки роботи резервуара, застосовують різні замазки та клеї. При виявленні течі через стінку резервуара при технічному обслуговуванні дефектне місце зачищають мідними щітками від фарб, іржі, окалини, потім протирають ганчір'ям і знежирюють ацетоном або неетильованим бензином. Якщо просочування нафтопродуктів не спостерігається, на зачищене місце наносять шпателем мастику. До складу замазки входять: основа - епоксидна смола (ВТУМ-686-55 ЦПХ МХП), пластифікатор - дибутилфталат (ГОСТ 8728-77Е), наповнювач - цемент 400-600 або чавунний пил (залізний сурик) і затверджувач поліетиленполіамін (тупо 10-57). Замазку готують під витяжною шафою або при наявності вентиляції. Затверджувач додають безпосередньо перед використанням замазки. Обслуговуючий персонал повинен працювати в захисних окулярах і гумових рукавичках.

При просочуванні нафтопродукту дефект усувають в два етапи. Спочатку після зачистки дефектного місця затирають його свинцем або м'яким кольоровим металом, потім знову знежирюють і наносять мастику. Замість замазки на дефектний місце можна накласти бавовняну тканину, попередньо просочену в замазці. Поверх тканини і навколо неї на відстані 10-15 мм наносять ще один-два шари замазки. Якщо усунути підтікання з використанням замазки або хлопчатобумажної накладки неможливо, застосовують спеціальний штуцер (трубка довжиною 15 мм, діаметром до 10 мм, один кінець її має отбортовку, а на іншому нарізана різьба). Штуцер буртиком приклеюють до дефектного ділянки резервуара. В отвір штуцера вставляють фітіль. Поверх штуцера накладається тканина, просочена замазкою. Паливо витікає через фітіль і виключає підтікання під штуцер і латку. Після висихання замазки на штуцер наворачтають ковпачок з гумовою прокладкою. Ліквідоване місце дефекту зафарбовують алюмінієвою фарбою.

Крім описаних вище способів усунення дефектів в стінці резервуара застосовують для цих же цілей клейові склади на основі епоксидних смол. Ці склади використовують для герметизації коррозійних ділянок днища і першого

поясу резервуара, коробів металевого понтона, клепаних з'єднань стінки резервуара, а також дрібних тріщин зварних з'єднань у верхніх поясах, покрівлі.

При наявності суцільної корозії днища і частини першого поясу з великим числом каверн на дефектне місце накладають суцільне армоване покриття.

Після виконання ремонтних робіт все виправлені ділянки контролюють відповідно до вимог СНиП III-B.5-62. Контроль усунених дефектів ведуть при зборці резервуарів з вимірюванням зварних швів. Після закінчення ремонту зварні з'єднання перевіряють рентгено -та гамма-просвічуванням, випробуванням швів на герметичність. Кінцево резервуар випробовують на міцність, стійкість і герметичність.

На герметичність всі зварні з'єднання, виконані під час ремонту, перевіряють вакуум-методом, газової проби або методом хімічних реакцій.

Газову пробу роблять в такій послідовності. Шов очищають від бруду та іржі і забарвлюють водною суспензією крейди. Дають поверхні висохнути. Потім з краскопульта або бачка гасоріза або паяльної лампи шов обприскують 2 рази під тиском або ж протирають шов 2-3 рази ганчіркою, змоченою гасом. Якщо шов хороший, на пофарбованій крейдою поверхні не повинно з'явитися темної плями.

Для перевірки на герметичність хімічним методом застосовують аміак з 10% -ним спиртоводним розчином фенолфталеїну або 5% -ним розчином азотнокислої ртуті.

При застосуванні вакуум-методу контрольовану ділянку очищають від шлаку, бруду і пилу, змочують індикаторним мильним розчином при плюсових температурах або розчином лакричного кореня при мінусових температурах. Потім на контрольовану ділянку встановлюють вакуум-камеру та перепад тиску контролюють по манометру. У місцях наскрізних дефектів з'являються бульбашки, що лопаються.

Для перевірки герметичності перекриття в резервуар заливають воду на 1 м і компресором створюють в резервуарі надлишковий тиск, що перевищує експлуатаційний на 10%, а для резервуарів підвищеного тиску - на 25%. Для регулювання надлишкового тиску в кришку люка вварюють спеціальний трубопровід, так як при коливаннях температури тиск в резервуарі може підвищуватися. Значення тиску контролюють водним манометром. При випробуванні зварні з'єднання на даху змочують мильним розчином.

При задоволенні вимог, що пред'являються до резервуару, складають акт про здачу резервуара в експлуатацію. До складу комісії по здачі резервуара в експлуатацію входять представники підрядної та експлуатуючої резервуар організації. Резервуар після ремонту приймають на основі дефектної відомості і проектно-кошторисної документації з додатком актів на виконані роботи.

Придатність резервуара до експлуатації підтверджує акт, складений призначеною комісією, з додатком наступних документів:

дефектних відомостей;

креслень, що використовуються при ремонті;

проекту виконання робіт або технологічної карти ремонту окремих вузлів;

документів, що підтверджують якість металу, електродів, флюсу, клею та інших матеріалів, використаних під час ремонту;

актів приймання гідроізоляційного шару;

копії посвідчень про кваліфікацію зварників з вказівкою присвоєних їм буквених або цифрових знаків;

актів випробувань зварних з'єднань на герметичність;

висновків за якістю зварних з'єднань стінки і окрайків днища зі схемами розташування місць контролю при фізичних методах контролю;

журналів виробництв ремонтних і зварювальних робіт із зазначенням у них атмосферних умов, при яких проводять роботи;

результатів нівелювання зйомок, вимірів вертикальності установки напрямних понтонів, вимірювань місцевих відхилень покрівлі резервуарів підвищеного тиску;

калібрувальної таблиці резервуара після ремонту.

Всю документацію на прийом резервуара зберігають разом з паспортом.

7. Обладнання, механізми і матеріали для ремонту резервуарів

При проведенні ремонту може бути застосоване наступне обладнання, пристосування і інструмент:

- вантажопідйомні механізми (лебідки, крани, домкрати, тельфери);
- такелажне обладнання та оснащення;
- пристрої та пристосування для роботи на висоті (інвентарні риштування, підмостки, що навішуються і прикріплюються на даху резервуара люльки, драбини тощо);

- обладнання та інструмент для різання металу, зварних з'єднань;

- зварювальне обладнання та інструмент для виконання зварювальних робіт (ручна електродугова зварювання, зварювання полуавтоматами і т.п.);

- будівельне обладнання для виконання робіт по усуненню осад резервуара, зміцненню і ущільненню підстав і фундаментів;

- допоміжні монтажні пристосування й інструмент (клини, скоби, троси, стяжки, талрепи, молотки, кувалди і т.п.);

- матеріали (швелери, таврові і двотаврові балки і інша сортаментний сталь);

- пристосування і прилади для проведення випробувань на міцність і герметичність (вакуум-камери, насоси, манометри);

- вимірювальний інструмент (рулетки, штангенциркулі, кронциркулі і т.п.);

- засоби індивідуального захисту і спецодяг (монтажні каски, запобіжні пояси і т.п.).

Для ремонту резервуарів слід застосовувати пристосування і інструмент, що випускаються серійно промисловістю і мають заводське маркування. Доцільно застосовувати найбільш прогресивне технологічне обладнання, що

забезпечує високу продуктивність ведення ремонтно-монтажних робіт і значно знижує використання ручної праці.

8. Додаткове обладнання резервуару

Нормальним режим експлуатації резервуарів зазвичай має на увазі дооснащення їх додатковим обладнанням технологічного плану, до якого належить дихальна і захисна апаратура. "Дихання" резервуара поділяють на велике і мале. Перша пов'язана з добовим коливанням температури і, як наслідок, послідовним випаровуванням і конденсацією парів нафтопродуктів, що призводять до збільшення і зменшення тиску в резервуарі. Велике "дихання" спостерігається в моменти спорожнення і заповнення. До системи безпеки відносять різні люки для доступу обслуговуючого персоналу і зняття замірів.

Також додатково можуть встановлюватися прилади для вимірювання рівня продукту, датчики температури, пробовідбірні пристрої, протиблискавний захист і захист від статичної електрики, а також пристрої, які перешкоджають відкладенню нафтопродуктів. При зберіганні нафтопродуктів, що мають підвищену в'язкість, резервуари обладнуються обігрівальними пристроями. Зовні резервуар може бути додатково покритий шаром діелектричної фарби, що захищає корпус від впливів лужного та кислотного характеру, які надають ґрунт і ґрунтові води.

Дихальна арматура. Призначення дихальної арматури полягає в наступному. При заповненні резервуарів або підвищенні температури в газовому просторі тиск в них зростає. Так як резервуари розраховані на тиск, близький до атмосферного, їх може просто розірвати. Щоб цього не відбувалося, на резервуарах встановлені дихальні та запобіжні клапани. Дихальна арматура захищає резервуари і від зминання при зниженні тиску в них під час спорожнення, або при зменшенні температури в газовому просторі. Як тільки вакуум досягає допустимої величини відкриваються дихальні клапани, в газовий простір резервуарів надходить атмосферне повітря. Якщо їх пропускна здатність недостатня і вакуум продовжує збільшуватися, то відкриваються запобіжні клапани.

Дихальна арматура є також первинним засобом скорочення втрат нафти від випаровування. По-перше, ця арматура знаходиться в нормально закритому стані, ніж запобігає вентиляція газового простору резервуарів. По-друге, впуск свіжої порції повітря в резервуар, як і випуск пароповітряної суміші з нього, відбувається не в момент зміни тиску в газовому просторі, а з запізненням, визначеним межами спрацьовування дихальної арматури. Тим самим обсяг «подихів», а значить, і втрати нафти зменшуються.

Дихальний клапан встановлюють на фланці вогневого запобіжника. Він захищає резервуар від руйнування, так як регулює тиск в газоповітряній зоні резервуара і в той же час за рахунок створення надлишкового тиску до визначеного значення скорочує вихід летючих фракцій нафтопродуктів з газоповітряного простору резервуара в атмосферу. Клапан, що встановлюється

на резервуарах, працюючих при атмосферному тиску, спрацьовує при надлишковому тиску 2000 Па і вакуумі 250 Па.

Основні елементи механічного дихального клапана: корпус 8 (рис. 1) і два клапана - надлишкового тиску 3 і розрідження 9. При збільшенні тиску всередині резервуара вище розрахункового тарілка клапана 3 віджимається від сідла, в результаті чого з'являється можливість пароповітряній суміші через випускний клапан 4, прикритий вогнезахисною сіткою, вийти в атмосферу. При виникненні вакууму в резервуарі підводиться тарілка клапана 9 і в резервуар потрапляє атмосферне повітря крізь впускний клапан 6.

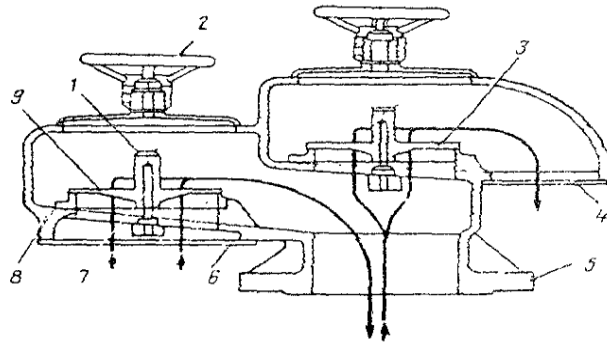


Рис. 1 – Механічний дихальний клапан

Описаний дихальний клапан має низьку пропускну здібність і можливість примерзання тарілок до сідел в осінньо-зимовий період.

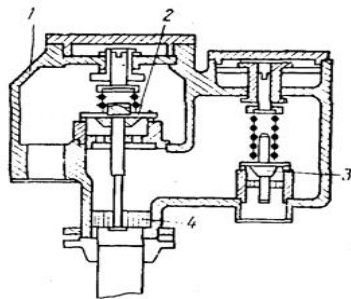


Рис. 2– Дихальні клапани СМДК-50

Дихальний клапан працює як при підвищенні тиску в резервуарі, так і при утворенні вакууму, стабілізуючи, таким чином, номінальні розрахункові параметри, встановлені заводом-виготовлювачем для резервуара. Невід'ємною частиною дихального клапана є запобіжний клапан, що спрацьовує при збільшенні розрахункового тиску або вакууму на 5...10% через технічні несправності дихального клапана.

Крім основного запірною пристрою, початок зливної трубки всередині резервуару закривають хлопакою (рис 3), тому нафтопродукт не може витекти з резервуару під час аварії трубопроводу або ремонту крану. Щоб випустити нафтопродукт з резервуару необхідно підняти кришку клапана, для чого користуються важільним пристроєм і тросиком. Якщо трубою користуються і для приймання нафтопродукту, то при накачуванні його в резервуар кришка хлопаки піднімається струменем рідини. Хлопавки встановлюють на

резервуари місткістю понад 5 м³. У резервуарах меншої місткості є поплавковий пристрій, який виконує ту ж саму функцію, що й хлопавка, коли піднімається поплавець вище рівня нафтопродукту.

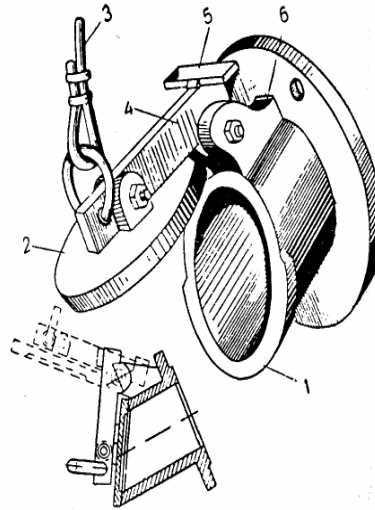


Рис. 3– Хлопавка

1 – корпус; 2 – кришка хлопавки; 3 – трос для керування хлопавкою;
4 – важіль; 5 – стопорна планка; 6 – пружина шарніра

Щоб всередину через дихальну трубку не потрапляло полум'я або вибухова хвиля при виникненні поблизу пожежі або вибуху між дихальним клапаном і резервуаром встановлюють вогневі запобіжники.

Вогневий запобіжник (рис. 4) поглинає теплоту вогневої хвилі, розсікаючи її на безліч окремих струминок і гасячи її. Для ліквідації полум'я усередині вогневих запобіжників уміщують гофровані пластини з латуні або насипають добре промитий гравій.

Резервуар, призначений для зберігання і відстоювання дизельного палива, додатково обладнують плаваючим паливоприймачем для відбирання палива з верхніх, найбільш чистих шарів. Після відстоювання паливоприймач кріплять болтами до фланця приймально-роздавальної труби усередині резервуара. Через отвори в поворотній забірній трубі біля поплавця паливо надходить через паливоприймач у приймально-роздавальний патрубок і видатковий кран. Поплавець утримує кінець труби на глибині 15..20 см від поверхні палива в резервуарі.

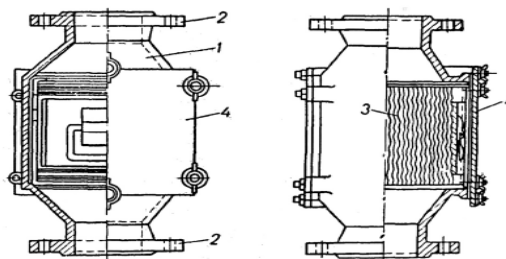


Рис. 4 – Пластинчастий запобіжник:

1 – корпус; 2 – фланець; 3 – шухляда з пластинами; 4 – кришка корпуса

В міру витрати палива з резервуара поплавець опускає забірну трубу до дна. Упор паливозабірної труби обмежує опускання поплавця до висоти 20 см від дна резервуара.

Заряди статичної електрики, накопичуючись в ємкості (резервуарі, цистерні), створюють значні потенціали, що може привести до виникнення іскрового розряду, а отже, і до пожежі. Запобігають виникнення розрядів статичної електрики, застосовуючи заземлення всіх ємкостей. В процесі експлуатації контролюють їх справність. На зовнішніх поверхнях наземних резервуарів і цистерн повинні бути добре видні написи "Вогнєнебезпечно", "Не курити".

Гасіння пожежі в резервуарах

Гасіння пожежі здійснюється за рахунок виготовлення піни і подачі її до резервуару. Створення піни може здійснюватися на основі хімічних реакцій, а також повітряно-механічним шляхом. Хімічна піна утворюється внаслідок взаємодії у воді кислоти і лугу при наявності піноутвірної і стабілізуючої речовини. Піна являє собою бульбашки вуглекислого газу, замкнених в тонку рідинну оболонку ($r = 0,25-0,15$ мм), що дає їй можливість настилатися по всій поверхні нафтопродукту, ізолювати його від доступу повітря й охолоджувати шар, що горить.

Для гасіння пожеж у резервуарах застосовується високократна піна (кратність 100 – 150), одержувана за допомогою генераторів ежекторного типу (рис.).

Генератор встановлюється на верхньому поясі резервуара на фланці 3. Для забезпечення необхідної стійкості нижня частина піногенератора закріплена на опорному кронштейні 9, який приварений до стінки резервуара 1. Для виконання регламентних робіт у зоні встановлення генератора змонтовано площадку 8.

Генератор працює за таким принципом. При виникненні пожежі автоцистерна, заповнена піноутворювачем, під'єднується до трубопроводу, вільний кінець якого виведений за обвалування резервуара. При ввімкненні насоса автоцистерни піноутворювач по трубопроводу подається в піногенератор, де при розпилюванні піноутворювача відбувається утворення високократної піни. Виникла піна надходить до пінокамери 5 і за рахунок різниці тиску в генераторі й надпаливному просторі зриває герметизуючу кришку 2 і заповнює надпаливний простір, ізолюючи поверхню пального від доступу повітря.

Для одержання висократної піни використовується 6% водяний розчин піноутворювача ПО-2 або 3%-ий водяний розчин миючого засобу "Прогрес" (типол).

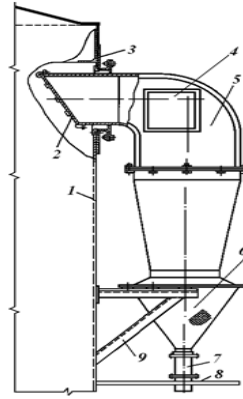


Рис. 5— Конструкція генератора високократної піни

1 — стінка резервуара; 2 — герметизуюча кришка; 3 — пояс кріплення; 4 — люк; 5 — пінокамера; 6 — захистна сітка; 7 — трубопровід; 8 — монтажна площадка; 9 — опорний кронштейн.

Гасіння пожежі в резервуарних парках на складах ПММ може здійснюватися як стаціонарними системами (при наземних резервуарах місткістю кожного 5000 м^3 і більше), так і пересувними системами (при наземних резервуарах місткістю менше 5000 м^3 і при підземних резервуарах будь-якої місткості).

Вибір засобів і методів пожежогасіння здійснюється в кожному окремому випадку залежно від властивостей рідин, що зберігаються.

Прилади контролю і сигналізації. Для сигналізації та контролю за роботою резервуарів застосовуються:

- місцеві та дистанційні вимірювачі рівня нафти;
- сигналізатори максимального оперативного і аварійного рівнів нафти;
- дистанційні вимірювачі середньої температури нафти;
- місцеві та дистанційні вимірювачі температури рідини в районі приймально-роздавальних патрубків (при оснащенні резервуарів засобами підігріву);
- знижений пробовідбірник та ін.