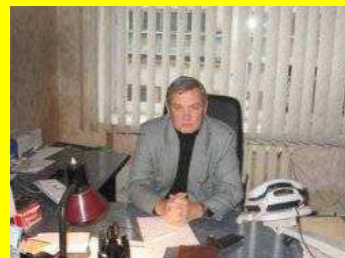


ОБЛАДНАННЯ ГАЗО- ТА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ВИРОБНИЦТВ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК



**Склябінський Всеволод Іванович –
д-р техн. наук, професор**

Сфера наукових інтересів: гідродинаміка та масообмін у процесах із використанням вихрових течій, дослідження та впровадження у виробництво апаратів із вихровими й високотурбулізованими одно- та двофазними потоками.



**Артюхов Артем Євгенович –
канд. техн. наук, доцент**

Сфера наукових інтересів: вихрові тепло-масообмінні пристрої.



**Ляпощенко Олександр Олександрович –
канд. техн. наук, доцент**

Сфера наукових інтересів: процеси та обладнання нафтогазової промисловості, технології сепарації газоконденсатних сумішей, розроблення та впровадження вискоелективних інерційно-фільтрувальних газосепараторів, крапле- та тумановловлювачів.



**Шостаківський Ігор Іванович –
асистент**

Сфера наукових інтересів: тертя та спрацювання в машинах і агрегатах, підвищення довговічності машин та механізмів, системи та матеріали змащування.

В. І. Склябінський, О. О. Ляпощенко, А. Є. Артюхов, І. І. Шостаківський. Обладнання газо- та нафтопереробних виробництв



Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

В. І. СКЛАБІНСЬКИЙ,
А. Є. АРТЮХОВ,
О. О. ЛЯПОЩЕНКО,
І. І. ШОСТАКІВСЬКИЙ

ОБЛАДНАННЯ ГАЗО- ТА НАФТОПЕРЕРОБНИХ ВИРОБНИЦТВ

НАВЧАЛЬНИЙ ПОСІБНИК

Рекомендовано вченою радою Сумського державного університету



Суми
Сумський державний університет
2015

УДК 665.6–93(075.)

ББК 35.514–5Я73

О–16

Авторський колектив:

В. І. Склабінський, доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри «Процеси та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв» Сумського державного університету

А. Є. Артюхов, кандидат технічних наук, доцент кафедри «Процеси та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв» Сумського державного університету

О. О. Ляпощенко, кандидат технічних наук, доцент кафедри «Процеси та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв» Сумського державного університету

І. І. Шостаківський, асистент кафедри нафтогазового обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу

Рецензенти:

О. Л. Становський – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри нафтогазового та хімічного машинобудування Одеського національного політехнічного університету;

В. М. Атаманюк – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри хімічної інженерії Національного університету «Львівська політехніка»;

В. П. Шаповров – доктор технічних наук, професор, завідувач кафедри хімічної техніки та промислової екології Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»

*Рекомендовано до видання вченою радою
Сумського державного університету
(протокол № 7 від 14.02.2014 р.)*

Обладнання газо- та нафтопереробних виробництв: навчальний посібник /
О16 В. І. Склабінський, А. Є. Артюхов, О. О. Ляпощенко, І. І. Шостаківський. – Суми :
Сумський державний університет, 2015. – 343 с.
ISBN 978-966-657-572-5

Матеріал посібника викладено відповідно до навчальних програм із дисциплін «Обладнання газо- та нафтопереробних виробництв», «Процеси та обладнання газороздільних установок», «Процеси та апарати хімічних виробництв», «Машини та апарати хімічних виробництв». Розглянуто сучасні промислові установки та обладнання для буріння та експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних свердловин. Описано конструкції основного технологічного та спеціалізованого обладнання (ємнісного, механічного, гідромеханічного, тепло- та масообмінного обладнання) для транспортування, зберігання, підготовки до переробки, перегонки, фракціонування та поглибленої переробки нафти, нафтопродуктів та газу. Наведено спрощені інженерні методики для проведення технологічних та конструкційних розрахунків, а також основні технічні характеристики стандартного та нестандартного технологічного обладнання промислових установок газо- і нафтопереробних виробництв.

Навчальний посібник призначений для студентів, які навчаються за напрямом підготовки 6.050503 «Машинобудування», 6.050304 «Нафтогазова справа», слухачів курсів післядипломної освіти та підвищення кваліфікації, а також фахівців із суміжних спеціальностей.

УДК 665.6–93(075.)

ББК 35.514–5Я73

© Склабінський В. І., Артюхов А. Є.,
Ляпощенко О. О., Шостаківський І. І., 2015

© Сумський державний університет, 2015

ISBN 978-966-657-572-5

	С.
ВСТУП	6
РОЗДІЛ 1 УСТАНОВКИ, ОБЛАДНАННЯ ТА ІНСТРУМЕНТ ДЛЯ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	9
1.1 Бурові установки	9
1.2 Породоруйнівний інструмент	19
1.3 Обладнання бурових установок	31
Запитання для самоперевірки	44
Приклади та контрольні задачі	45
РОЗДІЛ 2 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ НАФТОВИХ, ГАЗОВИХ ТА ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН	46
2.1 Обладнання для розроблення нафтового, газового, газоконденсатного, сланцевого та гідратного покладів	46
2.2 Обладнання та арматура для фонтанної експлуатації свердловин.....	54
2.3 Газліфтові підйомники для компресорного способу експлуатації свердловин.....	57
2.4 Штангові та безштангові занурені насосні установки і агрегати для експлуатації нафтових свердловин	62
Запитання для самоперевірки	74
Приклади та контрольні задачі	75
РОЗДІЛ 3 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ ТА ГАЗУ	76
3.1 Залізничний транспорт	76
3.2 Водний транспорт	77
3.3 Автомобільний транспорт	81
3.4 Трубопровідний транспорт	83
3.5 Насоси та насосні установки	94
3.6 Вентилятори, газодувки, компресори, газо-перекачувальні агрегати та компресорні станції	111
Запитання для самоперевірки	116
Приклади та контрольні задачі	117

РОЗДІЛ 4	ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗІВ	121
4.1	Ємності та резервуари для зберігання нафти, нафтопродуктів та зріджених вуглеводневих газів	121
4.2	Ємності та резервуари для зберігання газів (газгольдери)	124
4.3	Допоміжне обладнання ємностей та резервуарів	126
	Запитання для самоперевірки	131
	Приклади та контрольні задачі	132
РОЗДІЛ 5	ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ РОЗДІЛЕННЯ ГЕТЕРОГЕННИХ СИСТЕМ.....	139
5.1	Обладнання для розділення нафтових емульсій та суспензій	139
5.2	Обладнання для розділення газодисперсних систем	155
	Запитання для самоперевірки	166
	Приклади та контрольні задачі	167
РОЗДІЛ 6	ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ТЕПЛОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ	175
6.1	Класифікація теплообмінних апаратів	175
6.2	Теплообмінники, що виготовляються з труб	177
6.3	Теплообмінники, що виготовляються з листового прокату	192
	Запитання для самоперевірки	199
	Приклади та контрольні задачі	200
РОЗДІЛ 7	ТРУБЧАСТІ ПЕЧІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ТЕРМОТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ	207
7.1	Класифікація трубчастих печей та їх маркування	207
7.2	Елементи конструкції трубчастих печей	213
7.3	Конструкції типових трубчастих печей та основні показники їх роботи	224
	Запитання для самоперевірки	232
	Приклади та контрольні задачі	233

РОЗДІЛ 8	ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ДО ПЕРЕРОБКИ, ПЕРЕГОНКИ ТА ФРАКЦІОНУВАННЯ	237
8.1	<i>Класифікація обладнання для підготовки до переробки, перегонки та фракціонування</i>	<i>237</i>
8.2	<i>Внутрішні пристрої масообмінних колон</i>	<i>239</i>
8.3	<i>Колонне обладнання для процесів абсорбції і ректифікації</i>	<i>268</i>
	<i>Запитання для самоперевірки</i>	<i>276</i>
	<i>Приклади та контрольні задачі</i>	<i>277</i>
РОЗДІЛ 9	ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПОГЛИБЛЕНОЇ ПЕРЕРОБКИ	283
9.1	<i>Адсорбери</i>	<i>283</i>
9.2	<i>Кристалізатори</i>	<i>288</i>
9.3	<i>Екстрактори</i>	<i>292</i>
9.4	<i>Реактори та регенератори</i>	<i>300</i>
	<i>Запитання для самоперевірки</i>	<i>318</i>
	<i>Приклади та контрольні задачі</i>	<i>319</i>
	СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ	326
	ДОДАТКИ	331
	ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК	337

ВСТУП

*«Кам'яний вік скінчився не тому,
що скінчилися камені,
і ера нафти скінчиться не тому,
що скінчиться нафта...»*

Ахмед Закі Ямані

Міністр нафти Саудівської Аравії

(1962 – 1986)

Генеральний секретар ОПЕК

(1968 – 1969)

"العصر الحجري لم ينتهي لأنه نفذ من الحجاره، وسوف لن
ينتهي عصر البترول بنفاذ البترول..."

يناميلها يكف دمح

وزير النفط السعودي

(1962 – 1986)

امين عام أول لمنظمة الدول المصدرة للنفط "اوبك"

(1968 – 1969)

ВСТУП

Історія нафтогазовидобування в Західній Україні започатковує базу для нафтогазової промисловості України, що виникла на базі нафтового промислу України (видобуток і переробка нафтової ропи, асфальту, озокериту та інших бітумних мінералів), що існував від найдавніших часів аж до початків і зародження великої нафтоозокеритної, а згодом і газової, видобувної та переробної промисловості як у краю, так і у Європі, починаючи з 1853 р. В Україні нафту вперше почали видобувати на Прикарпатті в XVI — на початку XVII ст. (для порівняння — в Російській імперії промислове видобування нафти розпочато в 60-х роках XIX ст. у районі Баку, Азербайджан). Перші нафтопереробні заводи в Україні виникли на Прикарпатті – у Бориславі, Львові, Дрогобичі, Надвірній. Починаючи із середини 90-х років XX ст., пошуково-розвідувальні роботи на Прикарпатті різко скорочені, що зумовлено кризою економіки країни та виробкою дебіту запасів родовищ.

Вияткове значення для розвитку нафтовидобутку в Україні мало відкриття нового нафтогазового регіону – Дніпровсько-Донецької западини, який незабаром став основним за запасами і видобутком нафти й газу. Уперше на території Східної України нафту одержано у 1936 р. в Сумській обл. на Роменській структурі, де при бурінні свердловини на глибинах 200 – 400 м було виявлено брекчію, просочену нафтою, дебіт якої під час випробування становив близько 2 т/добу. Видобуток нафти тут розпочався в 1940 р. і становив 10 тис. т. Вияткове значення для розвитку нафтовидобутку в Україні у післявоєнний період мало відкриття нового нафтогазового регіону – Дніпровсько-Донецької западини, який незабаром став основним за запасами і видобутком нафти та газу. До 1980 р. на території східних областей країни було відкрито понад 40 нових нафтових родовищ. У 60-х роках тут організовано два нафтових об'єднання – “Укрсхіднафта” (м. Полтава) і “Чернігівнафта” (м. Прилуки), які в 1970 р. були реорганізовані в три нафтогазопромислових управління – “Полтаванафтогаз”, “Чернігівнафтогаз” і Охтирське нафтогазовидобувне управління (НГВУ). Ці управління, що входять до складу нині існуючого ПАТ “Укрнафта”, забезпечують понад 70 % поточного видобутку нафти в Україні. Східний регіон в Дніпровсько-Донецькій нафтогазоносній області наразі є найпродуктивнішим за обсягами видобутку вуглеводнів в Україні. Він має близько 85 % запасів природного газу та близько 61 % видобувних запасів нафти України.

Сучасна нафтопереробна промисловість України представлена шістьма нафтопереробними заводами загальною потужністю первинної переробки 51 – 54 млн т нафти за рік: Кременчуцький НПЗ (Полтавська обл.), Лисичанський НПЗ (Луганська обл.), Одеський НПЗ (Одеська обл.), ПАТ «Нафтопереробний комплекс Галичина» (Львівська обл.), ПАТ «Нафтохімік Прикарпаття» (Івано – Франківська обл.), ПАТ «Херсоннафтопереробка» (Херсонська обл.). У свою чергу, газопереробна промисловість України представлена сімома нафтопереробними заводами: Бориславський ГПЗ (Львівська обл.), Глинсько-

Розбишівський ГПЗ (Полтавська обл.), Гнідинцівський ГПЗ (Чернігівська обл.), Долинський ГПЗ (Івано-Франківська обл.), Качанівський ГПЗ (Сумська обл.), Щебелинський ГПЗ (Харківська обл.), Яблунівський ГПЗ (Полтавська область).

Більшість із перелічених заводів збудовані на початку та у середині минулого століття, а деякі (західний нафтогазоносний регіон України) ще у ХІХ ст. Тому не викликає сумнівів той факт, що для забезпечення потреб держави у нафтопродуктах високої якості необхідними є перебудова та реконструкція підприємств нафтогазопереробної промисловості України, спрямована на поглиблення переробки нафти, зниження енерговитрат на її переробку з одночасним підвищенням конкурентоспроможності вітчизняних підприємств. Такого прогресу можна досягти лише шляхом докорінної реконструкції діючих і будівництва нових потужностей нафтопереробних заводів із застосуванням сучасних технологій і обладнання.

У 2012 році в Полтавському національному технічному університеті імені Юрія Кондратюка відбулася Міжнародна науково-практична конференція «Проблеми та перспективи розвитку нафтогазового комплексу», на якій після виступів та обговорення доповідей учасників конференції – науковців з України, Азербайджану, Узбекистану, Польщі, Німеччини, Великобританії, Швеції, Китайської Народної Республіки, Білорусії та Російської Федерації – ухвалено вважати актуальними такі напрямки наукових, інженерних і техніко-економічних розробок у нафтогазовій галузі:

- підвищення віддачі пласта на наявних свердловинах, видобуток нетрадиційних газів, у тому числі таких, як газ глибоководного шельфу Чорного моря, сланцевий газ, газ вугільних пластів, газогідрати вуглеводнів;

- підвищення ефективності газотранспортної системи України, розроблення методів збільшення транспортування нафти;

- забезпечення підтримкою функціонування системи нафтопроводів, газопроводів, технологічного обладнання для переробки нафти і газу та забезпечення надійних і безпечних умов їх експлуатації через впровадження наукових розробок університетів.

Навчальний посібник призначений для студентів, які навчаються за напрямом підготовки 6.050503 «Машинобудування» за фаховим спрямуванням «Обладнання хімічних виробництв і підприємств будматеріалів» за спеціалізацією «Машини та апарати нафтопереробних виробництв», для вивчення навчальних дисциплін «Обладнання газо- та нафтопереробних виробництв», «Процеси та обладнання газороздільних установок», «Процеси та апарати хімічних виробництв», «Машини та апарати хімічних виробництв» і може використовуватися на практичних та лабораторних заняттях, а також під час виконання курсових і дипломних проектів, бакалаврських та магістерських кваліфікаційних робіт. Навчальний посібник буде корисний для студентів, які навчаються за напрямом підготовки 6.050304 «Нафтогазова справа», слухачів курсів післядипломної освіти та підвищення кваліфікації, а також фахівців із суміжних спеціальностей.

Автори книги ставлять перед собою мету дати студентам необхідні знання для глибокого оволодіння питанням сутності апаратурного оформлення основних стадій видобутку, підготовки та переробки сировини за обраним напрямом підготовки та заповнити гострий дефіцит технічної літератури із зазначеного фахового спрямування та спеціалізації, що спостерігається в Україні останніми роками.

У посібнику вперше здійснено спробу об'єднати в одному навчальному виданні відомості та матеріали з основ нафтогазової справи, що охоплюють усі стадії, починаючи від буріння та видобутку до підготовки, первинної переробки і навіть поглибленої переробки нафти і газу. Це значно розширює межі застосування та аудиторію читачів. Тому навчальний посібник може також бути корисним молодим технологам, конструкторам, механікам та інженерно-технічним працівникам, зайнятим у сфері проектування, вдосконалення та експлуатації основного технологічного обладнання нафтогазових промислів, газо- і нафтопереробних виробництв.

У той самий час обмежений обсяг навчального посібника не дозволяє більш детально висвітлити ту велику кількість матеріалу, яку розосереджено у багатьох книгах і публікаціях.

У наведеному навчальному посібнику викладені основи апаратурного оформлення процесів нафто- та газопереробки. Матеріал навчального посібника складається із дев'яти логічно пов'язаних розділів. У кожному з розділів викладені як загальні вимоги до будови обладнання установок переробки нафти і газу, так і конструкція їх окремих вузлів.

У першому розділі посібника розглянуто бурові установки, породоруйнівний інструмент та допоміжне обладнання для буріння нафтових і газових свердловин.

У другому розділі наведено опис основного технологічного промислового обладнання для розроблення та експлуатації нафтових, газових, газоконденсатних, сланцевих та газогідратних покладів.

У третьому розділі посібника висвітлено залізничний, водний, автомобільний та трубопровідний види транспорту нафти, нафтопродуктів та газу, а також розглянуто основні конструкції, принцип дії та галузь застосування обладнання для переміщення рідин та газів на нафто- і газопереробних установках.

Четвертий розділ присвячено питанням апаратурного оформлення товарно-сировинних парків та баз для зберігання нафти, нафтопродуктів і газів перед їх підготовкою до переробки і після переробки. Наведено основні конструкції ємностей і резервуарів, визначено умови їх застосування.

У п'ятому розділі розглянуто основне технологічне обладнання установок комплексної підготовки до переробки, в якому відбуваються процеси розділення нафтових емульсій і суспензій, а також газодисперсних систем. Проаналізовано конструктивні особливості основних апаратів для здійснення зазначених процесів, описано будову та принцип їх дії.

У шостому та сьомому розділах наведеного посібника увагу приділено вибору конструкцій апаратури для здійснення теплообмінних і термотехнологічних процесів. Розглянуто основні конструкції найбільш поширених на нафто- і газопереробних заводах конструкцій теплообмінних апаратів з описом принципу їх функціонування, окремо розглянуті трубчасті печі для процесів високотемпературного нагріву вуглеводневої сировини.

Восьмий розділ містить основні відомості про будову і принцип дії колонного масообмінного обладнання для процесів підготовки та переробки нафти і газу.

Конструкцію і принцип дії основного технологічного обладнання установок поглибленої переробки вуглеводнів висвітлено у дев'ятому розділі.

Наприкінці кожного з розділів наведені питання для самоперевірки, приклади розрахунків обладнання та контрольні завдання для вирішення.

Автори висловлюють подяку за співпрацю в підготовці навчального посібника колективу кафедри нафтогазового обладнання Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Зокрема, Івану Дмитровичу Ліваку, багаторічна робота якого стала основою для створення перших двох розділів книги.

Також щиро вдячність автори висловлюють рецензентам за зауваження та цінні поради, висловлені ними під час підготовки книги до видання.

Розуміючи, що уважний і вимогливий читач знайде у книзі недоробки й недоліки, автори будуть вдячні читачам за критичні й корисні зауваження, поради і побажання, спрямовані на подальше поліпшення її змісту.

РОЗДІЛ 1 Установки, обладнання та інструмент для буріння нафтових і газових свердловин

1.1 Бурові установки

Поняття про свердловину

Свердловиною називається кругле вертикальне або похилоспрямоване гірське вироблення в земній корі, обсажене трубами, з дуже великою довжиною порівняно з перерізом. У разі виявлення продуктивного пласта свердловина утворює канал для підйому продукції з пласта на поверхню [24].

Елементи свердловини: устя – вихід на поверхню; вибій – дно; стовбур або стінка – бокова поверхня. Відстань від устя до вибою вздовж осі стовбура – довжина свердловини, а її проекція на вертикаль – глибина (рис. 1.1).

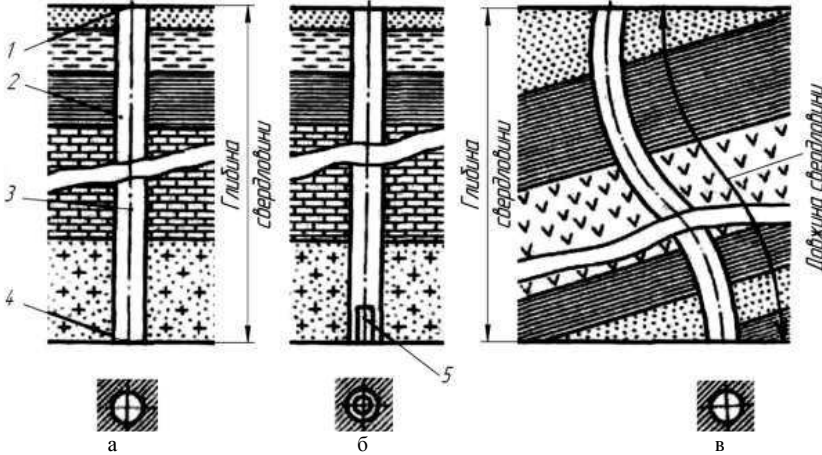


Рисунок 1.1 – Конструкції свердловини:

а, б – вертикальні; в – похила;

а, в – свердловини із суцільним вибосом; б – свердловина із кільцевим вибосом;
1 – устя; 2 – стовбур; 3 – вісь; 4 – вибій; 5 – керн

Свердловини бурять із зменшенням діаметра від інтервалу до інтервалу. Початковий діаметр, як правило, не перевищує 900 мм, а кінцевий практично не буває меншим за 140 мм (рис. 1.2).

Першість у питаннях розвідувального буріння в пошуках нафти, як правило, приписують американському нафтовику Едвіну Лорентайну Дрейку.

Дрейк 27 серпня 1858 року на глибині 21 м буром досягнув нафти. Її почали викачувати за допомогою звичайної помпи. Тепер свердловина Дрейка у місті Тайтусвілл – музей.

Поглиблення свердловин відбувається шляхом руйнування породи по всій площі вибою (буріння суцільним вибосом) або по його периферичній частині (буріння кільцевим вибосом). У останньому випадку в центрі свердловини залишається керн (стовпчик породи), який періодично піднімають на поверхню для вивчення пройденого розрізу.

Свердловини бурять на суходолі і на морі за допомогою бурових установок.

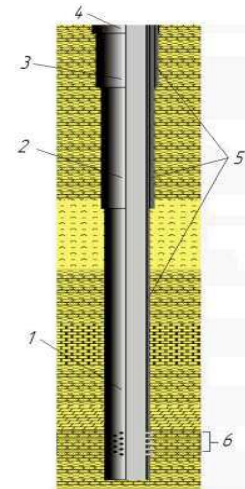


Рисунок 1.2 – Конструкція свердловини:

1 – експлуатаційна колона;
2 – технічна колона;
3 – кондуктор; 4 – напрям;
5 – цементне кільце;
6 – інтервал перфорації

Безперервне зростання видобування нафти і газу можливе лише за умови буріння нових свердловин, що забезпечує розвідування і введення в експлуатацію десятків нових нафтових і газових покладів. На Прикарпатті, в околицях села Шевченкове, що неподалік від селища Вигода, у 1984 р. була пробурена свердловина «Карпатський Раточин-1» на 7000 м.

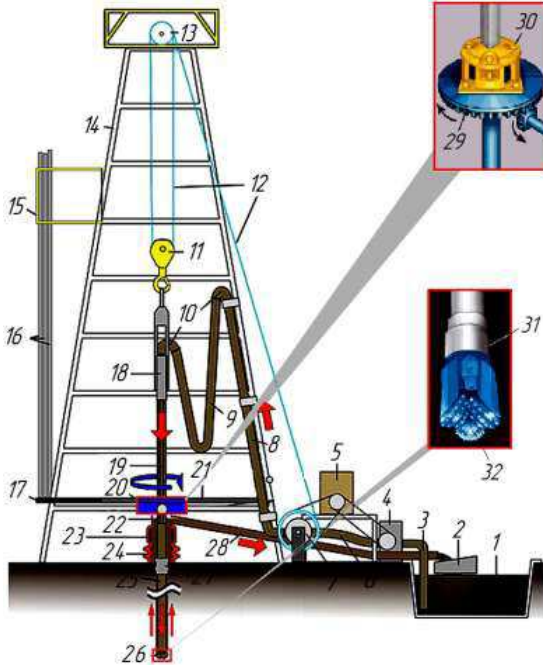


Рисунок 1.3 – Схема установки для обертального буріння:

- 1 – приймальний резервуар; 2 – віброрито; 3 – вхідний трубопровід бурового насоса; 4 – буровий насос;
- 5 – двигуни; 6 – вихідний трубопровід насоса; 7 – лебідка;
- 8 – стояк; 9 – буровий рукав; 10 – патрубков; 11 – талевий блок; 12 – талевий канат; 13 – кронблок; 14 – вежа;
- 15 – балкон; 16 – бурильні труби; 17 – площадка для труб;
- 18 – вертлюг; 19 – ведуча труба; 20 – ротор; 21 – поміст бурової; 22 – устя свердловини; 23 – превентор універсальний; 24 – превентор плашковий; 25 – бурильна колона; 26 – вибій свердловини; 27 – колонна головка;
- 28 – вихід промивної рідини; 29 – стіл ротора;
- 30 – вкладиші; 31 – муфта; 32 – долото

При роторному бурінні (рис.1.4) потужність від двигунів 5 передається через лебідку до ротора 14 – обертального механізму, встановленого над устям свердловини – в центрі вежі 12.

Ротор обертає бурильну колону з долотом 1. Бурильна колона складається із ведучої труби 7 і згвинчених до неї за допомогою перехідника 20 бурильних труб 21.

Система верхнього привода (СВП) – механізм нового типу, що виконує функції вертлюга і ротора (рис. 1.5).

Система складається з установки обертання, що містить комплекс засобів механізації і пристроїв для роботи із бурильними трубами під час виконання спуско-піднімальних операцій (СПО). Основні переваги застосування СВП: заощадження часу в процесі нарощування труб при бурінні; зменшення імовірності прихоплювачів бурового інструменту; пророблення стовбура свердловини при опусканні і підйманні інструменту; підвищення точності проходження свердловин при направленому бурінні; підвищення безпеки бурової бригади.

Зазначимо також, що буріння свердловин застосовується не лише в нафтовій і газовій промисловості. Розвиток інших галузей промисловості і сільськогосподарського виробництва тепер неможливий без буріння свердловин різної глибини.

Широке промислове застосування знайшли способи буріння, що забезпечують механічне руйнування гірської породи. Інші способи мають характер експериментальних досліджень. Буріння свердловин, пов'язане з механічною дією на гірську породу, проводять із застосуванням двигунів (механічне буріння) [39]. Найпоширенішим способом механічного буріння із використанням енергії двигунів є обертальне буріння.

На рис.1.3 показана схема бурової установки для обертального буріння.

Обертальним бурінням руйнування породи відбувається завдяки одночасній дії на долото осевого навантаження і обертального моменту. Під впливом навантаження долото заглиблюється в породу, а під впливом обертального моменту сколює, подрібнює і стирає її.

Існують два способи обертального буріння – роторний спосіб (у т. ч. за допомогою системи верхнього привода) та спосіб із застосуванням вибійних двигунів (турбобура, електробура, гвинтового або турбогвинтового двигуна).

При бурінні вибійним двигуном долото 1 згвинчене до вала, а бурильна колона – до корпусу двигуна 23 (рис.1.4). Під час роботи двигуна обертаються його вал і долото, а корпус і бурильна колона утримуються ротором від реактивного обертання.

Характерна особливість обертального буріння – промивання свердловини спеціально приготованою рідиною або інколи водою за весь час роботи долота на вибої. Для цього за допомогою двох (інколи одного або трьох) бурових насосів 17 (рис.1.4), які приводяться в роботу від двигунів 18, подається промивна рідина трубопроводом 16 у стійку 13, далі – в гнучкий буровий рукав 8, вертлюг 6 і бурильну колону.

Дійшовши до долота, промивна рідина проходить крізь наявні у ньому отвори і кільцевим простором між стінкою свердловини і бурильною колоною піднімається на поверхню. Тут у жолобах 15 і в очисному обладнанні (на рисунку 1.4 не показано) промивна рідина очищається від породи, потім надходить до приймальних резервуарів 19 бурових насосів і знову закачується у свердловину. У міру поглиблення свердловини бурильна колона, підвішена до гака 9, за допомогою талевої системи, яка складається з кронблока (на рисунку 1.4 не показано) і талевого блока 10, обхоплених талевим канатом 11, подається у свердловину.

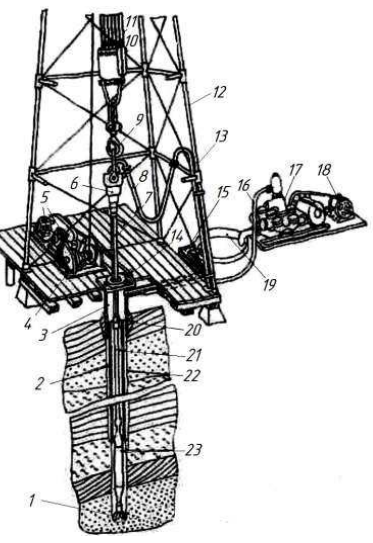


Рисунок 1.4 – Установка та інструмент для буріння свердловин роторним способом і вибійними двигунами:

- 1 – долото; 2 – обсадні труби; 3 – шахтне направлення;
- 4 – лебідка; 5 – двигуни лебідки і ротора; 6 – вертлюг; 7 – ведуча труба; 8 – буровий рукав; 9 – гак; 10 – талевий блок; 11 – талевий канат; 12 – вежа; 13 – стійка; 14 – ротор; 15 – жолоби; 16 – вихідний трубопровід; 17 – буровий насос; 18 – двигун насоса; 19 – приймальний резервуар; 20 – перехідник; 21 – бурильні труби; 22 – цементне кільце навколо обсадних труб; 23 – вибійний двигун

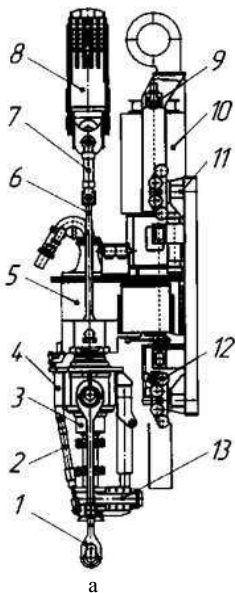


Рисунок 1.5 – Система верхнього привода:

- а – схема із двигуном постійного струму; б – загальний вигляд із гідроприводом; 1 – кроква елеватора; 2 – гідроциліндри відведення крокви елеватора; 3 – трубний маніпулятор; 4 – головка вертлюга; 5 – вертлюг-редуктор; 6 – кроква вертлюга-редуктора; 7 – система розвантажування на різі; 8 – талевий блок; 9 – диско-колодкове гальмо; 10 – електродвигун постійного струму; 11 – рама із роликами (каретка); 12 – блок роликовий; 13 – трубний затискач

Після того як ведуча труба 7 у роторі 14 опуститься на всю довжину, вмикають лебідку, піднімають бурильну колону на довжину ведучої труби і підвішують бурильну колону за допомогою елеватора або клинів на столі ротора. Потім відгвинчують ведучу трубу 7 разом із вертлюгом 6 і опускають її в обсадну трубу, встановлену у заздалегідь пробурену троху похилу свердловину (шурф), довжина

якої дорівнює довжині ведучої труби.

Шурф буриться у правому куті вежі, приблизно посередині відстані від центра до її ноги. Після цього бурильну колону нарощують шляхом догвинчування до неї двох згвинчених між собою труб або однієї труби завдовжки близько 12 м. Знімають її з елеватора або клинів, опускають у свердловину на довжину двох труб, підвішують за допомогою елеватора або клинів на стіл ротора. Піднімають із шурфа ведучу трубу з вертлюгом, згвинчують її до бурильної колони, звільняють бурильну колону від клинів або елеватора, опускають долото до вибою і бурять далі.

Для заміни зношеного долота піднімають зі свердловини всю бурильну колону, а потім знову опускають її. СПО проводять за допомогою підйомного комплексу бурової установки. При обертанні барабана лебідки талевий канат намотується на барабан або змотується з нього, що і забезпечує піднімання або опускання талевого блока і гака. До останнього за допомогою кроків і елеватора підвішують бурильну колону.

При піднятті бурильну колону розгвинчують на секції, довжина яких визначається висотою вежі (наприклад, близько 25 м при висоті вежі 41 м). Відгвинчені секції, так звані свічки, встановлюють у магазин вежі та нижніми кінцями на підсвічник.

Опускають бурильну колону в свердловину у зворотному порядку. Отже, процес роботи долота на вибої свердловини переривається нарощуванням бурильної колони і СПО для заміни зношеного долота.

Широкого застосування набули в основному три види вибійних двигунів – турбобур, електробур і гвинтовий двигун. Останнім часом з'явилися турбогвинтові вибійні двигуни, які набули окремих переваг турбобура і гвинтового двигуна.

При бурінні за допомогою турбобурів, гвинтових та турбогвинтових двигунів обертання вала (ротора) відбувається завдяки перетворенню гідравлічної енергії потоку промивної рідини в механічну енергію на валу (роторі), з яким жорстко з'єднане долото.

При бурінні електробуром енергія до електродвигуна подається кабелем, секції якого закріплені концентрично усередині бурильної колони.

Як правило, верхні ділянки розрізу породи мають відкладення, що легко розмиваються в процесі буріння потоком рідини. Тому бурити свердловину починають лише після того, як будуть проведені відповідні заходи проти розмивання породи під основою бурової. Для цього, ще до початку буріння свердловини, споруджують шахту до стійких порід (4 – 8 м) і в неї опускають трубу з вирізаним вікном у верхній частині. Простір між трубою і стінкою шахти заповнюють бутовим каменем і цементним розчином. У результаті устя свердловини надійно зміцнюється. До вікна в трубі приварюють короткий металевий жолоб, по якому в процесі буріння свердловини промивна рідина тече в циркуляційну систему. Трубу, встановлену в шахті, називають напрямом.

Після установки напрямку з труб і проведення ряду інших робіт монтажною бригадою складають акти на завершення монтажу та на початок буріння свердловини. Пробуривши нестійкі, м'які, тріщинуваті і кавернозні породи, які ускладнюють процес буріння (як правило, 50 – 400 м), перекидають та ізолюють ці горизонти, для чого у свердловину опускають обсадну колону, яка складається зі згвинчених сталевих труб, а її затрубний простір цементують. Перша обсадна колона дістала назву кондуктор.

Після спуску кондуктора не завжди вдається пробурити свердловину до проектної глибини через проходження нових горизонтів з проблемними умовами буріння або через необхідність перекриття продуктивних пластів, що не підлягають експлуатації цією свердловиною. У таких випадках виникає потреба у спуску і дальшому цементуванні другої

обсадної колони, яка називається технічною.

При подальшому заглибленні свердловини знову можуть трапитися горизонти, які підлягають ізоляції. Тоді опускають і цементують третю обсадну колону, яка називається другою проміжною колоною. У цьому випадку раніше опущена обсадна колона називатиметься першою проміжною колоною. В ускладнених умовах буріння таких проміжних колон може бути три і навіть чотири. Пробувавши свердловину до проектної глибини, опускають і цементують експлуатаційну колону, призначену для підняття нафти або газу від вибою до устя свердловини або для нагнітання води (газу) у продуктивний пласт для підтримання тиску в ньому.

Після тампонажу кожної обсадної колони перевіряють якість цементного кільця, яке утворилося в затрубному просторі, і кожну опущену обсадну колону (крім кондуктора) обв'язують колонною головою після тверднення цементного каменю в затрубному просторі до початку заглиблення свердловини в черговій фазі буріння.

Дані обсадних колон про їх діаметри, товщини стінок, групи міцності, глибини спуску, інтервали цементування, ступінчастості, способу опускання, тампонажу тощо формують поняття про конструкцію свердловини. Якщо у свердловину, крім напрямку і кондуктора, опускають тільки експлуатаційну колону, то конструкція такої свердловини називається двоколонною. Якщо у свердловину, крім напрямку і кондуктора, опускають одну технічну і експлуатаційну колону, то конструкцію такої свердловини називають триколонною або чотиріколонною (при двох технічних колонах). На рис.1.6 показана триколонна конструкція свердловини.

Конструкцію свердловини проектують із урахуванням ускладнень (глибини залягання зон провалів, поглинань, просочування води, глибини розташування продуктивних горизонтів), виду продукту, що видобувається (нафта або газ), способів експлуатації і буріння, техніки і технології буріння. У результаті розвитку техніки і технології буріння конструкції нафтових і газових свердловин за останні десятиріччя зазнали значного спрощення і полегшення (зменшення витрат металу).

Під спрощенням конструкції свердловини треба розуміти зменшення проміжків між стінкою свердловини і обсадними колонами, що призводить до зменшення об'єму розбуреної породи і зменшення витрати цементу для цементування свердловини.

Поліпшенні конструкції свердловини можливе завдяки зменшенню діаметра експлуатаційної колони, а відтак і діаметрів інших колон; при можливості відмови від застосування технічної колони; зменшення глибин спуску колон тощо. У результаті при поліпшенні конструкції

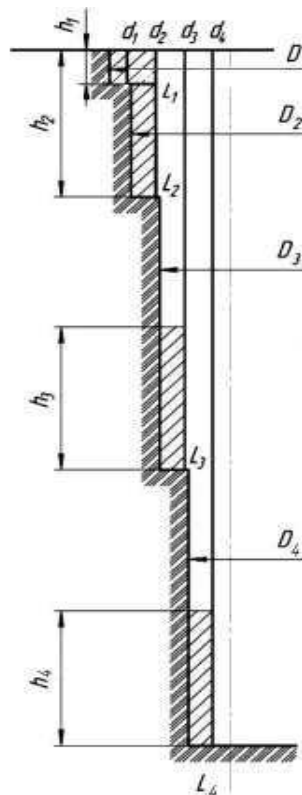


Рисунок 1.6 – Триколонна конструкція свердловини:

D_1, D_2, D_3, D_4 – діаметри доліт, застосованих відповідно при бурінні під напрям, кондуктор, технічну і експлуатаційну колони; d_1, d_2, d_3, d_4 – діаметри відповідно напрямку, кондуктора, технічної і експлуатаційної колон; h_1, h_2, h_3, h_4 – інтервали цементування затрубного простору відповідно за напрямом, кондуктором, технічною і експлуатаційною колонами; L_1, L_2, L_3, L_4 – глибина спуску відповідно напрямку, кондуктора, технічної та експлуатаційної колон

свердловини зменшується витрата металу на закріплення свердловини. У спрощенні і поліпшенні конструкції свердловини позитивну роль відіграло впровадження обертального способу буріння. Якщо при ударному способі буріння в свердловину опускали велике число концентрично розташованих обсадних колон (іноді до 10 – 12), то при роторному – лише 2 – 4 колони.

По завершенні відповідних робіт бурове й енергетичне обладнання, використовуване у спорудженні свердловини, інколи використовують на випробуванні, а потім демонтують і перевозять на нове місце буріння.

У процесі спорудження свердловини залучається чималий штат інженерно-технічних працівників, а самим процесом механічного буріння керує бурильник. На буровій цілодобово працює бурова бригада, яка складається із трьох основних вахт, які змінюють одна одну, і однієї додаткової вахти, яка підміняє основні вахти у вихідні дні. Кількість працівників вахти залежить від виду привода, компоновання, комплектації бурової установки та довжини свічок, але вахта налічує не менше чотирьох осіб.

Класифікація бурових установок [24, 39,40,43,44]

Для буріння нафтових і газових свердловин глибиною до декількох тисяч метрів у різних кліматичних умовах існують бурові установки різних типів.

Розроблення нового розмірного ряду установок для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння базується на загальних положеннях, класифікації, методиці розрахунку параметрів й уніфікації вузлів бурових установок, викладених у працях відомого фахівця в галузі нафтового машинобудування проф. Бержеця Г. М.

Тепер згідно зі стандартом (ГОСТ 16293-89) комплектну бурову установку для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння на нафту і газ поділяють на 12 класів і характеризують за основними параметрами, наведеними в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні параметри комплектних бурових установок

Найменування параметра	Величина параметра для бурових установок класів											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Допустиме навантаження на гаку, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
2. Умовна глибина буріння, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
3. Швидкість підняття гака при розходжуванні колони, м/с	від 0,1 до 0,25											
4. Швидкість підняття гака без навантаження, м/с, не менше	1,5						1,3					
5. Розрахункова потужність, що розвивається приводом на вхідному валу підйомного агрегату, кВт**	Від 200 до 240	Від 240 до 360	Від 360 до 440	Від 440 до 550	Від 550 до 670	Від 670 до 900	Від 900 до 1100	Від 1100 до 1500	Від 1500 до 2200	Від 2200 до 3000	Від 3000 до 4000	
6. Діаметр отвору в столі ротора, мм, не менше	440	520			700			950		1250		
7. Розрахункова потужність привода, кВт, не більше	180		300		370			440		550		750
8. Потужність бурового насоса, кВт, не менше**	375	475 ***	600 ***	750 600* ⁴		950			1180			
9. Висота основ (відмітка підлоги бурової), м, не менше**	3	5	5,5		* ⁴ 6			8	9	10	11	

* – в класах 3, 8, 9 і 11 допускається виготовлення бурових установок з допустимими навантаженнями на гаку відповідно 1400, 4500, 5800 і 9000 кН.

** – не поширюється на морські бурові комплекси.

*** – для бурових установок на постійній транспортній базі.

*⁴ – у бурових установках 7-го класу, призначених для роботи в умовах агресивних середовищ, – не менше 8 м

Короткий огляд бурових установок [24,39,43,44]

Усі бурові установки мають різне за своїми характеристиками бурове й енергетичне обладнання. Вони складаються з таких основних агрегатів і вузлів: привідних двигунів, бурових насосів, бурової лебідки, ротора, системи очищення промивного розчину, бурової вежі, талевої системи та іншого обладнання.

Приводом лебідки і насосів найчастіше є двигуни внутрішнього згорання та електродвигуни. До комплексу бурової установки входить циркуляційна система, що складається із вібраційного сита, жолобів, приймальних резервуарів для промивного розчину, вихідних трубопроводів із стійкою і рукавом високого тиску. Для опускання і підймання бурильної колони, опускання обсадної колони, подачі долота і ряду допоміжних робіт при згвинчуванні і відгвинчуванні бурильних і обсадних труб використовується талева система, що складається із кронблока, талевого блока, гака і талевого каната.

Для обертання бурильної колони (роторне буріння), періодичного повертання бурильної колони (буріння вибійними двигунами і електробуром), утримання бурильної колони під час СПО і обсадної колони при опусканні її у свердловину застосовується ротор.

Промивання свердловини здійснюється двома або трьома буровими насосами. Привід лебідки, ротора і насосів в установці здійснюється від з'єднаних дизельних двигунів або електродвигунів.



Рисунок 1.7 – Бурова установка «Уралмаш 15000»

Бурова установка – це комплекс механізмів, основна частина яких змонтована на металевій основі, що дозволяє перевозити її з однієї точки в іншу в зібраному вигляді із змонтованим буровим і енергетичним обладнанням. Установка комплектується металевим каркасом для обшивання щитами із дошок або іншого матеріалу або покриття прогумованою тканиною з метою захисту механізмів і членів бурової бригади від вітру та атмосферних опадів. Загалом бурові машини, механізми і споруди становлять досить складний комплекс обладнання. Вони описані у книгах відомого проф. Ільського О. Л. та інших учених. Втім, установки постійно удосконалюються, щоб відповідати вимогам сучасності.

На рис.1.7 показано зовнішній вигляд унікальної бурової установки «Уралмаш 15000» (головний інженер проекту бурової Алексєєвський Г. В.), а на рис.1.8 – панорамне зображення комплексу споруд і

установки з укряттям на точці буріння на Кольському півострові. За допомогою установки в земній корі пробурена надглибока, єдина у планеті свердловина завглибшки 12262 м. Цей рекорд визнаний ЮНЕСКО одним із найвидатніших досягнень людства у двадцятому сторіччі і в 1997 р. його занесли до Книги рекордів Гіннеса.

На рис.1.9 показана типова бурова установка для буріння глибоких розвідувальних і експлуатаційних свердловин.



Рисунок 1.8 – Комплекс споруд і укряття надглибокої Кольської свердловини

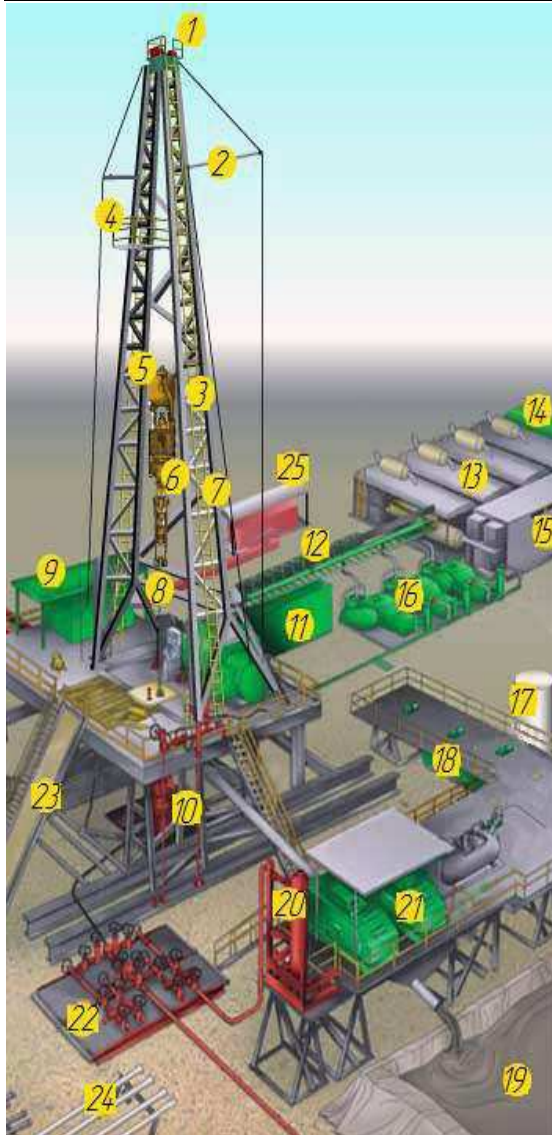


Рисунок 1.9 – Бурова установка для глибокого буріння:

- 1 – кронблок; 2 – структурна рамка для допоміжних підіймальних робіт; 3 – рухома гілка талевого каната;
- 4 – майданчик верхнього робітника; 5 – комплекс, що містить талевий блок, амортизатор, гак, крокви, вертлюг, обертач;
- 6 – система верхнього привода; 7 – бурова вежа і підіймний комплекс; 8 – бурильні труби; 9 – офісне приміщення;
- 10 – блок превенторів; 11 – резервуари для води; 12 – кабель живлення електродвигунів; 13 – дизель – електрична станція; 14 – резервуари для пального;
- 15 – електрощитова; 16 – бурові насоси; 17 – обладнання для приготування розчину; 18 – резервуари бурового розчину;
- 19 – яма для відходів розчину; 20 – сепаратор газу;
- 21 – вібросита; 22 – маніфольд; 23 – похилий пандус для перетягування бурильних труб; 24 – горизонтальна опора труб; 25 – система гідрокерування превенторами

Упровадження блочного принципу транспортування і монтажу бурових установок значно прискорило будівельно-монтажні роботи в бурінні. Спорудження бурової установки зводиться в цьому випадку до установки блоків на основи, їх центрування, обв'язування обладнання і комунікацій. Основами для блоків бурових установок є металоконструкції, що виготовляються з прокату із вуглецевої сталі звичайної якості, наприклад, Ст2, Ст3.

Для буріння свердловин на морських родовищах використовуються різні типи установок морського буріння на різних глибинах моря (рис.1.10). Вони встановлюються на видобувних платформах або на бурових суднах. Розрізняють самопідйомні, напівзаглибні платформи і платформи гравітаційного типу. Створені судна, спеціально пристосовані для буріння в наукових цілях на дні океанів. Такі судна зберігають своє положення за допомогою якорів або спеціальних гребних гвинтів.

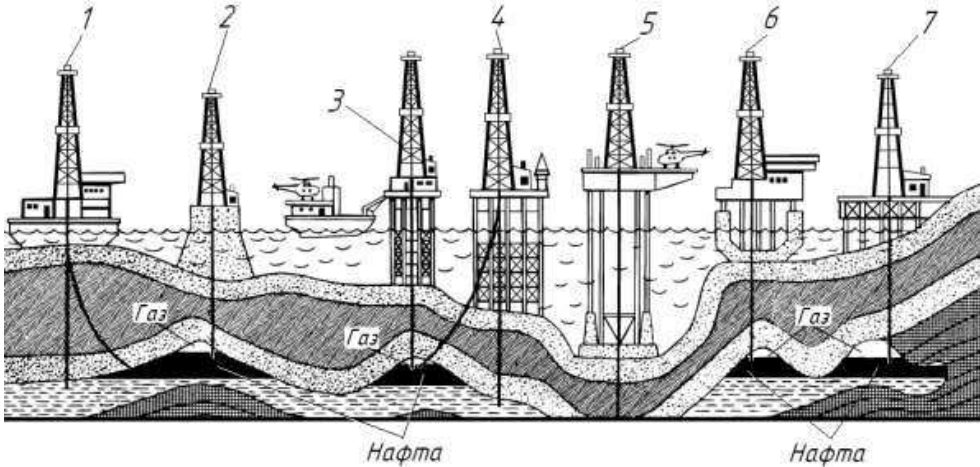


Рисунок 1.10 – Різні типи установок морського буріння на різних глибинах моря:

- 1 – занурена на мльководді баржа; 2 – штучний острів; 3 – допоміжне судно і платформа;
- 4 – підсилена платформа; 5 – глибоководна платформа;
- 6 – занурена морська баржа; 7 – естакадна платформа

На рис.1.11 наведена платформа гравітаційного типу, що складається з опорних блоків, встановлених на дно моря, секцій ферм, пішоходних мостів і блоків для розміщення побутових приміщень.

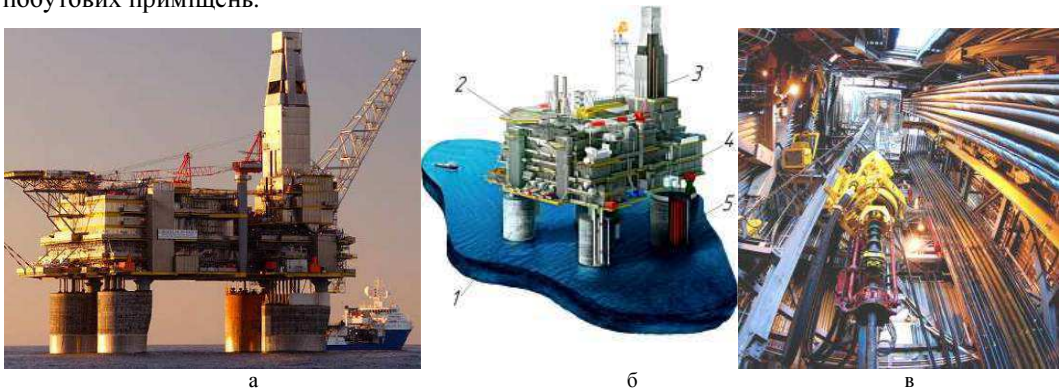


Рисунок 1.11 – Сучасна стаціонарна кригостійка морська платформа гравітаційного типу (нафтогазовидобувна платформа «Лунский-А», проект «Сахалин-2»):

- а – зовнішній вигляд платформи; б – 3D-модель платформи;
- 1 – залізобетонна основа гравітаційного типу вагою 900 МН; 2 – вертолітний майданчик для доставки людей і невеликих вантажів; 3 – вежа, бурове обладнання, труби для свердловин; 4 – житловий модуль платформи розрахований на 140 осіб; 5 – вікна у бетонній основі;
- в – вигляд на механізми і системи бурової установки всередині вежі

Платформа «Лунський-А» (Лун-А) була встановлена у червні 2006 року на Лунському газовому покладі в Охотському морі на відстані 15 км від узбережжя і глибині моря 48 м. Платформа – це автономне промислове підприємство зі своєю інфраструктурою, призначене для видобування великого об'єму газу для заводу з виробництва скрапленого природного газу (СПГ). Первинна обробка газу здійснюється на об'єднаному береговому технологічному комплексі (ОБТК), після чого він транспортується на завод із виробництва СПГ. Основа платформи – залізобетонна, гравітаційного типу, із чотирма опорами, на яких розташовуються верхні будови платформи з технологічним обладнанням та спорудами. Південно-східна опора використовується як платформа свердловини, північно-східна опора призначена для стояків морського трубопроводу, а інші дві – для встановлення насосів і резервуарів. Верхні будови платформи виготовлені в Південній Кореї. На верхніх будовах платформи розміщено бурове обладнання та обладнання для сепарації рідких вуглеводнів, сховище для хімічних реагентів і житловий модуль.

Для безпеки все технологічне й бурове устаткування розташоване на протилежному від житлового модуля кінці перону. Основні робочі зони закриті, у них передбачений контроль температури і вентиляції. Обладнання, розташоване на відкритому повітрі, оснащено засобами захисту від обмерзання і низьких температур.

Для транспортування верхньої будови платформи на Сахалін була побудована спеціальна баржа. Під час завантажування на баржу верхня будова піднімалася домкратами на висоту 25 м. У червні 2006 року верхні будови платформи Лун-А були встановлені на основи методом насунання. Баржа із верхніми будівлями була розміщена між опорами залізобетонних основ, і масивна конструкція верхніх будівель за допомогою баластування судна була повільно і обережно опущена на опори основ. Верхні будови були прикріплені до опор ковзного типу, цим самим було започатковано новий метод установки. Опори ковзного типу розміщені під верхньою будовою платформи, щоб забезпечити її рухомість під час землетрусу, у той час як залізобетонні основи гравітаційного типу залишаються міцно стояти на морському дні.

Лун-А використовується для буріння з розширеним радіусом охоплення відхилених свердловин із максимальним горизонтальним відхиленням до 6 км і максимальною вертикальною глибиною 2920 м. Основні показники платформи: висота основи 69,6 м; маса основи 103000 т; розміри плити основи: 88 м × 105 м × 13,5 м; висота опори 56 м; діаметр опори 20 м; маса верхньої будови 21800 т; висота факельної труби 105 м; розрахункова продуктивність платформи понад 50 млн м³ газу при об'ємі видобутку попутного конденсату і нафти – близько 8000 м³ за 1 добу.

Бурова вежа – металева конструкція, яка підтримує бурове обладнання та бурильні труби для свердловин. Вежа, розташована на платформі, захищена від вітру спеціальним укриттям. Бурові вікна – це отвори в бетонній основі платформи, спрямовані до морського дна. Вежа може переміщатися між ними. У бурове вікно з бурової вежі на бурильних трубах опускається бурове долото. Долото бурить породу і рухається вниз. Так формується свердловина. Вона необов'язково повинна бути строго вертикальною. У процесі буріння стовбур можна відхиляти і досягати таким чином досить віддалених ділянок покладу.

В Україні розвідку і видобуток нафти та газу на українському шельфі Чорного і Азовського морів проводить державне акціонерне товариство (ДАТ) «Чорноморнафтогаз». Наявні в компанії самопідйомні плавучі бурові установки (СПБУ) (рис.1.12) здатні бурити на глибину до 5000 м на глибині моря до 70 м. Втім, за допомогою діючих СПБУ з технічних причин неможливо освоїти перспективні нафтогазоносні структури на більших глибинах. Необхідні сучасні, потужніші установки, здатні бурити свердловини до 9000 м на глибині моря до 120 м.



Рисунок 1.12 – Самопідйомна плавуча бурова установка «Гаврида»

1.2 Породоруйнівний інструмент

1.2.1 Призначення і класифікація бурових доліт

Долото – буровий інструмент для механічного руйнування гірських порід на вибої свердловини у процесі її проходки [24,25].

За характером дії на породу долота класифікують так:

1. Долота різально-сколювальні – лопатеві долота (рис.1.13), призначені для розбурювання в'язких і пластичних порід невеликої твердості (в'язких глин, маломіцних глинистих сланців та ін.) і малої абразивності.

2. Долота сколювальні – шарошкові долота (рис.1.14), призначені для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних.

3. Долота різально-стиральні – долота з алмазними і титановими породоруйнівними вставками. Вони призначені для буріння в породах середньої твердості, а також у породах з перемежуванням високопластичних малов'язких порід з породами середньої твердості і навіть у малоабразивних твердих породах.



Рисунок 1.13 – Дволопатеве долото

За призначенням бурові долота поділяються на три види:

- долота, що руйнують породу суцільним вибоєм;
- бурильні головки, що руйнують породу кільцевим вибоєм;
- долота спеціального призначення.

Долота для буріння суцільним вибоєм призначені для поглиблення свердловини. Бурильні головки призначені для буріння з відбором керна при геологорозвідувальних роботах. Долота спеціального призначення використовують для різних нестандартних умов роботи у пробуреній свердловині – калібрування стовбура свердловини, зміцнення стінок свердловини в нестійких ділянках стовбура, а в обсадній колоні – розбурювання цементного каменю.



Рисунок 1.14 – Тришарошкові долота:

а – для порід середньої твердості з клиноподібними фрезерованими зубками; б – для твердих абразивних порід при продуванні свердловини повітрям (тип ТЗП) із запресованими в тіло шарошок титановими зубками із клиноподібною породоруйнівною поверхнею; в – для міцних порід (типу К) із запресованими в тіло шарошок титановими зубками із кулястою породоруйнівною поверхнею

Як для буріння суцільним вибоєм, так і для буріння кільцевим вибоєм виготовляються долота, що дозволяють руйнувати породу за будь-яких вимог. Це полегшує підбір типу долота відповідно до фізико-механічних властивостей гірської породи. Для спорудження свердловин на нафту й газ виготовляють долота діаметром до 580 мм.

1.2.2 Долота для буріння суцільним вибоєм

Лопатеві долота [39]. За числом лопатей лопатеві долота поділяються на дволопатеві долота (типу 2Л) і трилопатеві (типу 3Л). У верхній частині долота є муфта із приєднувальною нарізкою і двома або трьома лопатями, розташованими одна щодо одної під кутом відповідно 180° і 120°. Дволопатеві долота виготовляються суцільнокованими, а трилопатеві – зварними. Штамповані лопаті у трилопатевих доліт приварюють до суцільнокованих корпусів по всьому контуру торкання.

За принципом руйнування породи лопатеві долота належать до доліт різально-сколювальної дії, оскільки під дією навантаження на вибій їх лопаті вриваються в породу, а під дією обертального моменту – її сколюють.

Для підвищення зносостійкості лопаті армують твердими сплавами. Особливо інтенсивно армують периферичні ділянки і бокові поверхні лопатей, оскільки вони виконують найбільшу роботу руйнування породи.

Долота мають спеціальні отвори, крізь які промивна рідина з бурильної колони проходить до вибою свердловини. Ці отвори (два у дволопатевих і три у трилопатевих доліт) розташовані так, що струмені рідини, які виходять із них, відхиляючись трохи вперед від площин лопатей, ударяються до вибою на відстані 2/3 радіуса долота.

Для ефективного руйнування породи і очищення вибою від розбурених частинок породи швидкість витікання рідини з промивних отворів повинна бути не меншою 80 – 120 м/с. При такій швидкості струменів стінки отворів, просвердлених у сталевому корпусі долота, піддаються швидкому ерозійному і абразивному зносу. Щоб уникнути цього, в отвори вставляються змінні насадки, виготовлені з твердого сплаву. Для зменшення гідравлічних опорів кромки отворів у насадках на вході згладжують, а сам переріз плавно звужують до виходу. Щоб уникнути сильного розсіювання енергії струменів рідини, насадки встановлюють із максимальним наближенням до поверхні вибою.

Вставляють насадки в отвори долота разом із оливнонафтостійкими гумовими кільцями-ущільнювачами, що забезпечують герметичність простору за насадкою.

Шарошкові долота [24,39]. На шарошкові долота для суцільного буріння є міждержавний стандарт ГОСТ 20692-2003.

Шарошкові долота успішно застосовуються при обертальному бурінні порід найрізноманітніших фізико-механічних властивостей із промиванням вибою будь-якою промивною рідиною і із продуванням вибою повітрям. Використовують шарошкові долота з однією, двома і трьома шарошками.

Із шарошкових доліт інших типів тепер застосовують одношарошкові долота (рис.1.15). Проте найпоширенішими є тришарошкові долота, деякі типи яких наведені на рис.1.16. Тришарошкові долота є корпусними і секційними.

Долота із суцільнолитим корпусом називаються корпусними (рис.1.16 а). Вони складаються із литого корпусу з привареними до нього лапами, на цапфах яких на підшипниках змонтовані шарошки. У корпусі є отвори для насадок, крізь які промивна рідина надходить до вибою свердловини. Для з'єднання із бурильною колоною корпус долота має муфтову замкову різь. Корпусні конструкції доліт виготовляються більше 394 мм. Долота зі зварним корпусом називаються секційними (рис.1.16 б).

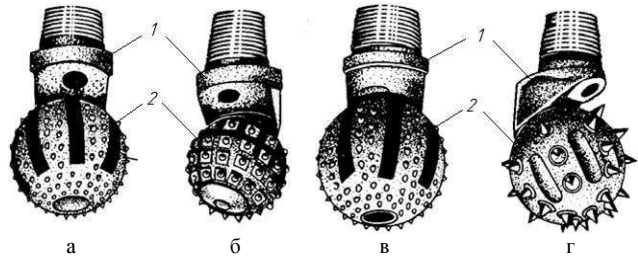


Рисунок 1.15 – Одношарошкові долота:

- а – серійне долото; б – із кільцевими розточуваннями на шарошці;
- в – із нижнім промиванням; г – із конічними зубками;
- 1 – корпус долота; 2 – шарошка

Корпус секційних доліт зварюється із наперед зібраних секцій 3, число яких дорівнює числу шарошок 4, оснащених породоруйнівними елементами – зубками. Кожна секція складається з лапи зі скісною цапфою і конусоподібної шарошки на підшипниках 6 і 7. На верхньому кінці долота, після зварювання секцій, нарізується зовнішня приєднувальна нарізь 1. Для спрямування високонапірного потоку промивної рідини на вибій у корпусі передбачені промивні отвори під гідромоніторні насадки 2. Залежно від фізико-механічних властивостей гірських порід (табл.1.2) тришарошкові долота виготовляються різних типів. Вони відрізняються конструкцією шарошок, зубків, промивних насадок, схемою розташування підшипників тощо.

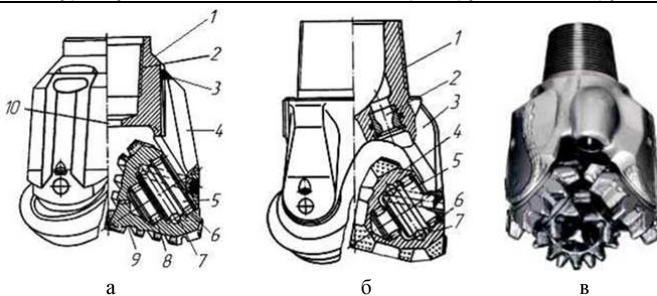


Рисунок 1.16 – Корпусне і секційне тришарошкові долота:

- а – схема корпусного долота: 1 – литий корпус; 2 – муфтова приєднувальна нарізь; 3 – зварний шов; 4 – вставні лапи; 5 – цапфа; 6,7,8 – підшипники; 9 – шарошка; 10 – центральний промивний отвір;
- б – схема секційного долота: 1 – приєднувальна нарізь; 2 – промивна насадка; 3 – секція долота; 4 – шарошка; 5 – цапфа; 6 – роликівий підшипник; 7 – кульковий підшипник;
- в – загальний вигляд секційного долота

Таблиця 1.2 – Типи тришарошкових доліт та їх призначення

Тип долота	Гірські породи, для розбурювання яких призначені долота
М	Найм'якші, незцементовані, пластичні (наноси, м'які і в'язкі глини, сланці, м'які вапняки)
МЗ	М'які, слабозцементовані абразивні (піщаники, мергелі)
МС	М'які, неабразивні із прошарками порід середньої твердості (крейда із прошарками слабозцементованих піщаників, кам'яна сіль із прошарками ангідритів, глинисті сланці)
МСЗ	М'які, слабозцементовані абразивні із прошарками порід середньої твердості (піщано-глинисті сланці, щільні глини із прошарками піщаників)
С	Пластичні і крихко-пластичні неабразивні породи середньої твердості (щільні глини, глинисті сланці, вапняки середньої твердості)
СЗ	Абразивні середньої твердості (піщаники, піскуваті сланці)
СТ	Крихко-пластичні середньої твердості із прошарками твердих порід (піщаники із прошарками гіпсу, вапняки із прошарками гіпсу, ангідрити)
Т	Тверді, неабразивні (тверді вапняки, доломіти, доломітні вапняки)
ТЗ	Тверді абразивні (кварцові вапняки і доломіти)
ТК	Тверді з прошарками міцних (тверді вапняки із прошарками дрібнокристалічних вапняків і доломітів)
ТКЗ	Абразивні тверді із прошарками міцних (кремнієві аргіліти, тверді вапняки і доломіти, дрібнозернисті дуже зцементовані піщаники)
К	Міцні (кремнієві дрібнокристалічні вапняки, доломіти, кварцити)
ОК	Дуже міцні (граніти, кварцити, діабазы)

Тришарошкові долота виготовляють з одно-, дво-, три- і чотирьоконусними шарошками. При обертанні долота за годинниковою стрілкою шарошки, перекочуючись на вибої проти годинникової стрілки, здійснюють складний обертальний рух. При цьому зубки шарошок ударяють об породу і сколюють її. Тому шарошкові долота за принципом руйнування породи належать до доліт сколювальної дії. Залежно від порід, для буріння яких призначається долото, шарошки мають різні породоруйнівні елементи – зуби, які виготовляються разом із тілом шарошки шляхом фрезерування чи накатування, або окремі

зубки – із спеціальних твердих сплавів. Зубки мають клиноподібну або кулясту контактну поверхню і запресовуються в гнізда, висвердлені в тілі шарошки. Шарошки доліт типів М, МС, С, СТ і Т мають зубки, які фрезеруються або накатані, висота і крок яких зменшуються, а кут при вершині зубка збільшується від доліт типу М до доліт типу Т. На всіх шарошках породоруйнівні елементи розташовуються, як правило, концентричними вінцями. Число вінців у шарошок доліт типу М найменше, а у доліт типу Т – найбільше.

Оскільки периферичні вінці трьох шарошок уражають одну й ту саму ділянку вибою, форма і розміщення зубів на них у кожній шарошки взяті із урахуванням цієї особливості роботи долота.

Так, якщо периферичний вінець у однієї шарошки має звичайні призматичні зуби, то у іншої шарошки він може бути оснащений призматичними, але менш широкими зубами, розміщеними в шаховому порядку. Оскільки потиличний конус шарошки, звернений до стінки свердловини, піддається абразивному зносу, то опозитно розміщена вершина шарошки армується наплавленим або встановленим твердосплавним зубків. Деякі заводи виготовляють зуби на периферичних вінцях Г-подібної, Т-подібної або П-подібної форм. Шарошки доліт типів К і ОК мають на всіх вінцях зубки із твердого сплаву з кулястою породоруйнівною поверхнею.

Шарошки доліт типів МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ і ТКЗ, призначені для буріння абразивних порід, оснащені запресованими в тіло шарошок твердосплавними зубками, які мають клиноподібну породоруйнівну поверхню. Число вінців і клиноподібних зубків у кожному вінці вибирається залежно від твердості породи, для якої призначено долото (у доліт типу МЗ найменше, а у доліт типу ТКЗ – найбільше). Шарошки доліт типів ССЗ і ТК мають комбіноване зубчато-штирове оснащення – на внутрішніх вінцях призматичні фрезеровані або накатані зуби, а на периферичних вінцях – зубки із твердого сплаву з кулястою породоруйнівною поверхнею.

Один з основних вузлів шарошкового долота – опора шарошок, які обертаються навколо цапф. Під час роботи долота на вибої опори приймають значні навантаження від ОБТ і сил реакції вибою і стінки свердловини. Тому опора повинна мати підшипники, що приймають як радіальну, так і осьову складову навантаження.

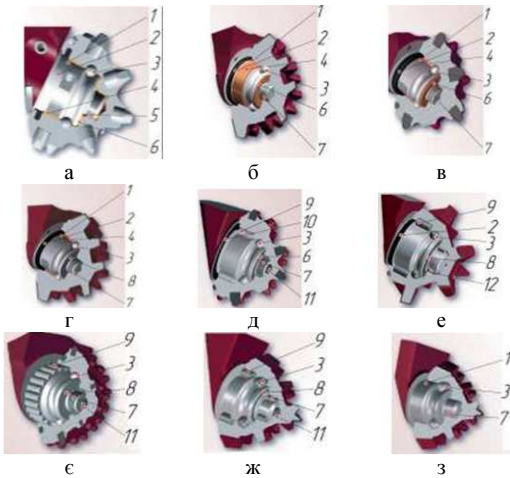


Рисунок 1.17 – Опори тришарошкових доліт:

- 1 – великий радіальний підшипник ковзання;
- 2 – еластомірне ущільнення; 3 – кульковий підшипник кочення; 4 – плаваюча розрізна втулка з бериллової бронзи; 5 – малий радіальний підшипник ковзання із плаваючим ковпачком; 6 – торцевий підшипник ковзання з упорною шайбою із бериллової бронзи із срібним покриттям; 7 – малий радіальний підшипник ковзання;
- 8 – торцевий підшипник ковзання; 9 – роликівий підшипник кочення; 10 – торцеве ущільнення;
- 11 – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята);
- 12 – малий роликівий підшипник кочення

цапф. Під час роботи долота на вибої опори приймають значні навантаження від ОБТ і сил реакції вибою і стінки свердловини. Тому опора повинна мати підшипники, що приймають як радіальну, так і осьову складову навантаження.

Різноманітність доліт, призначених для буріння різних порід при різних навантаженнях на вибій і частотах обертання, зумовила створення багатьох схем опор шарошок (рис.1.17).

Схема рис.1.17 а. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 300 хв⁻¹ для буріння свердловин вибійними двигунами і ротором. Вони мають підвищене напрацювання при форсованих режимах буріння. Опора заповнена мастилом, герметизується одним або двома радіальними, стійкими до температури і оливи ущільненнями з еластоміру, або торцевим металевим ущільненням (рис.1.18).

Поверхні усіх підшипників ковзання на цапфі наплавлені шаром твердого сплаву. Порожнина опори заповнюється мастилом,

яке дозволяє знизити коефіцієнт тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис.1.17 б. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах діаметром до 165,1 мм включно із частотою обертання до 300 хв^{-1} і діаметром більше 165,1 мм із частотою обертання до 180 хв^{-1} для буріння свердловин вибійними двигунами і ротором. Опора герметизується одним або двома радіальними, стійкими до температури і оливи ущільненнями з еластомеру, або торцевим металевим ущільненням. Опора виконана за такою схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання.

Великий підшипник ковзання оснащений плаваючою розрізною втулкою з антифрикційного зносостійкого матеріалу. Упорний підшипник ковзання забезпечений плаваючою торцевою шайбою з того самого матеріалу, що і втулка. І втулка, і шайба покриті шаром срібла по всій поверхні. Внутрішня порожнина шарошки на поверхнях упорного підшипника ковзання та малого радіального підшипника ковзання покрита антифрикційним твердим мастилом у вигляді срібного шару. Крім створення антифрикційних властивостей, срібний шар сприяє прискореному відбору тепла з навантажених зон. Конструкція опори, що містить плаваючу шайбу, а також комп'ютерне складання забезпечують жорсткіші допуски й однакові проміжки на малій і великій підшипникових доріжках. Поверхні всіх підшипників ковзання на цапфі наплавлені шаром твердого сплаву. Порожнина опори заповнюється мастилом, яке знижує коефіцієнт тертя в опорі.

Схема рис.1.17 в. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах діаметром до 172 мм при бурінні вибійними двигунами і ротором похилих і горизонтальних свердловин із частотою обертання до 140 хв^{-1} . Опора долота герметизується радіальним, стійким до температури й оливи ущільнювальним кільцем. Опора виконана за такою схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання. У шарошку запресована втулка великого підшипника ковзання із зносостійкого антифрикційного матеріалу. Упорний підшипник ковзання містить плаваючу шайбу з того самого антифрикційного матеріалу. Внутрішня поверхня шарошки на радіальних і торцевих поверхнях ковзання покрита срібним шаром. Крім створення антифрикційних властивостей, срібний шар сприяє прискореному відбиранню тепла з навантажених зон. Конструкція опори, що містить плаваючу шайбу, а також комп'ютерне складання забезпечують жорсткіші допуски й однакові проміжки на малій і великій підшипникових доріжках. Усі поверхні ковзання на цапфі лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує коефіцієнт тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис.1.17 г. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 110 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота герметизується одним або двома радіальними, стійкими до температури із еластомеру ущільненнями, або торцевим металевим ущільненням.

Опора виконана за такою схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання. Великий підшипник ковзання оснащений втулкою з антифрикційного зносостійкого матеріалу, запресований у порожнину шарошки. Внутрішня порожнина шарошки на всіх поверхнях підшипникових пар ковзання покрита антифрикційним твердим мастилом у вигляді срібного шару. Крім створення антифрикційних властивостей, срібний шар сприяє прискореному відбору тепла із навантажених зон. Поверхні усіх підшипників ковзання на цапфі наплавлені шаром твердого сплаву. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує коефіцієнт тертя в опорі, її перегрів і зношування. Конструкція опори, а також комп'ютерне складання секцій забезпечують жорсткіші допуски і однакові проміжки на малій і великій підшипникових доріжках.

Схема рис. 1.17 д. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота

герметизується стійким до температури і оливи торцевим гумометалевим або радіальним ущільнювальним кільцем. Опора виконана за такою схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Поверхні упорного бурта і радіального підшипника ковзання цапфи лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис. 1.17 е. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота герметизується одним або двома радіальними, стійкими до температури й оливи ущільненнями або торцевим металевим ущільненням. Поверхні упорного бурта цапфи лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує тертя в опорі, її перегрів і зношування. Опора виконана за такою схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання – роликівий підшипник кочення. Для компенсації витрат мастила і тиску під час тривалої роботи опори в корпусі лапи долота передбачена мастильна система, що складається з масляного резервуара із жорстко закріпленою кришкою, еластичної діафрагми і габаритного металевого стаканчика, який запобігає розриву діафрагми, а також каналів, що з'єднують масляний резервуар із зонами тертя в підшипниках опори.

Схема рис. 1.17 є. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння тихохідними турбінами, вибійними двигунами і ротором. Опора долота виготовлена відкритою за такою схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Немає елементів герметизації в опорі, що дозволяє вибрати максимальні габарити цапфи лапи, збільшити небезпечні перерізи біля вершини шарошок, забезпечить швидке охолодження і змащення зон навантаження промивною рідиною, що циркулює в опорі. Завдяки наплавленню зносостійким твердим сплавом поверхонь радіального й упорного підшипників ковзання підвищується стійкість опор.

Схема рис. 1.17 ж. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 600 хв^{-1} для турбінного буріння. Опора долота виготовлена відкритою за такою схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Поверхня упорного бурта цапфи лапи наплавлена твердим сплавом. В опорі немає елементів герметизації, що дозволяє вибрати максимальні габарити цапфи лапи і тіл кочення і здійснювати об'ємну циркуляцію в опорі промивної рідини, що дуже важливо для зниження механічного моменту, забезпечення швидкого охолодження і підвищення стійкості опори в умовах, характерних для турбінного буріння.

Схема рис. 1.17 з. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах із частотою обертання до 100 хв^{-1} для буріння тихохідними турбінами, вибійними двигунами і ротором. Опора долота виготовлена відкритою за такою схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – радіальний підшипник ковзання. Така схема опори використовується в долотах малого діаметра.

На рис. 1.18 показана схема розміщення підшипників та ущільнення на цапфі.

В опорі великий радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – малий радіальний підшипник ковзання. Великий підшипник

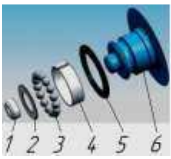


Рисунок 1.18 – Схема розміщення підшипників та ущільнення:
 1 – малий радіальний підшипник ковзання; 2 – торцевий підшипник ковзання; 3 – кульковий підшипник кочення;
 4 – плаваюча розрізна втулка з бериллової бронзи;
 5 – ущільнення з еластомеру; 6 – цапфа

ковзання оснащений плаваючою розрізною втулкою. Упорний підшипник ковзання має плаваючу торцеву шайбу. Малий радіа-

льний підшипник ковзання оснащений плаваючим ковпачком. Втулка, шайба, ковпачок зроблені з антифрикційного зносостійкого матеріалу і покриті шаром срібла по всій поверхні. Конструкція опори, яка містить плаваючу шайбу, а також комп'ютерне складання забезпечують жорсткіші допуски й однакові проміжки на малій та великій підшипникових доріжках.

Відзначимо, що за останні роки тришарошкові долота з відкритими опорами поступово замінюються долотами з опорами, що герметизуються. Принципова схема такої опори наведена на рис.1.19.



Рисунок 1.19 – Схема тришарошкового долота з герметизованою опорою:
1 – твердосплавний захист калібру; 2 – фрикційна цапфа; 3 – опора; 4 – шарошка; 5 – вставки з карбїду вольфраму; 6 – калїбрувальний вїнець; 7 – радіальний сальник з еластомером; 8 – опорна поверхня; 9 – берилій-мїдна плаваюча втулка з срібним покриттям; 10 – камера для мастила; 11 – кришка камери для мастила; 12 – діафрагма

Проникненню промивної рїдини в порожнину такої опори перешкоджає ущїльнення 7. Мастило, яке мїститься в порожнинї мїж лапою долота і шарошкою, їзулюється вїд зовнїшнього середовища діафрагмою 12.

Виготовляють долота з центральною, боковою і комбїнованою промивками.

При бурїннї з продуванням свердловини повїтрям умови роботи пїдшипникїв шарошок значно

погїршуються через недостатнє тепловїдведення вїд деталей, що труться. Тому в долотах з центральним продуванням частина повїтря (20 – 25 % вїд загальної витрати) спеціальними каналами в лапах і цапфах спрямовується в опори шарошок. При цьому полїпшується очищення вибою і захищається опора вїд потрапляння шлама (рис.1.20). Ефективнїсть роботи тришарошкових долїт значною мїрою залежить вїд ступеня очищення вибою свердловини промивною рїдиною.

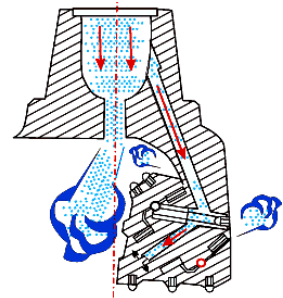


Рисунок 1.20 – Лапа тришарошкового долота для бурїннї з продуванням свердловини повїтрям

Тому не можна допускати скупчення розбуреної породи пїд долотом і перемелювання її породоруйнївними елементами. Необхїдно, щоб зруйнована порода вїдразу видалялася з вибою свердловини, що досягається не лише подачею до вибою достатнїої кїлькостї промивної рїдини високої якостї, але і застосуванням рацїональних конструкцїй і схем розмїщення промивних отворїв у долотї (рис.1.21).

Центральне промивання вїдбувається крїзь центральний промивний канал, утворений поверхнїями лап. Канал може мїстити зносостїйку змїнну втулку з максимальним наближенням її нижнього торця до шарошок. Центральний промивний отвір може бути в плитї, виготовленїй у нижньому кїнцї корпусу долота.

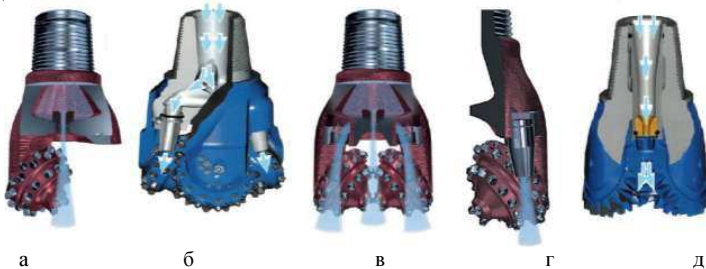


Рисунок 1.21 – Схеми промивання:
а – центральне; б – бокове; в – комбїноване; г – бокове з виводженою насадкою;
д – центральне з наближеною насадкою до шарошок

Бокове промивання здійснюється крізь три отвори, розташовані похило до осі долота так, що спрямовують промивну рідину на периферію вибою повз шарошки. Для створення ефективного процесу руйнування гірської породи в промивні отвори, як і у лопатевих долотах, вставляють зносостійкі змінні насадки, що забезпечують швидкість витікання струменів рідини не менше 80 – 120 м/с. Долота із такими насадками називають гідромоніторними. Насадки стандартного ряду мають внутрішній діаметр від 6,4 до 22,2 мм.

Комбіноване промивання проводиться за допомогою лише двох бокових і однієї центральної насадки. При такій асиметричній схемі промивання замість третього бокового приливу під насадку на одній із лап передбачений значний вільний простір для поліпшення умов проходження висхідного потоку промивної рідини. Важкі умови роботи шарошкових доліт призводять до інтенсивного зношування (рис.1.22), тому їх виготовляють із високоякісних сталей і хіміко-термічним обробленням найвідповідальніших та швидкозношуваних деталей (зубів, робочих поверхонь цапф і шарошок). Для підвищення зносостійкості зуби, затилкова частина шарошок і козирки лап наплавляються зносостійким твердим сплавом і армуються твердосплавними, алмазними або комбінованими твердосплавними і алмазними зубками.



Рисунок 1.22 – Зношене долото (унікальний випадок)

Алмазні долота [39]. Алмазні долота застосовуються при бурінні неабразивних і малої абразивності порід середньої твердості і твердих, а також при бурінні нижніх інтервалів глибоких свердловин, в яких їх висока вартість компенсується довговічністю і зниженням витрат часу на СПО. Виготовляються алмазні долота двох типів: спіральні (рис.1.23 а) і радіальні (рис.1.23 б).

Алмазні долота складаються з фасонної головки (матриці) 1, що містить алмази, і сталевого корпусу 2 із приєднувальною замковою нарізкою 3. Головку виготовляють методом пресування і спікання суміші спеціально підібраних порошкоподібних твердих сплавів. Перед пресуванням у прес-формі за заданою схемою розміщують кристали технічних алмазів. Після пресування і спікання алмази стають надійно закріпленими в зовнішньому шарі головки.

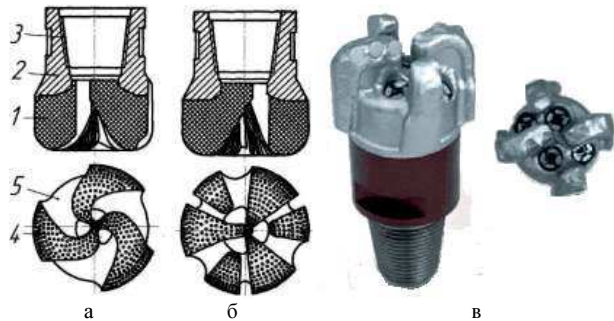


Рисунок 1.23 – Алмазні долота для буріння суцільним вибоєм:

а – долото спіральне; б – долото радіальне; в – загальний вигляд долота з озброєнням алмазними полікристалічними пластинами
1 – алмазна головка; 2 – корпус; 3 – нарізь; 4 – контактний сектор;
5 – канал для спрямування рідини

Застосовуючи для виготовлення матриці методи порошкової металургії із використанням різних металевих порошоків, досягають необхідного ступеня оголення алмазів під час роботи долота. При бурінні твердих порід знос матриці інтенсивніший, тому матриця повинна бути зносостійкою для запобігання зайвому оголенню алмазів. У породах середньої твердості матеріал матриці зношується менше, тому матриця повинна бути меншої зносостійкості. Регулюючи оголення алмазів, забезпечують також збереження під час роботи долота на вибій певного проміжку між матрицею і породою. У результаті промивна рідина, вийшовши з промивних отворів долота, має можливість пройти проміжком між матрицею і вибоєм свердловини, захопити найдрібніші частинки розбуреної породи спрямувати їх у радіальні або радіально-спіральні канали 5, що є між контактними секторами 4, і далі – в затрубний простір.

Твердосплавні долота [39,44]. Разом із долотами, армованими природними алмазами,

при бурінні глибоких свердловин останніми роками застосовують долота, армовані надтвердими сплавами.

Позитивні результати, особливо при бурінні із вибійними двигунами в породах середньої твердості, дають долота, армовані зернистим твердим сплавом і зубками, виконаними з твердого сплаву, «Славутич» (рис.1.24).



Рисунок 1.24 – Долото, армоване надтвердим сплавом, «Славутич»

Промивна рідина в таких долотах подається до вибою свердловини шістьма промивними отворами, забезпечуючи добре очищення вибою від розбуреної породи і охолодження контактних секторів. Досвід проходження глибоких нафтових і газових свердловин показав, що в однакових умовах буріння одне алмазне долото може замінити 15 – 20 шарошкових доліт.

1.2.3 Інструмент для буріння кільцевим вибоєм

У процесі буріння розвідувальних, а іноді й експлуатаційних свердловин періодично відбираються породи у вигляді керна – щільного циліндричного стовпчика гірської породи шаруватої структури. Відбір керна необхідний для підрахунку запасів і оцінки придатності нафтових і газових покладів до промислового освоєння, вивчення їх геологічної будови і складання проектів розробки з метою оптимізації процесу буріння свердловин, а також для проведення досліджень у галузі наук, що вивчають будову Землі. Буріння з відбором керна називають бурінням кільцевим вибоєм, а інструментом є бурильні головки, які руйнують лише кільцеву поверхню вибою свердловини, залишаючи незайманою її центральну частину – kern.

Бурильні головки [62]. Бурильні головки призначені для формування керна і його відриву від дна вибою, збереження і транспортування. Відбувається це за допомогою спеціального комплексу пристроїв, до складу яких входять керновідривач, керноприймальний пристрій, пристрої для транспортування тощо. Залежно від властивостей породи, в якій здійснюється буріння з відбором керна, застосовують бурильні шарошкові, алмазні і твердосплавні головки.

Шарошки в бурильній головці змонтовані так, щоб порода в центрі вибою свердловини при бурінні не руйнувалася, утворюючи kern. Існують бурильні головки, які містять чотири, шість і навіть вісім шарошок, призначені для буріння з відбором керна в різних породах. Розташування породоруйнівних елементів в алмазних і твердосплавних бурильних головках також дозволяє здійснювати руйнування гірської породи лише по периферії вибою свердловини.

Бурильні головки серії К для відбору керна з незнімним керноприймальником виробництва Відкритого акціонерного товариства (ВАТ) «ВБМ-група» показані на рис.1.25 а, б, в, г і серії КС із знімним керноприймальником – на рис. 1.25 д, е.

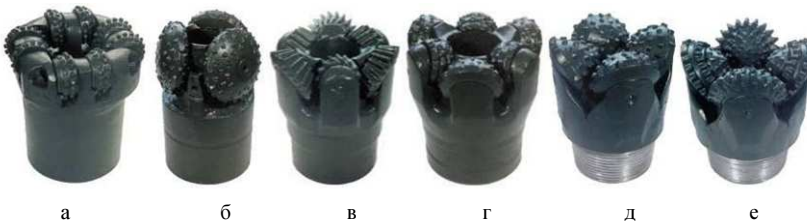


Рисунок 1.25 – Загальний вигляд шарошкових бурильних головок:

а – тип МСЗ серії К; б – тип СЗ серії К; в – тип СТ серії К; г – тип ТКЗ серії К;
д – тип ТКЗ серії КС; е – тип СТ серії КС

Бурильна головка серії К типу МСЗ (рис. 1.25 а) призначена для низькообертального буріння нафтових і газових свердловин у м'яких породах із прошарками порід середньої

твердості. Бурильна головка різальної дії восьмишарошкова. Складається з корпусу, чотирьох свердловиноутворювальних і чотирьох керноутворювальних шарошок. Ті й інші шарошки змонтовані парами на чотирьох осях. Вони розміщені в отворах корпусу, розташованих горизонтально по дотичній до кола, центр якого збігається з центром бурильної головки. Для запобігання випаданню кожна з осей замикається другою віссю. Замком останньої є гвинт. Шарошки оснащені твердосплавними зубками із клиноподібною породоруйнувальною поверхнею. Подача промивної рідини до вибою свердловини здійснюється крізь вісім каналів круглого перерізу. Таке конструктивне виконання бурильної головки дає можливість її розбирати для заміни зношених шарошок, осей, шайб, а тому дозволяє неодноразово використовувати найскладнішу і найдорожчу деталь бурильної головки – корпус.

Бурильна головка серії К типу СЗ (рис.1.25 б) призначена для низькообертального буріння з відбором керна у породах середньої твердості. Руйнування породи відбувається в різально-подрібнювальному режимі із переважанням різання, що забезпечує добрі умови утворення керна. Основна відмінність буроголовок цього типу – консольне розташування цапфи в напрямку периферії, що дозволило збільшити розміри і довговічність опор. Бурильна головка складається із корпусу і привареної до нього муфти із приєднувальною різьєю. На трьох цапфах корпусу на підшипниках змонтовані шарошки, зміщені стосовно осі бурильної головки. Зовнішня поверхня шарошок виконана у формі частини кулі із радіусом, що дорівнює радіусу свердловини. Оснащення шарошок – твердосплавні зубки із клиноподібною породоруйнувальною поверхнею, різальні кромки яких орієнтовані по кулястих обвідках шарошок. Опори шарошок складаються із двох кулькових підшипників, один з яких є радіально-упорним замковим, і двох радіальних підшипників ковзання. Для подачі до вибою розчину в корпусі передбачені три отвори, що спрямовують потік поміж шарошки. Бурильна головка має низьке керноприймання, захищене від впливу промивної рідини.

Бурильна головка серії К типу СТ (рис.1.25 в) подрібнювальної дії призначена для низькообертального буріння з відбором керна у породах середньої твердості із прошарками твердих порід. Бурильна головка шестишарошкова: три шарошки беруть участь в утворенні стовбура свердловини, а три інші – в утворенні керна. Бурильна головка складається із приставки і корпусу. Корпус – це зварна конструкція, що складається із внутрішньої секції з цапфами для внутрішніх шарошок (керноутворювальних), трьох зовнішніх секцій з цапфами для зовнішніх (свердловиноутворювальних) шарошок і накладок. Опора кожної свердловиноутворювальної шарошки складається з одного радіального і двох упорних підшипників ковзання, а опора кожної керноутворювальної шарошки – з одного радіального і одного упорного підшипників ковзання. Опорні поверхні цапф наплавлені твердим сплавом. Подача промивної рідини до вибою свердловини здійснюється 12 каналами круглого перерізу. Озброєння шарошок – фрезеровані зуби призматичної форми. У двох зовнішніх і двох внутрішніх шарошок зуби виконані під кутом до осі шарошок, причому у кожній з цих шарошок нахил виконаний у різні боки.

Бурильна головка серії К типу ТКЗ (рис.1.25 г) призначена для низькообертального буріння з відбором керна в твердих абразивних породах із прошарками міцних порід. Бурильні головки діаметром 187,3 мм і 212,7 мм – шестишарошкові (діаметром від 132 мм до 158,7 мм – п'ятишарошкові). Бурильна головка складається із приставки і корпусу. Корпус – це зварна конструкція, що складається із внутрішньої секції з цапфами для внутрішніх шарошок (керноутворювальних), трьох зовнішніх секцій з цапфами для зовнішніх (свердловиноутворювальних) шарошок і накладок. Опора кожної свердловиноутворювальної шарошки складається з одного радіального і двох упорних підшипників ковзання, а опора кожної керноутворювальної шарошки – з одного радіального і одного упорного підшипників ковзання. Опорні поверхні цапф наплавлені твердим сплавом. Подача розчину до вибою свердловини здійснюється 12 каналами

круглого перерізу. Оснащення шарошок виконане твердосплавними зубками із клиноподібною породоруйнувальною поверхнею, на периферичних вінцях свердловиноутворювальних шарошок зазначені зубки чергуються із зубками, що мають кулясту породоруйнувальну поверхню.

Бурильна головка серії КС типу ТКЗ (рис. 1.25 д) призначена для високообертального буріння з відбором керна у твердих абразивних породах із прошарками міцних порід. Складається із чотирьох конічних шарошок, змонтованих на цапфах чотирьох секцій на підшипниках кочення. Зварені секції утворюють корпус бурильної головки, верхня частина якого – це ніпель із замковою різьбою. Всі чотири шарошки одночасно беруть участь в утворенні стовбура свердловини і керна. Оснащення шарошок виконане твердосплавними зубками клиноподібною формою. У бурильній головці передбачено спеціальний пристрій для зниження керноприймальника до вибою і захисту керна від дії промивної рідини. Пристрій (внутрішня втулка) прикріплений до бурильної головки за допомогою зварювального шва, розташованого на торці ніпеля. У внутрішній частині пристрою розташовується компонування кернорвача, яке за допомогою нарізі приєднане до керноприймальника турбодолота. Подача промивної рідини здійснюється крізь спеціальні пази, передбачені у внутрішній втулці.

Бурильна головка серії КС типу СТ призначена для високообертального буріння з відбором керна у породах середньої твердості з прошарками твердих порід. За конструкцією ця головка аналогічна бурильній головці серії КС типу ТКЗ і розрізняється лише оснащенням шарошок, що комбіноване: середні і периферичні вінці мають фрезеровані, наплавлені твердим сплавом зуби, а керноутворювальна вершина – твердосплавні клиноподібні зубки.

ВАТ «ВБМ-група» виготовляє також широкий набір бурильних головок із матричним корпусом із зубками з твердих сплавів (головки PDC) різних діаметрів, для порід різної твердості і у виконанні з незнімним та знімним керноприймальником (рис.1.26).



Рисунок 1.26 – Загальний вигляд бурильних головок із матричним корпусом (головки PDC)

Конструкція внутрішньої поверхні бурильної головки дозволяє керновідривачу розміститися відразу за різцями, що наближає керноприймальний пристрій до вибою свердловини, оберігаючи kern до входження його в колонкову трубу. Конструктивні особливості промивних отворів попереджають потрапляння рідини в керноприймальну частину, захищаючи kern від розмиву, забезпечуючи при цьому якісне очищення та охолодження інструменту. Стабілізуювальні елементи бурильних головок знижують до мінімуму поздовжні і поперечні коливання, що вберігає kern від руйнування, забезпечує надійний відрив керна та утримання його в колонковій трубі при піднятті на поверхню.

При виготовленні бурильних головок використовуються різні діаметрами 8,2, 10, 13,44 мм. Використання різців PDC різних розмірів і форм допомагає досягти вищої механічної швидкості як у м'яких, так і в твердих породах, а також міцних із прошарками, абразивних. При бурінні такими бурильними головками завдяки зрізанню породи, а не сколюванню, енергії для руйнування породи потрібно набагато менше, ніж при використанні звичайної шарошкової бурильної головки.

Бурові коронки [62]. Для буріння кільцевим вибоєм застосовують ще один буровий інструмент – це бурові коронки. Бурові коронки бувають твердосплавними й алмазними.

Твердосплавні бурові коронки мають різці з металокерамічних сплавів і використовуються для буріння порід середньої твердості. Твердосплавні бурові коронки також поділяються на такі види: зубильні, ступінчасті і хрестові, армовані пластинками з твердого сплаву.

На рис.1.27 показані твердосплавні коронки типу СМ та твердосплавні самогострювальні коронки типу СА, призначені для колонкового буріння в породах м'яких, середньої твердості і твердих.



Рисунок 1.27 – Загальний вигляд твердосплавних коронок: а – тип СМ5; б – тип СМ6; в – тип СА4; г – тип СА6

У коронках типу СМ5 і СМ6 для армування різальної частини використані твердосплавні (ВК6) призматичні різці (основні і підрізні) невеликого перерізу (3x3 мм), а по зовнішньому діаметру в промивних вікнах встановлені додаткові підрізні різці, які беруть участь як у руйнуванні порід вибою, так і в калібруванні стінок свердловини. Ступеневе розміщення різців на робочих лезах під різними кутами до площини вибою і радіуса коронки створює оптимальні умови для руйнування гірських порід.

У самогострювальних коронках типів СА5 і СА6 для армування використані твердосплавні (ВК6) різці з невеликою площею поперечного перерізу (1,8 мм – 21,8 мм), складені у спеціальні пакети на опорних пластинах, і встановлені на різальній частині, що дозволяє забезпечувати самогострювання різців у процесі буріння і ефективно руйнувати породу, незважаючи на затуплення різальних граней.

Робочий торець корпусів усіх коронок розчленований промивними вікнами для забезпечення вільного виносу частинок породи, а на зовнішній поверхні корпусів прорізані шламкові пази, призначені для ефективного видалення шламу в затрубний простір.

Алмазні бурові коронки використовуються для буріння міцних скальних порід і виготовляються трьох видів: імпрегновані, одношарові й багатшарові.



Рисунок 1.28 – Імпрегновані алмазні коронки з різним типом матриці за складом і конструкцією

Імпрегновані алмазні бурові коронки (рис.1.28) – на яких об'ємні алмази зернистістю від ста п'ятидесяти до п'ятисот штук на 1 карат рівномірно перемішуються із порошковою шихтою робочої частини коронки. Також до цього виду

належать коронки, матриця яких імпрегнована дуже дрібними синтетичними алмазами.

Імпрегновані коронки використовуються для буріння найміцніших, тріщинуватих порід.

Одношарові алмазні коронки (рис.1.29) – це такі коронки, в яких алмази зернистістю від 10 до 90 штук на 1 карат (0,2 г) розміщуються за особливою, певною схемою, яка забезпечує найбільшу рівномірність робочого торця коронки, при цьому близько шістдесят відсотків алмазів армують робочий торець коронки, а близько сорока відсотків, більші і якісніші, розміщуються в бокових стінках коронки як підрізні. Такі алмазні коронки можуть мати до дванадцяти промивних канавок.



Рисунок 1.29 – Одношарові алмазні коронки з різним профілем матриці

1.3 Обладнання бурових установок

Сучасна бурова установка – це комплекс складного, наукоємного та високотехнологічного обладнання [24,43,44,62]. На жаль, на сторінках цього видання автори не в змозі повноцінно охопити всі складові системи, такі, наприклад, як спуско-підіймальний комплекс, енергетичне обладнання та привід, гідравлічні та пневматичні системи керування тощо. Далі пропонуємо коротко розглянути обладнання для обертання бурильного інструменту та обладнання циркуляційного комплексу – систем, що мають ключове значення у забезпеченні процесу обертального буріння. Вивчення призначення, конструкції, принципу дії та характерних особливостей роботи цього виду обладнання значною мірою сприяє, власне, розумінню технологічного процесу спорудження свердловини.

1.3.1 Обладнання для обертання бурильного інструменту

Ротори [39]. Ротори призначені для виконання таких операцій: обертання поступально рухомої бурильної колони при бурінні свердловин обертальним (роторним) способом; сприйняття реактивного моменту і забезпечення поздовжньої подачі бурильної колони під час використання вибійних двигунів; утримання бурильної чи обсадної колони над устям свердловини при нарощуванні і СПО; проведення робіт зі штучного викривлення свердловин; повертання інструменту під час ловильних робіт та при інших ускладненнях у процесі буріння і закріплення свердловин. Вони повинні забезпечувати необхідну частоту обертання долота, а їх вантажопідйомність повинна бути більшою за вагу найважчої колони (бурильної або обсадної).

Конструктивна схема бурового ротора являє собою конічний редуктор, ведений вал якого виконаний у вигляді вертикального порожнистого циліндра (рис.1.30). Бурові ротори відрізняються за діаметром прохідного отвору (460 – 1260 мм), потужністю (200 – 600 кВт) і допустимим статичним навантаженням на стіл ротора (2700 – 8000 кН).

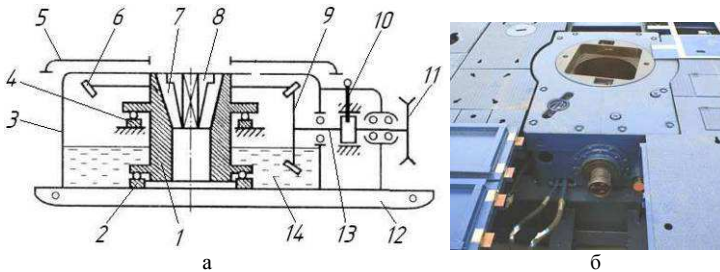


Рисунок 1.30 – Ротор Р-560:

а - схема ротора; б - вигляд ротора на буровій установці; 1 - стіл ротора; 2 - допоміжна опора; 3 - корпус; 4 - основна опора; 5 - кожух периферійної частини стола; 6 - зубчастий конічний вінець; 7 - вкладиші; 8 - затискачі; 9 - конічна шестерня; 10 - фіксатор; 11 - ланцюгове колесо; 12 - станина; 13 - швидкохідний вал; 14 - олива

Ротор складається із корпусу 3, у внутрішній порожнині якого встановлений на кулькових підшипниках 4 (основна опора) і 2 (допоміжна опора) стіл 1 із закріпленим зубчастим конічним вінцем 6, швидкохідного вала 13 із ланцюговим колесом 11 (або фланцем карданного вала) з одного боку і конічною шестірнею 9 – з іншого, кожуха 5, що захищає периферичну частину стола, що обертається, вкладишів 7 і затискачів 8 для ведучої труби. В отворі квадратного перерізу, що утворився між затискачами, вільно розміщується ведуча труба також квадратного перерізу. Тому ведуча труба може вільно переміщатися уздовж осі ротора і сприймати обертальний момент від роторного стола. Для фіксації швидкохідного вала 13 від повертання при бурінні вибійними двигунами передбачений

фіксатор 10. Машення підшипників і зубчастої пари і відведення тепла здійснюється оливою 14, залитою в картер корпусу 3.

Діаметр отвору в столі ротора залежить від максимального діаметра долота або колони для відділення води (буріння на морі), що може пройти крізь нього.

Гідравлічні вибійні двигуни. До гідравлічних вибійних двигунів належать турбобури різних конструкцій, гвинтові двигуни і турбогвинтові двигуни.

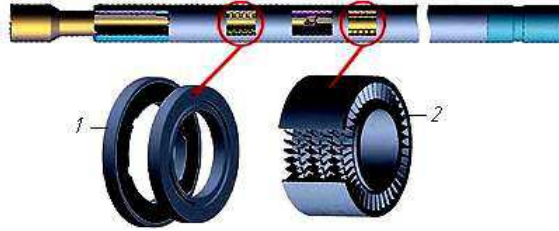


Рисунок 1.31 – Турбобур:
1 – опора турбобура; 2 – ступені турбобура

Турбобури [39,40]. При турбінному бурінні долото приводиться в обертання вибійним двигуном – турбобуром, який перетворює гідравлічну енергію потоку промивної рідини в механічну роботу обертання вала турбобура і долота (рис.1.31). Уперше турбобур як винахід був запатентований у вересні 1922 року Капелюшниковим, Волохом і Корневим.

Турбобур – багатоступінчаста турбіна (число ступенів від 25 до 350). Кожний ступінь турбіни (рис.1.32) складається із ротора 1, закріпленого на валу турбобура і статора 2, жорстко з’єднаного з корпусом турбобура.

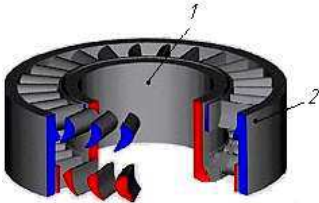


Рисунок 1.32 – Ступінь турбобура:
1 – ротор; 2 – статор

У статорі і роторі потік рідини змінює напрям руху і, перетікаючи із ступеня в ступінь (рис.1.33), видає частину гідравлічної потужності кожному ступеню. В результаті потужність, що створюється

всіма ступенями, підсумовується на валу турбобура.

Для ефективної роботи турбобура необхідно мати близько ста турбін, тобто сто роторів і сто статорів. Із збільшенням числа турбін не лише підвищуються потужність і обертальний момент, але і знижується частота обертання вала турбобура.

Схема багатоступінчастого турбобура показана на рис.1.34.

Турбобур містить шпindelну і три турбінні секції. У шпindelній секції встановлені багаторядний радіально-упорний кульковий підшипник, що сприймає навантаження від ваги турбінних валів і реакцію вибою, захищений кільцевими гумовими ущільненнями, а також радіальний твердосплавний підшипник ковзання.

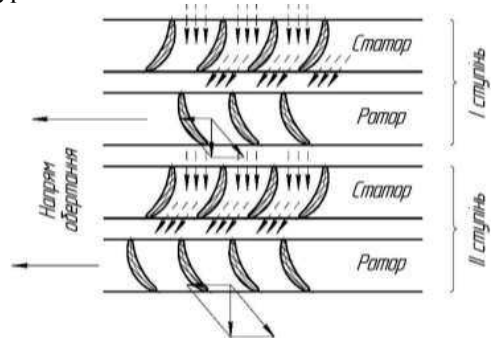


Рисунок 1.33 – Схема потоку у ступенях турбобура

Турбінна секція турбобура виконана за конструктивною схемою з «плаваючим ротором» на профільному валу. Вал виготовлений шестигранним, завдяки цьому відбувається передача обертального моменту від турбін роторів. Осьовий люфт шпинделя не впливає на регламентований проміжок між турбінами статора і ротора, зберігаючи постійним ККД на весь термін експлуатації.

У турбінній секції розміщена багатоступінчаста турбіна, що містить 93 пари роторів і статорів, розділених на 4 пакети. Кожний пакет роторів спирається на радіально-осьовий твердосплавний підшипник. Статори фіксуються від провертання в корпусі унаслідок осьового стиску при згвинчуванні верхнього і нижнього перехідників. Вал має можливість осьового переміщення на 30 мм у результаті установки на шийці вала обмежувальної

шайби. З'єднання валів шпindelної і турбінної секцій здійснюється за допомогою конусно-шліцевих муфт.

Турбобур призначений для розбурювання цементних стаканів, мостів і технологічних пробок при капітальному ремонті свердловин і для буріння глибоких свердловин із використанням як робочої промивної рідини води, бурового розчину або нафти густиною не більше 1300 кг/м^3 при температурі на вибої не більше $300 \text{ }^\circ\text{C}$.

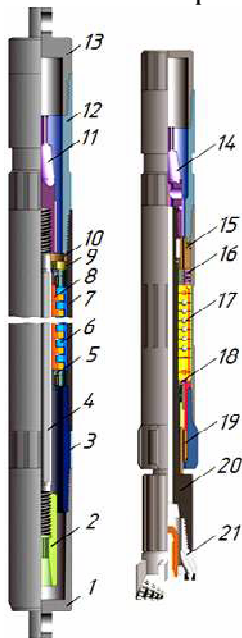


Рисунок 1.34 – Схема багатоступінчастого турбобура:

- 1 – захисний ковпак;
- 2 – нижня півмуфта;
- 3 – нижній перехідник; 4 – вал ротора; 5 – опора радіально-осьова; 6 – турбіни статора;
- 7 – корпус; 8 – турбіни ротора; 9 – обмежувач вала; 10 – регулювальне кільце; 11 – верхня півмуфта; 12 – верхній перехідник; 13 – захисна пробка;
- 14 – з'єднувальна півмуфта; 15 – опора-дросьель твердосплавна верхня; 16 – пружини тарілчасті статора; 17 – опора кулькова захищена; 18 – пружини тарілчасті ротора; 19 – опора-дросьель твердосплавна нижня; 20 – вал шпindelа; 21 – долото із генератором хвиль тиску

під'ятники. При обертанні вала разом із кільцями під'ятника останні труться по внутрішньому ободу під'ятника, облицьованого гумою, і тим самим передають йому радіальні навантаження. Втулки і середні опори, розміщені між турбінами, сприймають радіальні навантаження, що виникають у середній частині вала. Нижньою радіальною опорою є ніпель.

На базі односекційних турбобурів створені дво-, три- і чотирисекційні турбобури. Корпуси секцій з'єднуються за допомогою конічної різі; з'єднання валів здійснюється за допомогою конусних фрикційних муфт.

Секційні турбобури призначені для буріння глибоких свердловин, оскільки вони мають більший обертальний момент і велику потужність на валу.

Для буріння свердловин турбінним способом із відбором керна створені колонкові турбобури (турбодолота), в яких передбачено застосування знімного ґрунтоноса. Колонковим турбобуром є турбобур із порожнистим валом, на кінець якого нагвинчується бурильна головка.

Знімний ґрунтоніс (рис.1.36) поміщається в порожнистому валі турбобура і складається з головки 1, верхньої труби 2, клапана 3, призначеного для випускання рідини, що витісняється керном із колонкової труби 4, кернотримача 5. Насадження ґрунтоноса здійснюється на конусну поверхню опори, притиснутої до корпусу турбобура розпірною втулкою.

У процесі роботи турбобура його вал сприймає осьове навантаження, що складається із сил, спрямованих униз (від перепаду тиску і ваги деталей, які обертаються) і вгору (від реакції вибою). Осьове навантаження сприймається верхньою опорою (рис.1.35).

Верхня опора складається з під'ятника 1, диска 2 і кільця 3. У середній частині і по внутрішньому ободу під'ятника облицьовані гумою. Залежно від напрямку осьового навантаження диски під'ятника, обертаючись разом із валом, верхньою або нижньою своєю поверхнею спираються на гумове облицьовання під'ятників.

У процесі роботи вал турбобура сприймає також радіальні навантаження, для чого передбачені чотири радіальні опори.

Роль верхньої радіальної опори виконують кільця під'ятника і кільця під'ятника останні труться по внутрішньому ободу під'ятника, облицьованого гумою, і тим самим передають йому радіальні навантаження.

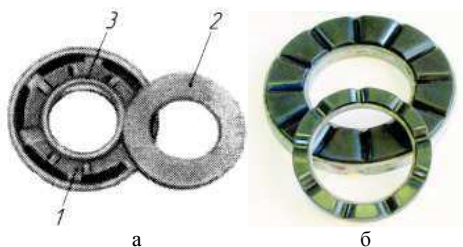


Рисунок 1.35 – Верхня опора турбобура:
а – опора; б – зовнішній вигляд під'ятників;
1 – під'ятник; 2 – диск; 3 – кільце

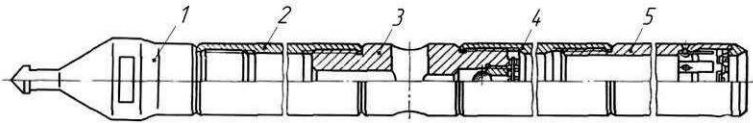


Рисунок 1.36 – Знімний ґрунтоніс колонкового турбобура

Ґрунтоніс притискається до опори під дією гідравлічної сили, яка виникає від перепаду тиску в турбобурі і долоті. При цьому сили тертя утримують ґрунтоніс від провертання.

У верхній частині головки ґрунтоноса є борт для захоплення її уловлювачем, що спускається в бурильну колону за допомогою лебідки. В іншому конструкція колонкових турбобурів аналогічна конструкції звичайних турбобурів.

Згідно з ГОСТ 26673-90 випускаються турбобури різних типів і конструктивних виконань із зовнішнім діаметром корпусу від 104,4 до 240 мм, що дозволяє застосовувати їх при бурінні свердловин долотами різних діаметрів.

Гвинтові двигуни [39,43,44]. Вибійні гвинтові двигуни (ВГД) для буріння свердловин були винайдені в 1966 р., їх серійне виробництво освоєне менше, ніж за 10 наступних років. Тепер, наприклад, у Російській Федерації за допомогою ВГД бурять близько 15 % від загального метражу, в певних районах їх частку доведено до 40 %. Найбільше застосування вони знайшли в бурінні свердловин з інтенсивно викривленими та горизонтальними ділянками стовбура, а також у капітальному ремонті експлуатаційних свердловин.

ВГД зберігають працездатність при варіації густини промивних рідин у широкому діапазоні – від пін і аерованих до обважнених із густиною до 2000 кг/м³, з вмістом у них частинок гірської породи розміром до 1 мм з концентрацією до 1 %, вони допускають перепад тиску на насадках гідромоніторних доліт до 8 – 10 МПа, можуть працювати при температурі у вибійній зоні свердловини до 100 °С.

За принципом дії гвинтові двигуни належать до об’ємних гідравлічних машин, багатозахідні робочі органи яких являють собою планетарно-роторний механізм із внутрішнім косозубим зачепленням. Це означає, що частота обертання, без урахування протікань бурового розчину в ущільненні, не залежить від зовнішнього навантаження гвинтового двигуна, а момент визначається перепадом тиску.

Пунктирною лінією переріз поділений на дві зони: високого тиску (під пунктиром, ліворуч) і низького тиску (над пунктиром, праворуч). У кожній зоні є камери, утворювані між зовнішньою поверхнею ротора – багатозахідного гвинта і внутрішньою поверхнею нерухомого статора. Камери не з’єднуються, оскільки ізольовані одна від одної витками нарізки ротора. До камер високого тиску каналом бурильної колони від бурових насосів надходить робоча – промивна рідина.

Рівнодійна R сили тиску промивної рідини в камерах високого тиску є геометричною сумою двох складових, із них нормальна N притискає ротор до статора по радіусу, а тангенціальна T створює обертальний момент щодо поздовжньої осі двигуна і приводить в обертальний рух ротор. Величина цього моменту практично не залежить від швидкості руху робочої рідини в камерах.

Принцип дії ВГД демонструє рис.1.37, на якому зображено поперечний переріз робочої пари – ротора 1 і статора 2.

ВГД виконує свою функцію перетворення потенціальної енергії тиску робочої рідини в механічну енергію обертального руху вала ротора завдяки таким конструктивним чинникам:

– число заходів зовнішньої нарізки на роторі на одиницю менше від числа заходів внутрішньої

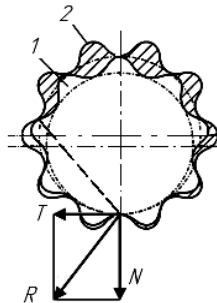


Рисунок 1.37 – Поперечний переріз робочої пари вибійного гвинтового двигуна:

- R – рівнодійна сил тиску робочої рідини в камерах високого тиску;
- N – нормальна складова рівнодійної;
- T – тангенціальна складова рівнодійної;
- 1 – ротор; 2 – статор

нарізки у статорі-корпусі;

- відношення кроку внутрішньої нарізки статора до кроку зовнішньої нарізки ротора дорівнює відношенню числа заходів нарізки статора до числа заходів нарізки ротора;
- довжина робочої (нарізаної) частини на роторі і в статорі не менша від кроку нарізки статора;
- профілі витків нарізок на роторі і в статорі у поперечному перерізі взаємно огинають один одного у безперервному контакті у довільній фазі зачеплення.

За призначенням ВГД поділяють на:

- двигуни загального призначення (для буріння вертикальних свердловин суцільним вибоєм);
- двигуни для буріння похилоспрямованих і горизонтальних стовбурів свердловин;
- для буріння кільцевим вибоєм із відбиранням керна;
- для ремонту експлуатаційних свердловин;
- ВГД із розділеним потоком робочої рідини.

У загальному випадку ВГД складається з секцій двигуна і шпинделя.

Секція двигуна приєднується замковою різью до нижнього кінця обважнених бурильних труб. Її статор – це сталева трубчаста деталь, усередині якої привулканізована гумова оболонка. Внутрішня поверхня оболонки має вигляд багатозахідної гайки. У статор із певним ексцентриситетом до його осі поміщено сталевий ротор – багатозахідний гвинт із витками відповідного профілю.

Односекційні гвинтові вибійні двигуни типу Д (рис.1.38) належать до двигунів загального призначення. Вони містять секції двигуна, шпинделя і переливного клапана. Корпуси секцій з'єднуються між собою за допомогою конічної різі.

Вузол з'єднання ротора і вихідного вала шпинделя, який виконаний у вигляді двошарнірного кардана або гнучкого вала, призначений для перетворення планетарного руху ротора у збіжне обертання вала шпинделя. Опори шпинделя сприймають радіальні навантаження від карданного вала.

Шпиндельна секція двигунів різних типорозмірів характеризується деякими особливостями і містить корпус, вихідний вал, осьову опору – багаторядний радіально-осьовий підшипник кочення, радіальні гумометалеві опори та ущільнення. На нижньому кінці вихідного вала встановлюється перехідник для з'єднання вала із долотом. У гідромоніторних долотах для зменшення протікань розчину опорний вузол двигуна містить ущільнення, що забезпечує буріння при перепадах тиску на долоті 8 – 10 МПа.

Такий гвинтовий вибійний двигун здатний передавати високий момент сили при низькій його частоті обертання, має високу довговічність і надійність роботи.

Секційні гвинтові двигуни типу ДС комплектуються з двох-трьох секцій двигуна, що складаються з гвинтових пар двигунів типу Д, і однієї шпиндельної секції. Комплектування робочих органів сприяє підвищенню довговічності гвинтових пар і двигуна. Для комплектування робочих органів двигуна розроблені різні варіанти з'єднання:

- складання з орієнтуванням робочих органів за гвинтовою лінією із жорстким з'єднанням роторів і статорів за допомогою перехідників;
- складання без орієнтування робочих органів із

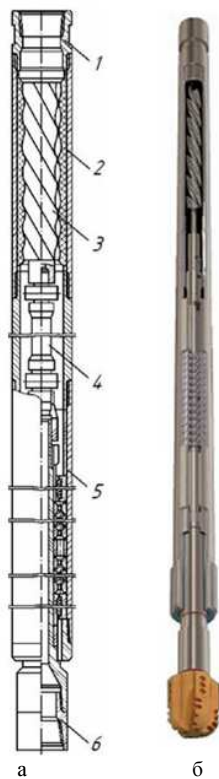


Рисунок 1.38 – Односекційний гвинтовий вибійний двигун типу Д:

- а – схема двигуна;
б – 3Д – модель; 1,6 – перехідник;
2 – статор; 3 – ротор; 4 – торсіон;
5 – карданний вал; 6 – шпиндель

жорсткими з'єднаннями статорів та з'єднанням роторів за допомогою шарніра, або гнучкого вала.

Гвинтові двигуни з порожнистим ротором дозволяють зменшити масу двигуна та істотно підвищити стійкість вузла з'єднання ротора із валом шпинделя.

Ротор виготовляється із трубної заготовки, яку отримують методом фрезерування або штампування, та з'єднується з валом шпинделя торсіоном, розмішеним усередині ротора. Така конструкція двигуна дозволяє поліпшити енергетичну характеристику і коефіцієнт корисної дії (ККД) та знизити рівень вібрацій двигуна. Завдяки уніфікації приєднувальних елементів робочих органів і торсіона ці двигуни можуть бути секційними. У двигунах застосовується простий і надійний переливний клапан манжетного типу.

Гвинтові двигуни типу ДГ призначені для буріння інтервалів набору кривизни та горизонтальних свердловин. Двигуни ДГ мають короткий шпиндель. Вони оснащені опорно-центрувальними елементами і корпусними шарнірами, що забезпечують ефективне проходження горизонтальних свердловин за потрібною траєкторією.

Турбінно-гвинтові двигуни [43,44]. Турбінно-гвинтові двигуни – це універсальні вибійні двигуни (рис.1.39). Вони містять три основні вузли: одну, дві або три турбінні секції, один гвинтовий модуль і шпиндель з осьовою опорою (за необхідності – шпиндель відхилення). Їх компонування побудоване на максимальному використанні уніфікованих вузлів серійних турбобурів, високомоментних турбобурів і гвинтових пар.

Таке компонування двигуна забезпечує високі величини моменту на вихідному валу при відносно низькій частоті його обертання. При цьому передбачене розвантаження гвинтового модуля на номінальному режимі роботи двигуна: модуль або підвищує, або поглинає момент лише при подоланні піка моменту на долоті або його перевантаженні, що зумовлює значне підвищення безвідмовного напрацювання гвинтової пари. Порівнюючи з відомими у практиці буріння турбобурами і гвинтовими вибійними двигунами, турбінно-гвинтовий

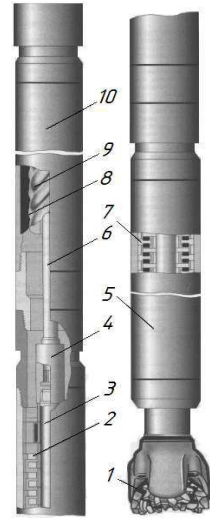


Рисунок 1.39 – Турбінно-гвинтовий двигун:

- 1 – долото; 2 – турбіна; 3 – вал турбіни; 4 – з'єднання торсіона і вала турбіни; 5 – шпиндельна секція; 6 – торсіон; 7 – опора осьова; 8 – статор гвинтовий; 9 – ротор гвинтовий; 10 – секція двигуна

вибійний двигун має ряд принципово важливих переваг. Він енергетично поєднує стабільність енергетичної характеристики, високий збіг параметрів моменту і частоти обертання, а також високу жорсткість лінії моментів, характерну для об'ємних гідромашин. Такий двигун позбавлений недоліків турбобура і недоліків гвинтового вибійного двигуна.

Електробури [39,44]. Електробури – це вибійні агрегати, в яких обертальний момент створюється зануреним, наповненим оливою, асинхронним електродвигуном. За допомогою електробурів можна бурити вертикальні, похилоспрямовані і розгалужено-

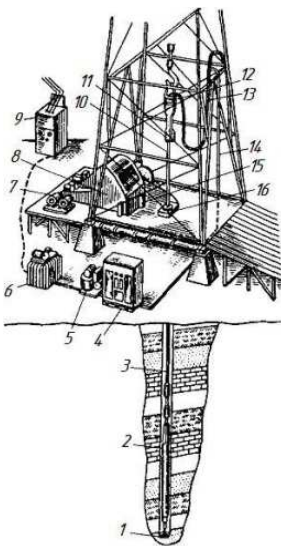


Рисунок 1.40 – Схема розміщення обладнання і інструменту при бурінні свердловин електробуром:

- 1 – долото; 2 – електробур; 3 – бурильна колона; 4 – станція керування електробуром; 5 – високовольний вимикач; 6 – силовий трансформатор; 7 – регулятор подавання долота; 8 – бурова лебідка; 9 – високовольний ящик; 10 – ведуча труба; 11 – струмоприймач; 12 – вертлюг; 13 – буровий рукав; 14 – зовнішній нерухомий кабель; 15 – пульт керування електробуром; 16 – ротор

горизонтальні нафтові й газові свердловини. Схема розміщення обладнання й інструменту, що забезпечують буріння свердловин електробуром, наведена на рис. 1.40.

Долото 1 з електробуром 2 опускають у свердловину на бурильній колоні. Електроенергія до двигуна електробура підводиться від силового трансформатора 6 зовнішнім кабелем 14, підвішеним до бурового рукава 13, і кабелем підведення струму, змонтованим усередині бурильної колони, складеної з бурильних труб із висадженими назвні кінцями. Третім провідником для живлення трифазного електродвигуна електробура є бурильна колона. Для введення кабелю всередину бурильної колони і створення безперервної електричної лінії для живлення електродвигуна як при обертанні і переміщенні в осьовому напрямку, так і при нерухомій бурильній колоні призначений струмоприймач 11 із контактним механізмом. Струмоприймач розміщений між вертлюгом 12 і ведучою трубою 10. Кабель усередині бурильної колони змонтований із секцій, довжина яких дорівнює довжині застосовуваних бурильних труб. На рис.1.41 показана схема електробура. На рис.1.42 показана секція кабелю.



Рисунок 1.41 – Схема електробура:
1 – шпindel; 2 – редуктор; 3 – електродвигун

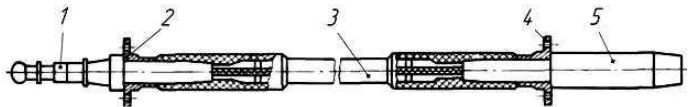


Рисунок 1.42 – Секція двожильного кабелю:

1 – двоконтактний стрижень; 2 – опора стрижня; 3 – кабель двожильний;
4 – опора муфти; 5 – двоконтактна муфта

На одному кінці секція має контактний стрижень 1, а на іншому – контактну муфту 5. Контактна муфта і стрижень виконані з гуми, в якій завулканізовані мідні контактні кільця із пластинками. Пластинки одним кінцем припаяні до контактного кільця, а іншим – до жил кабелю. При згвинчуванні бурильних труб контактний стрижень входить у контактну муфту і секції кабелю з'єднуються.

Електробур складається з двох основних вузлів – електродвигуна і наповненого оливою шпиделя (рис. 1.43).

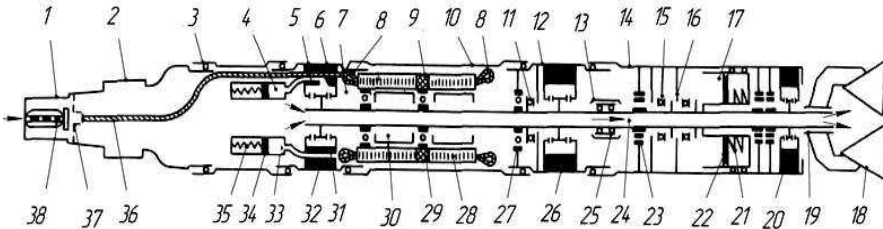


Рисунок 1.43 – Схема електробура зі шпindelем, наповненим оливою:

1 – запобіжний стакан; 2 – верхній переходник; 3 – корпус лубрикаторів; 4, 33 – лубрикатори; 5 – верхня торцева пара сальникового ущільнення; 6 – ущільнення кабельного входу; 7 – порожнистий вал електродвигуна; 8 – обмотка статора; 9 – діамантний пакет; 10 – корпус електродвигуна; 11 – опорний кульковий підшипник; 12 – з'єднувальний нижній корпус електродвигуна; 13 – зубчаста з'єднувальна муфта; 14 – корпус шпиделя; 15 – опорний кульковий підшипник; 16 – гумовий амортизатор; 17 – лубрикатор шпиделя; 18 – долото; 19 – переходник; 20 – сальникове ущільнення шпиделя; 21 – пружина лубрикатора; 22 – поршень лубрикатора; 23 – ролик радіальна опора; 24 – пустотілий вал шпиделя; 25 – втулка із гумовим ущільненням; 26 – нижнє сальникове ущільнення; 27, 29 – радіальні кулькові підшипники; 28 – секція статора електродвигуна; 30 – секція ротора електродвигуна; 31 – з'єднувальний верхній корпус електродвигуна; 32 – верхнє сальникове ущільнення; 34 – поршень лубрикатора; 35 – пружина лубрикатора; 36 – кабельний вхід; 37 – опора контактного стрижня; 38 – контактний стрижень

Промивна рідина з бурильної колони надходить до верхнього переходника 13 і, пройшовши між лубриками 14 і 25 усередині корпусу лубрикаторів 12, всередину пустотілого вала електродвигуна 1 і далі до долота. Вийшовши з отворів у долоті, промивна рідина, як і при роторному і турбінному способах буріння, підхоплює уламки розбуреної породи і затрубним простором піднімає їх на поверхню.

Для захисту електродвигуна від вологи внутрішня порожнина заповнюється оливою ще до спускання у свердловину. Дією поршня лубрикатора 15, на який тиснуть промивна рідина і пружина лубрикатора, підтримується надлишковий тиск у корпусі двигуна, компенсуючи втрати.

Пустотілий вал електродвигуна 1 з'єднується із устотілим валом шпинделя 29 за допомогою зубчастої з'єднувальної муфти 27. При подачі електроенергії в обмотку статора і ротора зануреного асинхронного електродвигуна його пустотілий вал починає обертатися, а отже, бертаються пустотілий вал шпинделя і долото.

Для буріння похилоспрямованих свердловин використовуються окремі механізми викривлення, які монтують між двигуном і шпинделем.

Для зменшення швидкості обертання долота і підвищення обертального моменту використовують редуктори, які також, як і механізми викривлення, монтують між двигуном і шпинделем.

Електробури ефективно працюють до глибин 7000 метрів при охолодженні прокачуваним розчином із гідростатичним тиском до 125 МПа. Температура прокачуваного розчину у свердловині в процесі усталеної циркуляції має бути не більше 80 °С. Порівнюючи з роторним і турбінним бурінням в однакових умовах, використання електробурів знижує собівартість метра проходження на 10 – 15 %, підвищення проходження на долото і збільшення механічної швидкості буріння в середньому на 16 – 18 %. Необхідно відзначити наявний багатий досвід використання електробурів при бурінні свердловин складного профілю в Західній Україні.

1.3.2 Обладнання для промивання свердловин

Призначення і класифікація промивних рідин. Періодичне промивання свердловин почали застосовувати з другої половини XIX століття, тобто з того часу, коли поширення набув ударний спосіб буріння. При цьому було доведено, що найкраще очищення вибою від розбуреної породи досягається при доливанні у свердловину невеликої кількості води. Застосування обертального способу буріння свердловин привело до необхідності безперервного промивання їх у процесі буріння. Вода була першою промивною рідиною і при цьому способі буріння. Розвиток технології буріння показав, що при розбурюванні глини і глинистих відкладень глинистий розчин, який утворюється в свердловині, значно полегшує процес проходження свердловини. Тому стали не тільки зберігати глинистий розчин, що утворився у свердловині, але й штучно готувати його на поверхні. Із зростанням глибин свердловин вимоги до їх промивання постійно зростали, що зумовило створення нових промивних рідин.

Основні функції промивних рідин [25]:

- винесення частинок розбуреної породи зі свердловини;
- утримування частинок розбуреної породи у зваженому стані при припиненні циркуляції;
- створення протитиску на стінку свердловини, тож запобігання обвалу порід і попередження проникнення у свердловину газу, нафти і води з розбурених пластів;
- глинізація стінки свердловини;
- охолодження долота, турбобура, електробура і колони;
- змащування деталей (що труться) долота, турбобура;
- передача енергії турбобуру (гвинтовому двигуну);
- захист бурового обладнання і бурильної колони від корозії. Промивна рідина повинна бути інертною до дії температур, мінералізованих вод пластів і уламків розбурених порід.

Промивні рідини бувають:

- замішані на водній основі, характерні представники яких вода і глинисті розчини;
- замішані на неводній основі, до яких належать вуглеводневі розчини (нафтові);
- насичені повітрям.

односторонньої дії УНБТ-1600 показано відповідно на рис.1.46 і 1.47.

Останнім часом на ринку з'явилися нові трипоршневі і чотирипоршневі бурові насоси односторонньої дії із двома компенсаторами на вихідній лінії (рис.1.48 а, б), компактні насоси для морських бурових установок (рис.1.48 в), п'ятипоршневі (рис.1.48 г).

Перспективною є конструкція модульного гідроприводного бурового насоса (рис. 1.49). ВАТ науково-виробничого підприємства «Оснастка» (м. Краматорськ) спільно зі швейцарською фірмою «Saxon technologies Sargi» підготували до виробництва гідропривідний буровий насос, побудований за модульним принципом. Насос складається з автономних модулів потужністю 110 кВт кожний. Маса одного модуля 5000 кг. Регулювання величини подачі – безступінчасте. Необхідна продуктивність досягається одночасним застосуванням декількох модулів, що працюють на одну магістраль. При цьому немає необхідності мати резервний насос на повну потужність, як це прийнято при експлуатації насосів із кривошипно-шатунним приводом. Достатньо мати один резервний модуль.

Насоси бурові гідропривідні мають ряд переваг над буровими насосами із кривошипно-шатунним (ексцентриково-шатунним) приводом:

- плавне регулювання подачі без зупинення насоса і заміни циліндрових втулок і поршнів;
- відсутність пульсації;
- збільшений міжремонтний термін експлуатації робочих поршнів і циліндрів за рахунок оригінальної конструкції для промивання механізму і робочих поршнів;
- не використовується важкий і дорогий у ремонті кривошипно-шатунний механізм;
- модульна побудова насоса і відносно невелика маса кожного модуля полегшують умови транспортування та монтаж насоса.

Насосний агрегат, скомпонований із 7 модулів, може замінити два насоси УНБ-600 виробництва «Уралмаш» (один з яких – резервний).

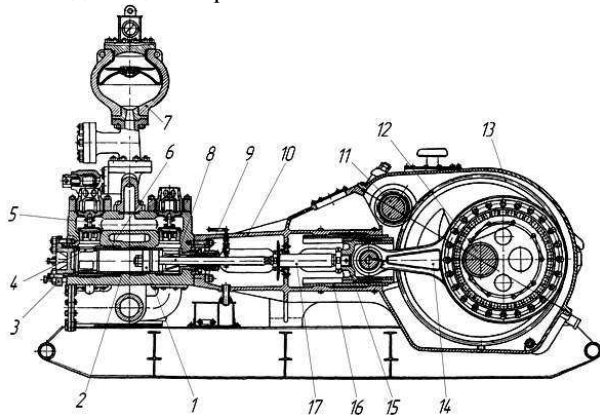


Рисунок 1.46 – Двопоршневий буровий насос двосторонньої дії:

- 1 – поршень; 2 – втулка циліндрова; 3 – кришка; 4 – прокладка;
 5 – клапан; 6 – ущільнення циліндрової втулки; 7 – пневмокомпенсатор;
 8 – шток; 9 – ущільнення штока; 10 – станина; 11 – трансмісійний вал;
 12 – корінний вал; 13 – зубчаста передача; 14 – ексцентриково-шатунний механізм;
 15 – крейцкопф (повзун); 16 – напрямні станини;
 17 – контршток (шток повзуна)

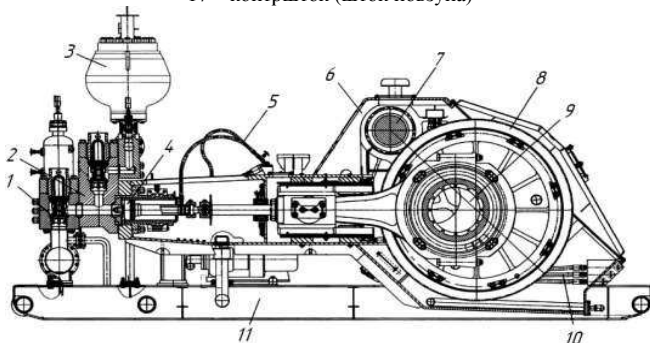


Рисунок 1.47 – Трипоршневий буровий насос

- односторонньої дії УНБТ-1600: 1 – клапан вхідний; 2 – блок гідравлічний; 3 – пневмокомпенсатор; 4 – циліндропоршнева група;
 5 – система мащення і охолодження ЦПП; 6 – корпус; 7 – трансмісійний вал;
 8 – зубчасте колесо; 9 – ексцентриково-шатунний механізм;
 10 – система мащення вузлів механічної частини; 11 – рама

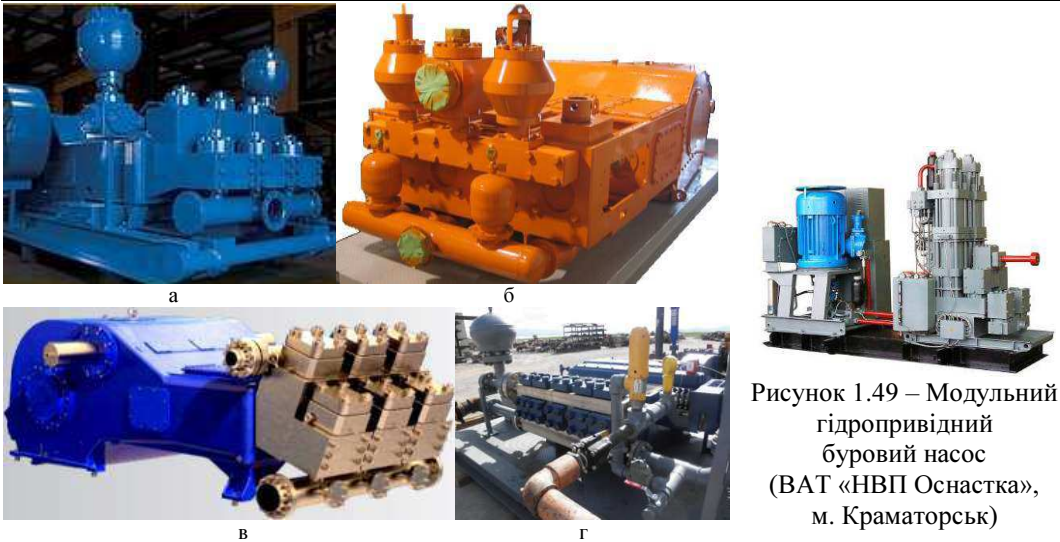


Рисунок 1.48 – Бурові насоси односторонньої дії:

- а – трипоршневий буровий насос із двома компенсаторами фірми «NATIONAL»;
- б – чотирипоршневий буровий насос компанії «WHITE STAR PUMP»;
- в – трипоршневий буровий насос фірми «GARDNER DENVER»;
- г – п'ятипоршневий насос

Детальніше класифікацію, конструкцію, основи розрахунків, технічні характеристики насосного обладнання та установок розглянуто в розд.3 цього посібника.

Приготування промивної рідини [22]. Якщо у свердловині є товщі колоїдних глин, промивна рідина утворюється в ній мимовільно під час буріння. У цьому випадку подана в свердловину вода призводить до диспергування глини, що вибурюється долотом, і утворює глинистий розчин. Властивості розчину, отриманого у свердловині, регулюються зміною кількості води в розчині і додаванням хімічних реагентів. Цей метод приготування промивної рідини – найдешевший і простий.

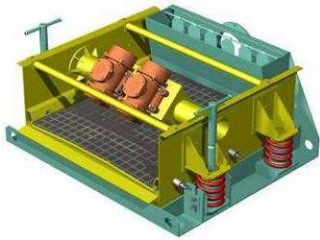
Якщо в розрізі свердловини немає глин належної якості, промивну рідину готують у механічних або гідравлічних мішалках на буровій установці або на заводі для приготування глинистого розчину, розташованому в районі бурових робіт. В останньому випадку промивна рідина подається на бурову установку трубопроводом.

Для приготування глинистого розчину застосовують глинопошки. У мішалках промивну рідину отримують шляхом інтенсивного перемішування глини з водою. За необхідності в розчині додають обважнювачі та інші необхідні хімічні реагенти.

Очищення промивної рідини [22,57,64]. Для очищення промивної рідини від розбуреної породи на шляху руху рідини від устя свердловини до резервуарів бурових насосів встановлюються сита або ситогідроциклонні установки (рис.1.50 а, б), що відокремлюють від неї розбурену породу. Ситогідроциклонна установка влаштована так, що промивна рідина, яка надходить у неї, спочатку очищається від великих частинок розбуреної породи на двох вібраційних ситах, а повне очищення рідини відбувається в гідроциклонних установках (рис. 1.51). Рідина в установку подається насосом (рис.1.52).

Завдяки дотичному розміщенню патрубків до корпусу гідроциклонна рідина після виходу з патрубка рухається подібно вихору в потоці відцентрових сил. Під впливом цих сил розбурені частинки відділяються з рухомого потоку рідини і відкидаються до стінки гідроциклонна. Зісковуючи стінкою гідроциклонна, частинки видаляються крізь регульований заслінкою отвір 3. Очищена рідина концентрується в центральній частині гідроциклонна і патрубком 4 зливається в систему жолобів, а потім – у приймальний резервуар насосів.

Рисунок 1.49 – Модульний гідропривідний буровий насос (ВАТ «НВП Оснастка», м. Краматорськ)



а



б

Рисунок 1.50 – Сито вібраційне ЛВС5-МТ (а) і ситогідроциклонний сепаратор СГС-1М2 (б)



а



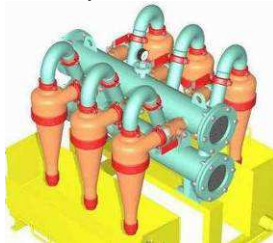
б

Рисунок 1.51 – Установа гідроциклонна УГ-30 (а) з елементом гідроциклона (б)

Для більш тонкого очищення бурового розчину від частинок породи розміром менше 0,8 мм використовують гідроциклонний муловіддільник (рис.1.53 а), який може містити 6 або 8 гідроциклонів та установку, що містить центрифугу (рис.1.53 б).

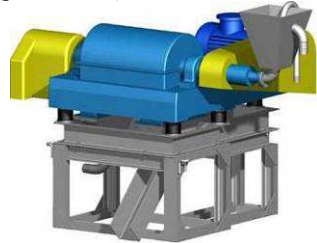


Рисунок 1.52 – Вертикальний шламний насос ВШН-150



а

Рисунок 1.53 – Муловіддільник гідроциклонний ІГ-1 (а) і установка тонкого очищення бурового розчину УТО-352Т (б)



б

Необхідно зазначити, що ефективність наведених вище установок для очищення розчину може суттєво знизитися через його загазованість. Унаслідок потрапляння газу в потік розчину зменшується швидкість буріння, особливо у м'яких породах, виникають обвали і флюїдопрояви через зниження густини бурового розчину, виникає небезпека вибуху або отруєння пластовими газами, наприклад, сірководнем. Тому важливою є необхідність видалення газу з розчину. Для цього використовують різні сепаратори та дегазатори бурового розчину різної пропускної здатності дегазованого розчину і пропускної здатності газу при атмосферному тиску і температурі 20 °С.

На рис.1.54 показано зовнішній вигляд вакуумного дегазатора розчину ДВС-3. Дегазатор використовується у складі циркуляційних систем приготування й очищення розчину.

Детальніше класифікацію, конструкцію, основи технологічних та конструкційних розрахунків, технічні характеристики обладнання для розділення емульсій, суспензій та газодисперсних систем розглянуто в розд.5 цього посібника.

Продування свердловин повітрям (газом) [22,24,57]

Суть продування свердловин повітрям полягає в тому, що для очищення вибою, винесення розбуреної породи на денну поверхню, охолодження долота замість промивної рідини у свердловину нагнітають газоподібні агенти: стиснене повітря, природний газ і вихлопний газ двигунів внутрішнього згорання.

Винесення розбуреної породи при продуванні свердловин повітрям здійснюється так. Від компресора стиснене повітря або газ вихідним трубопроводом подається буровим рукавом і крізь вертлюг у бурильну колону і далі крізь отвори в долоті на вибій



Рисунок 1.54 – Дегазатор бурового розчину ДВС-3

свердловини. Потік повітря або газу підхоплює шматочки розбуреної породи із вибою і затрубним простором піднімається до устя свердловини. Потім суміш повітря або газу з розбуреною породою прямує у викидну лінію, на кінці якої розміщений уловлювач шламу. Устя свердловини герметизують спеціальним пристроєм для захисту людей і обладнання від пилу, що виноситься зі свердловини.

Застосування продування свердловин повітрям або газом, порівнюючи із промиванням рідиною, має ряд переваг:

- збільшуються механічна швидкість проходження і проходження на долото за рахунок кращого очищення вибою свердловини від розбуреної породи, відсутності гідростатичного тиску стовпа рідини і поліпшення умов охолодження долота;

- поліпшуються умови буріння свердловини у тріщинуватих і кавернозних породах, в якій при промиванні свердловини поглинається промивна рідина, викликаючи часткові або повні втрати циркуляції;

- полегшуються умови буріння свердловини в безводних районах;

- забезпечується краще збереження продуктивного горизонту (особливо з низьким тиском пласта), оскільки в цьому випадку немає негативної дії промивної рідини на пори пласта;

- створюються умови для правильнішої оцінки геологами піднятого керна і частинок породи, яка виноситься, у зв'язку з відсутністю забрудненості породи промивною рідиною.

Проте продування свердловин можна застосовувати не в будь-яких геологічних умовах, що обмежує застосування цього методу очищення вибою свердловини. Найбільші труднощі виникають при продуванні свердловин у процесі буріння у водоносних горизонтах із значними водоприпливами, коли у зв'язку зі збільшенням гідростатичного тиску стовпа рідини погіршуються умови роботи компресорів.

Значними труднощами супроводжується також розбурування в'язких порід (типу глин), які можуть налипати на стінку свердловини і утворювати сальники на бурильній колоні. При розбуруванні таких порід з продуванням вибою повітрям можливі прихоплювачі бурильної колоні.

За наявності припливів води і при проходженні сипких порід, які обвалюються, застосовують промивання вибою глинистими розчинами, насиченим повітрям (у потік повітря додають воду). Такий спосіб очищення свердловин дозволяє досить легко встановлювати необхідний протитиск на прохідні пласти для запобігання інтенсивному припливу води у свердловину і обвалам порід.

Якщо в породах містяться горючі гази, щоб уникнути вибухів і пожеж інколи застосовують продування природним газом. Необхідно зазначити, що для буріння з продуванням потрібні потужні компресори, пристрої герметизації устя свердловини і уловлювач шламу із повітряної суміші, що входить із свердловини.

Подача у свердловину стисненого повітря повинна забезпечувати швидкість висхідного потоку в межах 8 – 20 м/с, що залежно від діаметрів коронок потребує витрати повітря 3 – 9 м³/хв.

При бурінні в умовах аномально низького тиску пласта особливо ефективним для продування є використання пінних систем. Густину піни можна легко регулювати в широкому діапазоні. Піна важко проникає у пористе середовище, тому можна бурити і розтинати пласти, зберігаючи природну проникність продуктивного пласта. Продування з використанням пінних систем дозволяє підвищити механічну швидкість буріння, проходження на долото, скоротити терміни освоєння свердловин, а також підвищити продуктивність свердловин. Недоліком пінних систем є їх невисока стійкість. Двофазна піна швидко руйнується не лише на поверхні, але й у свердловині. Тому припинення циркуляції під час нарощування інструменту і виконання СПО призводить до накопичення у вибійній зоні води. На стовбурі відсутня глиниста кірка, що може призвести до обвалу стінок і прихоплювача інструменту.

Запитання для самоперевірки

1. Що таке свердловина?
2. Який із способів буріння має найширше промислове застосування?
3. Що таке бурова установка? Дайте визначення.
4. Перелічіть основні системи та механізми бурової установки.
5. Опишіть шлях промивної рідини в циркуляційній системі бурової установки.
6. Які види вибійних двигунів вам відомі? З якою метою вони використовуються?
7. Що таке тампонаж? З якою метою його здійснюють?
8. За якими ознаками класифікують бурові установки?
9. За якими ознаками класифікують бурові долота?
10. Для чого призначені долота різально-сколювальної дії?
11. Для чого призначені долота різальної дії?
12. Для чого призначені долота різально-стиральної дії?
13. Які вам відомі типи тришарошкових доліт? Яке їх призначення?
14. Перелічіть складові комплексу обладнання для обертання бурильного інструменту.
15. Перелічіть складові комплексу обладнання для промивання свердловини.
16. Перелічіть основні функції промивних рідин.
17. У чому полягає суть продування свердловин повітрям?
18. Яких зусиль зазнає бурильна колона в цілому при бурінні роторним способом?

Приклади та контрольні задачі

Приклад 1.1. Розрахувати рейсову швидкість роботи долота, якщо відомо, що долото пройшло 85 м за 15 годин, а час на спуско-піднімальні операції і заміну інструменту становить 2 години.

Про оптимальний час роботи долота на вибої судять не за проходження за 1 рейс і не за механічною швидкістю, а за рейсовою швидкістю V_p , м/год, що визначається за формулою [24]:

$$V_p = \frac{h}{t+T} = \frac{85}{15+2} = 5,$$

де h – проходження на долото, м; t – час роботи долота на вибої, годин; T – час, витрачений на опускання і підймання долота, годин.

Задача 1.1. Яке з доліт працездатніше, якщо перше долото пройшло 60 м за 15 годин, друге – 45 м за 7 годин, третє – 60 м за 10 годин, а час на спуско-піднімальні операції і заміну кожного долота – 2 години?

Задача 1.2. Яке з доліт працездатніше, якщо перше долото пройшло 70 м за 15 годин, друге – 35 м за 7 годин, третє – 45 м за 8 годин, а час на спуско-піднімальні операції і заміну кожного долота – 2 години?

Задача 1.3. Обчисліть швидкість витікання розчину з промивальних каналів долота, якщо подача розчину $0,05 \text{ м}^3/\text{с}$, число отворів – три, а діаметр вихідного перерізу насадки 18 мм.

Задача 1.4. Обчисліть швидкість витікання розчину з промивальних каналів долота, якщо подача розчину $0,04 \text{ м}^3/\text{с}$, число отворів – три, а діаметр вихідного перерізу насадки 18 мм.

Задача 1.5. Якою повинна бути продуктивність бурового насоса для винесення частинок породи на поверхню, якщо діаметр долота 295 мм, діаметр бурильних труб 146 мм, а швидкість вихідного потоку 1 м/с?

Задача 1.6. Якою повинна бути продуктивність бурового насоса для винесення частинок породи на поверхню, якщо діаметр долота 295 мм, діаметр бурильних труб 146 мм, а швидкість вихідного потоку 1,3 м/с?

РОЗДІЛ 2 Обладнання для експлуатації нафтових, газових та газоконденсатних свердловин

2.1 Обладнання для розроблення нафтового, газового, газоконденсатного, сланцевого та гідратного покладів

Розроблення покладу (нафтового, газового, газоконденсатного, сланцевого, гідратного) – це комплекс заходів, спрямованих на видобування нафти, газу, конденсату при певному порядку розміщення свердловин на площі, черговості їх буріння і введення в експлуатацію, встановлення та підтримування режиму їх роботи і регулювання балансу пластової енергії [11,22,38].

Більшість нафтових і газових родовищ складається із декількох покладів або пластів, розташованих один над одним. У таких багатопластових покладах кожен експлуатаційний об'єкт (поклад, пласт) розробляється самостійно, причому черговість введення того або іншого об'єкта визначається згідно із техніко-економічними міркуваннями.

Однією мережею свердловин можуть спільно розроблятися декілька об'єктів. Так, розробляються поклади, в яких експлуатаційні об'єкти розташовані недалеко один від одного, геолого-фізичні властивості пластів (склад порід, проникність, пластовий тиск, розміри покладів, режими дренажування) і якісні характеристики нафти приблизно однакові.

Може здійснюватися також роздільна експлуатація декількох об'єктів однією мережею свердловин. У цьому випадку всі продуктивні пласти покладу (або основні з них) розробляються однією мережею свердловин. Свердловини оснащуються обладнанням, що забезпечує видобування нафти або газу з кожного пласта на поверхню самостійними каналами: наприклад, нафта з одного пласта видобувається підйомними трубами, а з іншого – простором між трубами.

Високопродуктивні пласти одного й того самого покладу – в основному об'єкти самостійного розроблення. Кожен такий пласт розробляється своєю мережею розміщення свердловин, які можна бурити як одночасно, так і послідовно. При застосуванні такої системи розбурювання багатопластового покладу забезпечується швидке зростання видобування нафти або газу. Проте при цьому витрачається велика кількість металу і засобів, оскільки свердловини споруджують на одній ділянці. При цьому використовують декілька мереж розміщення свердловин.

Якщо над високопродуктивним нафтовим або газовим пластом залягають малопродуктивні пласти, то, як правило, свердловини бурять на основний пласт лише однією мережею; пласти, що залягають вище основного, розробляються тими самими свердловинами після закінчення експлуатації нижнього основного пласта. Для цього нижню частину свердловини, в якій проти виробленого пласта була проведена перфорація, заливають цементним розчином і перфорують обсадну колону в інтервалі верхніх об'єктів.

При такій системі значно заощаджуються засоби на буріння свердловин, але сповільнюється розроблення всього покладу в цілому.

У всіх випадках порядок розбурювання і розроблення багатопластових покладів обґрунтовується техніко-економічними показниками з урахуванням можливості і необхідності зростання видобування нафти або газу і з урахуванням витрат матеріально-технічних засобів, потрібних для виконання того або іншого варіанта розроблення окремих пластів покладу.

Тепер при розробленні багатопластових покладів у більшості випадків застосовується комбінована система. При такій системі у розрізі покладу вибирається не один опорний горизонт, а два або навіть три, кожен з яких розробляється самостійною мережею

свердловин. Проміжні горизонти з меншою насиченістю нафтою або газом і меншою продуктивністю розробляються після виснаження опорних горизонтів.

Основними елементами в системі розроблення кожного нафтового або газового покладу є схема розміщення на ділянці експлуатаційних і допоміжних свердловин та кількість.

Важливим чинником, що характеризує раціональність системи розроблення нафтового покладу, є темп відбору нафти (сумарний видобуток нафти із пластів за певний проміжок часу). При заданому числі свердловин середній їх дебіт і поточний видобуток можуть бути різними залежно від встановленого режиму експлуатації свердловин. До кожного покладу повинен застосовуватись індивідуальний підхід для того, щоб розроблення його було раціональним і ефективним при дотриманні правил охорони надр.

Під раціональною системою розроблення нафтових покладів розуміють таку систему, при якій поклад розбурюється мінімально допустимим числом свердловин, що забезпечують задані темпи видобутку нафти, високу кінцеву нафтовіддачу при можливо мінімальних капітальних вкладеннях і мінімальній собівартості нафти.

Темп відбору нафти з покладу в активний період його експлуатації досягає понад 8 – 10 % за рік від початкових запасів. Забезпечення заданих темпів відбору нафти здійснюється шляхом встановлення відповідного дебіту експлуатаційних свердловин.

Особливості розроблення газових покладів [11,25,57].

Очевидно, що особливості розроблення газових покладів зумовлені несхожістю фізичних властивостей газу від відповідних властивостей нафти – меншою в'язкістю та густиною і значною стисливістю.

Видобуту з надр нафту перед переробкою можна тривалий час зберігати у резервуарах, розташованих у районах видобування нафти, на трасах нафтопроводів і на самих заводах. Видобутий газ необхідно відразу спрямовувати в магістральний газопровід або місцевим споживачам.

Отже, у більшості випадків основна особливість розроблення великих газових покладів полягає у нерозривному зв'язку всіх елементів у системі пласт – свердловина – газозбірні мережі на промислі – магістральний газопровід – споживачі.

Як і для нафтових покладів, в основу раціонального розроблення газового покладу закладений принцип видобування газу при оптимальних техніко-економічних показниках і при дотриманні умов охорони надр. Згідно із цим принципом при проектуванні визначають темп розроблення покладу в часі, загальний термін розроблення, кількість свердловин і схему розміщення їх на площі.

На вибір числа свердловин для кожного конкретного газового покладу істотно впливає діаметр свердловин. Чим більший її діаметр, тим більшим може бути дебіт, менші втрати енергії на тертя у стовбурі свердловини. Підвищення дебіту свердловин зумовлює зменшення їх числа. Разом із тим збільшення діаметра свердловин призводить до ускладнення і уповільнення буріння, великої витрати металу. Тому при проектуванні розроблення газових покладів дуже важливо вибрати оптимальний діаметр свердловин.

Схему розміщення свердловин вибирають залежно від форми покладу газу. У разі смугоподібного покладу свердловини розташовують у вигляді одного, двох або трьох прямолінійних ланцюжків, паралельних поздовжній осі покладу. У випадку кругового покладу – кільцевими батареями або ж рівномірно на всій ділянці покладу.

Коефіцієнт газовіддачі газових пластів, як правило, вищий за коефіцієнт нафтовіддачі. На відміну від нафти газ слабо взаємодіє із поверхнею пористого середовища, має незначну в'язкість.

Унаслідок великої пружності стисненого газу завжди має запас енергії, необхідний для фільтрації в пористому середовищі. При цьому пластовий тиск може зменшитися до величин, близьких до атмосферного тиску. Тому віддача газових покладів може теоретично досягати високих величин – 90 – 95 % і більше. Проте необхідно враховувати, що на віддачу газу впливає безліч чинників і величина її практично нижча.

Основний чинник, який впливає на величину газовіддачі – це залишковий тиск у покладі на кінцевій стадії його розроблення. Природно, що найбільша віддача газового пласта може бути досягнута при зниженні тиску пласта до можливого мінімального значення, при якому устьовий тиск у свердловинах буде близьким або навіть нижчим від атмосферного тиску (відбір газу зі свердловин під вакуумом). Проте за цих умов дебіт свердловин стає дуже низьким унаслідок невеликих перепадів тиску.

Тому згідно з техніко-економічними вимогами розроблення газового покладу практично припиняють при тиску на устях свердловин, більшому від атмосферного.

Кінцевий коефіцієнт газовіддачі при розрахунках, як правило, становить 0,7 – 0,8.

Особливості розроблення газоконденсатних покладів [11,38,57]

Поклади газів, що містять розчинені рідкі вуглеводні, називаються газоконденсатними.

Вміст конденсату в газах залежить від складу газів, пластового тиску і температури. В одних покладах в 1 м³ газу міститься лише декілька кубічних сантиметрів конденсату, в інших – до декількох сотень. В основному вміст конденсату в газі знаходиться в межах 40 – 600 см³/м³.

Газоконденсатні поклади, що залягають на глибинах понад 1500 м, характеризуються тим, що вуглеводневі суміші, що містяться в них, як правило, перебувають в однофазному стані – важкі компоненти повністю розчинені в масі легких газоподібних компонентів.

При розробленні газоконденсатного покладу у міру падіння тиску з газу починає виділятися конденсат. У першу чергу конденсуються найважчі компоненти, а потім легші. Тиск, при якому починається виділення з газу конденсату, називається тиском початку конденсації.

Конденсат може виділятися як на поверхні із видобутого газу, так і в пласті при зниженні тиску. В останньому випадку конденсат всмоктується породою пласта, і значна частина його може зовсім залишитися в пласті.

Тому газоконденсатні поклади треба розробляти при вибійному тиску у свердловині, більшому від тиску початку конденсації, за схемою «конвеєра» (сайклінг-процес, англ. cyclung process), при якому газ із конденсатом з експлуатаційної свердловини надходить в установку комплексної підготовки, в якій газ відокремлюють від газоконденсату, переробляють, осушують від води, очищають від домішок. Потім чистий сухий газ стискається компресорами до тиску, що перевищує тиск у свердловинах на 15 – 20 %, і під цим тиском нагнітальними свердловинами подається назад у пласт.

Особливості розроблення сланцевих покладів [57]

Сланець – це тверда порода, в Україні залягає здебільшого на глибині 2000 – 3000 м. Порода характеризується низькою пористістю і проникністю. Газ у такій породі, яка насичена органічними речовинами, – це звичайний, природний, горючий газ, а не «сланцевий газ», що можна видобути штучно шляхом розкладання органіки під високою температурою без доступу повітря (піролізу). Професор Б. Й. Маєвський (ІФНТУНГ) уточнює, що так званий «сланцевий газ» – це побічний продукт переробки менілітових сланців на сланцеву нафту. Проте спроба отримати таким способом нафту виявилася високозатратною, економічно невиправданою і навіть екологічно загрозливою. При цьому отримуваний побічний продукт – «сланцевий газ» – взагалі не мав практичного зацікавлення. Отже, академічне поняття «сланцевий газ» – це саме той газ, що штучно виділявся як побічний продукт зі сланців у результаті високотемпературного піролізу.

Тепер у світі, зокрема у США, Польщі та й на вітчизняних теренах, відомі родовища природного горючого газу, який є у сланцевих породах, багатих на органіку, помилково представляється як «сланцевий газ». Технологія видобутку такого газу з'явилася у світі порівняно недавно. Вона полягає у бурінні вертикальної свердловини із переходом у горизонтальну – вздовж щільних сланцевих пластів (рис.2.1). Потім під значним тиском проводять гідророзрив із використанням хімічних речовин. У породі утворюються тріщини, з яких і вивільняється газ.

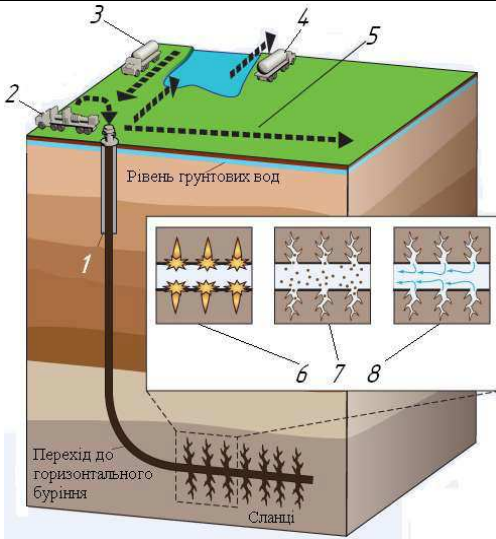


Рисунок 2.1 – Схема видобування сланцевого газу:

- 1 – обсадна колона; 2 – агрегат закачування суміші з піску, води і хімічних речовин у свердловину;
- 3 – автоцистерни води для гідророзриву;
- 4 – відправлення води на очисні споруди;
- 5 – видобутий природний газ; 6 – перфорація;
- 7 – гідророзрив породи; 8 – приплив газу

на неймовірно багато років. Якщо видобувати метан з моря в тому самому обсязі, в якому його видобувають тепер на суходолі, то газу вистачить на сотні років.

Утім, питання в тому, що дотепер у світі немає надійної, економічної і екологічної технології видобування метану з гідратів. І це завдання є не менш актуальним, ніж проблема видобування сланцевого газу.

Спеціалісти намагалися плавити гідрати гарячим розчином солі NaCl (рис.2.2) або створювати у свердловині розрідження. Але ці методи мають суттєві недоліки. Так, використання розчинів солей призводить до корозії труб і обладнання, а зниження тиску в пласті потребує вирішення проблеми підведення теплоти для компенсації теплоти розкладання гідратів.

Тому поки що розроблення родовищ пов'язане зі значними технічними труднощами і матеріальними витратами, оскільки контролювати і впливати на тиск і температуру пласта надзвичайно складно. Крім того, немає сумніву, що людство навчиться видобувати гідратний метан і цим забезпечить себе енергією на майбутні роки. Це лише питання часу, і новітні технології будуть знайдені і впроваджені. Канада вже при сучасних технологіях зуміла підтримувати шестидобовий

В Україні розроблення і промислове видобування цього газу сукупно з економічним використанням здатні певною мірою, у перспективі, поліпшити енергетичну безпеку. Водночас запаси сланцевого газу в Україні ще недостатньо вивчені.

Розроблення покладів газогідратів [57]

Газогідрати – це поклади звичайного непрозорого льоду, що містять газ метан, який за своїм складом аналогічний природному газу, але тісно «упакований». З 1 м³ газогідрату можна отримати 200 м³ газу. У великих кількостях газогідрати можуть існувати лише при високих тисках і низьких температурах, наприклад, на дні морів і океанів а також у зоні вічної мерзлоти. При пониженні тиску з газогідратів виділяється газ метан.

Величезні запаси таких покладів Україна має в економічній зоні Чорного моря. За попередніми дослідженнями дна Чорного моря за допомогою підводних телероботів, група вчених дійшла висновку про можливість забезпечення України енергією

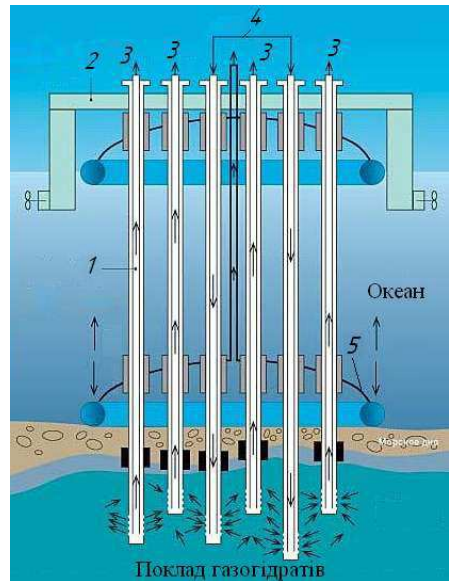


Рисунок 2.2 – Схема розроблення газогідратів з мобільної плавучої платформи за допомогою закачування гарячого розчину солі:

- 1 – труба; 2 – мобільна плавуча платформа;
- 3 – метан; 4 – розчин солі; 5 – газозбірний ковпак

стабільний вихід газу із свердловини, пробуреної в арктичній зоні, що, безумовно, є справжнім проривом у галузі.

Штучні методи дії на нафтові пласти [25,57]

Природна пластова енергія у більшості випадків не забезпечує високих темпів і достатньої повноти відбору нафти з покладу. Навіть при ефективному водонапірному режимі дренажування у процесі розроблення покладу тиск пластів знижується, що свідчить про виснаження пластової енергії. Це пояснюється тим, що об'єм пластової води, що надходить у нафтову частину покладу, як правило, менший від об'єму видобувних з пласта нафти і газу, внаслідок чого пластовий тиск починає зменшуватися.

Штучне підтримування пластової енергії – це заходи, спрямовані на підвищення темпу відбору нафти з покладу і отримання підвищених коефіцієнтів нафтовіддачі, характерних для напірних режимів розроблення.

Тепер часто підтримування пластової енергії здійснюється застосуванням законтурного заводнення, тобто нагнітанням води в законтурні водоносні зони покладу (рис.2.3). Воду закачують у пласт нагнітальними свердловинами, що розміщуються за зовнішнім контуром нафтоносності вздовж периметра покладу. Експлуатаційні нафтові свердловини розміщуються усередині контуру нафтоносності рядами, паралельними контуру.

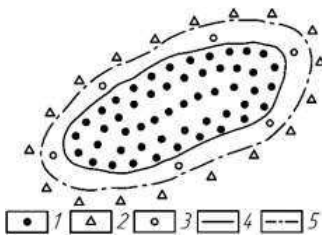


Рисунок 2.3 – Схема

законтурного заводнення:

- 1 – нафтові свердловини; 2 – нагнітальні свердловини; 3 – контрольні свердловини;
- 4 – внутрішній контур нафтоносності;
- 5 – зовнішній контур нафтоносності

У результаті заводнення створюється штучний контур живлення покладу водою, наближений до зони розроблення пласта, що створює умови для підвищення відбору нафти з нього і для інтенсифікації розроблення покладу. У цьому випадку підвищений тиск, який створюється на лінії нагнітальних свердловин, активно впливає лише на 2 – 4 ближні ряди експлуатаційних свердловин.

Якщо площа нафтового покладу значна за розмірами, то для інтенсифікації його розроблення застосовують внутрішньоконтурне заводнення. Суть цього методу полягає у штучному «розрізанні» покладу на окремі площі або блоки шляхом нагнітання води в ряди нагнітальних свердловин, що розташовуються уздовж ліній розрізання усередині контуру нафтоносності. Таким чином, створюються близькі до експлуатаційних свердловин штучні контури живлення, а кожна площа розробляється самостійно (рис.2.4 а).

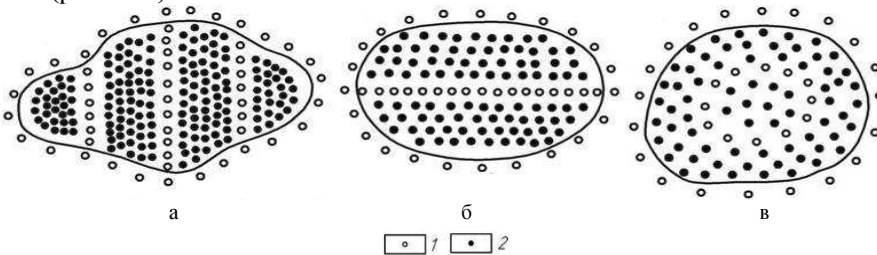


Рисунок 2.4 – Схеми внутрішньоконтурного заводнення:

- 1 – нагнітальні свердловини; 2 – експлуатаційні свердловини

Для інтенсифікації розроблення застосовують комбінацію законтурного заводнення із внутрішньоконтурним (центральною) або локальним заводненням (рис. 2.4 б, в).

Для підтримування пластового тиску в нафтовому покладі на заданому рівні об'єм закачаної води у процесі заводнення повинен дорівнювати об'єму видобутих із покладу нафти, газу і пластової води. Під час проектування процесу заводнення пласта враховуються можливі втрати води в результаті витікання її в периферичній зоні пласта.

При внутрішньоконтурному заводненні можливий відтік частини води у верхні або нижні пласти крізь нещільності в цементному кільці окремих свердловин.

Практикою встановлено, що для підтримування пластового тиску на одному рівні при законтурному або внутрішньоконтурному заводненні в пласт треба закачувати 1,6 – 2,0 м³ води на кожен тонну видобутої нафти. При видобуванні разом із нафтою пластової води враховується і її об'єм. Якщо потрібно підвищити пластовий тиск, об'єм води збільшують.

Число нагнітальних свердловин при заводненні пластів визначається тиском за об'ємом закачаної води на середню поглинальну здатність однієї свердловини при оптимальному тиску нагнітання. Тиск нагнітання визначається типом наявного насосного обладнання. Тиск на вибої нагнітальної свердловини:

$$P_{\text{воб}} = P_{\text{нас}} + P_{\text{см}} - P_m, \quad (2.1)$$

де $P_{\text{воб}}$ – тиск на вибої свердловини; $P_{\text{нас}}$ – тиск на виході насоса; $P_{\text{см}}$ – тиск на вибої стовпа води у свердловині; P_m – втрати тиску на тертя в трубах від насоса до вибою свердловини (P_m визначаються за відомими формулами з гідравліки).

Застосування законтурного або внутрішньоконтурного заводнення для відновлення пластової енергії, що витрачається при відбиранні нафти з пласта, дозволило значною мірою інтенсифікувати процеси розроблення нафтових покладів. Виявилось можливим різко підвищити темпи відбирання нафти з пластів і тим самим зменшити терміни їх розроблення при забезпеченні високих кінцевих коефіцієнтів нафтовіддачі.

На родовищах, що розробляються за допомогою законтурного заводнення, високий рівень поточного видобутку нафти зберігається тривалий час і лише на останніх етапах розроблення знижується до мінімуму.

При заводненні нафтових пластів робочим агентом може використовуватися вода як поверхневих водоймищ (річки, моря, озера), так і глибинних водоносних горизонтів, а також пластова вода, що видобувається з надр разом із нафтою. Так, на всіх морських родовищах і родовищах, розташованих поблизу моря, для нагнітання в пласт використовується морська вода. Для родовищ, розташованих у районах із добре розвинутою системою річок, для заводнення пластів, як правило, застосовується річкова вода, яка забирається з річок або з артезіанських свердловин, що розміщуються в заплаві цих річок. Часто для заводнення нафтових пластів використовуються води глибинних водоносних горизонтів, якщо вони є на ділянці родовища або поблизу від нього.

Разом із зазначеними джерелами водопостачання в усіх випадках треба використовувати пластові води, підняті на поверхню з покладів нафти. Таке використання пластових вод дозволяє вирішити інше важливе завдання – запобігання забрудненню території промислів і водоймищ дуже мінералізованими водами. Проте кількість води, яка видобувається разом із нафтою, як правило, буває недостатньою для повної компенсації відбору всієї рідини з покладу, особливо в перші періоди його розроблення, коли заводнення нафти ще невелика. Пластова вода у більшості випадків є лише додатковим джерелом водопостачання для заводнення нафтових пластів.

Вода, призначена для нагнітання в пласт, повинна бути якомога чистішою, не містити великих кількостей механічних домішок і сполук заліза, сірководню, вуглекислоти, нафти, а також органічних домішок (бактерій і водоростей).

Для очищення води в системах заводнення пластів споруджують водоочисні установки [57].

Вода, яка надходить на водоочисну установку, залежно від її якості для очищення піддається:

- коагуляції – укрупненню найдрібніших зважених у воді частинок з утворенням осідаючих пластівців;
- фільтрації – очищенню від зважених частинок після коагуляції (як правило, у піщаних фільтрах);
- знезалізненню – зменшення вмісту сполук заліза, які можуть у пласті випадати в осад;

- пом'якшенню – підлогуванню гашеним вапном;
- хлоруванню – ліквідації мікроорганізмів, бактерій;
- стабілізації – надання воді стабільного хімічного складу і особливо попередження збагачення її залізом, оскільки вода закачується в пласт сталевими трубами.

Залежно від властивостей води схема підготовки її може бути різною. Наприклад, при використанні поверхневих вод можна не проводити знезалізнення води. Іноді досить пропустити воду крізь піщані фільтри для звільнення її від механічних домішок. Підрушлові води практично не мають потреби і в такому очищенні. Води, які пройшли крізь природні фільтри, майже не містять механічних домішок. Мінералізовані води водоносних пластів нафтових покладів також не потребують спеціальної обробки.

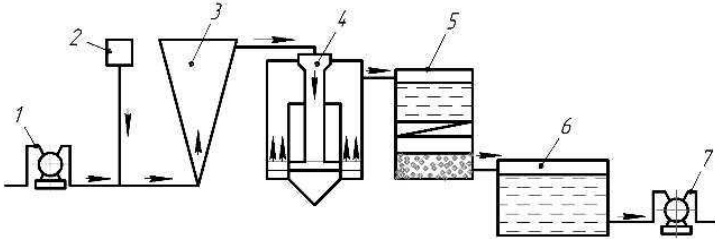


Рисунок 2.5 – Схема водоочисної станції:

1 – насоси першого підйому; 2 – дозувальний пристрій; 3 – змішувач;
4 – освітлювач; 5 – гравітаційний фільтр; 6 – резервуар; 7 – насос

механічних частинок насосами 1 першого підйому спрямовується у змішувач 3.

Найпоширеніший у практиці оброблення води коагулянт – сірчаноокислий алюміній (сірчаноокислий глинозем). Кількість коагулянту в кожному випадку вибирають залежно від каламутності води і характеристики суспензії. У змішувачі при підйомі води зі швидкістю, яка постійно знижується, відбувається коагуляція дрібних зважених частинок. Потім вода потрапляє в освітлювач 4, в якому при повороті потоку на 180° осідає основна кількість зважених частинок. Решта кількості суспензії затримується у гравійних фільтрах 5. Очищена вода наповнює резервуари 6, з яких насосами 7 спрямовується на кушові насосні станції і далі розподіляється на нагнітальні свердловини.

Схеми водопостачання для заводнення пластів можуть розрізнятися залежно від місцевих умов кожного району. Проте будь-яка схема, коли використовуються поверхневі водоймища як джерела водопостачання, складається з таких основних елементів (рис.2.6):

- водозабірних споруд, призначених для забору води з джерел і подачі її у водопровідну мережу або на водоочисну установку;

- водоочисної установки (якщо потрібне очищення води);

- мережі магістральних і розподільних водоводів;

- насосних станцій для подачі води у водопровідну мережу і нагнітання її у нагнітальні свердловини;

- нагнітальних свердловин.

Кушові насосні станції, призначені для нагнітання води в пласт нагнітальними свердловинами, обладнуються потужними багатоступінчастими відцентровими насосами з подачею до 0,04 м³/с і тиском до 10 – 20 МПа (рис.2.7). Залежно від числа встановлених насосів (з урахуванням резерву) подача однієї кушової станції становить 4 – 10 тис. м³

На рис.2.5 показана схема водоочисної станції при використанні для нагнітання в пласт води з відкритих водоймищ.

Вода з водоймища після додавання в неї необхідної кількості коагулянту з дозувального пристрою 2 для укрупнення дрібних

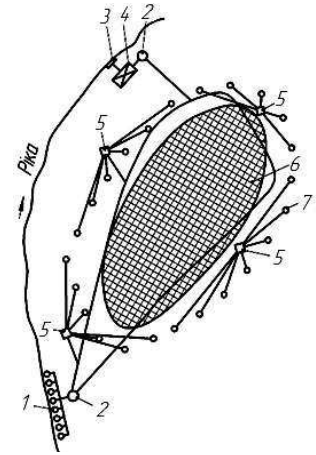


Рисунок 2.6 – Схема водопостачання для законтурного заводнення:

1 – свердловини підрушлого водозабору; 2 – насосна станція першого підйому; 3 – відкритий водозабір; 4 – станція водоочищення; 5 – кушові насосні станції; 6 – площа розташування нафтових свердловин; 7 – нагнітальні свердловини

води за 1 добу. Кожна кушова станція може обслуговувати до 20 нагнітальних свердловин.

Детальніше класифікацію, конструкції, основи технологічних та конструкційних розрахунків, технічні характеристики обладнання насосних станцій та установок розглянуто в розд.3 цього посібника.

Вода розподіляється на нагнітальні свердловини водорозподільними батареями, що встановлюються на кожній кушовій станції. Батареями регулюється подача води в кожную свердловину. Встановлені на них діафрагмові лічильники заміряють і рахують закачану воду.

У покладах нафти з газовою шапкою або великими кутами падіння порід підтримування тиску досягається нагнітанням газу або повітря в підвищену її частину (газову шапку). Для підтримування пластового тиску в такому покладі шляхом нагнітання газу в пласт із початку його розроблення, потрібне будівництво потужних компресорних станцій із компресорами, розрахованими на високий тиск, оскільки тиск нагнітання повинен бути на 10 – 20 % вищим за пластовий тиск. Спорудження таких компресорних станцій із усім підсобним господарством пов'язане із витратою значних капіталовкладень і є дуже трудомісткою роботою. Тому в більшості випадків обмежуються підтриманням пластового тиску на рівні, який може бути забезпечений тиском стандартних компресорів (5 – 12 МПа), що випускаються промисловістю, тобто нагнітання газу починають на пізнішій стадії його розроблення. Газ або повітря, як правило, нагнітається у свердловини, розташовані в присклепінній частині покладу. При цьому природні нафтові гази є найкращим робочим агентом, але якщо промисел не має у своєму розпорядженні потрібної кількості газу, то за відсутності в пласті газової шапки можна у склепінну частину покладу нагнітати також і повітря. Нагнітання повітря в газову шапку небажано, оскільки це призводить до значного погіршення властивостей газу. Кількість газу, що нагнітається в свердловини, або повітря оцінюється експериментальним визначенням поглинальної здатності свердловин. Практично можна вважати нормальним, якщо в кожную нагнітальну свердловину закачується від 10 до 25 тис. м³ газу.

Якщо нафтовий поклад розробляється без підтримання пластового тиску, первинні запаси енергії пласта швидко витрачаються. В результаті дебіт свердловин знижуються неістотно.

При цьому у покладі залишаються величезні кількості нафти. Для підвищення поточного видобутку нафти з таких «виснажених» покладів і збільшення сумарної нафтовіддачі застосовують вторинні методи видобутку нафти – ті самі методи нагнітання у пласт води, повітря або газу, але в менших об'ємах і при меншому тиску, ніж при процесах підтримання пластового тиску [22].

Залежно від величини пластового тиску, фізичних властивостей нафти, вмісту в ній води і газу, проникності порід пласта та ін. нафтові свердловини експлуатуються різними способами.

Відомі способи експлуатації свердловин [22,25,57] поділяють на:

- фонтанний спосіб, коли нафта видобувається зі свердловин самовільним виливом;
- за допомогою енергії стисненого газу, який вводиться у свердловину ззовні;
- насосний спосіб – видобування нафти за допомогою насосів різних типів.

Дві останні групи способів експлуатації умовно називають механізованими, хоча цей термін в окремих випадках не відображає дійсний процес.

Усі газові свердловини експлуатуються лише фонтанним способом, тобто при будь-якому пластовому тиску механізмів для видобування газу з пласта не застосовують.

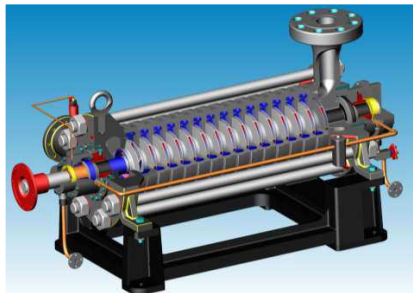


Рисунок 2.7 – Багатоступінчастий відцентровий насос для нагнітання води у пласт

2.2 Обладнання та арматури для фонтанної експлуатації свердловин

Спосіб експлуатації свердловин, при якому підняття нафти або суміші нафти з газом від вибою на поверхню здійснюється за допомогою природної енергії, називається фонтанним. Якщо тиск стовпа рідини, яка заповнює свердловину, менший від пластового тиску і вибійна зона не забруднена (стовбур свердловини сполучається із пластом), то рідина переливатиметься з устя свердловини, тобто свердловина фонтануватиме. Фонтанування може відбуватися під впливом гідростатичного напору або енергії газу, який розширюється, або того й іншого разом [43].

Фонтанування лише за рахунок гідростатичного тиску пласта – явище досить рідкісне у практиці експлуатації нафтових свердловин. Це відбувається тоді, коли у пластовій нафті міститься невелика кількість газу. При цьому пластовий тиск вищий за тиск стовпа нафти, що заповнює свердловину.

У більшості випадків головну роль у фонтануванні свердловин відіграє газ, який міститься разом із нафтою у пласті. Це властиво навіть родовищам із явно вираженим водонапірним режимом, коли газ в умовах пластів повністю розчинений у нафті і в пласті рухається однорідна рідина. При експлуатації свердловини, пробуреної на такий пласт, вільний газ із нафти починає виділятися лише в підймальних трубах і на такій глибині, на якій тиск нижчий від тиску насичення нафти газом. У цьому випадку підняття нафти у свердловині відбуватиметься внаслідок гідростатичного напору і енергії стисненого газу у верхній частині свердловини. На глибині, що відповідає тиску насичення нафти газом, останній починає виділятися з нафти у вигляді найдрібніших бульбашок. У міру просування вгору бульбашки газу зазнають все меншого тиску, внаслідок чого об'єм бульбашок газу збільшується і густина суміші рідини і газу стає все меншою і меншою. Загальний тиск стовпа газорідинної суміші на вибій свердловини стає меншим за пластовий тиск, що викликає мимовільне виливання нафти, тобто фонтанування свердловини.

При всіх способах експлуатації, у тому числі і при фонтанному, підняття рідини і газу на поверхню відбувається трубами невеликого діаметра, які спускаються у свердловину перед початком їх експлуатації. Ці труби називаються насосно-компресорними. Залежно від способу експлуатації їх також називають фонтанними, компресорними, насосними, а також підйомними (ліфтовими) [44].

Стандартом передбачено виготовлення насосно-компресорних труб таких умовних діаметрів (за зовнішнім діаметром): 33, 42, 48, 60, 73, 89, 102 і 114 мм з товщиною стінок від 3,5 до 7 мм. Довжина однієї труби становить 5 – 8,5 м (у середньому 8 м). Труби виготовляють безшовними, тобто суцільнотягнутими із сталей високоміцних марок. На кінцях кожної труби нарізають однакову різь. На один її кінець на заводі нагвинчують муфту, щоб при згвинчуванні труби з вільним кінцем іншої труби муфта не відгвинчувалася. При фонтанній експлуатації у більшості випадків застосовують НКТ діаметрами 60, 73 і 89 мм, а для високодебітних свердловин – діаметрами 102 і 114 мм. Труби, як правило, спускають до фільтра. Застосування підймальних труб при фонтанній експлуатації забезпечує:

1. Ефективність освоєння свердловини, оскільки два самостійні канали в ній (підймальні труби і затрубний простір) дозволяють замінювати промивну рідину в стовбурі на легшу рідину (воду, нафту). Крім того, підймальні труби дозволяють освоювати свердловину за допомогою компресора.

2. Рациональне використання енергії газу, який розширюється, оскільки при підйомі суміші каналом підймальних труб із незначною площею поперечного перерізу різко зменшуються втрати нафти при стіканні її стінками труб і зменшуються втрати на тертя в результаті ковзання газу. Крім того, з нафти виділяється менша кількість газу, ніж при фонтануванні експлуатаційною колоною, а тому густина газу здебільшого зменшується.

Тому фонтанування може відбуватися при малій величині пластового тиску. Використання підймальних труб найменшого діаметра – один із способів забезпечення якомога тривалішого фонтанування малодобітних свердловин.

3. Запобігання утворенню піщаних пробок на вибої свердловин, оскільки великі швидкості газонафтового струменя в трубах меншого перерізу забезпечують повне винесення на поверхню піску зі свердловини.

4. Полегшення боротьби з відкладеннями значної кількості парафіну, які утворюються при видобутку нафти.

Устя фонтанних свердловин обладнують міцною сталеву арматурою (трубною головкою і фонтанною ялинкою).

Арматура призначена для обв'язування устя наземних фонтанних нафтових і газових свердловин з метою герметизації устя, його обв'язування, підвіски колони НКТ, контролю і регулювання режиму роботи фонтанних, насосних і нагнітальних свердловин, перекриття та спрямування видобутої продукції у магістраль, а також для проведення необхідних технологічних операцій на свердловині.

Трубна головка призначена для підвішування фонтанних труб і герметизації міжтрубного простору, фонтанна ялинка – для спрямування газорідного струменя у викидні лінії, а також для регулювання і контролю роботи свердловин.

Оскільки фонтанні ялинки за умовами експлуатації відносять до одного з найвідповідальніших видів промислового обладнання, їх випробовують на тиск, у 1,5– 2 рази більший за паспортний робочий тиск. Фонтанні арматури розрізняють за конструктивними і міцнісними ознаками:

– за робочим тиском – заводи випускають фонтанну арматуру, розраховану на тиск від 14 до 140 МПа;

– за розмірами прохідного поперечного перерізу стовбура – від 50 до 150 мм;

– за конструкцією фонтанної ялинки – хрестові і трійникові;

– за числом рядів труб, що спускаються в свердловину, однорядні і дворядні;

– за видом запірних пристроїв – із засувками або із кранами.

Фонтанна арматура з діаметрами стовбура, що дорівнюють 100 і 150 мм, передбачена для високодобітних нафтових і газових свердловин. Арматуру, розраховану на тиск 140 МПа, можна використовувати для надглибоких свердловин або свердловин з аномально високим пластовим тиском. Для фонтанних нафтових свердловин в основному застосовують арматуру, розраховану на робочий тиск від 14 до 70 МПа.

На рис.2.8 показані схеми трійникової і хрестової фонтанної арматури.

Бокові відведення цих арматур за допомогою викидних ліній з'єднуються із збірними і замірними установками.

На рис.2.9 показані типові схеми та зовнішній вигляд фонтанних арматур деяких моделей російських та вітчизняних виробників.

Шифр фонтанної арматури визначає її схему, конструкцію, спосіб керування засувками, умовний прохід стовбура і бокових відведень, тиск, кліматичне виконання і корозійна стійкість. Повний шифр фонтанної арматури (ГОСТ 13846-89) умовно представляється у вигляді: АФХ₁Х₂Х₃ – Х₄Х₅Х₆Х₇, де А – арматура; Ф – фонтанна; Х₁ – конструктивне виконання: із фланцевими з'єднаннями без позначення (найпоширеніше); підвіска

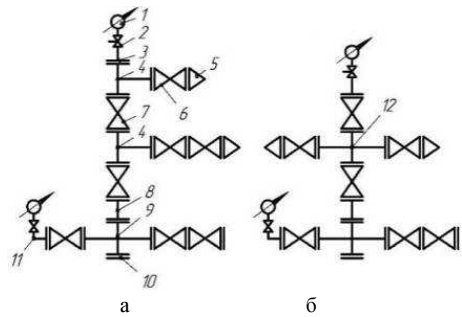


Рисунок 2.8 – Фонтанні арматури: а – трійникова; б – хрестова; 1 – манометр; 2 – триходовий вентиль; 3 – верхній буфер; 4 – трійник; 5 – штуцер; 6 – запірний пристрій (бокова засувка, кран); 7 – запірний пристрій (стовбура засувка, кран); 8 – перехідник; 9 – хрестовина; 10 – колонний фланець; 11 – нижній буфер; 12 – хрестовина ялинки

підйомної колони на різі перехідника трубної головки - К; підвіска підйомної колони на муфті в трубній головці – без позначення; для експлуатації свердловин УЕВН – Е; X_2 – номер схеми арматури; при дворядній концентричній підвісці до номера схеми додається буква «а»; X_3 – спосіб керування засувками: вручну – без позначення; дистанційно і автоматично – В; автоматично – А; X_4 – умовний прохід, мм, за ГОСТ 13846-89; якщо умовні проходи стовбура ялинки і її бокових відводів відрізняються, цифрове позначення зазначають дробовою величиною; X_5 – робочий тиск, МПа; X_6 – кліматичне виконання: для помірної кліматичної зони – без позначення; для помірної і холодної кліматичних зон – ХЛ; X_7 – виконання за корозійною стійкістю: для звичайного середовища – без позначення; для середовища, що містить: до 6 % CO_2 – К1; до 6 % H_2S і CO_2 ; – К2; до 25 % H_2S і CO_2 – К3.

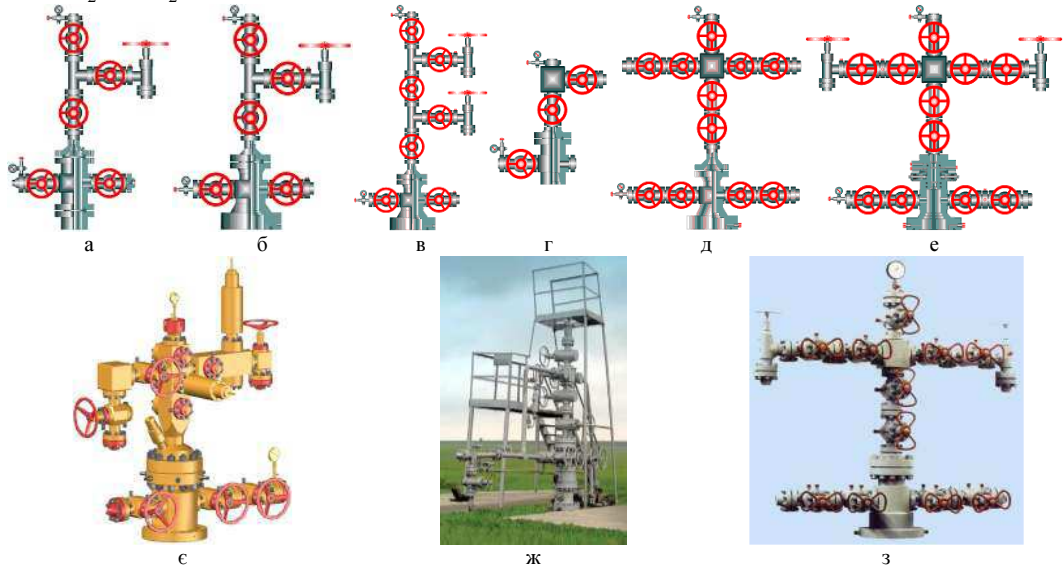


Рисунок 2.9 – Схеми та зовнішній вигляд фонтанних арматур деяких типів російських та вітчизняних виробників:

а – тип АФКЕ1-65×14; б – тип АФК1-65×21/35; в – тип АФК3-65×21/35; г – малогабаритний тип АНК1-65×21; д – тип АФК6-80/65×21/35; е – тип АФ6-100×21; є – арматура моделі АFG компанії ОАО «РУ-Энерджи групп»; ж – зовнішній вигляд арматури ПАТ «Криворізький турбінний завод»; з – зовнішній вигляд арматури ПАТ «Конотопський арматурний завод»

Освоєння і експлуатація фонтанної свердловини проводяться при встановленій на її усті фонтанній арматурі і опущеними фонтанними трубами одним із таких способів:

- заміною рідини, що заповнює свердловину після буріння, на легшу, наприклад, глинистого розчину на воду, води на нафту із промиванням;
- насиченням рідини, що заповнює свердловину, газом або повітрям, що нагнітається з поверхні, – продавлюванням стисненим газом (повітрям);
- заміною рідини у свердловині на газорідинну суміш (аерація).

При промиванні свердловини для виклику фонтану рідину нагнітають за допомогою насоса у міжтрубний простір; при цьому важча рідина, яка заповнює свердловину (глинистий розчин), витісняється на поверхню фонтанними трубами. При значному пластовому тиску свердловина може фонтанувати навіть після неповної заміни глинистого розчину водою або нафтою.

Спосіб продавлювання свердловини стисненим повітрям полягає у нагнітанні його в кільцевий простір між фонтанними трубами і експлуатаційною колоною. Стиснене повітря витісняє рідину, що заповнює свердловину, фонтанними трубами назовні і одночасно, надходячи в ці труби крізь спеціальні (пускові) клапани, встановлені на розрахунковій

глибини, насичує рідину газом і тим самим зменшує її густину.

Для продавлювання свердловин застосовують спеціальні пересувні компресори, розраховані на тиск 8 – 20 МПа. Значне зниження густини рідини у свердловині може бути досягнуте при одночасному нагнітанні в неї води (нафти) і газу (повітря).

Схема обладнання свердловини при такому методі освоєння показана на рис.2.10.

До свердловини, окрім водної (нафтової) лінії від насоса, підводять також газову (повітряну) лінію від компресора. Рідина і газ (повітря) змішуються у змішувачі (ежекторі), після чого газорідинна суміш нагнітається в затрубний простір свердловини. При заміні цією сумішшю рідини у свердловині тиск на вибій знижується і нафта починає надходити з пласта у свердловину. Нагнітання суміші припиняють, як тільки свердловина починає стійко фонтанувати.

Регулювання роботи фонтанних свердловин [57]

Після експлуатації фонтанної свердловини застосовують заходи забезпечення тривалого і безперебійного фонтанування і раціональне витрачання пластової енергії. Правильна експлуатація фонтанної свердловини полягає у забезпеченні оптимального дебіту при можливо меншому газовому чиннику. Крім того, у покладах із продуктивними пластами, складеними з пісків, під час фонтанування свердловини необхідно підтримувати такі швидкості струменя рідини, щоб пісок не заважав нормальній роботі свердловини, тобто щоб надходження піску в неї було найменшим. У процесі фонтанування необхідно також регулювати співвідношення нафти і води в продукції свердловини, коли вона починає обводнюватися в результаті прориву контурних або підшовних вод.

Робота фонтанної свердловини у більшості випадків регулюється створенням протитиску на викидних лініях за допомогою нерегульованих штуцерів (з отвором у центрі) або регульованих дроселів. Діаметр отвору нерегульованого штуцера залежить від режиму експлуатації свердловини і підбирається експериментальним шляхом. Звичайні межі діаметра отвору штуцера становлять 3 – 15 мм, інколи більше. Штуцери встановлюють на викидних лініях відразу ж за боковою засувкою.

2.3 Газліфтові підйомники для компресорного способу експлуатації свердловин

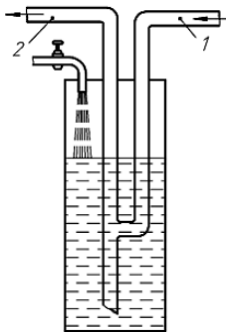


Рисунок 2.11 – Схема газового підйомника

Якщо під рівень рідини в якій-небудь посудині опустити систему з'єднаних трубок (рис.2.11) і в трубку 1 нагнати газ (повітря), то рідина в ній під дією тиску газу відтіснятиметься вниз, перетікаючи в посудину і в трубку 2. Досягнувши місця з'єднання трубок, повітря у вигляді найдрібніших пухирців надходить в трубку 2 і спрямовуватиметься вгору. Під час руху вгору пухирці повітря збільшуються в об'ємі і захоплюють за собою рідину в трубці 2. При постійному доливанні в посудину рідини ззовні, підтримці в ній певного рівня і безперервній подачі газу в трубку 1 газорідинна суміш виліватиметься з трубки 2. У нафтовій свердловині можна створити умови, подібні до описаних: свердловина – свого роду посудина, в яку може постійно надходити рідина з пласта.

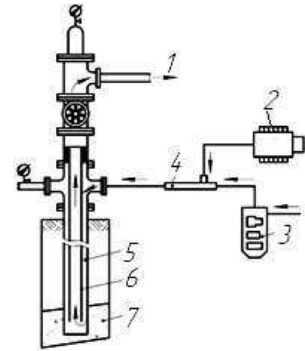


Рисунок 2.10 – Обладнання свердловини при освоєнні аерованою рідиною:

- 1 – викидна лінія; 2 – компресор;
- 3 – насос; 4 – змішувач;
- 5 – обсадна колона; 6 – НКТ;
- 7 – нафтовий пласт

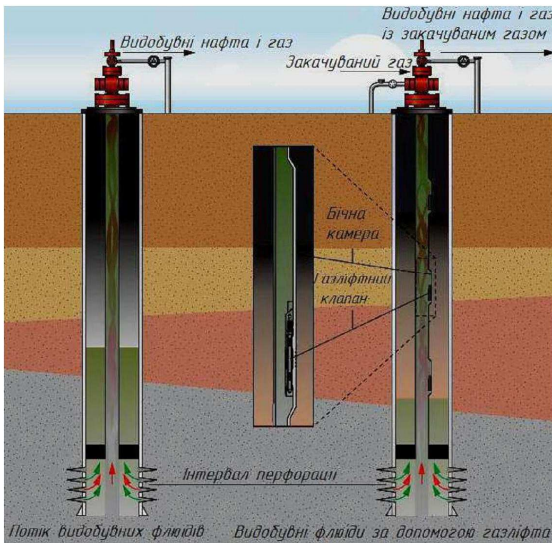


Рисунок 2.12 – Схема газліфтового підйомника

Для створення газового підйомника у свердловину спускають НКТ, які застосовують при фонтанній експлуатації. Такий спосіб експлуатації нафтових свердловин, при якому підняття рідини з пласта на поверхню здійснюється стисненням газом, який нагнітається в колону підймальних труб крізь башмак або крізь клапани, називається газліфтом (рис.2.12).

Іноді робочим агентом для газового підйомника служить газ із газових пластів з високим тиском. У цьому випадку система називається безкомпресорним газліфтом.

Перевагами такого способу перед механізованими способами є відсутність рухомих деталей у свердловинному обладнанні, висока ефективність процесу при значному газовому

чиннику і простота керування процесом видобування і його автоматизації.

Відомі два основні варіанти газліфта – неперервний і періодичний. При неперервному газліфті процес надходження рідини з пласта, її рух підйальною колоною і вихід на поверхню відбувається постійно. У цьому випадку робота газліфта базується на зменшенні густини стовпа суміші, що підіймається [22].

Для того щоб забезпечити приплив нафти з пласта, треба підтримувати на вибої свердловини певний тиск. За відсутності газу стовп рідини, який зрівноважує цей тиск, не досягне устя свердловини; дегазація стовпа рідини підвищує рівень до устя і викликає неперервну подачу продукції з пласта на поверхню із збереженням необхідного тиску на вибої.

При періодичному газліфті процес видобування складається з періоду підняття рівня рідини у підймальній колоні (приплив із пласта) і періоду подачі її на поверхню за рахунок надходження стисненого газу в нижню частину підйальної колони. Час підняття рівня і час подачі складають цикл роботи свердловини. Застосовуються дві системи газліфта. Одна система представляє періодичний газліфт із звичайною підйальною колоною труб, в якій поперемінно відбувається підняття рідини і її викид на поверхню.

Інша система – періодичний газліфт із камерою заміщення. Камера заміщення, діаметр якої більший від діаметра підйомних труб, дозволяє експлуатувати свердловини із низьким тиском у пласті, коли накопичений стовп рідини у підймальній колоні не може мати значної висоти.

Для підймання рідини стисненням газом у свердловині необхідно мати два канали:

- для подачі газу;
- для підймання на поверхню рідини.

Залежно від числа рядів труб, що спускаються у свердловину, їх взаємного розташування і напрямку руху газу і газонафтової суміші застосовують газові підйомники (газліфти) різних типів і систем. Якщо робочим агентом є повітря, систему називають повітряним підйомником, або ерліфтом. За числом труб, які спускаються, підйомники бувають однорядними і дворядними, а за напрямком нагнітання робочого агента розрізняють кільцеву і центральну системи. У кільцевому однорядному підйомнику (рис.2.13 а) стиснений газ нагнітається у простір між експлуатаційною колоною і колоною підймальних труб, а газонафтова суміш спрямовується на поверхню підйальною

колоною. У однорядному підйомнику центральної системи робочий агент нагнітається в експлуатаційну колону, а газонафтова суміш піднімається простором за колоною (рис.2.13 б). Дворядні підйомники кільцевої системи показані на рис.2.13 в і г. Стиснений газ нагнітається у свердловину крізь кільцевий простір між зовнішнім і внутрішнім рядами труб, а газорідинна суміш піднімається внутрішніми трубами. На рис.2.13 г зображений ступінчастий варіант дворядного підйомника, в якому зовнішній ряд складений із труб різних діаметрів для зменшення загальної ваги труб. На усті газліфтової свердловини встановлюють арматуру, призначену для тих самих цілей, що і арматура на фонтанних свердловинах, тобто для підвищення опущених у свердловину труб, герметизації просторів між трубами, спрямування продукції свердловини у викидну лінію, а стисненого газу – в свердловину.

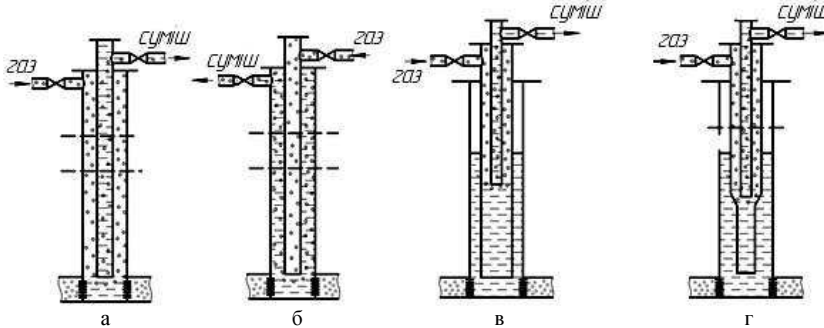


Рисунок 2.13 – Системи газових підйомників

Для виконання операцій пуску і експлуатації свердловин, а також операцій, пов'язаних з ліквідацією ускладнень у процесі експлуатації, устя свердловини обв'язують із викидними лініями і повітрягазопроводом.

Найпростіше обв'язування устьового обладнання газліфтової свердловини показане на рис.2.14. Перекриттям відповідних засувок стиснений газ спрямовується або в підймальні труби, або в кільцевий простір між трубами зовнішнього ряду і підймальними трубами.

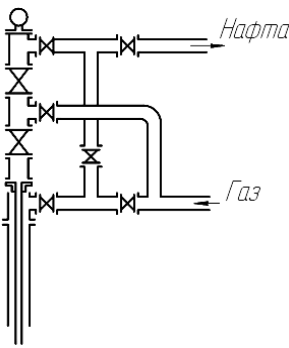


Рисунок 2.14 – Схема обв'язування устя газліфтової свердловини

Процес пуску газліфтової свердловини в експлуатацію полягає у витісненні рідини повітрям (газом) із труб зовнішнього ряду і підведенні повітря до нижнього кінця підймальних труб або до робочого отвору на цих трубах для дегазації стовпа рідини в них. Максимальний тиск при пуску газліфтової свердловини в експлуатацію (пусковий тиск) буде в той момент, коли рідина у свердловині відтісниться стисненим газом до місця введення його в підймальні труби. Цей тиск може бути різним залежно від системи газліфта, глибини свердловини, статичного рівня рідини в ній, а також від густини рідини й інших умов. Найвищий пусковий тиск досягається в однорядному ліфті кільцевої системи при подачі газу в підймальні труби крізь їх башмак.

За певних умов (значна різниця в діаметрах експлуатаційної колони і підймальних труб, велика глибина свердловини, невисокий стовп рідини до статичного рівня) пусковий тиск може досягати гідростатичного тиску рідини у свердловині в точці введення газу в підймальні труби, тобто

$$p_{\text{пуск}} = L\rho g, \quad (2.2)$$

де $p_{\text{пуск}}$ – пусковий тиск; L – відстань від устя до місця введення газу в підймальні труби; ρ – густина рідини; g – прискорення вільного падіння.



Рисунок 2.15 – Схема газліфта із зануреними клапанами і пакером:

- 1 – лінія закачування газу;
- 2 – вихідна лінія; 3 – кишенька свердловинної газліфтової камери з клапаном; 4 – експлуатаційний пакер; 5 – рідина освоення

рівні клапана починає знижуватися, що призводить до збільшення перепаду тиску у затрубному просторі і в трубах. При певному перепаді тиску клапан закривається. У цей момент рівень рідини в затрубному просторі повинен сягати наступного нижчого клапана або башмака підіймальних труб. Для заміни і регулювання клапанів, які встановлюються на зовнішній поверхні всіх підіймальних труб, необхідне підняття всієї колони труб. Цього можна уникнути при установці клапанів у спеціальній камері, розташованій усередині підіймальної колони труб (рис. 2.16).

Клапан 3, який встановлюється в гніздо камери 1, обладнаний герметизуючими манжетами, що входять у поліроване гніздо 2. Між двома манжетами в муфті передбачений отвір, крізь який газ із затрубного простору проникає у підіймальні труби. Головка

Сучасна технологія газліфтової експлуатації ґрунтується на однорядних ліфтах кільцевої системи, обладнаних пусковими і робочими клапанами і пакером на кінці підіймальних труб (рис.2.15). Призначення пакера – роз'єднання вибієної зони свердловини від затрубного простору для забезпечення спокійнішої (без пульсації) роботи свердловини.

Клапани призначені для роботи у складі газліфтового компонування, для регулювання надходження газу, за рахунок енергії якого здійснюється підняття свердловинної рідини із продуктивного пласта до устя свердловини, а також у всіх компонуваннях, в яких застосовуються свердловинні камери. За допомогою клапанів встановлюється або припиняється зв'язок між внутрішнім і зовнішнім простором підіймальних труб. Широко застосовують диференціальні клапани різних конструкцій, принцип дії яких базується на дії перепаду тиску в затрубному просторі і в підіймальних трубах. Пускові диференціальні клапани, встановлені на зовнішньому боці підіймальних труб, спускають у свердловину на розрахункові глибини. При нагнітанні газу знижується рівень рідини у затрубному просторі і підвищується в підіймальних трубах. Якщо газ у затрубному просторі досягне рівня клапана і його тиск перевищить гідростатичний тиск стовпа рідини у підіймальних трубах, він проривається крізь клапан у труби і насичує рідину. Відбувається частковий викид рідини, яка є усередині труб вище клапана.

Після цього тиск у підіймальних трубах на



Рисунок 2.16 – Газліфтовий клапан:
 а – клапан, установлений у підіймальних трубах;
 б – клапан, його вузли і деталі;
 1 – камера свердловини; 2 – посадочне гніздо;
 3 – занурений клапан;

клапана призначена для приєднання захоплювального пристрою. Спеціальні камери І (муфти) вмонтовуються згідно з розрахунковими даними на підймальних трубах замість звичайних муфт.

Ексцентричність камери при встановленому клапані забезпечує збереження вільного прохідного перерізу, що дорівнює прохідному поперечному перерізу насосно-компресорної труби. Це дозволяє виконувати необхідні роботи у свердловині без підняття насосно-компресорних труб.

Підняття і посадку клапанів можна здійснювати у процесі експлуатації свердловини. Свердловину для газліфтової експлуатації можна обладнати після буріння і розкриття експлуатаційного об'єкта НКТ зі встановленими між ними ексцентричними камерами з глухими (тимчасовими) клапанами. Після закінчення фонтанування або зниження буферного тиску ці клапани замінюють на робочі.

Щоб мати менше число клапанів на газоповітряному підйомнику, перший клапан треба встановлювати на найбільшій глибині. Занурення першого клапана під рівень рідини визначається за максимальним відтисненням рівня в затрубному просторі, коли тиск буде дорівнювати повному пусковому тиску.

Робочий тиск в активній газліфтовій свердловині завжди менший за пусковий, іноді у декілька разів. Це пояснюється тим, що в процесі експлуатації свердловини тиск стисненого газу в затрубному просторі урівноважує гідростатичний стовп у підймальних трубах газонафтової суміші з дуже невеликою середньою густиною, а не рідини, як при пуску свердловини.

При компресорній експлуатації свердловини на нафтовому покладі необхідно передбачити одну або декілька компресорних станцій із компресорами – машинами, що стискають газ або повітря до необхідного тиску. Компресори застосовують поршневі дво- і триступінчасті, газомоторні типу 8ГК, розраховані на тиск до 5 МПа при продуктивності до 22 м³/хв, або із приводом від електродвигуна, розраховані на тиск 5 МПа при продуктивності 13 м³/хв.

Розподіл робочого агента від компресорних станцій на свердловини здійснюється за допомогою газорозподільних будок. У цьому випадку свердловини ділять на групи, в центрі розміщують будки із газорозподільними батареями. Від компресорних станцій робочий агент подається до газорозподільних батарей трубопроводами високого тиску.

Кожна свердловина з'єднана з газорозподільною батареєю окремим газопроводом невеликого діаметра (як правило 48 – 60 мм). Кожна розподільна будка живить газом понад 20 свердловин. На більшості промислів тепер регулювання розподілу стисненого газу на свердловини автоматизоване.

При компресорній експлуатації, коли робочим агентом є нафтові гази, рух їх на промислі відбувається за замкнутим циклом: компресорна станція – газорозподільна батарея – свердловина – збірна установка (трап) сепарації – газовідбензинувальна установка – компресорна станція. На газовідбензинувальній установці газ звільняється від важких вуглеводнів (газового бензину) і осушений надходить на прийом компресорів. Надлишок газу відводиться із системи і використовується як паливо.

Для видобування зі свердловин заданої кількості нафти або рідини необхідно підібрати діаметр підймальних труб, глибину їх спуску, число і місце розташування глибинних клапанів і розрахувати потрібну кількість робочого агента.

При газліфтовій експлуатації найчастіше застосовують труби діаметрами 60 і 73 мм, а для високодебітних свердловин – 89 або 114 мм. Глибину спуску колони підймальних труб і місце розташування глибинних клапанів визначають розрахунковим шляхом. У тих свердловинах, в яких за геологічними умовами можливий великий відбір рідини, довжину підйомника забезпечують найбільшою, тобто підймальні труби з робочим клапаном на кінці опускають на максимальну глибину – до фільтра.

Після пуску свердловини в експлуатацію встановлюють технологічний режим її роботи,

тобто визначають кількість газу, яку потрібно подавати у свердловину.

Дебіт газліфтової свердловини змінюється залежно від витрати газу, який подається у свердловину. Але ця залежність непряма.

Спочатку при збільшенні подачі у свердловину газу дебіт свердловини зростає до деякого максимуму, потім, незважаючи на збільшення витрати газу, дебіт починає знижуватися. При значній витраті газу дебіт зменшиться до нуля, а зі свердловини видобуватиметься газ.

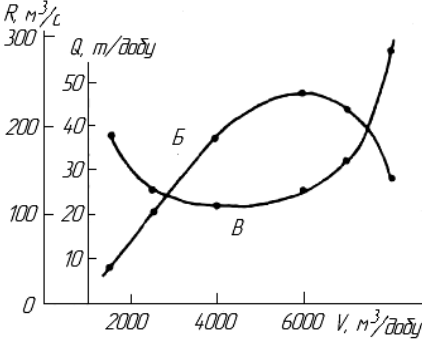


Рисунок 2.17 – Залежності $Q-V$ і $R-V$:
 R – питома витрата робочого агента; Q – дебіт;
 V – витрата робочого агента

При низькому пластового тиску і низьких статичних рівнях унаслідок високої питомої витрати газу застосування газового підйомника з постійною подачею газу в свердловину нерациональне. У таких випадках доцільно застосовувати періодичну експлуатацію, суть якої полягає в тому, що газ нагнітається в свердловину не безперервно, а періодично, за певні проміжки часу у міру накопичення в свердловині нафти.

Якщо на якому-небудь покладі або поблизу нього є газові пласти з високим пластовим тиском, енергію цього газу можна використовувати для підняття рідини в нафтових свердловинах. Такий спосіб видобутку нафти називається безкомпресорним газліфтом. Безкомпресорна газліфтова установка в цілому відрізняється від компресорної відсутністю компресорної станції (зі всіма вузлами і агрегатами), наявністю джерела природного газу високого тиску і відсутністю тих або інших пристроїв боротьби з утворенням гідратів у газових комунікаціях.

2.4 Штангові та безштангові занурені насосні установки і агрегати для експлуатації нафтових свердловин

2.4.1 Експлуатація штанговими насосними установками

Експлуатація нафтових свердловин штанговими насосами – один з основних способів механізованого видобування нафти [34,43,44]. Штанговим насосом є плунжерний насос спеціальної конструкції, привод якого здійснюється з поверхні завдяки колоні штанг [15,34]. Схема штангової насосної установки показана на рис.2.18.

Насосна установка складається з насоса 14 у свердловині і привода штангового свердловинного насоса (ПШСН), встановленого на поверхні біля устя. Циліндр насоса закріплений на колоні опущених у свердловину НКТ 11, а плунжер підвішений на колоні штанг 12. Верхня штанга (полірований шток) 6 з'єднана з головкою балансира 5 привода канатною або ланцюговою підвіскою. У циліндрі встановлені кулькові клапани 15 і 16.

Колона насосно-компресорних труб, якою рідина від насоса піднімається на поверхню, закінчується на усті трійником. Сальниковий пристрій 8 у верхній частині трійника

призначений для запобігання втратам рідини уздовж рухомого сальникового штока (тобто верхньої насосної штанги). Боковим відведенням у середній частині трійника рідина зі свердловини рухається у викидну лінію.

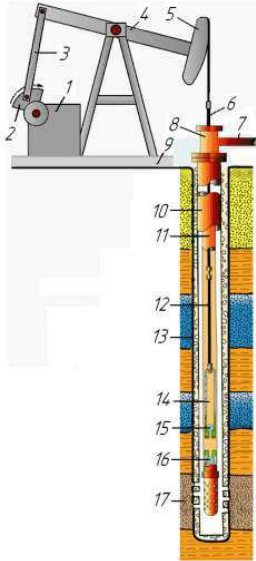


Рисунок 2.18 – Схема

штангової насосної установки:

- 1 – електродвигун; 2 – противаги;
- 3 – шатун; 4 – балансір; 5 – головка балансіра;
- 6 – полірований шток; 7 – нафтопровід; 8 – устьвий сальник;
- 9 – фундамент; 10 – обсадна колона;
- 11 – підйомні труби; 12 – штанги;
- 13 – цемент; 14 – насос;
- 15, 16 – вихідний і вхідний клапани;
- 17 – пласт

схеми бачимо, що обертання вала електродвигуна за допомогою клинопасової передачі передається ведучому валу редуктора. Змінні шківів електродвигуна залежно від його потужності мають діаметри від 63 до 450 мм.

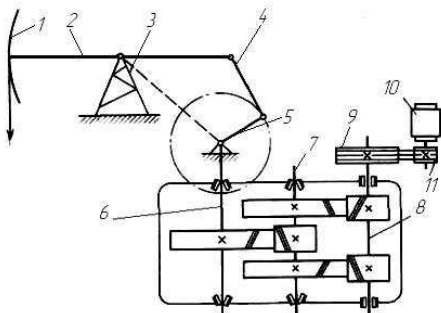


Рисунок 2.20 – Кінематична схема ПШСН:

- 1 – головка балансіра; 2 – балансір; 3 – стійка;
- 4 – шатун; 5 – кривошип; 6 – ведений вал;
- 7 – проміжний вал; 8 – ведучий вал; 9 – шків редуктора; 10 – електродвигун; 11 – шків електродвигуна

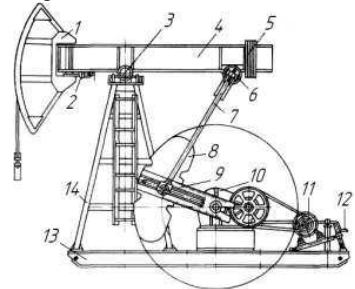
Зворотно-поступальний рух передається колоні насосних штанг від електродвигуна 1, редуктора і кривошипно-шатунного механізму ПШСН.

Принцип дії насоса такий. Під час руху плунжера вгору вхідний клапан під тиском рідини відкривається, внаслідок чого рідина надходить у циліндр насоса. Вихідний клапан у цей час закритий, оскільки на нього діє тиск стовпа рідини в насосних трубах.

Під час руху плунжера вниз вхідний клапан під тиском рідини під плунжером закривається, а вихідний клапан відкривається і рідина з циліндра переходить у простір над плунжером.

Будова ПШСН наведена на рис.2.19.

Привод містить такі основні вузли: раму 13 зі стійкою 14, балансір 4 із головкою балансіра 1, чотири противаги 8, редуктор 10 із двома кривошипами 9, на яких закріплюються противаги і траверса із двома шатунами 7.



Зовнішній вигляд ПШСН із зусиллям на штоку 80 кН показаний на рис.2.19 б, кінематична схема – на рис.2.20. Зі



Рисунок 2.19 – Будова ПШСН:

Діаметри шківів на ведучому валу редуктора незмінні для кожного типу ПШСН, але залежно від його вантажопідйомності і обертального моменту редуктора, змінюються від 315 мм у ПШСН найменшої вантажопідйомності до 1250 мм у найпотужніших ПШСН.

Зміна передавального числа клинопасової передачі ПШСН від 2,5 до 5,0 досягається зміною шківів на валу електродвигуна. Передавальне

- 1 – головка балансіра; 2 – стопорний пристрій головки; 3 – опорний підшипник балансіра; 4 – балансір;
- 5 – противаги; 6 – кульковий підшипник підвіски траверси;
- 7 – шатун; 8 – противага на кривошипі; 9 – кривошип;
- 10 – редуктор; 11 – електродвигун;
- 12 – ручка гальма; 13 – рама;
- 14 – стійка

число двоступінчастого редуктора для всіх типів привода однакове і дорівнює 38, крім того, що габарити і маса редукторів залежно від типу привода змінюються у великих межах. Так, редуктор найлегшого ПШСН вантажопідйомністю 15 кН має масу 82 кг, а редуктор ПШСН вантажопідйомності 80 кН – 3960 кг.

Довжина ходу точки підвішування штанг змінюється перестановкою нижнього пальця шатуна у відповідній отвір кривошипа, тобто зміною його радіуса. Довжину ходу можна визначити з такої формули:

$$l = 2r \frac{a}{b}, \quad (2.3)$$

де r – радіус кривошипа; a – переднє плече балансира; b – заднє плече балансира.

Тривалість і безаварійність роботи ПШСН залежать від ступеня його зрівноваження. Під час роботи нерівноваженого привода упродовж кожного ходу насоса двигун навантажується нерівномірно. При ході плунжера вгору на установку діє вага стовпа рідини в трубах і вага штанг. При ході вниз двигун розвантажується і не проводить роботи, оскільки плунжер рухається вниз під дією власної ваги штанг.

Такі коливання навантаження негативно впливають на міцність всієї установки і особливо на роботу двигуна. Щоб запобігти передчасному зносу двигуна, необхідно вирівнювати навантаження на нього у період кожного ходу плунжера. Це досягається зрівноваженням ПШСН за допомогою противаг. Противага розраховується так, щоб вона зрівноважувала вагу стовпа рідини і штанг, на подолання якого і витрачається енергія електродвигуна під час руху плунжера вгору.

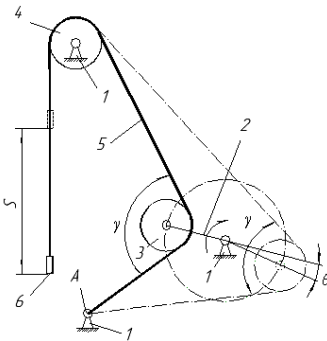


Рисунок 2.21 – Безбалансирний ПШСН з кривошипно-шківним перетворювальним механізмом:

1 – стійка (триполосна); 2 – кривошип приводний; 3 – шків натяжний; 4 – шків напрямний; 5 – гнучка ланка (канат); 6 – ходова траверса; А – точка закріплення нерухомого кінця каната; γ – кут між вітками каната; θ – кут дезаксіалу; S – максимальна довжина ходу траверси

Недоліки, характерні для балансирних ПШСН, відсутні у безбалансирних ПШСН (рис.2.21).

Безбалансирний ПШСН має принципово новий криво – шківно – шківний механізм, що перетворює обертальний рух вала електродвигуна у зворотно-поступальний рух ходової траверси, з'єднаної за допомогою колони штанг з плунжером свердловинного штангового насоса.

Довгоходові ПШСН мають недосяжну для звичайних балансирних ПШСН довжину

ходу 3,5 – 6 м. При цьому завдяки новим технічним удосконаленням вони мають габарити і масу, менші, ніж балансирні приводи, і широке застосування при середньодобовому дебіті свердловини від 5 м³/добу пластової рідини до 100 м³/добу при глибині відкачування до 3000 м. Такі ПШСН завдяки збільшеній довжині ходу мають такі переваги:

– підвищений коефіцієнт подачі насоса. Результат особливо проявляється при експлуатації свердловин із динамічним рівнем пластової рідини 2000 – 3000 м. У цьому випадку колона насосних штанг має велику довжину, що призводить до значного позадвожнього витягування штанг, яке може досягати 1 м і більше. Позадвожнє витягування насосних штанг зменшує величину робочого переміщення плунжера насоса, що істотно знижує коефіцієнт подачі насоса, оскільки при витягуванні колони штанг (вихідний клапан відкритий) плунжер насоса не переміщується до закінчення витягнення, а робочий хід полірованого штока витрачається на компенсацію витягування штанг. При використанні довгоходового привода верстата-качалки збільшена довжина ходу дозволяє компенсувати

втягнення штанг і забезпечити необхідний робочий хід плунжера штангового насоса;

– підвищену довговічність штанг і збільшений міжремонтний період їх експлуатації. Маючи збільшену довжину ходу, можна, не знижуючи дебіту свердловини, істотно зменшити частоту ходів, що призведе до зниження сумарного числа циклів динамічних навантажень, що виникають у кінцевих точках ходу. Це дозволяє підвищити довговічність насосних штанг і збільшити міжремонтний період їх експлуатації;

– підвищений коефіцієнт наповнення штангового насоса. При збільшеній довжині ходу і меншій частоті ходів буде менша кількість підйомів і посадок кульки клапана насоса, що зменшує втрати пластової рідини з циліндра насоса;

– підвищену довговічність штангового насоса. Довгоходові ПШСН працюють у парі із довгоходовим штанговим насосом із довшим циліндром, який має більшу поверхню контакту з плунжером. Це істотно знижує зношування робочої поверхні циліндра, що підвищує довговічність усього насоса.

Крім переваг, пов'язаних із збільшеною довжиною ходу, довгоходові ПШСН мають цілий ряд переваг, що досягаються внаслідок нових конструктивних рішень:

– високий ККД кривошипно-шківного механізму, що перетворює обертальний рух вала електродвигуна у зворотно-поступальний рух полірованого штока;

– можливість механізації допоміжних операцій, таких, як переміщення противаг, налаштування довжини ходу, відведення стійки від устя свердловини під час виконання підземних ремонтних робіт;

– плавність роботи привода, що гарантує практично повну відсутність динамічних коливань, що підвищує довговічність ПШСН, колони штанг;

– об'єм фундаменту менший у 5 разів, порівнюючи з фундаментами інших типів ПШСН.

Зазначені переваги дозволяють у середньому на 30 % зменшити витрату електроенергії, підвищити ККД насоса, зменшити витрати на монтаж на свердловині, збільшити міжремонтний період експлуатації свердловини, тобто зменшити час простою свердловини, що в цілому дозволяє знизити витрати при видобуванні пластової рідини на 30 – 50 %.

Основні складові заощадження: електроенергія, підвищення коефіцієнтів наповнення і подачі свердловинного насоса, зменшення витрат на монтаж ПШСН і підземний ремонт свердловин, зменшення витрат штанг і свердловинних насосів.

Проте, незважаючи на переваги, безбалансирні ПШСН не знайшли широкого застосування у галузі через недоліки, здебільшого пов'язані із технікою безпеки їх експлуатації. Так, наприклад, при обриві канатної підвіски траверса при падінні розбиває арматуру, що призводить до виливів, аварій і можливих травм оператора. Крім того, безбалансирні установки потребують спеціальних, дорогих електронних динамографів, оскільки поширені гідравлічні динамографи застосувати до таких установок неможливо.

Штангові свердловинні насоси. Насоси за конструкцією і способом установки поділяються на дві основні групи: невставні (трубні) і вставні [43,44].

Невставні насоси характерні тим, що їх основні вузли спускаються у свердловину окремо: циліндр – на насосно-компресорних трубах, а плунжер разом із вхідним і вихідним клапанами – на штангах.

Піднімання невставного насоса зі свердловини також здійснюється в два прийоми: спочатку піднімають штанги з плунжером і клапанами, а потім труби з циліндром.

Вставні насоси спускають у свердловину в зібраному вигляді (циліндр разом із плунжером) на насосних штангах і піднімають на поверхню також у зібраному вигляді шляхом підняття цих штанг. Насос встановлюють і закріплюють за допомогою спеціального замкового пристрою, який заздалегідь спускають у свердловину на трубах. У результаті цього для зміни вставного насоса (за необхідності заміни окремих вузлів або насоса в цілому) досить підняти на поверхню лише насосні штанги, насосні ж труби залишаються постійно у свердловині. Їх піднімають тільки за необхідності виправлення замкового пристрою, що на практиці буває рідко. Таким чином, зміна вставного насоса

потребує значно менше часу, ніж невставного. Крім того, при використанні такого насоса менше зношуються насосні труби, оскільки немає необхідності їх спускати і піднімати, а також відгвинчувати і загвинчувати при кожній зміні насоса. Ці переваги вставного насоса мають особливе значення при експлуатації глибоких свердловин, в яких на СПО при підземному ремонті витрачається багато часу.

Невставні насоси (рис.2.22) поділяються на два типи:

– насоси двоклапанні НН1С (насос невставний першого типу);

– насоси триклапанні НН2С.

Двоклапанний насос НН1С (рис.2.22 а) складається з трьох основних вузлів:

– циліндра з сідлом конуса на нижньому кінці;

– вхідного клапана із конусом і захоплювальним штоком, угвинченим у клітину клапана (шток призначений для зачеплення і витягання на поверхню клапанного вузла без витягання циліндра насоса);

– плунжера з вихідним клапаном.

Після спуску на задану глибину насосних труб із циліндром на штангах опускають плунжер із вузлом вхідного клапана. Посадочний конус щільно сідає в гніздо, роз'єднуючи тим самим затрубний простір і порожнину насоса.

Для піднімання насоса зі свердловини плунжер підводиться вище від його звичайного верхнього положення. Наконечник плунжера підхоплює при цьому головку захоплювального штока, і конус разом з вхідним клапаном виходить з гнізда, піднімаючись відразу ж за плунжером. Істотним недоліком двоклапанних насосів типу НН1С є значний об'єм шкідливого простору (об'єми між вхідним і вихідним клапанами при крайньому нижньому положенні плунжера). Газ, який надходить у насос разом із нафтою, при зниженні тиску в циліндрі (хід угору) скупчується в цьому просторі, утворюючи газову подушку. Об'єм газу в насосі зменшує корисний об'єм циліндра, тобто знижує кількість нафти, яка надходить у циліндр. Коефіцієнт подачі таких насосів у свердловинах із великим вмістом газу.

Цей недолік усунений у триклапанному насосі типу НН2С. Шкідливий простір у ньому зменшений за рахунок установки додаткового вихідного клапана на нижньому кінці плунжера.

При цьому ловильний шток замінений на спеціальний захоплювальний пристрій, який вмонтовується у нижній частині плунжера. Це автозачеплювач байонетного типу (пристрій для підняття вхідного клапана).

Для заміни вхідного клапана плунжер опускається вниз, повертається колона штанг до положення, коли палець на штоку вхідного клапана увійде в пази автозачеплювача. Після з'єднання плунжер разом із вхідним клапаном піднімається із свердловини. Процес посадки клапана виконується у зворотній послідовності.

Насос вставний НВ1 показаний на рис.2.23. Він складається із трьох основних вузлів: циліндра 5, плунжера 6 і замкової опори 4. Циліндр насоса 5 на нижньому кінці має закріплений наглухо вхідний клапан, а на верхньому кінці конус 3, який служить опорою насоса. Плунжер 6 підвішується до колони штанг за допомогою штока 1, кінець якого виступає з насоса і має відповідну різь для з'єднання із штангами. Для зменшення об'єму шкідливого простору вихідний клапан змонтований на нижньому кінці плунжера. Насос у

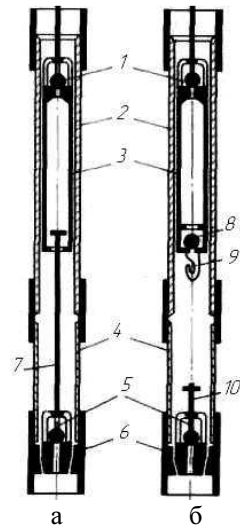


Рисунок 2.22 – Невставні свердловинні насоси:
1 – вихідний клапан; 2 – циліндр насоса; 3 – плунжер;
4 – патрубок-подовжувач;
5 – вхідний клапан; 6 – сідло конуса; 7 – захоплювальний шток; 8 – нижній вихідний клапан; 9 – уловлювач;
10 – наконечник вхідного клапана

свердловині встановлюється на замковій опорі 4, задалегідь опущений на насосних трубах 2, на нижньому кінці яких змонтована напрямна труба 7. Опущений і встановлений у замковій опорі вставний насос працює як звичайний трубний насос.



Рисунок 2.23 – Вставний насос:
а – схема насоса; б – загальний вигляд

Циліндри насосів можуть виготовлятися у трьох виконаннях: ЦБ – циліндр суцільнотягнутий безвтулковий товстостінний; ЦТ - циліндр суцільнотягнутий безвтулковий тонкостінний; ЦС – циліндр втулковий (складний) із набору втулок довжиною 300 мм, що стягуються в кожусі насоса муфтами.

Усі виконання циліндрів повинні мати строго

циліндричну внутрішню поверхню з високою чистотою механічної обробки, що досягається шліфуванням і хонінгуванням.

Втулки насосів сталеві або із сірого чавуну. Підвищення довговічності досягається зміцненням внутрішньої поверхні фізико - термічними методами.

Плунжери штангових насосів виготовляють завдовжки 1200, 1500 і 1800 мм із суцільнотягнутих безшовних сталевих труб із товщиною стінки від 5 до 9,5 мм. Зовнішня поверхня плунжера шліфується, хромується для підвищення зносостійкості і потім полірується. На обох кінцях плунжера зроблена внутрішня різь для приєднання клапанів або перехідників.

Клапани насосів. У штангових насосах застосовують кулькові клапани з однією кулькою – з кулястою фаскою сідла; з двома кульками – зі ступінчасто-конусною фаскою сідла.

Для передачі руху від ПШСН до плунжера насоса призначені насосні штанги. Насосні штанги – це круглий стрижень із висадженими кінцями і накатаною спеціальною метричною різью та ділянкою квадратного перерізу під штангові ключі для їх згвинчування і розгвинчування.

Штанги виготовляються діаметрами 13, 16, 19, 22, 25 і 29 мм і укомплектовані з'єднувальними муфтами. Нормальна довжина штанги приблизно 8 м. Щоб забезпечити точну посадку плунжера в циліндрі свердловинного насоса виготовляють також укорочені штанги (довжиною 1000 – 3000 мм).

Колона насосних штанг експлуатується у складних умовах. У процесі експлуатації насосні штанги зазнають сумісної дії навантаження і корозійного середовища. Навантаження, що діють на колону штанг, дуже різноманітні. Вони мають як статичні, так і динамічні, ударні, вібраційні, інерційні та інші навантаження.

Для виготовлення насосних штанг, як правило, використовують конструкційні або леговані сталі, а також склопластик.

Основна особливість склопластикових штанг – їх мала маса: при однаковій міцності вони у 3 – 4 рази легші від сталевих, але у 2 – 3 рази еластичніші. Як правило, їх використовують у глибоких свердловинах із висококорозійною продукцією.

Застосування склопластикових штанг зменшує навантаження на привод штангової насосної установки, зокрема величину обертального моменту та зрівноважувального вантажу, а інерційне збільшення довжини переміщення плунжера підвищує подачу насоса.

Подача насосної установки

Загальна кількість рідини, яку подає насос при безперервній роботі, називається його подачею [15].

Подачу насосної установки за добу визначають за формулою

$$Q_{oon} = 1440 \cdot FSnp, \quad (2.4)$$

де 1440 – число хвилин у добі; F – площа поперечного перерізу плунжера; S – довжина ходу плунжера; n – частота ходів плунжера за хвилину; ρ – відносна густина рідини.

Якщо припустити, що $F = \frac{\pi \cdot D^2}{4}$, де D – діаметр плунжера, то формулу для визначення подачі насосної установки можна записати у вигляді

$$Q_{oon} = 1130,4 \cdot D^2 Snp. \quad (2.5)$$

У наведеній формулі змінні величини – це діаметр плунжера, довжина ходу і число ходів. Подачу насосної установки регулюють шляхом зміни цих величин.

При експлуатації свердловин застосовують насоси таких розмірів (за діаметром плунжера): 28, 32, 38, 43, 56, 68, 82 і 93 мм. Площа поперечного перерізу плунжера у насоса найбільшого діаметра в 11 раз більша від площі поперечного перерізу насоса найменшого діаметра. Маючи вісім стандартних розмірів насоса, подачу установок можна регулювати шляхом їх заміни. Регулювання подачі установок (без заміни насоса) досягається зміною довжини ходу або частоти ходів полірованого штока.

Подача насоса, розрахована за наведеними формулами, називається теоретичною. Вона показує, яку кількість рідини може подавати насос за умови повного заповнення простору циліндра під плунжером і за відсутності витоків рідини в насосі і підймальних трубах.

Фактична подача насоса завжди менша від теоретичної і лише в тих випадках, коли свердловина фонтанує крізь насос, його подача може виявитися такою, що дорівнює або більша, ніж теоретична.

Відношення фактичної подачі насоса до теоретичної називається коефіцієнтом подачі насоса. Ця величина характеризує роботу насоса у свердловині і враховує всі чинники, що знижують його подачу.

Робота штангової установки вважається задовільною, якщо коефіцієнт подачі її не менший від 0,5 – 0,6.

Запобігання відкладенню парафіну [24]

При видобуванні парафінистої нафти у свердловинах виникають ускладнення, викликані відкладенням парафіну на стінках підймальних труб і у вузлах насоса.

Відкладення парафіну на стінках підймальних труб зменшують площу їх поперечного перерізу, внаслідок чого зростає опір переміщенню колони штанг і руху рідини. У міру зростання парафінових відкладень збільшується навантаження на головку балансира ПШСН і порушується його врівноваженість, а у разі сильного парафінування труб знижується і коефіцієнт подачі насоса. Окремі грудки парафіну, потрапляючи під клапани, можуть порушити їх герметичність.

При видобутку нафти з великим вмістом парафіну застосовують такі методи усунення парафіну, при яких не потрібні зупинення свердловини і підняття труб на поверхню:

- очищення труб механічними скребками різної конструкції, встановленими на колоні штанг;

- нагрів підймальних труб паром або гарячою нафтою, що закачується в затрубний простір;

- нагрів підймальних труб електричним струмом – електродепарафінація.

На рис.2.24 показана мобільна установка АДПМ 12/150, призначена для депарафінації нафтових свердловин гарячою нафтою. Установка містить: нагрівач (котел), нагнітальний насос, вентилятор високого тиску, трансмісію, запірну і регульовальну арматуру, технологічні і допоміжні трубопроводи, електрообладнання і контрольно-вимірювальні прилади. Котел містить «змійовики», якими циркулює нафта.

Усередині змійовиків розміщений паличник, за допомогою якого і відбувається нагрівання нафти до температури 150 °С. Привід механізмів агрегату відбувається від тягового двигуна автомобіля через коробку відбору потужності. Наявність допоміжних

трубопроводів дозволяє швидко підключити агрегат до свердловини і смості з нафтою. Нафта забирається насосом і нагрівається до необхідної температури, а потім нагнітається у свердловину, де розплавляє відкладення парафіну. Керування і контроль за роботою агрегату ведуться з кабіни водія.

Останніми роками при насосній експлуатації широко застосовують НКТ, футеровані склом або лаками. У таких трубах парафін не відкладається, і експлуатація свердловин відбувається в нормальних умовах.

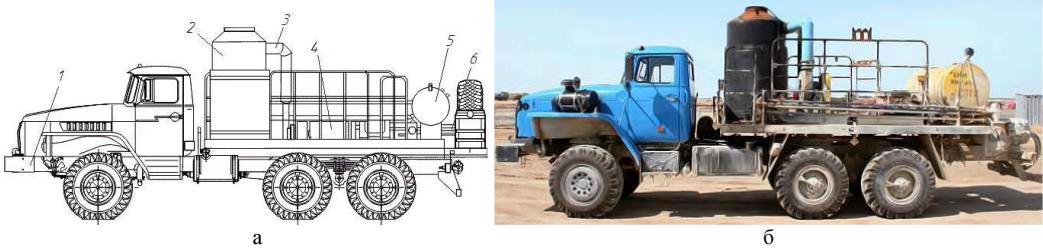


Рисунок 2.24 – Мобільна установка депарафінації нафтових свердловин АДПМ 12/150:
а – схема установки; б – зовнішній вигляд установки;

1 – шасі; 2 – нагрівач (котел); 3 – трубовід; 4 – трансмісія; 5 – паливна система; 6 – трубопроводи допоміжні

2.4.2 Експлуатація безштанговими зануреними насосами

Недостатньо висока подача штангових насосів, необхідність установки громіздкого обладнання, небезпека обриву штанг при великих глибинах свердловин й інші причини обмежують широке застосування штангових насосів. У зв'язку з цим за останні роки при експлуатації нафтових свердловин почали застосовувати безштангові насоси, з яких найпоширеніші занурені відцентрові електронасоси і гвинтові насоси [43,44]. Установка зануреного відцентрового електронасоса показана на рис.2.25.

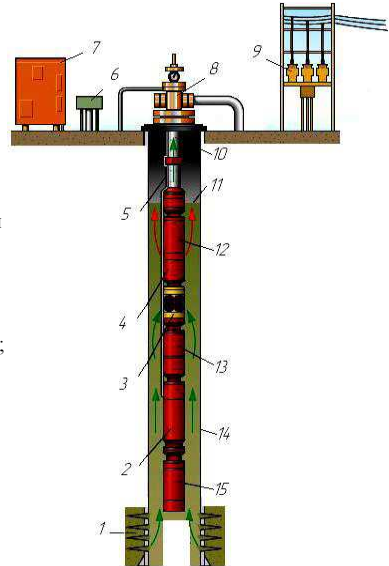
Флюїд із пласта крізь перфораційні канали 1 надходить у приймальний модуль насоса 3, газовий сепаратор 4, який відділяє газ 11 із видобувної рідини в кільцевий простір між експлуатаційною колоною 14 і НКТ 10. Далі відсепарована рідина зануреним електровідцентровим насосом 12 підіймається насосно-компресорними трубами 10 до устя свердловини 8 і відводиться у викидну лінію.

Занурений насосний агрегат, що спускається в свердловину на насосно-компресорних трубах, складається із відцентрового багатоступінчастого насоса 12 (рис.2.26), зануреного двополюсного трифазного асинхронного електродвигуна 2 і протектора 13. Усі ці вузли з'єднані фланцями. Вали двигуна, протектора і насоса мають на кінцях шліци і з'єднуються шліцьовими муфтами.

Оскільки електродвигун розташований під насосом, насос має бокове прийняття рідини

Рисунок 2.25 – Установка зануреного відцентрового електронасоса:

- 1 – інтервал перфорації;
- 2 – занурений двополюсний трифазний асинхронний електродвигун;
- 3 – приймальний модуль насоса;
- 4 – газовий сепаратор;
- 5 – силовий кабель;
- 6 – клемна коробка;
- 7 – автоматична станція керування;
- 8 – устьова арматура;
- 9 – електричний трансформатор (автотрансформатор);
- 10 – НКТ;
- 11 – газ;
- 12 – занурений електровідцентровий насос;
- 13 – протектор двигуна;
- 14 – експлуатаційна колона;
- 15 – давачі температури і тиску



з кільцевого простору між експлуатаційною колоною і електродвигуном крізь фільтр-сітку приймального модуля 3.



Рисунок 2.26 – Відцентровий багатоступінчастий насос

До наземного обладнання свердловин відносять устьову арматуру 8, барабан із стійками для кабелю, автоматична станція керування 7 і автотрансформатор 9. Автотрансформатор призначений для підвищення напруги з 380 В до 2000 В і компенсації падіння напруги в кабелі 5, який підводить струм до зануреного електродвигуна 2. Для захисту від пилу і снігу автотрансформатор встановлюють у будці. Станція керування дозволяє вручну або автоматично вмикати і вимикати агрегат і контролювати його роботу (вимикати агрегат при припиненні подачі рідини, при перевантаженнях і коротких замиканнях).

Устьова арматура 8 призначена для відведення продукції свердловини у викидну лінію, герметизації затрубного простору з урахуванням уведення в нього кабелю і перепуску газу з цього простору при надмірному збільшенні його тиску.

Принцип дії установки такий. Електричний струм із промислової мережі, автотрансформатор 9, клемну коробку і станцію керування 7 надходить силовим кабелем 5 до електродвигуна 2, який і приводить у дію багатоступінчастий насос. Під час роботи насоса рідина проходить крізь фільтр, встановлений на його прийнятті, і нагнітається через НКТ на поверхню. Щоб рідина при зупиненні насоса не зливалася з колони труб у свердловину, в трубах над насосом змонтований зворотний клапан. Крім того, над насосом встановлюють спусковий клапан, яким рідина зливається з колони труб перед його підняттям зі свердловини.

Занурений відцентровий насос за принципом дії не відрізняється від звичайних відцентрових насосів, призначених для перекачування рідини. Його видовжений корпус містить набір ступенів – ротори, закріплені на валу насоса, і напрямні апарати (статори), закріплені в корпусі.

На рис.2.27 а показана схема одного ступеня насоса. Робоче колесо 1 спирається на елементи статора 3 насоса за допомогою текстолітових кільць 4. Тому осьові навантаження з вала двигуна передаються на корпус насоса. За допомогою шпонки колесо закріплюється на валу 2, а елементи, які складають статор, закріплюються в корпусі насоса за допомогою затяжної гайки. Робочі колеса і напрямні апарати виготовляють із чавуну, сталі, пластмас (рис. 2.27 б).

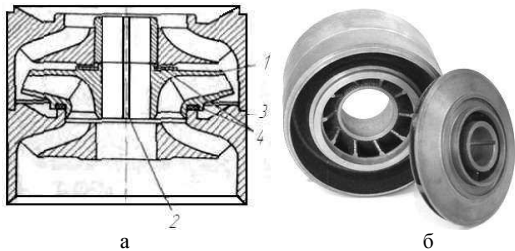


Рисунок 2.27 – Ступінь насоса:

- а – схема ступеня насоса: 1 – робоче колесо; 2 – вал;
- 3 – напрямний апарат (статор); 4 – текстолітові кільця;
- б – загальний вигляд статора і робочого колеса

Під час роботи насоса рідина, яка надходить крізь входні отвори до центральної відкритої частини робочого колеса, потрапляє на його лопаті і захоплюється ними в порожнину, в якій набуває обертового руху. Під впливом відцентрової сили і від дії лопатей частинки рідини з великою швидкістю відкидаються до периферії колеса і потім назовні. Рідина, яка викидається з колеса, має велику швидкість і значну кінетичну енергію – енергію руху. Для перетворення цієї енергії в енергію тиску служать спеціальні напрямні апарати, що складаються із системи фігурних лопатей, що охоплюють робоче колесо. Рідина, протікаючи між цими лопатями, плавно змінює напрям руху, поступово втрачає швидкість і відводиться в наступний ступінь.

Робочі колеса занурених насосів мають невеликий діаметр і внаслідок цього напір рідини, що створюється на одному ступені, не перевищує 3,5 – 5,5 м. Тому для забезпечення напору у 800 – 1000 м в корпусі насоса вмонтовують до 150 – 200 ступенів, а в тих випадках, коли необхідно мати більший напір, застосовують двосекційні або трисекційні насоси.

Занурені відцентрові електронасоси (ЗЕВН) застосовують для роботи в свердловинах, закріплених обсадними трубами діаметрами 140, 146, 168 і 178 мм. Для таких свердловин використовують насоси із зовнішнім діаметром 92 – 123 мм. Для експлуатації свердловин, в продукції яких міститься велика кількість піску (до 1,0 % від кількості видобутої рідини), відцентрові електронасоси виготовляють у зносостійкому виконанні.

До основних параметрів зануреного відцентрового електронасоса відносять його подачу Q , і напір H . Величина напору характеризує висоту, на яку рідина може бути піднята за допомогою насоса. Напір і подача – взаємозалежні величини: чим вищий напір розвивається насосом, тим нижча його подача (рис.2.28).

Наприклад, ступінь насоса, робоча характеристика якого показана на цьому рисунку, спроможний підняти воду на висоту 5 м, але при цьому він працюватиме вхолосту ($Q = 0$). Якщо напір наближається до нуля, то ступінь спроможний перекачувати рідини до 120 м³/добу. Із збільшенням напору подача насоса знижується, а при зниженні напору подача збільшується. ККД η в обох випадках дещо знижується.

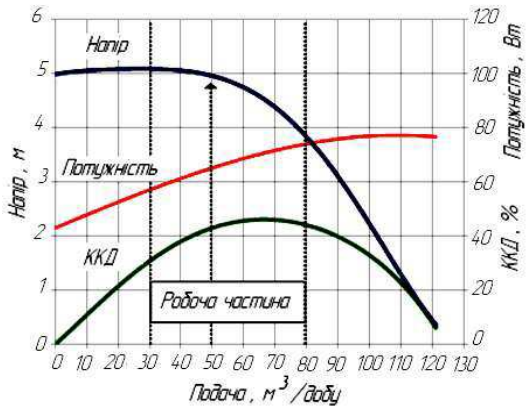


Рисунок 2.28 – Робоча характеристика ступеня ЗЕВН

Промисловістю випускаються електронасоси, розраховані на напір від 450 до 1500 м і подачі від 40 до 700 м³/добу.

Детальніше класифікацію, конструкції, основи технологічних та конструкційних розрахунків, технічні характеристики насосів розглянуто в розд.3 цього посібника.

Занурений електродвигун [44]. Приводом ЗЕВН служать асинхронні трифазні занурені електродвигуни із короткозамкнутим ротором (рис.2.29). При частоті струму 50 Гц синхронна частота обертання вала становить 3000 хв⁻¹.



Рисунок 2.29 – Двопольсний трифазний асинхронний електродвигун

Ротор електродвигуна складається з декількох секцій стандартної довжини. Між секціями встановлюються бронзові підшипники. Обмотка статора загальна для всіх його пластин. Кожух заповнюється легкою трансформаторною оливою, яка характеризується високими діелектричними властивостями. Олива служить для змащування і охолодження ротора і статора.

Оскільки діаметр корпусу двигуна обмежений внутрішнім діаметром експлуатаційної колони, для забезпечення необхідної потужності довжина двигуна досягає 4,2 – 8,2 м.

Потужності занурених електродвигунів залежно від типу насоса можуть бути від 14 до 125 кВт, а їх діаметри – від 103 до 123 мм.

Гідрозахист – один із найважливіших вузлів зануреного агрегату. Він захищає електродвигун від потрапляння в його порожнину пластової рідини. Це досягається тим, що

в порожнині електродвигуна, заповненого рідкою оливою, створюється тиск, який перевищує тиск навколишнього середовища. Гідрозахист компенсує також витікання оливи з двигуна і забезпечує подачу оливи до підшипників насоса.

Підбір свердловини для застосування зануреного електронасоса проводиться на підставі даних її дослідження, в результаті якого визначаються її дебіт і динамічний рівень при цьому дебіті, який відповідає напору, що має розвивати насос. Електронасос спускають у свердловину після очищення вибою від бруду і осадів. Потім підймальні труби заповнюють до устя рідиною і після цього вмикають двигун. Обслуговування свердловини полягає в перевірці подачі насоса і контролі роботи електрообладнання.

Занурені гвинтові насоси на практиці почали впроваджуватися відносно недавно [34,43].

Установка гвинтового насоса складається із тих самих вузлів, що і установка зануреного відцентрового насоса, тобто із зануреного агрегату (двигуна, гідрозахисту, насоса), кабелю, обладнання устя, автотрансформатора і станції керування. Замість відцентрового насоса в підземному агрегаті використовується гвинтовий насос. Крім того, в установках занурених електрогвинтових насосів (УЕГН) застосовують чотириполюсні занурені електродвигуни із частотою обертання вала (синхронною) 1500 хв^{-1} , тоді як в установках ЕВН – двопольні електродвигуни із частотою обертання вала 3000 хв^{-1} . Конструктивно двигуни ідентичні.

На рис.2.30 показано занурений електрогвинтовий редукторний насос фірми «Centrilift», який містить електродвигун 1, редуктор 2, опорно-гідрозахисний вузол 3, приймальну камеру 4 та гвинтові робочі органи 5. Робочими органами є однозахідний сталевий гвинт і гумометалева обойма, внутрішня порожнина якої має двозахідну гвинтову поверхню із кроком, удвічі більшим від кроку гвинта.

Рідина зі свердловини надходить у приймальну камеру 4 і далі в порожнину між гвинтом і обоймою 5 проходить до запобіжного клапана і в підйомні труби (НКТ).

Гвинт, обертаючись в обоймі, здійснює складний планетарний рух. За один оберт гвинта замкнуті порожнини, що мають гвинтоподібну форму, переміщуються з рідиною на один крок обойми в осьовому напрямі в бік нагнітання. При обертанні гвинта безперервно відкриваються і замикаються порожнини, що утворюються гвинтом і обоймою. При цьому сума заповнених рідиною вихідних площ поперечного перерізу гвинта з обоймою залишається постійною, і потік рідини завжди безперервний і пропорційний частоті обертання гвинта. Рідина перекачується практично без пульсації, не створюючи стійкої емульсії нафти з водою.

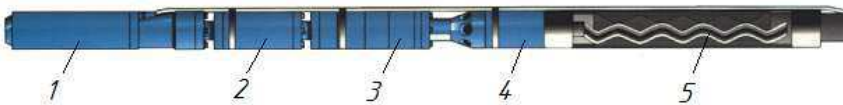


Рисунок 2.30 – Занурений електрогвинтовий редукторний насос:

1 – електродвигун; 2 – редуктор; 3 – опорно-гідрозахисний вузол; 4 – приймальна камера; 5 – гвинтові робочі органи

На рис.2.31 показано схему та окремі елементи електрогвинтового насоса. Безумовною особливістю робочого гвинта є те, що будь-який поперечний переріз, перпендикулярний до осі обертання, є правильним колом. Центри цих кіл лежать на гвинтовій лінії, вісь якої є віссю обертання усього гвинта. Відстань центра поперечного перерізу гвинта від його осі називається ексцентриситетом і позначається буквою *e*. Поперечні перерізи обойми в будь-якому місці уздовж осі гвинта однакові, але повернені один щодо одного. Один із таких поперечних перерізів гвинта в обоймі зображено на рис.2.32.

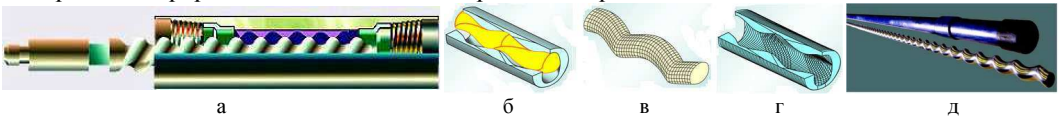


Рисунок 2.31 – Елементи зануреного електрогвинтового насоса:

а – загальний вигляд насоса; б – схема насоса; в – ротор; г – статор; д – загальний вигляд ротора і статора

Переріз внутрішньої порожнини обойми утворений двома півколами з радіусами, що дорівнюють половині діаметра поперечного перерізу гвинта, і двома загальними дотичними. Відстань між центрами цих півкіл дорівнює $4e$. Завдяки обертанню вала насоса гвинт обертається навколо своєї осі, одночасно вісь гвинта здійснює обертання по колу діаметром $d = 2e$ у зворотному напрямку.

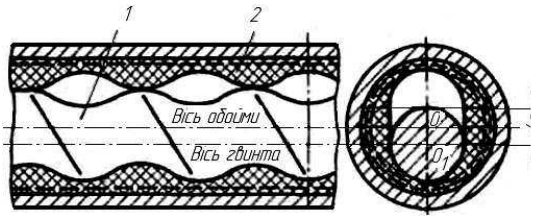


Рисунок 2.32 – Поперечний переріз гвинта в обоймі насоса

Гвинтовий насос – насос об'ємної дії, його теоретична подача прямо пропорційна частоті обертання гвинта. Оскільки гвинт, обертаючись, в осьовому напрямі не переміщається, то, природно, рідина, яка заповнює западини гвинтової порожнини обойми, надходить з однієї западини в іншу згідно із кроком гвинта.

Таким чином, за один оберт гвинт двічі перекидає камери в обоймі, тобто витіснить із неї дві певні порції рідини. Оскільки осьове переміщення рідини за один оберт гвинта дорівнює T (крок обойми $T_{об} = 2t$), то подача насоса за один оберт становить

$$q = 4eDT, \quad (2.5)$$

де $4eD$ – площа поперечного перерізу потоку рідини.

Для насосів, які працюють за здвоєною схемою, подача насоса за один оберт

$$q_2 = 2 \cdot 4eDT. \quad (2.6)$$

Подача насоса за одну добу

$$Q = 1440 \cdot 4eDTn\eta_{об}. \quad (2.7)$$

У цих формулах e – ексцентриситет гвинта; D – діаметр перерізу гвинта; T – крок обойми; n – частота обертання вала насоса, хв^{-1} ; $\eta_{об}$ – об'ємний ККД насоса.

Якщо розміри насоса задати в метрах, то подача його буде вимірюватися в $\text{м}^3/\text{добу}$. Об'ємний ККД насоса береться в межах $0,7 - 0,9$. Ця величина залежить від характеру посадки гвинта в обоймі (із натягом або проміжком), характеристики гуми і напору насоса.

На наших промислах занурені гвинтові електронасоси застосовують для свердловин із 146 і 168 мм обсадними колонами з мінімальними внутрішніми діаметрами відповідно $121,7$ і 130 мм.

Занурений гвинтовий електронасос поєднує у собі позитивні якості відцентрового і поршневого насосів. Такий насос забезпечує плавну, безперервну подачу рідини без пульсації, з високим ККД у широкому діапазоні зміни тиску. Характерна особливість гвинтових насосів – значне поліпшення параметрів із збільшенням в'язкості рідини. Тому ці насоси ефективні при видобутку в'язкої і високов'язкої нафти.

Також важливою перевагою зануреного гвинтового насоса є забезпечення стабільних параметрів при видобутку нафти з високим газовим фактором, і навіть попадання вільного газу на прийом насоса не призводить до зриву подачі.

Насос містить невелику кількість деталей, має високу надійність, досить великий міжремонтний період, що дає перспективу на широке застосування у промисловості.

Запитання для самоперевірки

1. Що таке розроблення покладу?
2. У чому полягають особливості розроблення газового покладу?
3. Які чинники впливають на величину газовіддачі?
4. Що таке газоконденсатні поклади? У чому полягають особливості їх розроблення?
5. Перелічіть і коротко опишіть відомі вам штучні методи дії на нафтові пласти.
6. З яких міркувань визначається число нагнітальних свердловин при заводненні пластів?
7. Які вимоги ставляться до води, призначеної для нагнітання у пласт?
8. Якій обробці підлягає вода, яка надходить на водоочисну установку, залежно від її якості?
9. Яке обладнання входить до складу водоочисної станції для підготовки води, призначеної для нагнітання в пласт?
10. Перелічіть відомі вам способи експлуатації свердловин.
11. У чому полягає суть фонтанної експлуатації свердловин?
12. Сформулюйте призначення колони насосно-компресорних труб.
13. Скільки схем фонтанних свердловин передбачається стандартом? У чому полягають їх різниці, особливості?
14. Опишіть будову фонтанної ялинки. Коротко сформулюйте призначення кожного складового механізму.
15. У чому полягає суть процесу освоєння свердловини? Коротко опишіть відомі вам технології освоєння.
16. Як здійснюється регулювання роботи фонтанних свердловин?
17. Коротко опишіть технологію газліфтової експлуатації свердловин.
18. Які типи газліфтових клапанів вам відомі? Наведіть їх призначення.
19. Із чого складається штангова свердловинна насосна установка (ШСНУ)? Коротко опишіть призначення основних механізмів ШСНУ.
20. Які вам відомі типи штангових свердловинних насосів? У чому полягає їх принципова різниця?
21. Перелічіть і коротко опишіть відомі вам методи боротьби з відкладеннями парафіну.
22. Із чого складається установка зануреного електровідцентрового насоса? Коротко опишіть призначення основних механізмів УЕВН.
23. Сформулюйте основні параметри електровідцентрових насосів. Який взаємозв'язок між його робочими характеристиками?
24. Які насоси, крім відцентрових і штангових, використовуються для експлуатації нафтових свердловин?

Приклади та контрольні задачі

Приклад 2.1. Визначити пусковий тиск газліфтової свердловини. Вихідні дані: експлуатаційна колона $\varnothing 146$ мм, $L = 2550$ м, колона НКТ 73-7, густина продукції свердловини 850 кг/м^3 , глибина установки (від статичного рівня) пускового газліфтового клапана 1870 м, коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом, взяти таким, що дорівнює $k_n = 0,8$.

Пусковий тиск p_n , Па, для однорядного підйомника при кільцевій системі подачі газу для випадку, коли при запуску рівень рідини не доходить до устя свердловини, визначається за формулою [24,39]

$$p_n = \rho gh \left[1 + (1 - k_n) \frac{D^2}{d^2} \right] = 850 \cdot 9,81 \cdot 1870 \cdot \left[1 + (1 - 0,8) \frac{0,146^2}{0,073^2} \right] = 28,1 \cdot 10^6,$$

де h – відстань від статичного рівня до газліфтового клапана, м; k_n – коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом при запуску свердловини, ($0 < k_n < 1$); D – умовний діаметр експлуатаційної колони, м; d – умовний діаметр колони НКТ, м.

Приклад 2.2. Визначити діаметр шківів на електродвигуні верстата-качалки, якщо відомо, що діаметр шківів редуктора $D_p = 450$ мм, передавальне число редуктора $i_p = 39,868$, частота обертання вала електродвигуна $n_{ов} = 1000 \text{ хв}^{-1}$, число подвійних ходів головки балансира $n = 12$.

Діаметр шківів $D_{ов}$, мм, на електродвигуні верстата-качалки можна визначити за відомим розрахунком із курсу «Деталі машин і механізмів», формула, наведена до умови задачі, набирає вигляду

$$D_{ов} = \frac{n}{n_{ов}} \cdot i_p \cdot D_p = \frac{12}{1000} \cdot 39,868 \cdot 450 = 215,$$

де n – число подвійних ходів головки балансира; $n_{ов}$ – частота обертання вала електродвигуна; i_p – передавальне число редуктора; D_p – діаметр шківів редуктора, мм.

Вибираємо із розмірного ряду шківів найближче стандартне значення 200 мм.

Задача 2.1. Визначте пусковий тиск газліфтової свердловини. Вихідні дані: експлуатаційна колона 140×2500 , колона НКТ 73 мм, густина продукції свердловини 900 кг/м^3 , глибина установки (від статичного рівня) пускового газліфтового клапана 1750 м, коефіцієнт, що враховує поглинання рідини пластом взяти $k_n = 0,75$.

Задача 2.2. Визначте подачу штангової насосної установки за 1 добу, якщо використовується плунжер діаметром 32 мм, довжина ходу устьового штока 3 м, частота ходів плунжера за одну хвилину становить 15 , а густина нафти 850 кг/м^3 .

Задача 2.3. Визначте діаметр шківів на електродвигуні верстата-качалки, якщо відомо, що діаметр шківів редуктора $D_p = 710$ мм, передавальне число редуктора $i_p = 39,9$, частота обертання вала електродвигуна $n_{ов} = 750 \text{ хв}^{-1}$, число подвійних ходів головки балансира $n = 12$. Рекомендовані стандартні діаметри шківів на електродвигуні становлять $200, 224, 250, 280$ мм.

Задача 2.4. Визначте частоту подвійних ходів головки балансира верстата-качалки, якщо відомо, що діаметр шківів на електродвигуні верстата-качалки $D_{ов} = 224$ мм, діаметр шківів редуктора $D_p = 710$ мм, передавальне число редуктора $i_p = 39,9$, частота обертання вала електродвигуна $n_{ов} = 1000 \text{ хв}^{-1}$.

РОЗДІЛ 3 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ ТА ГАЗУ

До основних видів транспортування нафти, нафтопродуктів та газу на далекі відстані належать залізничний, водний, трубопровідний і автомобільний [22,57]. Інколи нафтопродукти доставляються споживачам літаками і гелікоптерами [25].

Водним транспортом (морським і річковим) сира нафта і багато нафтопродуктів (бензин, гас, дизельне паливо, мазут та ін.) перевозяться в наливних суднах самохідного (танкери) і несамохідного (ліхтери, баржі) типів.

Автомобільними перевезеннями нафтопродукти з нафтобаз доставляються до споживачів. У цьому випадку нафтопродукти перевозяться в автоцистернах, а також у дрібній тарі.

Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів забезпечує транспортування великих кількостей нафти і нафтопродуктів на будь-які відстані.

3.1 Залізничний транспорт

Нафту і нафтопродукти перевозять залізницею, як правило, у вагонах-цистернах. Лише невелика частина цієї продукції (близько 2 %) транспортується у дрібній тарі (бочках, контейнерах, бідонах і балонах) [22].

Вагон-цистерна (рис.3.1) – це сталева горизонтальна циліндрична посудина. Залежно від вантажопідйомності вагони-цистерни бувають чотиривісними і восьмивісними. За конструкцією розрізняють стандартні і спеціального призначення. У стандартних цистернах перевозять низьков'язкі нафтопродукти. У цистернах спеціального призначення перевозять високов'язкі нафтопродукти.



Рисунок 3.1 – Вагон-цистерна

Цистерни спеціального призначення теплоізолюються для сповільнення охолодження нафтопродуктів у них або забезпечуються підігрівальними пристроями. Завдяки збереженню температури полегшується і прискорюється наливання і зливання продукції. Найпоширеніші чотиривісні цистерни об'ємом 50 і 60 м³.

Для перевезення бітуму як досить тугоплавкого нафтопродукту застосовують спеціальні залізничні вагони, названі бункерними піввагонами. Особливість їх полягає у тому, що вони складаються з чотирьох бункерів (об'ємами 11,8 м³ кожен), встановлених на рамі вагона. Опорні точки бункера розташовані так, що в заповненому стані його центр тяжіння є вищим від цих точок, і бункер легко перекидається (при звільненні захоплені), вивалюючи бітум на розвантажувальний майданчик, а потім повертається у початкове вертикальне положення.

Контейнери – невеликі цистерни вантажопідйомністю 25 і 50 кН, розміщені на залізничній платформі. Після прибуття до місця призначення їх перевантажують кранами або іншими пристроями на вантажні машини. У цистернах-контейнерах в основному перевозять високов'язкі оливи. Тому контейнери забезпечені пристроями для розігрівання нафтопродуктів.

Зливання і наливання нафтопродуктів у залізничні цистерни проводиться за допомогою залізничних естакад.

Залізничні естакади – це стаціонарні пристрої у вигляді помостів, розташованих уздовж залізничної колії.

Поміст установлений на рівні вагонів-цистерн. Залізничні естакади залежно від здійснюваних операцій поділяються на наливні, зливні і зливно-наливні.

Основні елементи естакад для наливання і зливання нафтопродуктів – наливні стояки, що встановлюються з одного або з обох боків залізничних колій на відстані від 4 до 12 м один від одного. Стояки об'єднуються колекторами з відповідною арматурою для підключення і відключення стояків у міру наповнення цистерн. Подача продукції у колектори естакади, як правило, здійснюється насосами.

Процес наливання продукції у залізничні вагони-цистерни пов'язаний із виконанням у певній послідовності багатьох операцій підготовки цистерн до наливання, пуску насосів, відкриття запірної арматури і контролю процесу наповнення. Після заповнення цистерни запірні арматури закривається, вимірюється кількість налитого продукту, відбираються проби, закриваються і пломбуються люки.

Зливання продукту із залізничних цистерн у резервуари може здійснюватися за допомогою насосів через верхню частину цистерн або самопливом із їх нижньої частини.

3.2 Водний транспорт

3.2.1 Транспортування нафти та нафтопродуктів водним транспортом

Нафту і нафтопродукти водним транспортом перевозять у нафтоналивних суднах – морських і річкових танкерах і баржах (самохідних і несамохідних). Морське самохідне нафтоналивне судно називається танкером (його вантажопідйомність досягає 50000 т і більше), несамохідне – морською баржею або ліхтером [25].

Морське нафтоналивне судно (рис.3.2, 3.3) складається з жорсткого металевого каркаса, до якого кріпиться металева обшивка: зовні – обшивка корпусу судна і зсередини – танка судна, куди заливають нафту або нафтопродукти.

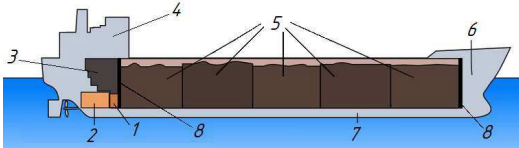


Рисунок 3.2 – Схема танкера:

- 1 – насосне відділення; 2 – машинне відділення;
- 3 – паливний бак; 4 – приміщення екіпажу і навігації;
- 5 – танки; 6 – трюм суховантажу; 7 – подвійне дно;
- 8 – непроникні перегородки

Корпус судна поздовжніми і поперечними непроникними перегородками ділиться на ряд відсіків 5, названих танками. Це підвищує імовірність непотоплюваності судна, зменшує гідравлічні удари при хитавиці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Доступ у танки здійснюється через спеціальні люки. Вантажні танки в танкері від решти судових приміщень розділені двома непроникними перегородками 8. У носовій частині судна розміщується трюм суховантажу 6, у середині насосне відділення 1, а на кормі – машинне відділення 2, паливний бак 3 і приміщення екіпажу і навігації 4. Насосні відділення сполучені зі всіма танками трубопроводами. Для наливання і зливання нафтопродуктів передбачені навантажувально-розвантажувальні трубопроводи, наявні в кожному танку і які на палубі підключені до загального колектора. При перепускній системі наливання і зливання нафтопродуктів входні і напірні (палубні) магістралі відсутні. Зливні операції здійснюються шляхом перетікання продукту з танка в танк, а з суміжного з насосним відділенням танка за допомогою насоса спрямовується на берег або в інше судно (при вивантаженні на плаву). При наливанні продукт надходить в один або декілька танків, звідки самопливом прямує в решту танків.



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд танкера

Перетікання продукту з танка в танк здійснюється крізь отвори, вирізані в бокових стінках танка (перегородках).

Ліхтери, що випускаються вантажопідйомністю до 10000 т і більше, призначені для перевезення нафтопродуктів на великі відстані, а також для зливання і наливання, якщо танкери не можуть підійти до берегового причалу. Зливно-наливні операції здійснюються за допомогою насосів, встановлених на ліхтерах, або на плавучій насосній станції.



Рисунок 3.4 – Загальний вигляд річкової нафтоналивної баржі

Річкові баржі – несамохідні вантажні судна, перемішувані буксиром або штовхачем, виготовляються вантажопідйомністю від 100 до 12000 т. Подібно до танкера їх внутрішній об'єм розділений на окремі відсіки, число яких може досягати 50. Вантажна система в них перепускна.

Над палубою є надбудови для обслуговуючого персоналу. На рис.3.4 показаний загальний вигляд річкової нафтоналивної баржі. Для наливання і розвантаження нафтоналивних суден передбачені гавані і причали.

Гавань – частина портової акваторії, прилегла до причалів, на яких проводять вантажні операції. Водна поверхня нафтогавані, названа акваторією (ділянкою водної поверхні у встановлених границях району моря або порту), повинна бути прикрита від дії хвиль, мати певну площу поверхні і глибину для причалювання і маневрування суден. Для гавані вибирають природні укриття (бухти, затоки, затони). Якщо таких немає, споруджують штучні – хвилеломи, греблі тощо.

Споруда для причалювання суден і зв'язку їх із берегом називається пристанню. Якщо пристань значно виходить від берега всередину водної поверхні, її називають пірсом. Пристань або пірс може мати один або більше причалів.

Від причалів до берегових резервуарів прокладають трубопроводи. Перекачування продукції з резервуарів у судна, а також із суден у резервуари здійснюється за допомогою берегових насосних станцій (якщо судна не мають насосів). З'єднання берегових трубопроводів із судновими здійснюється за допомогою шлангів або шарнірних елементів.

На річкових пристанях (іноді і морських) для зливання продукції широко використовують плавучі насосні станції. У цьому випадку судна причалюють до насосної станції, яка споруджується біля причалу. Вхідні трубопроводи насосної станції сполучають із вантажною системою судна, а вихідні – із береговими трубопроводами. Після цього за допомогою насосів продукція перекачується з судна в берегові резервуари.

Плавуча насосна станція є судном (річковим або морським), на якому змонтовано два насоси або більше. Таку станцію застосовують для проміжних перевантажень нафтопродуктів на плаву.

Якщо будівництво морського причалу ускладнене або економічно недоцільне, наливання танкерів здійснюється на деякій відстані від берега підводним трубопроводом.

3.2.2 Транспортування скрапленого природного газу морем

Суттєвим недоліком природного газу є його велика собівартість при транспортуванні трубопроводом на великі відстані.

Привабливим рішенням цієї проблеми є транспортування скрапленого природного газу (СПГ) у рідкому стані. СПГ (англ. LNG – liquefied natural gas) – природний вуглеводневий газ, який за дуже низьких температур («мінус» 162 °С) і атмосферному тиску переходить у рідкий стан, зменшуючись в об'ємі майже у 600 разів. СПГ теж не має запаху і безбарвний, легший за воду, не горить і не вибухає, оскільки не містить кисню. На відкритій місцевості за нормальної температури СПГ повертається у газоподібний стан і швидко розсіюється в повітрі, тому не може вибухнути. СПГ не самоzapалюється. Такі властивості полегшують

його зберігання і забезпечують економне й надійне перевезення. Особливо постачальники СПГ виграють завдяки економії на морських перевезеннях. Проте для транспортування газу у такий спосіб необхідно мати потужний виробничо-технологічний комплекс з виробництва і постачання СПГ:

- завод зі скраплення природного газу;
- газоекспортний термінал, де СПГ заливають у спеціальні кораблі – танкери-газовози;
- газоімпортерний термінал на місці призначення, де відбувається вивантаження СПГ;
- сховище СПГ і станція регазифікації для перетворення скрапленого газу в газоподібний стан.

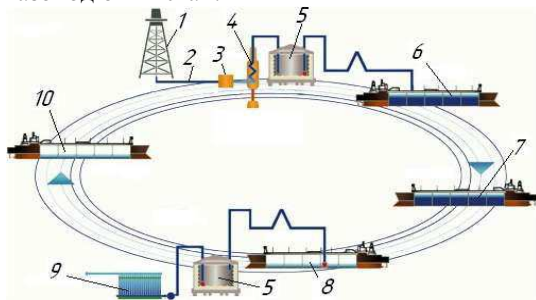


Рисунок 3.5 – Схема постачання СПГ:

- 1 – свердловина; 2 – природний газ; 3 – компресорна станція; 4 – установка СПГ; 5 – сховище СПГ; 6 – завантаження СПГ в танкер-газовоз; 7 – рух завантаженого танкера; 8 – вивантаження танкера-газовоза; 9 – станція регазифікації; 10 – рух порожнього танкера

Крім того, треба мати або орендувати кораблі. Тому транспортування СПГ морем вважається економічно обґрунтованим, якщо йдеться про великі відстані – більш від 3000 км. На рис.3.5 наведена схема постачання СПГ.

Пунктом призначення завантаженого газовоза є приймальний термінал СПГ (рис.3.6). До нього входять причал, зливна естакада, резервуари зберігання, системи випаровування, установка обробки газів випаровування з резервуарів і вузол обліку. Резервуари за конструкцією подібні на резервуари, що є на заводах із виробництва СПГ, але тут їх більше, оскільки необхідно мати запас ємностей

через нерівномірність поставок і відвантажування продукту.

Для регазифікації СПГ використовують випарники прямого і непрямого підігріву. У випарниках прямого підігріву газ отримує тепло безпосередньо від гарячого теплоносія. При непрямому підігріві тепло надходить до газу через стінку від проміжного газу або рідини, нагрітих гарячим теплоносієм. Як проміжну рідину між водою і СПГ використовують пропан, що значно знижує імовірність замерзання води у трубах теплообмінників.

На терміналах часто як теплоносії використовуються морська вода, а в теплообмінниках типу «регазифікатор із зрошенням» морська вода стікає вздовж вертикальних трубок, в яких СПГ циркулює під тиском і поступово випаровується в цих трубках знизу вгору.

Для економії енергії у процесі регазифікації запроваджують різні способи утилізації холоду СПГ для галузей промисловості, що споживають холод замість того, щоб просто випускати його в довкілля.

СПГ, що пройшов регазифікацію, знову стає звичайним природним газом, придатним для стандартних видів споживання. Його можна подавати трубами на електростанції або в житлові будинки, закачувати в газові балони.

Для перевезення СПГ використовують три основні види вантажних танків: сферичний тип, мембранний тип і комбінація мембранних систем. Найпоширенішим танком є сферичний типу «MOSS» (рис.3.7).



Рисунок 3.6 – Загальний вигляд приймального терміналу



Рисунок 3.7 – Сферичний танк типу «MOSS»:

а – схема танка; б – танк на плаву;
 1 – глушник; 2 – вихлопна труба; 3 – танки; 4 – ізоляційний шар; 5 – СПГ; 6 – компресор; 7 – силова установка



Рисунок 3.8 – Танкер мембранного типу «Mozah» (а); вигляд зсередини (б)

На рис. 3.8 показано фотографію найбільшого у світі танкера мембранного типу «Mozah» для перевезення СПГ. Максимальна місткість танкера 266000 м³, довжина 345 м, ширина 50 м, осадка 12 м, від кіля до клотика висота судна дорівнює висоті двадцятиповерхового будинку. СПГ перевозиться

у п'яти гігантських танках мембранного типу. Танкер має власну установку СПГ для скраплення випаровувань в танках, що забезпечує практично повну збереженість вантажу при перевезенні. Головними двигунами є два низькооборотні дизелі, що працюють на два гвинти.

3.2.3 Транспортування стисненого природного газу танкерами-газовозами

При скрапленні газ зменшується у об'ємі в 600 разів, а при стисканні – у 250 разів.

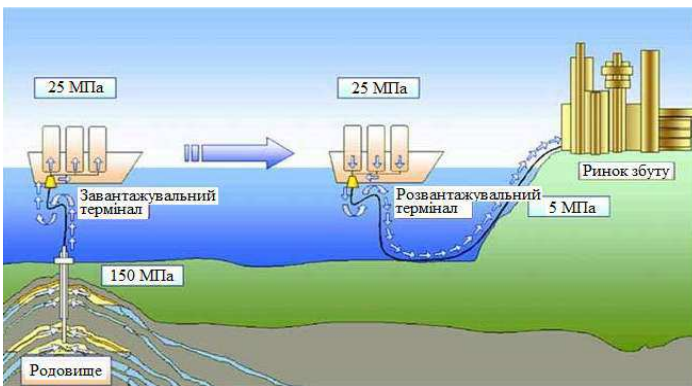


Рисунок 3.9 – Технологічна схема транспортування стисненого газу танкерами CNG

Перевага на користь скрапленого газу – у 2,4 рази. Крім того, сучасні танкери LNG доставляють споживачам за один рейс до 80 млн м³ природного газу, а танкери CNG – до 30 млн м³. Тут перевага на користь танкерів LNG – у 2,7 раза.

На рис.3.9 показана технологічна схема транспортування стисненого газу танкерами CNG.

Проте для організації технології транспортування СПГ, крім танкерів LNG, необхідні: дорогий завод зі скраплення газу, завантажувальний і приймальний термінали спеціальної конструкції, завод регазифікації.

Технології транспортування стисненого газу потребують лише танкери CNG і завантажувально-розвантажувальні термінали.

Вартість танкерів CNG приблизно така сама, як і танкерів LNG, інші складові технологічного ланцюга LNG набагато дорожчі.

Отже, за оцінками міжнародних експертів, при обсягах поставок природного газу від 0,5 до 4,0 млрд м³ за рік на маршрутах довжиною від 250 до 2500 морських миль транспортування природного газу танкерами CNG буде в 1,5 – 2,0 рази економніше порівняно із транспортуванням СПГ танкерами LNG.

3.3 Автомобільний транспорт

Автомобільний транспорт широко використовується при перевезеннях нафтопродуктів із розподільних нафтобаз на АЗС або споживачеві. Цей вид транспорту найефективніше використовується в районах, в які неможливо доставити нафтопродукти залізницею або водним шляхом [57].

Автоцистерни, в яких перевозять нафтопродукти, оснащені комплектом такого обладнання: патрубком для наливання нафтопродукту, дихальним клапаном, стрижньовим покажчиком рівня, клиновим засувом для зливання палива, двома шлангами із наконечниками і насосами з механічним приводом.

Об'єм окремих автоцистерн досягає 30 м³ і більше. Усередині цистерни встановлені поперечні і поздовжні хвилерізи для зменшення сили ударної хвилі рідини під час руху автомашини.

Для забезпечення пожежної безпеки на автоцистернах встановлені вогнегасники і пристрої для заземлення цистерн і шлангів для відведення статичної електрики, яка може утворитися при наливанні і зливанні нафтопродуктів.

На рис.3.10 показано загальний вигляд автоцистерни для транспортування зрідженого газу об'ємом 48 м³. Для заправлення паливом автотранспортних машин, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправних станцій, а також сільськогосподарських машин і літаків застосовують спеціальні автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Такі автоцистерни називаються заправниками паливом.



Рисунок 3.10 – Загальний вигляд автоцистерни для транспортування пропану



Рисунок 3.11 – Загальний вигляд цистерни для транспортування бітуму

Також заправники паливом.

Обладнання заправника паливом приводиться в дію водієм із кабіни керування, в якій передбачені важелі вмикання насоса, засуви і вентилі, необхідні для виконання операцій приймання, роздачі і перекачування палива, а також контрольно-вимірювальні прилади. Цистерни заправника паливом виготовляють об'ємом 4 – 16 м³.

На рис.3.11 показано загальний вигляд циліндричної цистерни місткістю 29,51 м³ із нержавіючої сталі для транспортування бітуму.

Автотранспортом здійснюється також перевезення нафтопродуктів у контейнерах і в дрібній тарі. Контейнери – металеві або еластичні гумово – тканинні резервуари об'ємами 2, 5 і 4 м³ (відомі гумово – тканинні резервуари об'ємом до 20 м³), в яких нафтопродукти підвозяться споживачеві без перекачування у стаціонарні сховища.

Після прибуття до місця призначення контейнери вивантажують із машин за допомогою кранів. Особливість контейнерних перевезень полягає в тому, що цистерни не закріплюються за автомашиною, а поперемінно можуть служити транспортною посудиною і тимчасовим сховищем. Такі перевезення досить зручні для віддалених від транспортних магістралей районів і при організації польових пересувних складів.



Рисунок 3.12 – Загальний вигляд танка-контейнера

нафтопродуктів у бочках – єдиний спосіб задоволення потреб віддалених районів, що не мають залізничних і водних сполучень.



Рисунок 3.13 – Металеві і поліетиленові бочки:

а – металеві бочки з корками; б – металеві бочки зі знімною кришкою; в – поліетиленові бочки із двома корками; г – пластикові бочки із кришкою з гвинтом

Розрізняють два основні типи бочок – металеві об'ємом 0,03 – 0,2 м³ для транспортування рідкого палива і поліетиленові об'ємом до 0,24 м³, які використовуються в основному під органічні розчинники, побутову хімію і лакофарбові матеріали.

Бідони та каністри застосовують переважно двох типів: металеві і пластикові (рис.3.14). Металеві бідони об'ємом 0,03 – 0,06 м³ для перевезення бензину виготовляють із білої жерсті прямокутної і циліндричної форм. Високоякісні каністри із пневматичного поліетилену, стійкого до ультрафіолетового проміння, виготовляють об'ємом до 0,06 м³. Каністри повністю піддаються повторній переробці і не шкідливі для навколишнього середовища.

Посудини кубічні призначені для транспортування і зберігання рідких хімічних і харчових продуктів, у тому числі ізопропілового спирту, кислот, лугів, рослинної оливи, оцтової кислоти, 96 % питного етилового спирту та інших продуктів.



Рисунок 3.14 – Металеві і поліетиленові бідони і каністри

На рис.3.15 показано посудину кубічну місткістю 1 м³, призначену для перевезення і зберігання легкозаймистих речовин з температурою спалахування нижче 61 °С, у тому числі ацетону, бензину, гасу та інших продуктів.

Для перевезення рідких нафтобітумів, а також мастил застосовують металеві гофровані барабани або мішки з обгортувального паперу. Все більшого застосування набуває поліетиленова тара.



Рисунок 3.15 – Загальний вигляд посудини кубічної

Для наливання світлих нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бідони й іншу дрібну тару споруджують пристрої наливання.

Оливи відпускають у розфасованому вигляді. Наливання в автоцистерни здійснюється наливними пристроями – естакадами й колонками. Наливання нафтопродуктів у бочки, бідони й іншу тару проводиться у спеціальних розливних приміщеннях, обладнаних роздавальними пристроями.

Заправлення нафтопродуктів в автотранспорт проводять на автозаправних станціях (АЗС), що розташовуються біля нафтобаз, або на автотранспортних магістралях. Резервуари при цьому заповнюються за допомогою трубопроводу, прокладеного від нафтобази, або за допомогою автоцистерн. Залежно від призначення і місця розташування автозаправних станцій поділяються на міські, дорожні, паркові, сільські, пересувні. Міські АЗС розташовують на міських магістралях, площах і в районах великих автобаз і стоянок автотранспорту. Сільські АЗС, як правило, розміщують у районних центрах, а дорожні – на основних автомагістралях. Пересувні заправні станції тимчасово розміщують на автомобільних дорогах, у місцях скупчення автомобілів, на будівельних майданчиках, у польових станах, на туристських маршрутах, у передмістях і так далі. Катери і моторні човни заправляють як пересувні автозаправні станції, так і плавучі, обладнані на катерах.

3.4 Трубопровідний транспорт

3.4.1 Транспортування нафти і нафтопродуктів магістральними нафтопроводами

Трубопровідний транспорт – економічний вид транспортування нафти і нафтопродуктів [20,67,58]. Україна посідає п'яте місце у світі за довжиною магістральних трубопроводів [19].

Переваги цього виду транспортування:

- низька собівартість транспортування продукції на значні відстані;
- безперервність подачі продукції;
- широка можливість для автоматизації;
- зменшення втрат нафти і нафтопродуктів при їх транспортуванні;
- можливість трасування трубопроводів найкоротшою відстанню, якщо це економічно доцільно.

Трубопроводи, якими перекачують продукцію на значні відстані, називаються магістральними. Загальна довжина магістральних нафтопроводів в Україні становить 4 тис. км. Магістральні трубопроводи залежно від рідини, яка перекачується, відповідно називаються: нафтопроводами – при перекачуванні нафти; нафтопродуктопроводами – при перекачуванні рідких нафтопродуктів, наприклад, бензину, гасу, дизельного палива, мазуту [19].

При використанні нафтопродуктопроводу для транспортування нафтопродукту одного сорту згідно з найменуванням продукту вживаються терміни бензопровід, гасопровід, мазутопровід тощо. Магістральний трубопровід складається з таких ланок:

- трубопроводу;
- однієї або декількох насосних станцій;
- засобів зв'язку.

На рис.3.16 показана типова схема магістрального нафтопроводу. Магістральний трубопровід характеризується такими показниками: довжиною, діаметром, пропускною здатністю і числом перекачувальних станцій.

Сучасні магістральні трубопроводи, протяжність яких понад 1000 км, є самостійними транспортними підприємствами. Вони обладнані комплексом головних, проміжних перекачувальних (насосних) станцій великої потужності, а також наливними станціями зі всіма потрібними виробничими і допоміжними спорудами. Їх пропускна здатність досягає 50 млн т нафти і більше на рік. Споруджують такі трубопроводи переважно зі сталевих труб номінальним діаметром 500, 700, 800, 1000, 1200 і 1400 мм.

При транспортуванні нафти і нафтопродуктів на великі відстані необхідно долати значні гідравлічні опори у трубопроводі. Тому якщо одна перекачувальна насосна станція не може забезпечити нормальний режим перекачування при заданому тиску, то будують декілька станцій уздовж трубопроводу.

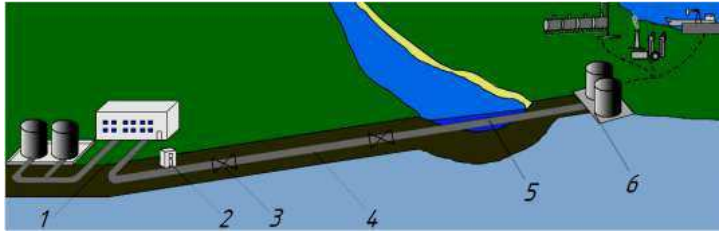


Рисунок 3.16 – Схема магістрального нафтопроводу:
1 – нафтоперекачувальна станція; 2 – вузол пуску скребка; 3 – трубопроводна арматура; 4 – магістральний трубопровід; 5 – переходи через перешкоди; 6 – кінцевий розподільний пункт

Трубопровідне транспортування разом з економічністю забезпечує цілорічну роботу і майже не залежить від природних умов, чим вигідно відрізняється від інших видів транспортування. У зв'язку з цим із кожним роком збільшується протяжність магістральних трубопроводів.

До масштабних належить система нафтопроводів «Дружба» довжиною з відгалуженнями понад 10 тис. км (зокрема на території країн СНД – 6,5 тис. км).

За принципом перекачування продукції на практиці застосовують дві системи: постанційну і транзитну.

Постанційна система перекачування характеризується тим, що нафта або нафтопродукти надходять у резервуари проміжних перекачувальних станцій, заповнюють їх, а потім відкачуються на наступну станцію (рис.3.17 а).

Якщо на станції розташовано декілька резервуарів, то перекачування продукції здійснюється безперервно: в один резервуар продукція надходить, а з іншого відкачується у трубопровід.

Транзитна система перекачування може здійснюватися з підключеним резервуаром, через резервуар і з насоса в насос. При перекачуванні через резервуар продукція з попередньої насосної станції направляється на наступну насосну станцію через резервуар (рис.3.17 б).

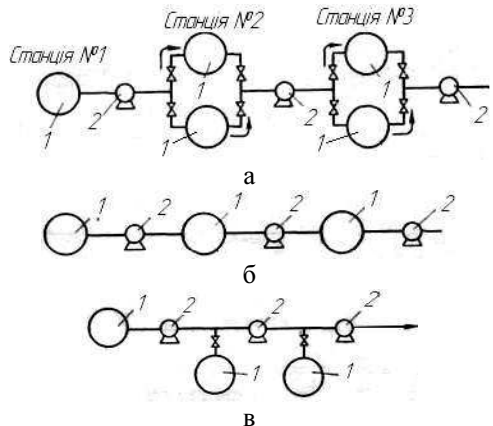


Рисунок 3.17 – Системи перекачування нафти: 1 – резервуар; 2 – насос

Перекачування з насоса в насос полягає в тому, що продукт із попередньої насосної станції направляється на наступну насосну станцію повз проміжний резервуар, який підключається паралельно магістральному трубопроводу (рис.3.17 в). Ця схема перекачування найдосконаліша й економічна, оскільки при такій схемі забезпечується максимальна герметизація системи і відсутні втрати від випаровування у проміжних

резервуарах. На проміжних станціях резервуарні парки відсутні (може бути невеликий резервуар для збирання нафтовитоків).

На всіх нафтопроводах України і СНД використовується лише одна система – із насоса в насос. Магістральний трубопровід оснащується потрібними засобами місцевої автоматики; багато трубопроводів мають дистанційне керування.

Уся магістраль розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. Така ділянка, у свою чергу, ділиться на ряд дрібніших ділянок, і до кожного з них прикріплюють лінійні обхідники, які здійснюють контроль над трубопроводом.

На кожній станції, окрім обслуговуючого експлуатаційного персоналу, є також лінійно-експлуатаційні служби (ЛЕС). У їхньому розпорядженні є всі необхідні механізми для ремонту трубопроводу і ліквідації можливих аварій: трактори-трубоукладачі, екскаватори, бульдозери, зварювальні агрегати тощо.

Головну перекачувальну станцію розміщують на початковій ділянці трубопроводу (у головній частині магістралі), тобто в районі нафтових промислів або нафтопереробного заводу, оскільки вона служить для приймання нафти або нафтопродуктів із наступною подачею їх у трубопровід. Проміжні станції розташовують уздовж трубопроводу з урахуванням рельєфу місцевості. З економічної точки зору, проміжні станції намагаються розміщувати як можна ближче до населених пунктів, залізничних і шосейних доріг, джерел електропостачання і водопостачання, а головні станції – на майданчиках нафтопереробних заводів і установок підготовки нафти, а також поблизу резервуарних парків із використанням їх об'єму.

До складу виробничо-технологічних споруд перекачувальних станцій, крім, власне, перекачувальних насосних цехів із магістральними насосами, входять [20]:

- резервуарний парк (для головних і наливних станцій);
- пристрої для пуску скребків або роздільників;
- посудини для прийняття рідини із запобіжних систем захисту.

На кінцевих (наливних) станціях або на проміжних станціях (на яких передбачається наливання продуктів у залізничні цистерни) споруджують відповідні залізничні наливні пристрої.

Крім технологічних споруд, на майданчиках розміщують виробничо-допоміжні об'єкти водопостачання, каналізації і електропостачання, а також, адміністративно-господарські споруди.

Перекачувальні насосні станції забезпечуються насосними агрегатами (насоси в комплекті із двигунами), що здійснюють перекачування нафти і нафтопродуктів магістральним трубопроводом, і допоміжним обладнанням, що обслуговує основні агрегати; насосами перекачування води і палива, компресорами й іншими пристроями постачання повітря, установками забезпечення оливою для системи мащення, вентиляторами, теплообмінниками [34].

Магістральні відцентрові насоси типів НМ 125 – 550, НМ 180 – 500, НМ 250 – 475, НМ 360 – 460 і НМ 1250 – 400 при повному завантаженні стій встановлюються по три, з яких два робочі і один резервний. Насоси марок НМ 200 – 800, НМ 500 – 800, НМ 2500 – 710 є повнонапірними і не допускають послідовної роботи. Насоси типу НМ 500 – 300 і більшої подачі, крім НМ 1250-400 і повнонапірних насосів, встановлюються на станціях по чотири, з яких три робочі і один у – резервний (послідовне з'єднання).

Приклад маркування насоса: НМ 125 – 550 – нафтовий магістральний з подачею 125 м³/год і напором 550 м.

Діапазон ефективної роботи насосів (0,8 – 1,2) від оптимальної (номінальної) подачі Q₀. Насоси з оптимальною подачею 2500 – 10000 м³/год комплектуються змінними роторами на подачі 0,5·Q₀, 0,7·Q₀ та 1,25·Q₀. Насос марки НМ 1250 – 260 комплектується двома змінними роторами на подачу 0,7·Q₀ і 1,25·Q₀. Змінний ротор у більшості випадків має

такий самий діаметр колеса, як і основний ротор, але іншу ширину робочого колеса. Таке колесо має іншу гідравлічну й енергетичну характеристику, але може бути змонтоване усередині корпусу базового насоса. Обертальна частота вала насоса НМ 1250 – 400 становить 6000 хв^{-1} , насоса НМ 2500 – 710 – 8200 хв^{-1} .

Насоси із подачею до $710 \text{ м}^3/\text{год}$ – секційні, багатоступінчасті, а з подачею $1250 \text{ м}^3/\text{год}$ і більше – одноступінчасті, спіральні з двостороннім входом рідини.

Насоси попарно уніфіковані:

- НМ 125 – 500 і НМ 180 – 500 (число ступенів 6);
- НМ 250 – 475 і НМ 360 – 460 (число ступенів 4);
- НМ 500 – 300 і НМ 710 – 280 (число ступенів 3).

ГОСТ 12124-87 вимагає виконання таких умов при транспортуванні нафти і нафтопродуктів:

- температура транспортованої рідини від «мінус» 5°C до «плюс» 80°C ;
- кінематична в'язкість нафти не більше $3 - 10 - 4 \text{ м}^2/\text{с}$;
- максимальний вміст механічних домішок лінійним розміром не більше $0,5 \text{ мм} - 0,06 \%$;
- максимальний вміст сірки у зв'язаному вигляді – $3,5 \%$;
- вміст парафіну не повинен перевищувати 7% .

На магістральних нафтопроводах ще знаходяться в експлуатації насоси старого параметричного ряду: 8НД – 10×5 , 10НД – 10×2 , 12НД – 11×2 , 16НД – 10×1 , 20НД – 12×1 , 24НД – 14×1 . Приклад маркування такого насоса: 8НД – 10×5 (8 – діаметр вхідного патрубку в дюймах; Н – нафтовий; Д – двосторонній вхід рідини; 10 – коефіцієнт швидкохідності, поділений на 10; 5 – число ступенів).

Призначення підпірних насосів – забезпечення необхідного підпору для безкавітаційної роботи основних насосів. Найбільше поширення до останнього часу мали насоси типу НМП. Існують три типорозміри цих насосів.

Обертальна частота вала насосів близько 1000 хв^{-1} . Марку насоса розуміють так: НМП 3600 – 78 – нафтовий магістральний підпірний із подачею $3600 \text{ м}^3/\text{год}$ і напором 78 м.

Тепер також поширені вертикальні підпірні насоси (подачею $150 - 5000 \text{ м}^3/\text{год}$ і напором $60 - 120 \text{ м}$), які опускаються в колодязь, заповнений нафтою. Двигун розміщений вертикально і працює на відкритому повітрі.

До сучасних конструкцій відцентрових насосів висуваються вимоги, що впливають з умов їх роботи в перекачувальних станціях. Вони повинні забезпечувати повну герметизацію в усіх вузлах, бути надійними при тривалій роботі без постійного спостереження обслуговуючого персоналу, мати необхідні пристрої для дистанційного микання, автоматичного захисту від аварій і гарантувати експлуатацію на високому ККД.

Розрахунок магістрального трубопроводу. Розрахунок трубопроводу ведеться в такій послідовності: за пропускною здатністю визначають діаметр трубопроводу і режим руху рідини (критерій Рейнольдса), від якого залежить коефіцієнт гідравлічного опору; потім визначають втрати напору і гідравлічний ухил трубопроводу. За профілем траси визначають її розрахункову довжину до перевальної точки і відповідну різницю геодезичних відміток. Використовуючи ці дані, визначають число насосних станцій.

Під пропускною здатністю магістрального трубопроводу розуміють максимальну кількість нафти або нафтопродукту, яка може бути перекачана трубопроводом за 1 рік при економічно оптимальному використанні взятих розрахункових параметрів і сталому режимі.

Розрахункова подача нафти і нафтопродуктів магістральним нафтопроводом або нафтопродуктопроводом згідно з умовами рівномірного перекачування упродовж 1 року дорівнює відношенню річної пропускної здатності до робочих днів у році з урахуванням зупинення на ремонт. Розрахункова подача за 1 годину, $\text{м}^3/\text{год}$, визначається за формулою

$$Q_c = \frac{G}{350 \cdot 24\rho}, \quad (3.1)$$

де G – річна пропускна здатність трубопроводу, т/рік; 350 – число робочих днів трубопроводу за 1 рік; ρ – густина нафти або нафтопродукту, т/м³.

Діаметр трубопроводу, м, визначають при заданій пропускній здатності трубопроводу і прийнятій швидкості руху рідини (1,5 – 2,5 м/с) за формулою

$$d = \sqrt{\frac{4q}{\pi v}}, \quad (3.2)$$

де q – пропускна здатність, м³/с; v – швидкість руху рідини, м/с.

Розраховані розміри діаметра труби округляють до найближчого діаметра за Держстандартом. Товщина стінки труби визначається механічним розрахунком.

У деяких випадках виникає необхідність збільшення пропускної здатності трубопроводів для перекачування нафти і нафтопродуктів. Відомо декілька методів: прокладення паралельно основній магістралі додаткової ділянки трубопроводу (лупінга, вставки), тобто ділянки трубопроводу збільшеного діаметра; збільшення числа насосних станцій або комбінований метод (збільшення числа насосних станцій із одночасним укладанням лупінгів).

Збільшення пропускної здатності шляхом установки додаткових насосних агрегатів у насосних станціях, як правило, не практикується, оскільки із збільшенням числа паралельно працюючих насосів зростають втрати напору, внаслідок чого може істотно підвищитися тиск у трубопроводі. Зрідка практикується метод установки вставок, оскільки в цьому випадку потрібне повне зупинення трубопроводу на період врізання вставки.

Доцільний метод збільшення пропускної здатності трубопроводу вибирають згідно із особливостями трубопроводу і техніко-економічного порівняння можливих варіантів. У ряді випадків, коли потрібно транспортувати одним трубопроводом декілька видів нафтопродуктів, а споруджувати для кожного виду окремий трубопровід недоцільно, застосовують **метод послідовного перекачування** [19]. Цей метод полягає в тому, що одним трубопроводом перекачують послідовно декілька видів нафтопродуктів із дотриманням умови їх мінімального змішування у трубопроводі. В цьому випадку прагнуть транспортувати нафтопродукти з якомога близькими фізико-хімічними характеристиками. Так, одним трубопроводом доцільно перекачувати світлі нафтопродукти, такі, як бензин, дизельне паливо, гас, і не рекомендується послідовно перекачувати світлі і темні нафтопродукти, наприклад, бензин і мазут. Продукти надходять у трубопровід на головній станції із різних резервуарів і приймаються на кінцевому пункті окремо один від одного.

Механізм сумішоутворення полягає в тому, що в процесі руху рідинний клин позаду продукту всотується в продукт спереду і в результаті конвективної дифузії і пульсації потоку (за рахунок різних швидкостей потоку по перерізу трубопроводу, які біля стінок менші, ніж поблизу його осі) відбувається перемішування рідин у зоні контакту.

Для зменшення об'єму суміші в практиці експлуатації застосовують заходи, що можуть бути поділені на дві групи:

- зміна режиму перекачування;
- застосування різних роздільників між двома нафтопродуктами, що перекачуються.

Послідовне перекачування нафтопродуктів треба здійснювати із максимальною швидкістю, оскільки в цьому випадку досягається високий ступінь турбулентності, при якій виходять найменші об'єми суміші (за рахунок малої дифузії).

Найпоширеніше послідовне перекачування нафти і нафтопродуктів із застосуванням роздільників, при цьому для їх пуску і прийому на станціях передбачаються відповідні пристрої. Розрізняють два види роздільників – рідинні і механічні. Під рідинним роздільником розуміється рідинна пробка з іншої рідини, що закачується між двома рідинами, які послідовно перекачуються. Наприклад, рідинною пробкою при послідовному

перекачуванні бензину і дизельного палива служить гас або суміш рідин, які перекачуються.

До механічних роздільників належать різні механічні пристрої (поршні, кулі), які запускаються в порожнину трубопроводу в зону контакту двох нафтопродуктів. Роздільники, опинившись у потоці рідини, зменшують конвективне їх перемішування і поширювання суміші в потоці. Часто використовуються зносостійкі кулясті роздільники, які є гумовими товстостінними порожнистими кулями, що заповнюються водою або антифризом (узимку).

Необхідний контакт роздільника із внутрішньою поверхнею трубопроводу забезпечується пружними властивостями матеріалу, з якого виготовлений роздільник, а також надлишковим тиском і об'ємом робочої рідини в роздільнику.

3.4.2 Підготовка газу до транспортування

Природний пластовий газ містить механічні тверді й рідкі домішки, а саме: частинки породи, пил, воду, конденсат, сірководень, вуглекислий газ тощо. Аналіз реальних відкладень у порожнині газопроводів свідчить про те, що забруднення є складною багатокомпонентною сумішшю, яка складається з пластової, конденсаційної води, вуглеводневого конденсату, емульсій, механічних домішок, мінеральних масел, органічних кислот, солей дво- і тривалентного заліза, метанолу і гліколів. Як правило, значна частина цих відкладень накопичується у трубопроводах на початках ділянок, на яких траса піднімається вгору.

Волога сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворенню кристалогідратів. Для запобігання цим явищам необхідно, щоб точка роси газу була на 5 – 7 °С нижчою від найбільш низької температури газу при його транспортуванні газопроводом. Наявність у газі вуглеводнів, що конденсуються, призводить за певних термодинамічних умов до виділення конденсату. Це знижує пропускну здатність магістральних газопроводів, оскільки збільшуються гідравлічні втрати.

Сірководень, який знаходиться у газі, сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень і є токсичним. Продукт корозії – пірофорне залізо, яке при контакті із киснем повітря самозагоряється.

Механічні домішки викликають ерозію, зношування трубопроводів, компресорних агрегатів, призводять до засмічення контрольно-вимірювальних приладів і збільшують ймовірність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях.

Вуглекислий газ і азот є баластом, що знижує калорійність газу, а на їх транспортування в суміші із вуглеводнями необхідно витратити додаткові енергетичні затрати.

Очищення природного газу здійснюється в декілька етапів [11]:

- у привибійній зоні;
- на головних спорудах промислу;
- на лінійній частині і КС магістральних трубопроводів;
- на газорозподільних станціях (ГРС).

Привибійна зона свердловини обладнується фільтрами. Існуючі конструкції фільтрів – це сталеві труби з перфорацією. Гравійні фільтри якісніше захищають колону свердловини від виносу піску, вапняку та інших домішок.

Другий етап очищення газу виконується на промислі в наземних сепараторах: газ очищається від води і конденсату, а також від частинок породи і пилу.

Третій етап очищення відбувається на компресорних станціях газопроводу і передбачає очищення газу від механічних домішок (твердих і рідких частинок).

Четвертий етап очищення відбувається на ГРС і призначений для остаточного очищення газу перед споживанням.

Осушення газу проводиться методами поглинання вологи рідкими і твердими сорбентами або методом глибокого охолодження.

Найширшого застосування набули методи абсорбції – поглинання вологи рідкими сорбентами – гліколями, до яких належить диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ), етиленгліколь (ЕГ). Абсорбція поліпшується з підвищенням тиску і зниженням температури. Абсорбція здійснюється на абсорбційних установках, основним апаратом яких є абсорбер.

Етиленгліколь має порівняно невисоку гігроскопічність. Висока пружність насичених парів ЕГ обумовлює його значні втрати у процесі регенерації (випаровування). Усе це обмежує використання ЕГ у процесах осушення газу. У практиці осушення переважно застосовуються ДЕГ і в окремих випадках (осушення газу родовищ із високою пластовою температурою) – ТЕГ.

Детальніше класифікацію, конструкції, основи технологічних та конструкційних розрахунків, технічні характеристики обладнання для підготовки газу до транспортування розглянуто в розд.5.8 цього посібника.

3.4.3 Магістральні наземні газопроводи

Газова промисловість України бере свій початок на Прикарпатті – одному із найстаріших нафтогазопромислових регіонів Європи.

Перші в Україні газопроводи були прокладені в 1912 році для подачі попутного газу Бориславського нафтового родовища до промислових споживачів у Бориславі і Дрогобичі. Із відкриттям першого на території України Дашавського газового родовища в 1924 р. побудовано газопровід «Дашава – Стрий», а у 1929 році – газопровід «Дашава – Миколаїв – Львів», довжина якого становила 82 км. Це був чи не найбільший газопровід в Європі, побудований на високому технічному рівні, а Львів став першим серед великих міст континенту, що користувалися природним газом [19].

У 1941 році побудовано газопровід «Опари – Самбір – Перемишль – Стальова Воля», однак незабаром він опинився у зоні військових дій і під час німецької окупації не працював, але після війни упродовж 1945 року до Польщі цим газопроводом поставлено 76 млн м³ українського газу. Це були перші в Європі міждержавні поставки природного газу.

До магістральних належать газопроводи, якими газ транспортується з районів його видобування до місць споживання (населених пунктів і промислових підприємств). Загальна довжина магістральних газопроводів в Україні становить близько 39 тис. км.

Основною функцією газотранспортної системи України є забезпечення газом споживачів у країні і транспорт природного газу з Росії в країни Західної та Центральної Європи. Особливістю газотранспортної системи України є те, що її формування завершилося ще в 70 – 80 –х роках минулого століття, і на сьогодні у своєму складі вона має понад 70 % газоперекачувальних агрегатів застарілої конструкції.

Тепер магістральні газопроводи споруджують діаметром 500, 700 – 800, 1000, 1200 і 1400 мм на тиск 5,5 або 7,5 МПа із пропускною здатністю 9 – 35 млрд м³/рік.

Магістральні газопроводи багато в чому тотожні магістральним нафтопроводам і містять ті самі основні елементи: трубопроводи і компресорні станції.

Проте газопроводи мають і деякі специфічні особливості, зумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, що розвивається на станціях при компримуванні. До цих особливостей в першу чергу належать збільшені діаметри газопроводів порівняно із трубопроводами, якими транспортуються рідини у еквівалентних газу вагових кількостях.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримування значного тиску в кінці перегонів між станціями газопроводу сталого діаметра. Так, наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, що дорівнює 5 – 6 МПа, знижується до кінця перегону практично до 0,3 – 0,5 МПа, то на газопроводі тиск у кінці перегону підтримується на рівні 3 – 5 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів щодо запобігання утворенню в них пробок гідратів і заходів, пов'язаних із підвищеною загрозою вибуху газу. Нарешті, до основних особливостей магістральних газопроводів треба віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, оскільки кожна тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів і може викликати зупинення видобування газу в початковому пункті газопроводу.

До складу споруд магістрального газопроводу (рис.3.18) належать такі основні комплекси:

- газові промисли;
- головні споруди (установки комплексної підготовки газу до транспортування);
- лінійні споруди, які складаються, власне, із магістрального газопроводу із перекривальними пристроями, переходів через природні і штучні споруди, станцій катодного захисту, дренажних установок. Уздовж траси газопроводу проходять лінії зв'язку, кабелі системи телемеханізації;
- компресорні станції (призначені для компримування газу, що транспортується магістральним газопроводом);
- газорозподільні станції (ГРС), обладнані регуляторами тиску, вузлами обліку і одоризації;
- підземні газосховища.

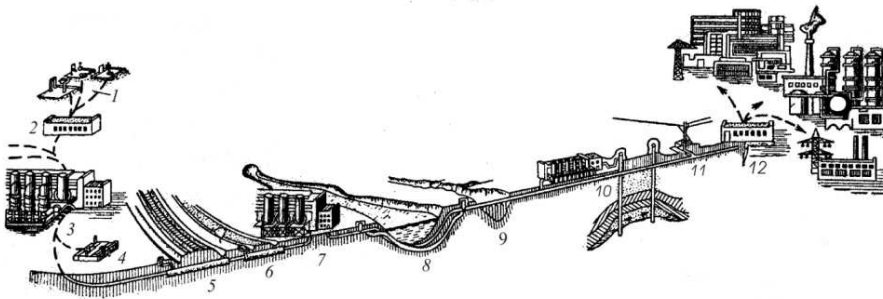


Рисунок 3.18 – Схема споруд магістрального газопроводу:

- 1 – газові промисли; 2 – установка комплексної підготовки газу; 3 – головна КС з очисними спорудами; 4 – відведення до ГРС; 5,6 – переходи через залізницю і шосейну дорогу; 7 – проміжна КС; 8,9 – переходи через ріку і яр; 10 - підземне газосховище; 11 – станція катодного захисту; 12 – кінцева газорозподільна станція

Газ із газового промислу газозбірними мережами надходить на головні споруди, звідки після осушення і очищення спрямовується у магістральний газопровід. На лінії газопроводу для відключення окремих його ділянок встановлюють перекривальні пристрої і продувальні свічки. Відсічні крани розміщують через кожних 20 – 25 км, а також на берегах водних перешкод (при перетині їх газопроводом у дві або більше ниток) і біля компресорних станцій. Продувальні свічки монтуються поблизу кранів, забезпечуючи спорожнення ділянок трубопроводів, які відключаються, на час їх ремонту. Уздовж траси газопроводу розміщують протикорозійні (катодні і протекторні) установки для захисту труб від корозії, а також будинки лінійних ремонтників (через кожних 20 – 30 км), які мають зв'язок із найближчими компресорними станціями і аварійно-ремонтними пунктами. У кінці газопроводу або його відгалуження споруджують газорозподільну станцію (ГРС), призначену для подачі газу в

розподільну мережу міста або промислового підприємства. Складова частина магістрального газопроводу – компресорні станції, призначені для збільшення пропускної здатності газопроводу (шляхом підвищення тиску газу на виході із станції) [34].

Залежно від призначення і місця розташування на магістральному газопроводі розрізняють головні і проміжні компресорні станції. Головні компресорні станції (ГКС) встановлюють у початковому пункті газопроводу, розташованого в районі газового промислу або на деякій відстані від нього, на яких здійснюється підготовка газу до транспортування і його стискання. Проміжні компресорні станції (ПКС) розташовують вздовж траси газопроводу на відстані 100 – 200 км. Відстань між станціями визначається розрахунком (враховується також рельєф місцевості).

До складу компресорної станції входять:

а) технологічні установки:

- компримування газу;
- очищення газу;
- охолодження газу;
- охолодження мастила і води (антифризу) газоперекачувальних агрегатів;
- підготовки газу паливного, пускового, імпульсного і для власних потреб;
- постачання повітря;

б) склади:

- паливно-мастильних матеріалів;
- метанолу;
- матеріалів та реагентів;
- обладнання, трубопроводів, арматури тощо;

в) системи:

- електропостачання та захисту від блискавки;
- теплопостачання, утилізації тепла, опалення та вентиляції;
- виробничо-господарського та пожежного водопостачання;
- каналізації;
- контролювання та керування;
- телефонного зв'язку, радіофікації;
- пожежної та охоронної сигналізації;
- автоматичного пожежогасіння;

г) технологічні комунікації з перекиривальною арматурою;

д) адміністративно-побутові приміщення;

е) підсобно-виробничі приміщення;

є) допоміжні об'єкти.

Основними газоперекачувальними агрегатами залежно від необхідних умов є: поршневі газомотокомпресори і відцентрові нагнітачі з газотурбінним або електричним приводами.

У новому тисячолітті у зв'язку з тим, що близько 80 % експлуатаційних витрат на компресорних станціях (КС), оснащених газотурбінними агрегатами, становлять витрати на паливний газ, постійно здійснюється реконструкція КС шляхом заміни газотурбінних двигунів (ГТД). Тепер на КС магістральних газопроводів України монтують ГПА в блочно-контейнерному виконанні із конвертованими судовими двигунами Миколаївського заводу «Зоря», ГПА виробництва ПАТ «Сумське НВО ім. М. В.Фрунзе» (м. Суми). Для керування, захисту та контролю за роботою цих агрегатів застосовано систему автоматичного керування (САК), що відповідає світовому рівню надійності та інформативності, дає можливість вирішувати питання оптимізації роботи ГПА, тим самим зменшуючи експлуатаційні витрати.

На рис.3.19 наведена компоновальна схема блоково – комплектного агрегату ГПА-Ц-6,3А конструкції ПАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання» потужністю 6,3 МВт із приводом авіаційного типу Д-336-2/1 конструкції державного підприємства «Івченко-Прогрес» (м. Запоріжжя).

Детальніше класифікацію, конструкції, основи технологічних та конструкційних розрахунків, технічні характеристики компресорного обладнання, газоперекачувальних агрегатів та компресорних станцій для транспортування газу наведено в підрозділі 3.6 цього посібника.

Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірне за часом споживання газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба в газі – в зимовий час, найменша – влітку. Помітні також добові коливання в споживанні газу: вдень його витрата значно більша ніж вночі.

Така нерівномірність у споживанні газу може викликати ті або інші неполадки в роботі газових промислів і магістральних газопроводів.

Для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використаних або стратегічних ресурсів газу найдоцільніше зберігати газ у підземних сховищах [20,61]. Україна має 12 підземних сховищ газу, які за об'ємом є найбільшими в Європі.

Підземними газосховищами служать:

- виснажені нафтові і газові поклади;
- різноманітні геологічні пастки пластових водонапірних систем;
- природні і штучно створювані в надрах землі тріщини, каверни, печери.

На рис.3.20 показана схема підземного сховища газу, утвореного у виробленому нафтовому або газовому пласті.

Максимально допустимий тиск газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання пласта, його

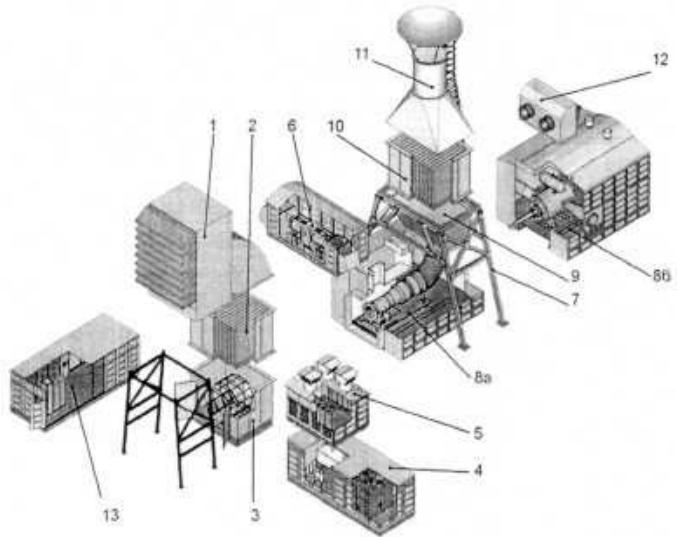


Рисунок 3.19 – Склад уніфікованих блоків-модулів блоково-контейнерного ГПА виробництва ПАТ «Сумське машинобудівне науково-виробниче об'єднання»:
 1 – пристрій повітроочисний (ППО); 2 – шумоглушник всмоктування; 3 – всмоктувальна камера; 4 – блок системи забезпечення; 5 – блок маслоохолоджувачів двигуна; 6 – блок вентиляції; 7 – опора вихлопної шахти; 8а – турбоблок (відсік двигуна); 8б – турбоблок (відсік компресора); 9 – дифузор; 10 – шумоглушник вихлопу; 11 – труба вихлопна із перехідником; 12 – маслоохолоджувачі компресора; 13 – блок автоматики

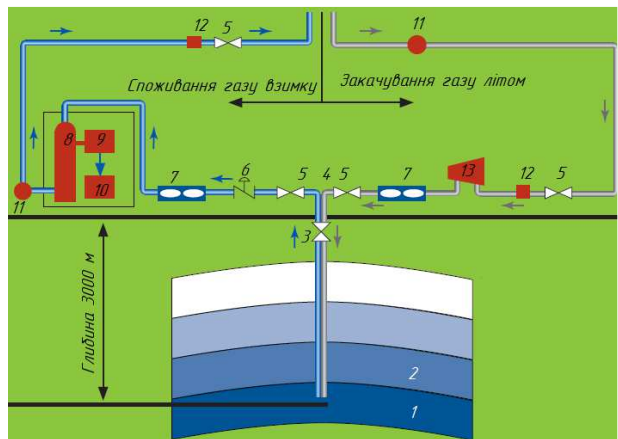


Рисунок 3.20 – Схема підземного зберігання природного газу:

- 1 – пористий піщаник газового покладу; 2 – непроникний шар;
- 3 – запобіжний клапан; 4 – устя; 5 – запірні вентиляти; 6 – регулятор тиску; 7 – апарати повітряного охолодження; 8 – осушення газу;
- 9 – сепарація рідини; 10 – збірник води і конденсату; 11 – фільтри газу; 12 – лічильники газу; 13 – компресори

маси, структури і розмірів площі газоносності.

Для нагнітання газу у сховища, як правило будують компресорні станції з тиском до 15 МПа. Характерна особливість експлуатації підземних сховищ газу – циклічність їх роботи, що виражається у зміні процесу нагнітання і відбору газу.

У процесі нагнітання відбувається заповнення пласта-колектора і створення загального об'єму газосховища, що поділяється на активний і буферний об'єми газу.

Буферний об'єм – це мінімально необхідна кількість залишкового газу в пластових умовах, що обумовлює циклічність експлуатації сховища.

Активний об'єм бере участь у процесі нагнітання і відбору. Об'єм буферного залишкового газу становить 60 – 140 % робочого (активного) газу з урахуванням створення у сховищі певного тиску в кінці відбору газу при відповідному дебіті свердловин.

Газ закачують у сховище у весняно-літній період, коли потреба в ньому значно нижча, ніж узимку. Взимку сховища працюють на відбір.

Експлуатація газосховищ проводиться з урахуванням гідрогеологічних умов пласта-колектора, запасів газу у сховищі і нерівномірності газоспоживання системи газопроводів.

3.4.4 Транспортування природного газу морськими трубопроводами

Відомо, що близько 30 % світових запасів газу є в надрах землі під товщею води. Розроблення таких газових родовищ потребує великих трудових ресурсів і матеріальних витрат для глибоководного будівництва. Перш ніж розпочати розроблення нового проекту із прокладання газопроводу, ретельно вивчається характер морського дна, а також вибирається оптимальний маршрут трубопроводу, враховуючи западини і підводні рифи. Труднощі проекту додають значні морські глибини, нерівномірності океанського дна, потужні течії, низькі температури, а також негавмовні вітри, що утворюють високі хвилі. Морське дно досліджується глибоководними безпілотними апаратами. Потім за допомогою бурових установок відкривають родовища газу і проводять експлуатаційне буріння. Після цього прокладаються багатокілометрові трубопровідні магістралі і газ із надр транспортується до місць підготовки і споживання [19,20].

Газопровід виготовляється із високоякісних сталевих труб, товщина стінок яких вибирається від 27 до 41 мм залежно від тиску на трасі. Нанесення зовнішнього антикорозійного і бетонного покриття проводять на спеціалізованих заводах (рис.3.21).



Рисунок 3.21 – Підготовка труб на спеціалізованому заводі

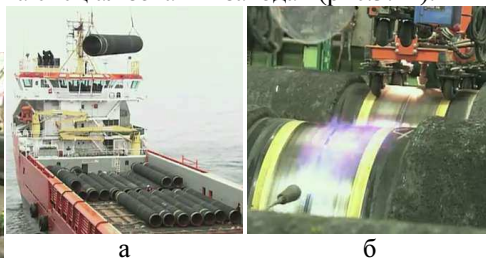


Рисунок 3.22 – Транспортування і вивантажування труб (а); зварювання у двотрубні ланки на борту трубоукладача (б)

Далі труби перевозяться транспортними суднами на трубоукладальне судно, де піддаються перевірці на можливі пошкодження під час транспортування і зварюються попарно в двотрубні ланки довжиною 24 м (рис.3.22).

Відтак двотрубні ланки подаються на основну виробничу лінію, де їх приварюють до вже укладеного трубопроводу, перевіряють якість зварювання за допомогою автоматичного ультразвукового контролю й ізолюють монтажні стики.

У міру завершення всіх робіт із нарощування трубопроводу на одну ланку, трубоукладальне судно за допомогою якорів просувається вперед на довжину ланки (24 м), а трубопровід плавно сходить на дно по напрямній рампі. За день, наприклад, за допомогою судна-трубоукладача «Solitaire» можна прокласти близько 3 км газопроводу.

На більшій частині маршруту трубопровід лежить на поверхні морського дна. У районах виходу на берег, а також на ділянках з інтенсивним судноплаством може знадобитися заглиблення і зворотне засипання піском і гравієм, щоб забезпечити стійкість і захист газопроводу від хвиль, течій, корабельних якорів і льодових впливів.

На рис.3.23 показано найбільше у світі судно під назвою «Solitaire» для укладання труб морським дном.



Рисунок 3.23 – Найбільше у світі судно «Solitaire» для прокладання морського трубопроводу

3.5 Насоси та насосні установки

Класифікація та основні показники роботи насосів

Насоси – гідравлічні машини, призначені для переміщення рідин трубопроводами під визначеним напором у вигляді енергії тиску. В процесі перетворення механічної енергії привідного двигуна в механічну енергію рухомої рідини насоси піднімають рідину на певну висоту, переміщують її на необхідну відстань у горизонтальній площині або змушують циркулювати в межах будь-якої замкнутої системи. Сфера застосування насосів – перекачування нафти, нафтопродуктів, зріджених вуглеводнів і рідин, подібних за фізичними та хімічними властивостями з нафтою і нафтопродуктами [14,34,53,69].

Насос включається в систему трубопроводів (рис.3.24), що з'єднують приймальний резервуар А, звідки забирається рідина, із напірним резервуаром В, куди вона подається. Якщо тиск на рідину в обох резервуарах однаковий і дорівнює атмосферному, то насос створює надлишковий тиск у напірному патрубку і розрідження у всмоктувальному патрубку.

Насоси є одним із найбільш поширених видів машин (у цей час сфера їх застосування широка і різноманітна), причому їх конструктивне оформлення надзвичайно різноманітне, тому класифікація насосів за їх призначенням дуже складна [14,18,34,53].

Загальна класифікація пристроїв для переміщення рідини може бути здійснена за типом підведеної до них енергії; при цьому насоси поділяють на такі групи:

– насоси, до робочих органів яких ззовні підводиться механічна енергія (поршневі, ротаційні і гвинтові, відцентрові і пропелерні). Загальною властивістю насосів цієї групи є можливість роботи як гідравлічних двигунів;

– насоси, для яких джерелом енергії є рідина, що підводиться з відомим тиском (ежектори, елеватори, тарани);

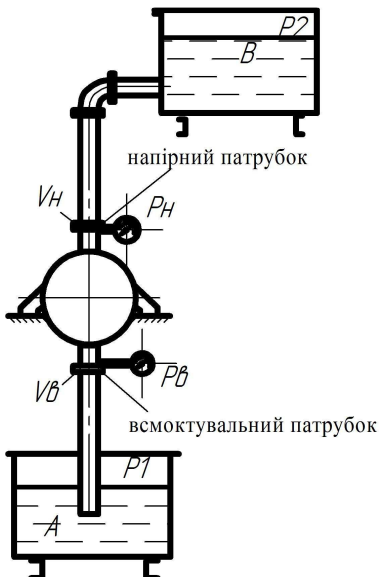


Рисунок 3.24 – Схема установки насоса

– насоси, для яких джерелом енергії служать стиснена пара, газ і повітря, що одержуються в окремій установці (насос Гемфрі, ерліфт, паровий інжектор, пульсометр і монтежу).

Однією з найбільш повних є класифікація, що базується на відмінностях у принципі дії (рис.3.25). З цієї точки зору всі існуючі в цей час насоси можуть бути розділені на два види: динамічні й об'ємні. Така класифікація охоплює всі типи насосів, що знайшли своє застосування для транспортування рідких нафтопродуктів.

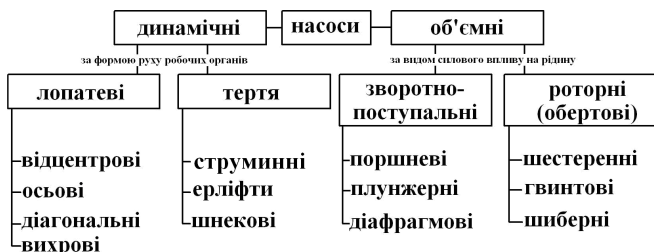


Рисунок 3.25 – Класифікація насосів

У динамічних насосах рідина рухається під силовим впливом у камері постійного об'єму, яка з'єднана з підвідними та відвідними пристроями. Залежно від виду силового впливу на рідину динамічні насоси, у свою чергу, діляться на лопатеві насоси і насоси тертя.

Об'ємні насоси працюють за принципом витіснення рідини з камери за рахунок зменшення її об'єму. Періодична зміна об'єму камери відбувається за рахунок зворотно-поступального або обертального руху робочого органа насоса. Поперемінне заповнення камери рідиною для переміщення та її спорожнення забезпечується клапанними пристроями вхідного і вихідного патрубків насоса.

Виконуючи одну або декілька функцій, насоси в будь-якому випадку входять до складу обладнання насосної станції, принципова схема якої зображена на рис.3.26. Насосна установка – агрегат, комплектуюче обладнання якого змонтоване за певною схемою, що забезпечує роботу насоса [14].

Двигун 1, підключений до електричної мережі, приводить у рух робочий орган насоса 2. Рідина надходить у насос через всмоктувальний трубопровід 3 під тиском p_n . У насосі рідина передається енергія, і в напірному трубопроводі 4 тиск p_k більший від початкового.

Насосна установка має такі елементи (рис.3.27):

- гідробак (гідроємність);
- гідролінії (магістралі, трубопроводи);
- контрольно-вимірювальні прилади (манометри, витратоміри, електровимірювальні прилади);
- пускорегульовальне обладнання (вентилі, засувки, пристрої електрообладнання);
- протипожежне обладнання;
- допоміжне обладнання (талі, кран-балки).

Склад споруд, тип і кількість основного і допоміжного обладнання насосної установки визначається виходячи із призначення насосної установки.

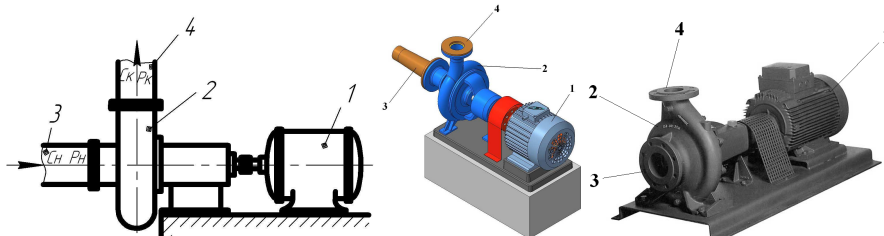


Рисунок 3.26 – Принципова схема насосної установки:

1 – двигун; 2 – насос; 3 – лінія всмоктування; 4 – напірна лінія

Велика різноманітність показників і характеристик насосів та насосних установок іноді призводить до ускладнень і неоднозначності при їх застосуванні. Тому доцільно розглянути основні показники, що характеризують роботу насосів і установок: технологічні, ергономічні та надійнісні [14,34].

Усе насосне обладнання має номенклатурні показники, що характеризують основні особливості їх роботи і сферу застосування. У каталогах виробників і технічній літературі наведені основні характеристики насосів і графіки, що описують параметри функціонування, проте при виборі обладнання складно однозначно спиратися на них [34].

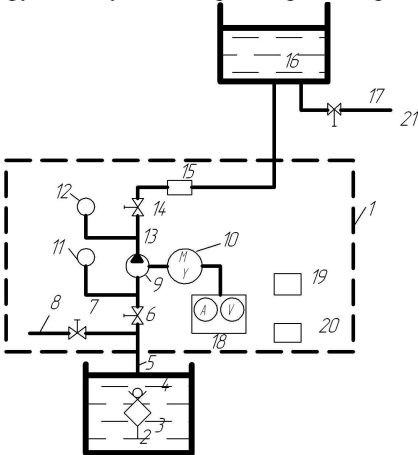


Рисунок 3.27 – Технологічна схема насосної установки:

- 1 – споруда (приміщення) для насосної установки;
- 2 – витратна ємність;
- 3 – фільтр;
- 4 – зворотний клапан;
- 5 – всмоктувальна магістраль;
- 6, 7, 14, 17 – вентилі;
- 8 – магістраль для заливки насосів;
- 9 – насос;
- 10 – електродвигун;
- 11, 12 – манометри;
- 13 – напірна магістраль;
- 15 – витратомір;
- 16 – приймальна ємність;
- 18 – пульт управління насосною установкою;
- 19 – протипожежне обладнання;
- 20 – допоміжне обладнання;
- 21 – зливна магістраль

що перекачується насосом (установкою) за одиницю часу. Розрізняють об'ємну подачу, масову подачу і вагову подачу. У характеристиках насосів, як правило, прийнято застосовувати об'ємну подачу, тобто об'єм рідини, який корисно використовується споживачем, при тиску, який вимірюється на виході з насоса.

Напором насоса називають різницю питомих механічних енергій рідини на виході з насоса і на вході у нього. Розрізняють об'ємний, масовий і ваговий напори. Ваговий напір застосовний в умовах певного і постійного поля гравітації. Він збільшується зі зменшенням прискорення вільного падіння, а в умовах невагомості стає таким, що дорівнює нескінченності. На практиці дуже часто для високонапірних насосів швидкісним напором і енергією положення нехтують унаслідок їх малості порівняно зі статичним тиском.

Повна потужність насоса N витрачається на приведення його в дію. Вона підводиться ззовні у вигляді енергії приводного двигуна або з витратою робочої рідини, що подається до струминного апарата під певним напором.

Коефіцієнт корисної дії (ККД) насоса – відношення корисної гідравлічної потужності до повної потужності, що підводиться. Розрізняють гідравлічний, об'ємний, внутрішній, механічний та повний ККД.

Як правило, розрізняють номінальні показники, при яких насос (установка) повинен експлуатуватися, і оптимальні, що відповідають максимальному економічному ефекту від використання насоса (установки). Під оптимальним режимом найчастіше розуміють роботу в режимі максимального ККД. У багатьох випадках номінальний і оптимальний режими роботи насосів і установок не збігаються. Це пояснюється необхідністю в реальних (виробничих) умовах забезпечити такий показник роботи установки, який не збігається за робочими характеристиками насоса (установки) з режимом максимального ККД.

До технологічних показників насосів (установок) відносять:

- подачу Q , напір H , потужність N ;
- вид і параметри енергетичного живлення привода;
- характеристики середовища, яке транспортується, споживаних середовищ (густина, температура, наявність або відсутність у рідині твердих або газоподібних домішок);
- кавітаційні (антикавітаційні) властивості;
- характеристики самовсмоктування;
- ККД;
- маса, габаритні розміри насоса або установки.

Подача насоса (установки) – кількість рідини,

До показників кавітації відносять *надкавітаційний напір* (кавітаційний запас) – надлишок питомої енергії рідини над питомою енергією (пружністю) її насичених парів. Для різних стадій розвитку кавітації розрізняють такі надкавітаційні напори:

– *переважний* – значення надкавітаційного напору, при якому в насосі не проявляється жодних ознак кавітації;

– *ерозійний* (парогазовий) – значення надкавітаційного напору, при якому виявляється ерозійний вплив рідини на проточну частину насоса; початок ерозії виявляється методом лакових покриттів або шляхом аналізу віброзвукових характеристик;

– *параметричний* – значення надкавітаційного напору, при якому з'являються стійкі кавітаційні каверни; при випробуваннях насосів рекомендується брати величину, при якій напір насоса зменшується на 2 % порівняно з безкавітаційною роботою при незмінній (заданій) подачі;

– *граничний* – найменше значення надкавітаційного напору, при якому ще зберігається кінематична подібність (подібність течій) у модельному і випробовуваному (натурному) насосах.

Перелічені кавітаційні показники є об'єктивними, однак для насосів важливо знати необхідний надкавітаційний напір. Цей параметр повинен бути забезпечений у процесі експлуатації для того, щоб насос працював без істотного зниження напору і ККД або щоб швидкість була обмежена прийнятними межами кавітаційної ерозії деталей насоса, або якісь інші показники.

До показників самовсмоктування належать номінальна висота самовсмоктування і мінімальний час самовсмоктування.

Номінальна висота самовсмоктування – відстань по вертикалі від вільної поверхні рідини до верхньої точки області виникнення кавітаційних явищ, при якій насос забезпечує самовсмоктування рідини певного виду і подальшу нормальну роботу при температурі 20 °С і атмосферному тиску (0,1013 МПа). Подача повітря при номінальній висоті самовсмоктування – об'ємна витрата (подача) повітря, приведений до тиску на вході в насос за відсутності протитиску на виході з насоса, атмосферному тиску 0,1013 МПа і температурі повітря 20 °С. Показник застосовується лише для насосів зі стабільною в часі характеристикою самовсмоктування. Зміна подачі повітря при самовсмоктуванні в часі (нестабільність характеристики) визначається в основному нагріванням рідини, що є характерним для рециркуляційних систем самовсмоктування.

Мінімальний час самовсмоктування – час, упродовж якого насос, що працює при номінальній висоті самовсмоктування і за відсутності протитиску на виході і має підвідний трубопровід заданих діаметра і довжини, здійснює самовсмоктування. Допустима тривалість самовсмоктування – час, упродовж якого допускається робота самовсмоктувального насоса при номінальній висоті в режимі самовсмоктування. За відсутності режимних обмежень, як правило, час береться таким, що дорівнює часу, упродовж якого подача повітря зменшується на 25 % (наприклад, унаслідок нагрівання рідини для рециркуляційних установок і насосів).

До ергономічних показників насосів і установок належать такі:

– *зовнішнє витікання* – витрата рідини, що випливає з насоса назовні (наприклад, через сальники) при номінальному режимі і певному (заданому) тиску на вході;

– *рівень звукового тиску* – загальний рівень звукового тиску, дБ, при пороговому значенні, яке вимірюється на відстані 1 м від зовнішнього контуру насоса (установки) у заданих точках при номінальному режимі роботи насоса (установки);

– *рівень вібрації* – загальний рівень вібрації, дБ, щодо ефективного (середньоквадратичного) значенням коливальної швидкості або прискорення, вимірний на опорній поверхні насоса (установки) в напрямку, перпендикулярному до неї, в точках, де вібрація максимальна.

Для деяких насосів (установок) застосовують ряд спеціальних параметричних показників, таких як допустима тривалість роботи при нульовій подачі (при закритій напірній засувці) і т. п.

При виборі показників надійності (напрацювання на відмову, ресурс, ймовірність безвідмовної роботи і т. п.) необхідно встановити експлуатаційні допуски на робочі параметри, оскільки чим більший допуск, тим вища надійність насоса.

Робоча точка насоса, вибір насоса

Вибір типу насоса в кожному конкретному випадку здійснюється з урахуванням його експлуатаційних і конструктивних якостей, що найбільш повно задовольняють технологічне призначення насосної станції [34,53].

При виборі насоса необхідно враховувати:

– умови експлуатації (температура теплоносія, речовина використовується як теплоносієм або його процентний вміст у розчині, діаметри трубопроводів);

– продуктивність;

– напір.

Напір, що розвивається насосом, витрачається на підняття рідини на висоту, яка дорівнює різниці висоти всмоктування і нагнітання (статичний напір), на подолання втрат на тертя у всмоктувальному і нагнітальному трубопроводах та на створення швидкості, з якою рідина рухається трубопроводом.

Тертя, що має місце у трубопровідній мережі, веде до втрати тиску рідини, що перекачується по всій довжині. Опір трубопроводу веде до втрати тиску, переданого рідині, по всій довжині мережі. Характеристика протікання рідини в системі характеризує загальний опір потоку: причиною опору мережі трубопроводів є тертя рідини по стінках труби, тертя крапель рідини між собою, зміни напрямку руху в арматурі. При зміні об'єму рідини, що перекачується, наприклад, унаслідок відкриття чи закриття вентилів, змінюється також швидкість рідини і відповідно опір трубопроводу.

Крім того, втрата тиску залежить від температури і в'язкості рідини, що перекачується, швидкості потоку, властивостей арматури і агрегатів, а також опору, обумовленого діаметром, довжиною і шорсткістю стінок труб.

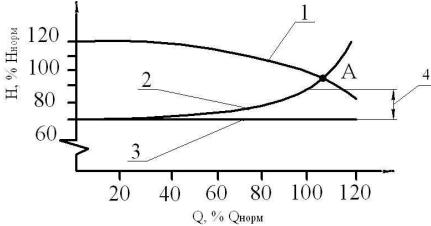


Рисунок 3.28 – Характеристика нафтопроводу і насоса:

1 – крива $Q-H$ насоса; 2 – характеристика нафтопроводу; 3 – статичний напір; 4 – втрати на тертя у трубопроводі; А – робоча точка системи і насоса

Характеристика нафтопроводу – крива, що описує зміну напору H залежно від подачі Q , вона не залежить від характеристики насоса. Характеристика нафтопроводу зображується графічно та поєднується із характеристикою насоса.

Режим роботи насоса визначається точкою перетину кривої $Q-H$ насоса із характеристикою нафтопроводу, побудованою в тих самих координатах (рис.3.28). Точка, в якій перетинаються характеристики насоса і нафтопроводу, є робочою точкою системи і насоса. Це означає, що в цій точці має місце рівновага між корисною потужністю насоса і потужністю, споживаною трубопровідною

мережею. Напір насоса завжди дорівнює опору нафтопроводу. Від цього також залежить подача, яка може бути забезпечена насосом.

При малій витраті (рис.3.29 а, зона I) швидкість течії потоку знижується настільки, що зростає небезпека блокування насоса. При великих витратах (рис.3.29 а, зона III) може з'явитися кавітація, сильний знос робочих елементів насоса. Усе це знижує термін служби насоса.

Подача насоса не повинна бути нижчою від певного мінімального значення. В іншому випадку це може викликати сильне підвищення температури в насосній камері і, як наслідок, пошкодження насоса.

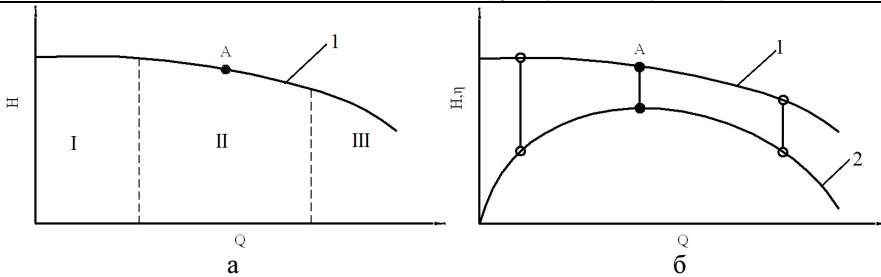


Рисунок 3.29 – Зони роботи насоса (а) та діапазон максимального ККД (б) роботи насоса:
 I – швидкість руху потоку рідини занадто мала, можливе блокування насоса; II – оптимальний режим роботи насоса; III – шум під час роботи насоса і системи; 1 – крива $Q-H$ насоса; 2 – крива ККД насоса; А – робоча точка

При роботі в області максимального ККД (рис.3.29 б) осьові і радіальні сили, що діють на насос, мінімальні, а швидкість течії рідини у проточній частині насоса оптимальна.

Чим більше реальна робоча точка насоса відрізняється від області максимального ККД, тим нижчий його ККД, і швидкість потоку відхиляється від оптимальної. Насос може працювати нерівно, знижується надійність його роботи і термін служби.

Робоча точка за межами характеристики насоса може викликати пошкодження мотора. У міру зміни подачі в процесі роботи насоса також постійно зміщується робоча точка. Знайти оптимальну розрахункову робочу точку відповідно до максимальних експлуатаційних вимог входить до завдання проектувальника.

Типові конструкції насосів для переміщення нафтопродуктів

Нижче наведені основні конструкції насосів, які знайшли широке застосування при переміщенні рідких нафтопродуктів [14,15,20,34,69].

Динамічні насоси

Динамічні лопатеві насоси

Лопатеві насоси є основним типом насосів (не менше 75 % промислових насосів) за продуктивністю, універсальністю і поширеністю. Робота динамічних лопатевих насосів, до яких відносять відцентрові, осьові та вихрові, ґрунтується на відмінному і водночас загальному принципі дії – силової взаємодії лопаті з оточуючий її рідинним потоком. Лопатевий насос здійснює перетворення енергії за рахунок динамічної взаємодії між потоком рідкого середовища і лопатями робочого колеса, які є їх робочим органом та обертаються. При обертанні робочого колеса рідке середовище, що знаходиться в міжлопатевому каналі, лопатками відкидається до периферії, виходить у відвід і далі в напірний трубопровід. При обертанні колеса в потоці рідини виникають різниці тисків по обидва боки кожної з лопатей і силова взаємодія рідинного потоку з лопатевим колесом. Сили тиску лопатей на потік створюють вимушений обертальний і поступальний рухи рідини, збільшуючи її тиск і швидкість, і, як наслідок, механічну енергію.

Спільність процесів передачі механічної енергії від робочого тіла до потоку веде до схожих експлуатаційних характеристик. Відмінність цих типів насосів полягає в напрямку течії: у відцентрових насосах потік рідини в області лопатевого колеса має радіальний напрямок, і тому створюються умови для роботи відцентрових сил; в осьових насосах потік рідини паралельний осі обертання лопатевого колеса; в корпусі вихрового насоса утворюється своєрідний парний кільцевий вихровий рух.

Відцентрові насоси

Відцентровий насос – це насос, в якому рух рідини та необхідний напір створюються за рахунок відцентрової сили, що створюється під дією лопаток робочого колеса на рідину, що транспортується. Відцентрові насоси є одним з найпоширеніших різновидів динамічних гідравлічних машин. Вони застосовуються для транспортування нафти і нафтопродуктів (некорозійних і сірчистих корозійних), скраплених нафтових газів, жирних кислот, окисненого парафіну, фракцій з нафтовими кислотами та ін.

Відцентрові насоси класифікують за такими ознаками:

1. Кількість робочих коліс – одноступінчасті (одноколісні), двоступінчасті (двоколісні) багатоступінчасті (багатоколісні); одноколісні насоси можуть виконуватися з консольним розташуванням вала – консольні; багатоступінчастими виготовляють здебільшого високонапірні насоси.
2. Напір – низький, середній, високий.
3. Спосіб підведення рідини до робочого колеса – з однією стороною входу рідини на робоче колесо, із двома сторонами входу рідини на робоче колесо.
4. Розташування вала – горизонтальне, вертикальне.
5. Спосіб рознімання корпусу – горизонтальний, вертикальний.
6. Спосіб відведення рідини з робочого колеса в канал корпусу – зі спіральним відведенням, із кільцевим відведенням, із напрямним апаратом (турбінний).
7. Ступінь швидкохідності робочого колеса – тихохідні, нормальні, швидкохідні.
8. Спосіб з'єднання із двигуном – привідні (з редуктором або зі шківом), безпосереднього з'єднання з електродвигуном за допомогою муфт.
9. Число потоків – однопотоків, двопотоків, багатопотоків;
10. Конструкції робочого колеса – із закритим робочим колесом, із відкритим робочим колесом.
11. Тип ротора – з мокрим ротором, із сухим ротором.
12. Конструкція корпусу – однокорпусні, секційного типу.

Відцентровий насос складається з таких основних елементів (рис.3.30): спірального корпусу 9, робочого колеса 2, яке розташоване усередині корпусу і закріплюється на валу 4 за допомогою шпонки. На робочому колесі вал обертається з великою кутовою швидкістю в підшипниках 8, у місці проходження вала через корпус для ущільнення застосовані сальники 10. До двох патрубків 7 і 11 корпусу приєднуються всмоктувальний і напірний трубопроводи відповідно.

Рідина в корпус насоса надходить через всмоктувальний патрубок 11 і потрапляє у центральну частину обертального робочого колеса уздовж осі його обертання. Всмоктування рідини здійснюється за рахунок розрідження перед лопатками 6 робочого колеса. Для створення більшого напору і кращого обтікання рідини лопаткам надають спеціальної опуклої форми, причому робоче колесо повинно обертатися опуклим боком лопаток у напрямку нагнітання.

Під дією лопаток робочого колеса внаслідок підведення енергії у вигляді обертального моменту рідина починає обертатися і відцентровою силою відкидається від центра до периферії колеса у спіральну частину корпусу і далі через нагнітальний патрубок у напірний трубопровід. У результаті дії лопаток робочого колеса на частинки рідини кінетична енергія двигуна перетворюється в тиск і швидкісний напір струменя рідини. Таким чином, встановлюється безперервне переміщення рідини через насос.

Корпус насоса 9 призначений для з'єднання всіх елементів насоса в енергетичну гідравлічну машину.

Нижче наведені деякі з різновидів відцентрових насосів, що застосовуються при переміщенні нафти і нафтопродуктів (рис.3.31 – 3.35).

Відцентрові насоси за принципом своєї дії не вимагають установки клапанів у робочих органах самого насоса. До пуску в роботу насос і всмоктувальний трубопровід повинні бути заповнені рідиною, оскільки колесо насоса, обертаючись у повітряному середовищі (за

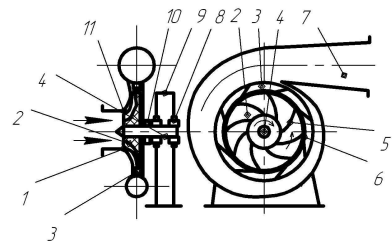


Рисунок 3.30 – Схема відцентрового насоса:

- 1 – робоча камера; 2 – робоче колесо;
- 3 – напрямний апарат; 4 – вал; 5 – лопатка робочого колеса; 6 – лопатка напрямного апарата; 7 – нагнітальний патрубок; 8 – підшипник; 9 – корпус насоса (опорна стійка); 10 – гідравлічне торцеве ущільнення вала (сальник); 11 – всмоктувальний патрубок

відсутності рідини), створює настільки незначне розрідження, що воно виявляється недостатнім для підняття рідини з нижнього рівня до насоса.

Для можливості заливки насоса, якщо рідина не перетікає до нього під напором, і запобігання спорожненню всмоктувального трубопроводу при зупиненні насоса служить приймальний клапан, встановлений на кінці всмоктувальної труби.

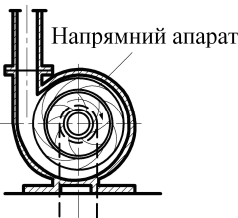


Рисунок 3.31 – Схема турбінного відцентрового насоса

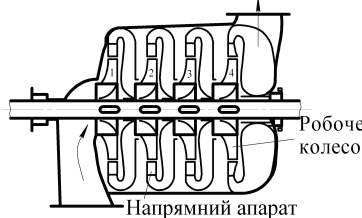


Рисунок 3.32 – Схема багатоступінчастого насоса турбінного типу

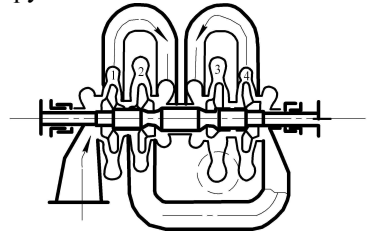


Рисунок 3.33 – Схема багатоступінчастого насоса спірального типу

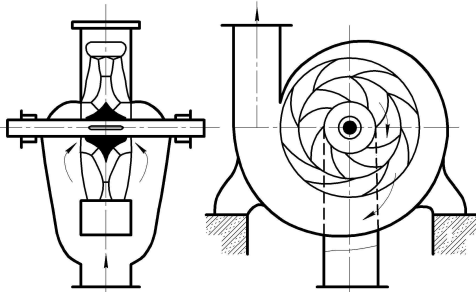


Рисунок 3.34 – Схема насоса із двостороннім підведенням рідини

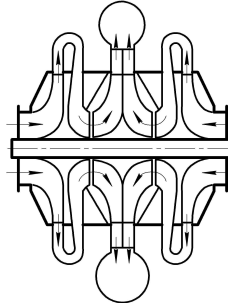


Рисунок 3.35 – Схема змішаного з'єднання коліс

Для запобігання зворотному зливу рідини з напірного трубопроводу нерідко встановлюється зворотний клапан, що служить також і для захисту насоса від гідравлічного удару при раптовому його зупиненні.

Переваги відцентрових насосів порівняно з насосами інших типів:

- пологі характеристики $H = f(Q)$ і $\eta = f(Q)$, в результаті чого високі значення напорів H і високі значення ККД зберігаються в широкому діапазоні подач Q ;
- велика частота обертання, що дозволяє як привід для насосів використовувати електродвигуни й турбіни;
- плавна форма зміни потужності N , що дозволяє виконати пуск насоса при закритій вихідній засувці (або при закритому зворотному клапані);
- стійкість у роботі насосів і розширення технічних показників H і Q при послідовному і паралельному з'єднаннях насосів при роботі на один трубопровід;
- плавне протікання перехідних процесів при зміні режиму роботи гідросистеми;
- розміщення насоса вище від рівня рідини у витратній ємності;
- зміна показників насосів H , Q , η за рахунок різних факторів: обточування діаметра робочого колеса, зміни частоти обертання, зміни частоти електропостачання та ін.;
- невисока вартість насоса завдяки використанню в конструкції насоса порівняно дешевих конструкційних матеріалів (сталь, чавун, полімерні матеріали);
- простота технічного обслуговування і експлуатації;
- висока надійність у роботі;
- великі подачі рідини Q ;
- рівномірний із малими пульсаціями тиску потік рідини;
- можливість успішної роботи на забруднених рідинах.

У той самий час відцентрові насоси мають і ряд недоліків:

- вимагають заливки перед пуском;
- здатні до кавітації;
- мають знижене значення ККД при перекачуванні в'язких рідин;
- мають невелике значення ККД при малій подачі рідини Q .

Відцентрові насоси доцільно використовувати в області великих подач рідини Q і низьких і середніх напорів рідини H .

Осьові насоси

Осьовий (пропелерний) насос – це лопатевий насос, в якому рідина переміщається через робоче колесо в напрямку його осі.

Насоси такого типу призначені для подачі нафти до нафтових магістральних насосів і створення необхідного для їх роботи кавітаційного запасу. Ці насоси також застосовують для перекачування великих кількостей рідин, при невеликих напорах, головним чином для створення циркуляції рідин у різних апаратах.

Осьові насоси класифікують за такими ознаками:

1. Розташування осі лопатей – перпендикулярно, паралельно і діагонально щодо осі насоса.

2. Тип встановлення лопатей – із жорстко закріпленими лопатями, із поворотними лопатями.

Відмінною особливістю осьових насосів є конструкція і функціонування робочого колеса (рис.3.36). Робоче колесо насоса, за формою близьке до гребного гвинта, розташоване в корпусі на основному валу (проміжний вал, з'єднаний із ведучим електродвигуном, який знаходиться поза корпусом насоса, під'єднується до основного вала). Воно складається з робочого колеса 3, на якому закріплено декілька лопатей 4, що являють собою обгичне зігнуте крило із закрученою передньою кромкою, яка набігає на потік. Рідина підводиться до робочих коліс невеликих осьових насосів за допомогою конічних патрубків. У великих насосах для цього застосовуються камери і вигнуті всмоктувальні труби складної форми.

При переміщенні профілю лопаті, що викликається обертанням робочого колеса, в рідині, за рахунок зміни швидкості її течії вздовж нижньої і верхньої поверхонь профілю, тиск над профілем повинен підвищитися, а під профілем – знизитися. Завдяки цьому створюється напір насоса.

Робоче колесо насоса обертається в корпусі 1, в результаті чого основна маса рідини в межах колеса рухається в осьовому напрямку, що й визначило назву насоса.

Рухаючись поступально, рідина, яка перекачується, одночасно дещо закручується робочим колесом. Для усунення обертального руху рідини служить напрямний апарат, через який вона проходить перед виходом у колінчастий відвід, що сполучається з напірним трубопроводом. Рідина підводиться до робочих коліс невеликих осьових насосів за допомогою конічних патрубків. У великих насосах для цієї мети служать камери і вигнуті всмоктувальні труби складної форми.

За насосом встановлений напрямний апарат 2 для перетворення обертального руху рідини в поступальний

Колеса працюють із негативною висотою всмоктування – для забезпечення надходження рідини в робоче колесо тиск на всмоктуванні повинен бути більшим від атмосферного. Для цього ось робочого колеса насоса встановлюється нижче від розрахункового рівня рідини в ємності на величину необхідного підпору (кавітаційного запасу). Завищення позначки осі

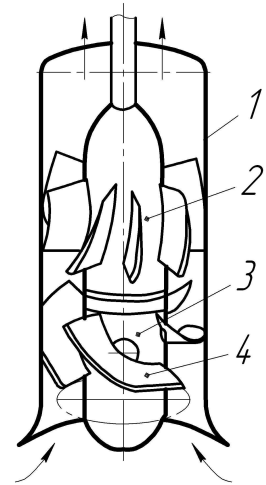


Рисунок 3.36 – Схема осьового насоса:

1 – корпус; 2 – напрямний апарат; 3 – робоче колесо; 4 – лопаті

робочого колеса викликає утворення кавітаційних явищ, що призводять до руйнування камери і лопатей колеса.

Конструкція передбачає можливість ремонту робочого колеса без розбирання агрегату.

Зміною нахилу лопатей робочого колеса досягається регулювання подачі з підтримкою ККД на високому рівні. Робочі колеса осьового насоса мають високий коефіцієнт швидкохідності.

Характерною особливістю функціонування насосів із поворотними лопатями є те, що їх нахил можна змінювати. Зміною нахилу лопатей робочого колеса досягається регулювання подачі з підтримкою ККД на високому рівні. Крім того, відмінною особливістю їх робочого колеса є високий коефіцієнт швидкохідності, який може досягати до півтора тисяч оборотів за хвилину.

Можливість зміни кута установки лопатей у насосах дозволяє регулювати подачу і напір насоса у набагато більш широких межах, ніж у насосах із жорстко закріпленими лопатями колеса.

Осьові насоси відрізняються простотою конструкції і компактністю, меншою порівняно з відцентровими насосами масою, можливістю подачі забруднених рідин. Компактність конструкції особливо цінна при подачі великих витрат рідини, оскільки дозволяє значно скоротити розміри насосної станції.

Недоліком осьових насосів є про неможливість отримання таких самих великих напорів, як у відцентрового насоса. Так, зниження швидкості у 2 рази порівняно з відцентровим насосом призведе до зниження тиску в 4 рази.

У той самий час геометричні характеристики осьового насоса призвели до зниження тиску, але значно збільшилася площа живого перерізу, що призводить до збільшення подачі.

Вихрові насоси

Вихровий насос – динамічний насос, рідина в якому переміщається по периферії робочого колеса в тангенціальному напрямку. Перетворення механічної енергії привода в потенціальну енергію потоку (напір) відбувається за рахунок вихорів, що генеруються лопатеvim колесом у робочому каналі насоса.

Вихрові насоси призначені для використання на підприємствах нафтохімічної промисловості, для відкачування рідини з високою пружністю пари (наприклад, пропан, бутан), чистих і малов'язких рідин, скраплених газів, як дренажних насосів для перекачування гарячого конденсату.

Вихрові насоси класифікують за такими ознаками:

1. Кількість ступенів – одноступінчасті, багатоступінчасті.
2. Положення вала – вертикальні, горизонтальні (консольні).
3. Тип робочого колеса – відкриті, закриті.

Робочим органом вихрового насоса є робоче колесо 1 із радіальними або похилими лопатями 2 (рис.3.37), поміщене у циліндричний корпус 3 та ексцентрично розташоване з малими торцевими зазорами. Колесо має може переміщатися по валу для забезпечення рівномірного торцевого зазору з обох боків. Робоче колесо вихрового насоса, аналогічно колесу відцентрового насоса, засмоктує рідину із внутрішньої частини каналу і нагнітає її у зовнішню, в результаті чого виникає поздовжній вихор.

У бічних і периферичних стінках корпусу є концентричний канал 2, що починається у всмоктувальному патрубку і закінчується у напірному. Канал переривається перемичкою, що є ущільненням між напірною і всмоктувальною областями. Рідина надходить

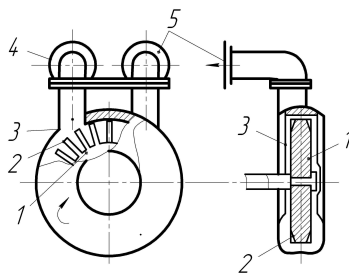


Рисунок 3.37 – Схема вихрового насоса закритого типу:

- 1 – робоче колесо; 2 – лопать;
- 3 – корпус; 4 – всмоктувальний патрубок; 5 – напірний патрубок

через всмоктувальний патрубок 4 у канал, переміщається по ньому робочим колесом і йде у напірний патрубок 5.

Під час руху в корпусі рідина знаходиться під впливом відцентрової сили, що виникає внаслідок її обертання разом із робочим колесом, та усмоктувальною дією пазів між окремими лопатками колеса.

Під час проходження рідини через робоче колесо у вихровому насосі, як і у відцентровому, збільшуються кінетична енергія рідини (збільшується її швидкість) і потенціальна енергія тиску. Рідина, що ввійшла через всмоктувальний патрубок у насос, потрапляє в міжлопатевий простір, в якому їй передається механічна енергія. Відцентрові сили викидають її із колеса. У кільцевому каналі рідина рухається по гвинтових траєкторіях і через деякий проміжок знову потрапляє у міжлопатевий простір, де знову набуває приросту механічної енергії.

Принципова відмінність вихрового насоса від відцентрового і осьового полягає в тому, що рідина надходить у кожух і виходить із нього по дотичній до робочого колеса.

У насосах закритого типу (рис.3.37) лопатки робочого колеса короткі, вони мають спеціальну перемичку, що розділяє канал на дві частини. Їх внутрішній радіус дорівнює внутрішньому радіусу каналу. Рідина підводиться із всмоктувального патрубка 4 безпосередньо в канал, надходить на робоче колесо на більшому радіусі при великих колових і відносних швидкостях. Тому кавітаційні якості вихрових насосів закритого типу дуже низькі. Рух на вхідній ділянці каналу насоса закритого типу складний, оскільки на рух рідини із всмоктувального патрубка в канал накладається поздовжній вихор. Для поліпшення кавітаційних якостей насоса закритого типу перед вихровим робочим колесом підключають відцентровий ступінь. Такий насос має назву відцентрово-вихрового.

У насосах відкритого типу (рис.3.38) внутрішній радіус лопаток менший від внутрішнього радіуса каналу. Відкриті колеса мають канал прямокутного перерізу, лопаті у них довгі. Рідина підводиться із всмоктувального патрубка 1, надходить у підвід 2, з якого через всмоктувальне вікно 3 підводиться до лопаток робочого колеса 4 і потім надходить у канал 5. Від типу колеса залежать його кавітаційні властивості, а також здатність самовсмоктування і можливість роботи на газорідинній суміші. Далі рідина переміщається по каналу робочим колесом і через напірний отвір 8 надходить у відвід 6 і напірний патрубок 7. Умови входу рідини на лопатки колеса вихрового насоса відкритого типу і лопатевого насоса відрізняються незначно. Тому теорія кавітації лопатевих насосів застосовна і для вихрових насосів відкритого типу.

Здійснюючи гвинтоподібне вихрове переміщення, рідина за час її перебування в насосі декілька разів побуває поблизу ротора і отримує від нього певну енергію. У результаті такого багатоступеневого контакту вихрові насоси порівняно з такими самими (за розмірами і швидкістю обертання) відцентровими насосами розвивають у 3 – 7 разів більший напір, але працюють із більш низьким (у 2 – 3 рази) ККД.

Для перекачування рідин, які швидко застигають, вихрові насоси випускаються з корпусом, який обігрівається, а для забезпечення самовсмоктування вони виготовляються з повітряним ковпаком.

Необхідно зазначити, що при роботі з повітряним ковпаком ККД насоса знижується на 4 – 6 %. Тому якщо глибина всмоктування невелика або насос знаходиться під наливом, встановлення ковпака не потрібне.

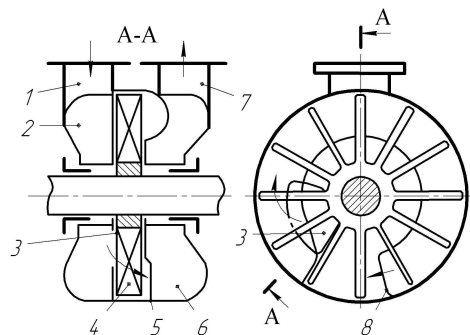


Рисунок 3.38 – Схема вихрового насоса відкритого типу:

- 1 – всмоктувальний патрубок; 2 – підвід;
- 3 – всмоктувальне вікно; 4 – робоче колесо;
- 5 – міжлопатевий канал; 6 – відвід;
- 7 – напірний патрубок; 8 – напірний отвір

Вихрові насоси мають хороші конструктивні дані – незначну металоємність на одиницю потужності і малі габарити.

Одноступінчасті вихрові насоси забезпечують напір до 55 м. Подальше збільшення напору за рахунок збільшення діаметра робочого колеса нераціональне, оскільки призводить до швидкого збільшення маси насоса на одиницю потужності та зниження висоти всмоктування.

Вихрові насоси у багатоступеневому виконанні значно розширюють діапазон робочих тисків при малих подачах, знижуючи коефіцієнт швидкохідності до значень, характерних для насосів об'ємного типу.

Число обертів вихрового насоса обмежене лише кавітаційними явищами. Таким чином, насос може бути безпосередньо з'єднаний з електродвигуном.

Вихрові насоси, як правило, застосовують за необхідності створення великого напору при малій подачі.

Недоліком вихрових насосів є порівняно невисокий ККД – для ідеального вихрового насоса він не перевищує 45 %; ККД реальних насосів, як правило, не перевищує 30 %. Низький ККД перешкоджає застосуванню вихрового насоса при великих потужностях. Ця обставина обмежує область використання вихрових насосів. Проте при дуже малих подачах вони конкурують із відцентровими.

Також до недоліків відносять швидкий знос їх деталей при роботі на рідинах, що містять зважені тверді частинки. При потраплянні такої рідини в насос колесо і корпус піддаються інтенсивному абразивному зносу, і зазор між ними збільшується. Це негативно позначається на роботі насоса, оскільки навіть незначне збільшення зазору між колесом і корпусом призводить до помітного зниження ККД.

Динамічні струминні насоси

Струминні насоси належать до групи насосів-апаратів на відміну від описаних вище машинних, які не мають рухомих частин, здатних до зносу, прості в експлуатації та ремонті.

Насоси цього типу використовуються, коли необхідно провести відкачування рідини з будь-яких резервуарів, а застосувати насоси іншої конструкції не є можливим; в ускладнених умовах експлуатації, наприклад, при видобутку пластової рідини із значним вмістом механічних домішок і корозійно-активних речовин із похило спрямованих свердловин та ін. Крім того, струминні насоси використовують, щоб відкачати повітря перед запуском відцентрового насоса.

Струминні насоси діють за принципом передачі кінетичної енергії від потоку робочої рідини до потоку рідини, що перекачується. При цьому передача енергії від одного потоку до іншого відбувається безпосередньо без проміжних механізмів.

Струминний насос складається з чотирьох основних вузлів (рис.3.39): приймальної (всмоктувальної) камери 1, сопла 2, камери змішування 3 і дифузора 4.

Дія струминного насоса полягає у послідовному перебігу трьох процесів – перетворення потенціальної енергії робочої рідини в кінетичну (у конічній частині приймальної камери), обміну кількістю руху між частинками робочої рідини і середовища, яке подається в сопло (в камері змішування), а також переходу кінетичної енергії суміші робочої і транспортованої рідин у потенціальну (в дифузорі). Завдяки цьому в камері змішування створюється розрідження, що забезпечує всмоктування середовища,

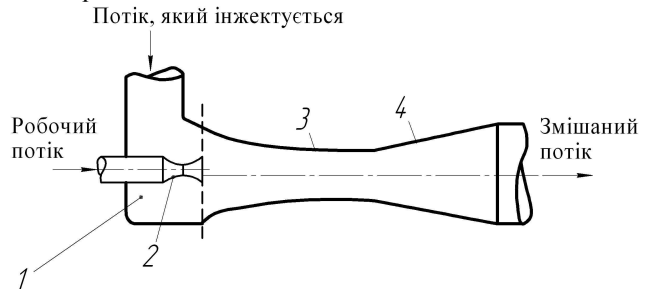


Рисунок 3.39 – Схема струминного насоса:
1 – приймальна (всмоктувальна) камера; 2 – робоче сопло;
3 – камера змішування; 4 – дифузор

яке подається в сопло. Потім тиск суміші робочої рідини і середовища, яке подається в сопло, значно підвищується в результаті зниження швидкості руху, що робить можливим нагнітання.

При витіканні робочої рідини з сопла в затоплений простір відразу за переднім зрізом сопла на поверхні струменя виникає область змішування. Рідина має велику швидкість завдяки тому, що сопло звужується. У приймальній камері тиск знижується нижче від атмосферного, і з трубопроводу, поєднаного з цією камерою, відбувається всмоктування. Швидкі частинки проникають у повільний потік рідини з меншою швидкістю, підсмоктується через кільцевий прохід у камеру і передає їй кінетичну енергію. Цей процес, що базується на інтенсивному вихроутворенні, відбувається по довжині струминного примежового шару рідини, яка безперервно збільшує свою товщину. Разом із тим внутрішня область робочого струменя, а саме її ядро і зовнішня область рідини, яка відсмоктується, постійно зменшуються, і на певній відстані від робочого сопла потоки робочої рідини та рідини, що інжектується, вже повністю перемішані. У подальшому на ділянці камери змішування відбувається тільки вирівнювання профілю швидкостей потоку рідини. Найчастіше у струминних насосах застосовують циліндричні камери змішування, технологічно прості у виготовленні, що забезпечують відносно високий ККД.

Рідина, що вийшла в результаті змішування, потрапляє спочатку в дифузор, а потім – у збірний резервуар.

Такі насоси майже ніколи не з'єднують паралельно – частіше послідовно. Випускаються насоси зі змінним соплом, що дозволяє змінювати характеристики у заданих заводом-виробником межах. Ці насоси іноді можуть застосовуватися з резервуаром високого тиску, в якому міститься робоче середовище.

Одним із параметрів, що характеризує струминні насоси, є коефіцієнт підсмоктування, або безрозмірна витрата. Визначається він як відношення витрат рідини, що перекачується, до витрати робочої.

Струминні насоси легко монтуються в систему трубопроводів, вони малогабаритні, мають велику пропускну здатність і можливість стабільно відбирати пластову рідину з високим вмістом вільного газу, а також іноді використовуються на боці високого тиску як додаткові насоси. Ці насоси при невеликих напорах досить довговічні, навіть при вмісті в рідині, яка транспортується, механічних домішок, піску. Завдяки своїм конструктивним особливостям струминні апарати відрізняються високою надійністю і ефективністю.

Єдиний недолік струминного насоса – низький ККД (не більше 30 %).

Об'ємні насоси

Шестеренні насоси

Шестеренний насос – зубчастий насос із робочими органами у вигляді шестерень, які забезпечують герметичне замикання робочих камер і передачу обертального моменту з ведучого вала на ведений.

Шестеренні насоси є одним з найбільш поширених видів роторних насосів. Вони застосовуються для перекачування нафти, нафтопродуктів та інших рідин, у системах змащення машин і механізмів, гідроприводах. За характером процесу витіснення ці насоси належать до класу роторно-обертальних машин, де рідина витісняється під час руху в площині, перпендикулярній до осі обертання, переноситься із всмоктувальної області в нагнітальну область насоса. Витискувачі при цьому здійснюють лише обертальний рух. Роль робочого органу в таких насосах виконують шестерні. При обертанні шестерень на боці всмоктування створюється розрідження, і рідина під перепадом тиску (атмосферного і на всмоктуванні насоса) заповнює порожнини між зубцями, переміщається в бік нагнітання і витісняється в нагнітальний патрубок.

Шестеренні насоси класифікують за такими ознаками:

1. Зачеплення шестерень – зовнішнє, внутрішнє.
2. Тип шестерень – прямозубі, косозубі, шевронні.

3. Кількість шестерень – дві, три та більше.
4. Кількість ступенів – одноступінчасті, багатоступінчасті.
5. Кількість потоків рідини – однопотокові, багатопотокові.
6. Напрямок руху рідини в багатопотоковому насосі – в одному напрямі, у протилежних напрямках.

Основна група шестеренних насосів складається з двох прямозубих шестерень зовнішнього зачеплення. Застосовуються також й інші конструктивні схеми, наприклад, насоси із внутрішнім зачепленням, три- і більше шестеренні насоси, багатопотокові шестеренні насоси з одним і протилежним напрямом рідини.

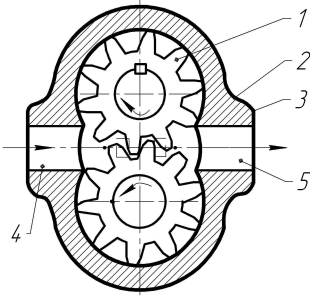


Рисунок 3.40 – Схема насоса із зовнішнім зачепленням шестерень:
1 – ведуча шестерня; 2 – ведена шестерня; 3 – корпус;
4 – всмоктувальний патрубок;
5 – нагнітальний патрубок

Шестеренний насос із зовнішнім зачепленням (рис.3.40) складається з ведучої 1 (ротора) і веденої (допоміжної) 2 шестерень, розмішених із невеликим зазором у корпусі 3. Одна із шестерень приводиться в рух розташованим на одній осі електродвигуном, а друга отримує обертання від першої завдяки щільному зачепленню зубців. При обертанні шестерні рідина, що заповнила робочу камеру (міжзубчастий простір), переноситься з області всмоктувального патрубку 4 в область нагнітального патрубку 5. З області нагнітального патрубку рідина витісняється в напірний трубопровід. Перетікання рідини у зворотному напрямку практично відсутнє через щільне зачеплення зубців.

Рівномірність подачі рідини шестерням насосом залежить від числа зубів шестерні і кута зачеплення. Чим більше зубів, тим менша нерівномірність подачі, однак при цьому зменшується продуктивність насоса. Для усунення затиснення рідини в зоні контакту зубів шестерень у бічних стінках корпусу насоса виконані розвантажувальні канавки, через які рідина відводиться в одну з порожнин насоса.

Кількість зубів у граничному випадку може бути зменшена до двох, при цьому обертальними елементами будуть контури, які нагадують вісімку (рис.3.41). У такому нагнітачі необхідно забезпечити привід від двигуна обох «вісімок», оскільки на відміну від зубчастих насосів вони не мають зачеплення.

Шестеренний насос із внутрішнім зачепленням шестерень (рис.3.42) – варіація шестеренного насоса, в якому ведена шестерня знаходиться всередині ведучої шестерні більшого діаметра і спирається на сталевий півмісяць. Подібна конструкція має більший об'єм витіснення при обертанні шестерень, завдяки чому заповнений насос з внутрішнім зачепленням має всмоктувальний ефект.

Насоси із внутрішнім зачепленням мають кращі технічні показники, але більш складні у виготовленні.

Для збільшення подачі іноді застосовуються насоси з трьома і більше шестернями, розмішеними навколо центральної привідної шестерні (рис.3.43).

Для підвищення тиску рідини застосовують багатоступінчасті шестеренні насоси (рис.3.44). Подача кожного попереднього ступеня цього насоса вища від витрати на наступному рівні. Для відведення надлишку рідини кожен ступінь має перепускний клапан, відрегульований на відповідний тиск.

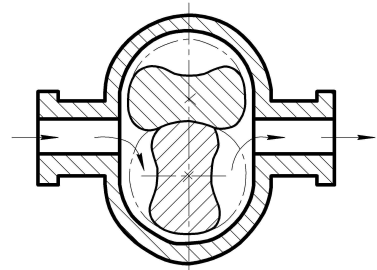


Рисунок 3.41 – Схема насоса вісімкового типу

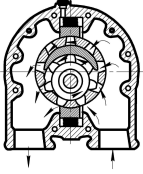


Рисунок 3.42 – Схема насоса із внутрішнім зачепленням шестерень

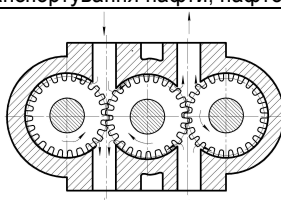


Рисунок 3.43 – Схема тришестеренного насоса

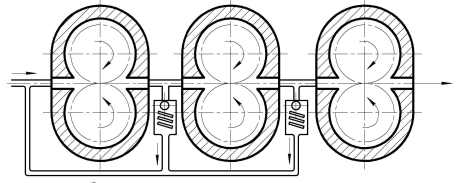


Рисунок 3.44 – Схема триступінчастого шестеренного насоса

Застосуванням дво- і триступінчастого насоса можна відповідно подвоїти і потроїти тиск, проте при цьому знижується загальний ККД агрегату, оскільки перші ступені повинні бути розраховані на перевищення потрібної подачі для забезпечення надійного живлення наступних ступенів.

Шляхом послідовно-паралельного з'єднання в одному агрегаті декількох груп шестерень можна отримати насос високого тиску з великим числом ступенів витрати, тобто багатопотоковий насос високого тиску (рис.3.45).

У насосів із косозубими і шевронними шестернями вхід зубів у зачеплення і вихід зі зачеплення відбувається не відразу по всій ширині, як у насосів із прямозубими шестернями, а поступово, завдяки чому вони менш чутливі до похибки виготовлення і монтажу, більш зносостійкі і працюють плавно і безшумно.

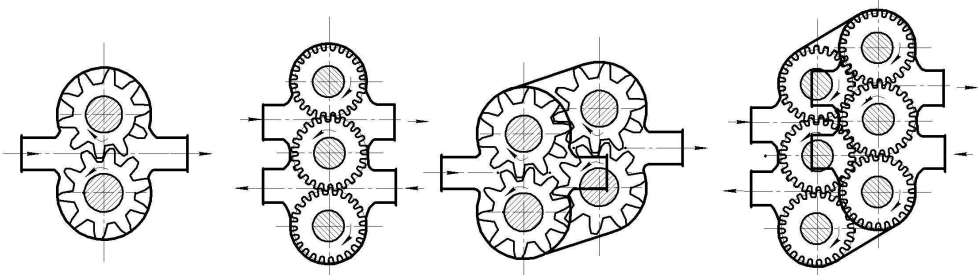


Рисунок 3.45 – Схеми багатопотокових шестеренних насосів

Продуктивність шестеренного насоса можна змінювати шляхом регулювання або питомої подачі, або швидкості обертання. Для зміни швидкості обертання можна змінювати передаточне число редукторного привода або число обертів двигуна, використовувати будь-який регульований привід або інвертор. Регулювання питомої подачі може здійснюватися лише шляхом зміни діаметра або висоти шестерень, а це означає зміну моделі насоса.

Шестеренні насоси виконуються з внутрішніми і з виносними підшипниками, з обігрівом або охолодженням корпусу.

Переваги шестеренного насоса:

- компактність;
- простота конструкції;
- відсутність клапанів;
- можливість використання для привода високошвидкісних електродвигунів;
- незалежність подачі від протитиску мережі;
- реверсивність;
- здатність створювати великий тиск;
- здатність перекачувати в'язкі і високотемпературні рідини;
- невибагливість в експлуатації;
- невисока вартість;
- можливість всмоктування рідини при заповненій камері.

Недоліки шестеренного насоса:

- робота насухо згубна;

– порушує структуру рідини, що транспортується і руйнує суспензії.

Поршневі насоси

Поршневі насоси – насоси, в яких переміщення рідини здійснюється шляхом її витіснення з нерухомих робочих камер витискувачем. Робочою камерою об'ємного насоса називають обмежений простір, який поперемінно сполучається із всмоктувальним і нагнітальним патрубком. Витискувач – робочий орган насоса, що здійснює витіснення рідини з робочих камер. Як правило, в сучасних пристроях для передачі руху витискувача застосовують кривошипно-шатунний механізм, який перетворює обертальний рух у зворотно-поступальний.

Ці насоси значно поширені у нафтогазовій промисловості за необхідності забезпечення великих напорів рідини, що транспортується.

Поршневі насоси класифікують за такими ознаками:

1. Тип витискувачів – власне поршневі, плунжерні, діафрагмові.
2. Характер руху ведучої ланки – зворотно-поступальний, обертальний.
3. Кількість поршнів – однопоршневі, багатопоршневі.
4. Кількість циклів нагнітання і всмоктування за один подвійний хід – односторонньої, двосторонньої дії.
5. Кратність дії – проста, багаторазова.
6. Спосіб привода – привідні, прямої дії.
7. Тип привода – електричний, паровий.
8. Швидкохідність – тихохідні, нормальні, швидкохідні, особливо швидкохідні.
9. Розташування циліндрів – горизонтальне, вертикальне.
10. Тиск нагнітання – низький, середній, високий.
11. Подача – мала, середня, велика.

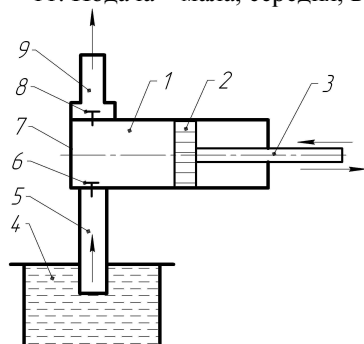


Рисунок 3.46 – Насос поршневий простої дії:

- 1 – циліндр; 2 – поршень; 3 – шток;
- 4 – витратний резервуар;
- 5 – всмоктувальний трубопровід;
- 6 – всмоктувальний клапан; 7 – робоча камера; 8 – нагнітальний клапан;
- 9 – напірний трубопровід

У поршневому насосі простої дії (рис.3.46) поршень 2 пов'язаний із кривошипно-шатунним механізмом через шток 3, у результаті чого він здійснює зворотно-поступальний рух у циліндрі 1. Поршень при ході праворуч створює розрідження в робочій камері, внаслідок чого всмоктувальний клапан 6 піднімається, і рідина з витратного резервуара 4 по всмоктувальному трубопроводу 5 надходить у робочу камеру 7. При зворотному ході поршня (ліворуч) всмоктувальний клапан закривається, а нагнітальний клапан 8 відкривається, і рідина нагнітається у напірний трубопровід 9. При цьому рідина буде надходити у напірний колектор переривчасто, залежно від частоти руху поршня. На зниження подачі поршневого насоса також впливає запізнювання посадки напірного і всмоктувального клапанів, а також витікання через клапани і ущільнення. Ці втрати помітно збільшуються із підвищенням тиску.

Більш рівномірна і збільшена подача рідини порівняно з насосом простої дії може бути досягнута насосом подвійної дії (рис.3.47), в якому кожному ходу поршня відповідають одночасно процеси всмоктування і нагнітання. Ці насоси виконуються горизонтальними і вертикальними, причому останні найбільш компактні. Насоси подвійної дії мають більш рівномірну подачу порівняно з насосами простої дії і диференціальними завдяки тому, що по обидва боки від циліндра є дві робочі камери, в кожній з яких знаходяться нагнітальні і всмоктувальні клапани. Під час руху поршня в різних частинах циліндра створюється або надлишковий, або всмоктувальний тиск, під дією якого відкривається та чи інша пара клапанів. Тому за один оберт колінчастого вала поршень два рази нагнітає рідину.

У диференціальному насосі (рис.3.48) всмоктування відбувається за один хід поршня, а нагнітання за обидва ходи. Насоси двосторонньої дії мають одну робочу камеру з всмоктувальним і напірним клапанами і другу робочу камеру без клапанів. Завдяки тому, що за один оберт вала насос два рази нагнітає рідину, подача його вирівнюється.

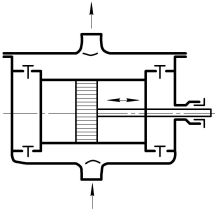


Рисунок 3.47 – Насос поршневий подвійної дії

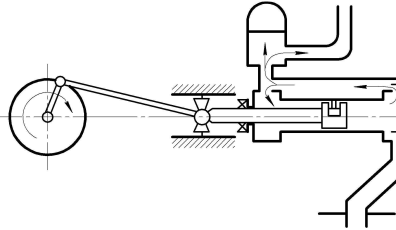


Рисунок 3.48 – Диференціальний поршневий насос

Як додатковий прилад, що забезпечує рівномірну подачу поршневих насосів, застосовуються також повітряні ковпаки, що являють собою ємність, заповнену визначеного рівня повітрям. При викиді рідини з камери насоса повітря, завдяки своїй пружності, гасить частину тиску, а при зворотному

циклі повітря розширюється, і подача рідини в напірний трубопровід чи резервуар триває.

Для боротьби з пульсацією також застосовують гідроаккумулятори, які в момент найбільшого тиску запасують енергію, а в момент спаду тиску віддають її.

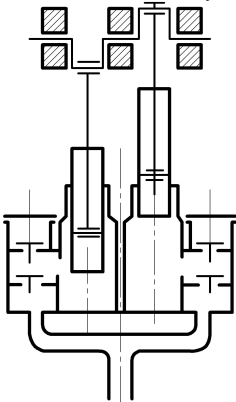


Рисунок 3.49 – Двопоршневий насос

Іншим ефективним способом зниження нерівномірності подачі є використання багатопоршневих насосів із паралельним підключенням циліндрів, поршні яких приводяться в рух від загального колінчастого вала (рис.3.49). Кривошипи колінчастого вала розташовані один стосовно одного під певним кутом.

Конструкція плунжерного насоса (рис.3.50) схожа на конструкцію поршневого насоса. Відмінність полягає в конструкції поршня. Поршень являє собою довгий стрижень, що переміщається вільно в корпусі камери, не торкаючись стінок. Ущільнення розміщене нерухомо в корпусі камери.

У діафрагмовому насосі (рис.3.51) роль поршня виконує гнучка пластина-діафрагма, яка закріплена по краях і згинається під дією важільного механізму або змінного тиску середовища. При вигині

діафрагми в один бік відбувається всмоктування рідини, при згині в інший – нагнітання.

Основні переваги поршневих насосів:

1. Можливість генерування великих напірних значень.
2. Невеликі габаритні розміри.
3. Взаємозамінність деталей.
4. Можливість регулювання

тиску в напірному трубопроводі шляхом зміни частоти руху або ходу поршнів.

Недоліки поршневих насосів:

1. Складність виготовлення і висока вартість.
2. Необхідність у встановленні додаткових елементів для ущільнення між стінками робочої камери і поршня, які в результаті впливу сил тертя здатні до зносу.
3. Пульсація подачі і тиску.
4. Неможливість перекачування рідин, що містять абразивні частинки.

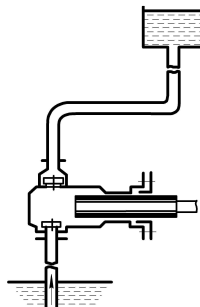


Рисунок 3.50 – Плунжерний насос

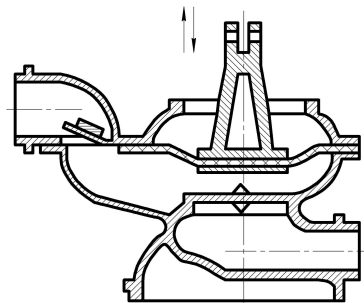


Рисунок 3.51 – Діафрагмовий насос

3.6. Вентилятори, газодувки, компресори, газоперекачувальні агрегати та компресорні станції

Досить часто в процесах нафтохімічної, газопереробної та в нафтопереробній галузях промисловості потрібно підвищити тиск або перемішувати гази. Саме з цією метою створено особливий енергетичний пристрій, здатний регулювати рівень тиску газів та перемішати ці гази – компресор [15,17,34,47].

До компресорного відносять таке обладнання, яке забезпечує ступінь стиснення газу або повітряної субстанції до тиску, який не опускається нижче позначки 0,015 МПа. Початковий тиск при цьому може бути більшим за атмосферний, меншим або дорівнювати йому.

Машини для подачі газових середовищ залежно від тиску, що розвивається ними, називають вентиляторами, газодувками (повітродувками), власне, компресорами. Підвищення тиску за допомогою вентиляторів становить близько 0,01 МПа. Газодувки відрізняються підвищеним відношенням тисків на виході та вході, значення якого може доходити до 1,3, при цьому не потрібно додаткового зниження температури робочого середовища. Для власне компресора характерна наявність пристрою для зниження температури робочого середовища, відношення тисків у цьому випадку буде перевищувати 3.

У цьому підрозділі розглянуто деякі конструкції обладнання для переміщення газів, яке дещо відрізняється від інших машин для транспортування газових і рідких середовищ. Конструкції інших типів машин базуються на принципах, які розглянуто у попередньому підрозділі.

Вентилятори

Вентилятори – механічні пристрої, що служать для переміщення повітря повітроводами, безпосередньої подачі або відсмоктування повітря із приміщення. Переміщення повітря відбувається завдяки створенню перепаду тиску між входом і виходом вентилятора [15,34].

Класифікація вентиляторів:

1. Конструкція (аеродинамічна схема) – відцентрові (радіальні), осьові.
2. Умови роботи – звичайні, термостійкі, корозійно – стійкі, вибухозахищені, пилові.
3. Значення повного тиску – низький, середній, високий.
4. Спосіб встановлення – звичайні, каналні, дахові.
5. Спосіб з'єднання крильчатки вентилятора та електродвигуна – безпосереднє з'єднання з електродвигуном, клиноремінна передача.

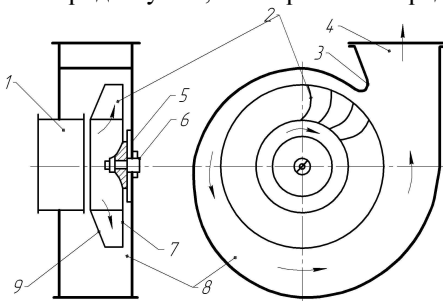


Рисунок 3.52 – Відцентровий вентилятор:

- 1 – вхідний патрубок; 2 – робоче колесо;
- 3 – перехід; 4 – патрубок, що розширюється;
- 5 – маточина; 6 – робочий вал; 7 – ведучий диск;
- 8 – спіральний кожух; 9 – ведений кільцевий диск

Найбільш значного поширення набули відцентрові вентилятори, що застосовуються в розгалужених вентиляційних установках, у системах пневматичного транспорту, в котельних установках та ін. Конструктивна схема відцентрового вентилятора наведена на рис.3.52.

Повітря у вентилятор надходить через вхідний патрубок 1 і спрямовується в робоче колесо 2, яке складається зі ступиці 5, ведучого диска 7, лопатей і відомого кільцевого диска 9. Зазвичай робоче колесо приводиться в обертання за допомогою маточини 5, насадженої на робочий вал 6, який передає рух безпосередньо від двигуна або за допомогою трансмісійної передачі.

Обертальне робоче колесо поміщається в нерухомий спіральний кожух 8, що має на виході патрубок 4, який розширюється. Повітря або газ, що потрапляє через вхідний патрубок у робоче колесо 2, лопатями відкидається з великою швидкістю до периферії. Передача енергії повітрю завершується в робочому колесі. Частина цієї енергії внаслідок силового впливу лопатей робочого колеса виходить у вигляді потенціальної енергії тиску; інша частина залежно від ступеня реактивності робочого колеса виходить у вигляді кінетичної енергії (швидкісного напору).

Повітря, що надходить із великою швидкістю з робочого колеса, гальмується в кожусі вентилятора. При цьому швидкісний напір перетворюється в потенціальну енергію тиску. Спіралеподібна форма кожуха сприяє цьому процесу. Надлишок тиску на виході з вентилятора в патрубку 4 спрямовується на подолання опорів і протитиску в нагнітальній системі трубопроводів.

Щоб уникнути витікання повітря, що було піддане стиску у вентиляторі, встановлюють різного типу ущільнення та здійснюють поєднання вхідного патрубку вентилятора і вхідної кромки робочого колеса з мінімальним зазором.

Основною перевагою відцентрових вентиляторів є великий повітрообмін при високому тиску. Недоліками відцентрових вентиляторів є їх великі габарити та складність конструкції.

Осьовий вентилятор містить лопаті (у деяких випадках замість поняття «лопаті» застосовується поняття «лопатки»), які переміщують повітря уздовж осі, навколо якої вони обертаються. З причини збігу напрямку руху всмоктуваного повітря і повітря, що нагнітається, а також у більшості випадків простоти виготовлення цей вид вентилятора є найбільш поширеним.

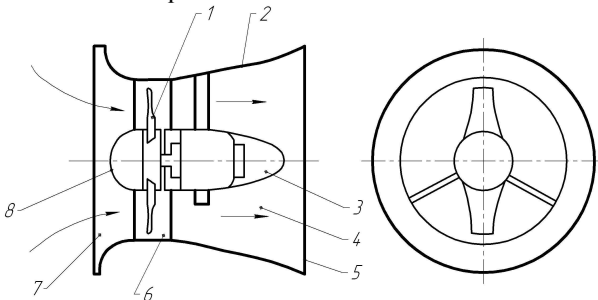


Рисунок 3.53 – Осьовий вентилятор:

1 – робоче колесо; 2 – дифузор; 3, 8 – обтікач; 4 – електродвигун;
5 – вихідний отвір; 6 – циліндричний кожух; 7 – вхідний колектор

Найбільш простий осьовий вентилятор (рис.3.53) складається з осьового лопатевого робочого колеса 1, циліндричного кожуха 6, вхідного колектора 7, який має контури плавного розтруба. На виході встановлюється дифузор 2 із вихідним отвором 5. Передня торцева частина втулки лопатевого колеса та електродвигун 4 вентилятора захищені обтікачами 8 та 3.

Лопатеве колесо монтується безпосередньо на валу

електродвигуна або на спеціальній втулці, жорстко посаджений на вал електродвигуна, який знаходиться у центрі повітряного потоку співвісно з кожухом вентилятора.

При швидкому обертанні лопатевого колеса повітря всмоктується через колектор, проходить через кожух, дифузор і викидається через вихідний отвір. Дифузор 7 використовується для перетворення частини кінетичної енергії повітря на тиск. Тому тиск повітря за лопатевим колесом у дифузорі більший, ніж у кожусі вентилятора.

У великих вентиляторах лопаті для полегшення роблять порожнистими, а для зручності регулювання – поворотними. У цьому випадку регулювання досягається установкою лопатей під різним кутом до площини обертання. Такий спосіб регулювання осьового вентилятора, а також спосіб регулювання поворотом лопатей прямого апарата (якщо він є) є найбільш доцільними, оскільки дозволяють змінити характеристику вентилятора в потрібному напрямку, що є перевагою перед способами регулювання засувкою або зміною частоти обертання лопатевого колеса.

Порівняння осьових вентиляторів із відцентровими демонструє, що осьові вентилятори за однакових експлуатаційних умов менш громіздкі, займають меншу площу,

конструктивно більш прості і при великих подачах повітря значно економічніші. Вони розвивають менший тиск, але здатні переміщати великі кількості повітря. Тому осьові вентилятори застосовуються у вентиляційних системах із великою подачею повітря, де відсутні значні опори.

Однією з переваг осьових вентиляторів є їх швидкохідність. Унаслідок цього вони дозволяють безпосереднє сполучення із швидкохідними електродвигунами та паровими турбінами. Осьові вентилятори порівняно з відцентровими мають більший ККД, а також реверсивні (при зміні напрямку обертання колеса змінюється напрям руху газу).

Газодувки (повітродувки)

Газодувки – вид нагнітальної машини, яка приводиться в дію привідним двигуном через пружну муфту, застосовуються для транспортування газу або повітря. За тиском повітря або газу, який нагнітається, цей пристрій знаходиться між компресором і вентилятором [34].

За принципом дії газодувки можна розділити на три групи:

- лопатеві;
- поршневі;
- ротаційні.

До лопатевих газодувок відносять осьові і відцентрові машини. У відцентровій газодувці повітря через вхідний колектор надходить на лопаті робочого колеса, які надсилають газу енергію, і потім у спіральну камеру, і далі у напірний повітропровід. Із осьової газодувки газ надходить на робочі лопаті, потім – у напірну лінію. Конструкції газодувок такого типу не мають принципових відмінностей від інших лопатевих відцентрових і осьових гідравлічних машин.

Принцип дії газодувок поршневого типу не відрізняється від принципу дії поршневих насосів, переваги а недоліки аналогічні. Основні схеми поршневих газодувок наведені на рис.3.54.

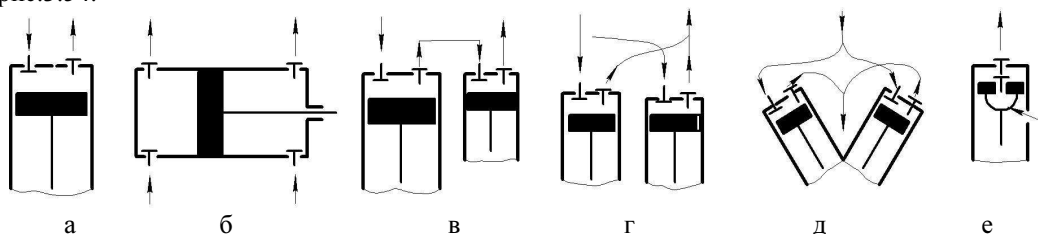


Рисунок 3.54 – Схеми поршневих газодувок:

- а – одинарної дії, одноступінчаста, вертикальна, непрямотечійна; б – подвійної дії, горизонтальна;
в – двоступінчаста, г – двоциліндрова; д – V-подібна; е – прямотечійна

Об'ємні, або роторні, газодувки – окрема група, куди входять моделі шестеренних, пластинчастих, зубчастих газодувок, а також, пристрої Лісхольма і Рутса. В їх конструкції спостерігаються деякі непринципові відмінності, але основною ознакою є наявність ротора, розміщеного всередині корпусу.

Шиберна (пластинчаста) газодувка (рис.3.55) складається з циліндричного корпусу 1, в якому ексцентрично розміщений масивний ротор 2 із радіальними поздовжніми пазами, де вільно розміщені пластини 3. При обертанні ротора пластини під дією відцентрових сил виходять із пазів і притискаються до внутрішньої поверхні корпусу, захоплюють на боці всмоктування рідину і переміщують її до нагнітального трубопроводу, таким чином, пластини виконують роль поршня.

До переваг шиберної газодувки відносять:

- високу рівномірність подачі;
- можливість безпосереднього з'єднання з електродвигуном;
- відсутність клапанів;

- реверсивність;
- незалежність подачі від протитиску мережі;
- можливість використання для створення вакууму.

До недоліків машин такого типу відносять:

- підвищену чутливість до якості середовища, яке транспортується (наявності в ній механічних домішок);
- швидкий знос кромки пластин;
- досить низький ККД – 50 % (через перетікання рідини через затвори між кромками пластин і стінками корпусу).

Найбільш поширеним типом роторних газодувок є двороторні об'ємної дії.

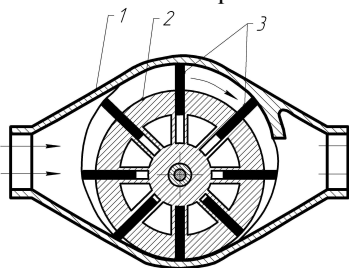


Рисунок 3.55 – Схема шиберної (пластинчастої) газодувки:
1 – корпус; 2 – ротор; 3 – пластини

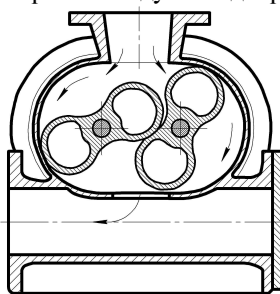


Рисунок 3.56 – Двороторна газодувка Рутса

Газодувка Рутса (рис.3.56) належить до машин із зовнішнім типом стиснення у самій газодувці газ не стискається, а лише переноситься з боку всмоктування на бік нагнітання лопатями роторів газодувки, де змішується зі стисненим газом із мережі, за рахунок чого і відбувається стиснення. У

робочій порожнині двороторної машини синхронно обертаються два ротори, які виконують роль обертальних поршнів. При обертанні вони захоплюють газ із всмоктувального патрубка і переміщують його до нагнітального патрубка. Як тільки об'єм газу, який переміщується між одним із поршнів і корпусом камери, з'єднується із нагнітальним патрубком, відбувається різке (практично адіабатичне) підвищення тиску до тиску нагнітання. Стиснення газу відбувається за рахунок зворотного потоку і робочий перепад тисків завжди дорівнює опору ланцюга.

Роторні газодувки не вступають у контакт одна з одною, а синхронізація роторів досягається синхронізуючими шестернями, що мають передавальне відношення 1, що обумовлює їх низьку навантаженість та простоту конструкції.

Компресори

Класифікація компресорних машин проводиться за такими самими ознаками, що і обладнання для переміщення рідин [17,34]. Конструкції компресорів базуються на принципах, які розглянуто у попередньому підрозділі.

Особливе місце в компресорному обладнанні нафтогазопереробного комплексу посідають *газотурбінні установки* (ГТУ) (рис.3.57), термодинамічний цикл яких включає комбінацію двох циклів, при якій теплота відпрацьованих у газотурбінному двигуні газів у першому циклі використовується для нагріву іншого робочого тіла у другому циклі [17].

Газотурбінна установка може бути розділена на дві основні частини – газогенератор і силову турбину, які розміщені в одному корпусі. Газогенератор містить в собі турбокомпресор та камеру згоряння, в яких створюється високотемпературний потік газу, що впливає на лопаті силовій турбіни. Теплова продуктивність забезпечується утилізацією тепла вихлопних газів за допомогою теплообмінного або утилізаційного обладнання. ГТУ передбачають роботу на двох видах палива – рідкому і газоподібному. Постійна робота проводиться на газі, а в резервному (аварійному) режимі відбувається автоматичний перехід на дизельне паливо. Оптимальний режим роботи ГТУ – комбіноване виробництво теплової та електричної енергії. ГТУ виробляють набагато більшу кількість теплової енергії, ніж газопоршневі агрегати, і можуть працювати як у базовому режимі, так і для покриття пікових навантажень.

Атмосферне повітря через вхідний пристрій надходить у компресор, де стискається і спрямовується в регенеративний підігрівач повітря, а потім через повітророзподільний клапан – в камеру згоряння. У камері згоряння в потоці повітря спалюється паливо, яке надходить через форсунки. Гарячі гази надходять на лопатки газової турбіни, де теплова енергія потоку перетворюється в механічну енергію обертання ротора турбіни. Потужність, отримана на валу турбіни, використовується для приводу компресора і електрогенератора, що генерує електроенергію. Гарячі гази після регенератора надходять у водогрійний котел - утилізатор, а потім – у димову трубу. Мережева вода, що подається мережевими насосами, нагрівається у водогрійному котлі-утилізаторі і піковому котлі і спрямовується в центральний тепловий пункт (ЦТП). Як паливо використовується природний газ. При аварійному припиненні подачі газу обидва котли і ГТУ (при частковому навантаженні) переводяться для роботи на зріджений пропан-бутан.

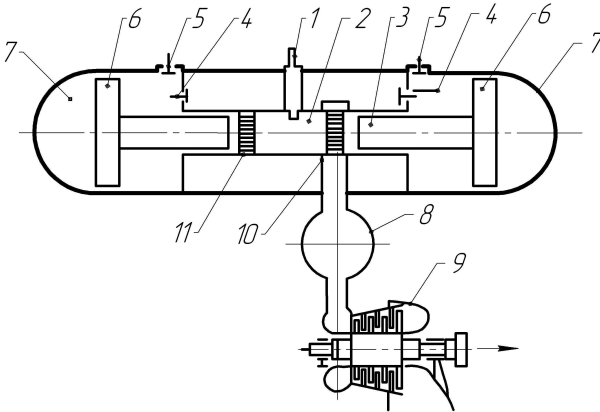


Рисунок 3.57 – Схема силової газотурбінної установки:

- 1 – форсунка; 2 – камера згоряння; 3 – поршень дизеля;
4 – нагнітальний клапан компресора; 5 – всмоктувальний клапан компресора; 6 – поршень компресора; 7 – буферна область генератора; 8 – ресивер; 9 – газова турбіна; 10 – випускні вікна; 11 – продувні вікна

парова турбіна, електродвигун або двигун внутрішнього згоряння та ін.) і допоміжне обладнання (вхідний сепаратор, пиловловлювач, апарат повітряного охолодження, буферна ємність, фільтр-коалесцери, ресивер).

Обв'язування нагнітачів технологічними газопроводами може забезпечувати різні режими перекачування газу. Так, при одноступінчастому стисненні передбачається паралельна робота агрегатів, частина з яких є резервними. При двоступінчастому стисненні працюють паралельно групи агрегатів, що підключаються попарно, послідовно включені. Можливо також триступеневе стиснення при паралельній роботі груп агрегатів по три послідовно включених.

Газоперекачувальні агрегати

Газоперекачувальні агрегати (ГПА) призначені для використання на лінійних компресорних станціях магістральних газопроводів, дотискувальних компресорних станціях та станціях підземних сховищ газу, а також для зворотного закачування газу в пласт при розробленні газоконденсатних родовищ [17,34].

Як правило, ГПА, газові компресорні станції або дотискувальні компресорні установки (рис.3.58) являють собою компресор (поршковий, гвинтовий, відцентровий та ін.), привідний двигун (газова або

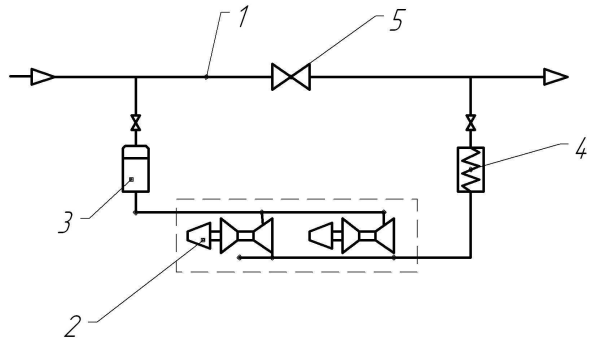


Рисунок 3.58 – Компресорна станція (спрощено):

- 1 – магістральний газопровід; 2 – ГПА;
3 – пиловловлювач; 4 – апарат повітряного охолодження;
5 – регулювальний вентиль

Запитання для самоперевірки

1. Якими видами транспорту, на вашу думку, можливо здійснювати транспортування нафти?
2. У чому полягають особливості транспортування нафти водним транспортом?
3. У чому полягають особливості транспортування нафти залізницею?
4. У чому полягають особливості транспортування нафти автомобільним транспортом?
5. У чому полягають особливості транспортування нафти трубопроводами?
6. У чому полягає підготовка газу до транспортування?
7. Які комплекси входять до складу споруд магістрального трубопроводу?
8. Сформулюйте особливості магістральних наземних газопроводів. Чим вони зумовлені?
9. Перелічіть установки, системи, склади та інше обладнання і устаткування, що входить до складу компресорних станцій.
10. Коротко опишіть технологію транспортування скрапленого та стисненого природного газу морем.
11. Дайте визначення насоса та опишіть принцип його дії.
12. Як проводиться під'єднання насоса до системи трубопроводів? Наведіть ескіз схеми під'єднання.
13. Які класифікаційні ознаки покладені в основу опису пристроїв для переміщення рідин?
14. Наведіть основні види енергії, які можуть бути підведені до насосів для переміщення рідини.
15. Визначте відмінності у принципі дії динамічних та об'ємних насосів. Наведіть приклади насосів із кожної групи.
16. З яких елементів складається насосна установка? Покажіть схематично принципову будову насосної установки.
17. Чим відрізняються номінальні та оптимальні показники роботи насоса. Якими параметрами характеризується оптимальний режим використання насоса?
18. Назвіть основні технологічні показники насосів та дайте їх коротку характеристику.
19. За якими показниками обирається насос для конкретних випадків його експлуатації?
20. Покажіть схематично характеристику нафтопроводу і насоса. Які режими можуть мати місце під час роботи насоса?
21. Які насоси відносять до групи динамічних лопатевих?
22. Наведіть основні класифікаційні ознаки типів динамічних лопатевих насосів та зобразіть принципово будову кожного з них.
23. Визначте основні відмінності в роботі кожного з типів лопатевих насосів.
24. Опишіть конструктивні особливості і принцип роботи динамічного струминного насоса, наведіть його принципову схему.
25. Назвіть основні види об'ємних насосів.
26. Надайте класифікацію основних типів об'ємних насосів та схематично зобразіть їх конструкцію.
27. Яке обладнання відносять до компресорного? Назвіть його основні типи.
28. Дайте визначення вентилятора, назвіть основні класифікаційні ознаки вентиляторів, зобразіть схематично їх основні типи.
29. Наведіть визначення газодувки, їх класифікацію, подайте схематично конструкції найбільш поширених.
30. Наведіть класифікацію компресорів та особливості роботи газотурбінних установок.
31. Зобразіть схематично компресорну установку та опишіть основні її вузли.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 3.1. Із резервуарного парку товарно-сировинної бази НПЗ технологічним нафтопроводом (розмір труб $\varnothing 219 \times 5$ мм) на установку ЕЛЗУ-АВТ прокачується 4000 т/добу сирої нафти. Відносна густина нафти $\rho_4^{20} = 0,920$, а її середня температура у трубопроводі дорівнює 25°C . Визначте середню об'ємну (лінійну) швидкість нафти у трубопроводі.

Густина нафти ρ_t , кг/м^3 , при будь-якій температурі t , $^\circ\text{C}$, визначається за значенням відносної густини ρ_4^{20} , яке відоме [52,55,60,70]:

$$\rho_t = 1000(\rho_4^{20} - \gamma(t - 20)),$$

де γ — середня температурна поправка відносної густини на 1 K ($^\circ\text{C}$) [1-3,5],

$$\gamma = 0,001838 - 0,00132\rho_4^{20} = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,92 = 0,000624.$$

Тоді

$$\rho_{25} = 1000 \cdot (0,920 - 0,000624 \cdot (25 - 20)) = 917.$$

Площа прохідного перерізу трубопроводу S , м^2 :

$$S = \frac{\pi(d - 2s)^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (219 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 0,0343,$$

де d та s — зовнішній діаметр та товщина стінки труб відповідно, м.

Середня об'ємна (лінійна) швидкість w , м/с , нафти у трубопроводі [45,70]:

$$w = \frac{V}{S} = \frac{G}{\rho S} = \frac{4000 \cdot 10^3 / (24 \cdot 3600)}{917 \cdot 0,0343} = 1,47,$$

де V та G — об'ємна, $\text{м}^3/\text{с}$, та масова, кг/с , витрати потоку відповідно.

Приклад 3.2. Бензин А-92 (густина $\rho = 750\text{ кг/м}^3$) перекачується до емностей товарно-сировинної бази НПЗ по нафтопродуктопроводу, що складається з двох послідовно з'єднаних ділянок з розмірами труб $\varnothing 530 \times 8$ мм та $\varnothing 377 \times 6$ мм відповідно. Швидкість стаціонарної течії бензину на першій ділянці становить $1,2\text{ м/с}$. Визначити швидкість течії бензину по другій ділянці нафтопродуктопроводу.

Відповідно до рівняння нерозривності (суцільності) потоку (рівняння матеріального балансу трубопроводу змінного перерізу) [67,70]

$$w_1 S_1 \rho_1 = w_2 S_2 \rho_2,$$

де w — середня об'ємна швидкість потоку, м/с ; S — площа прохідного перерізу трубопроводу, м^2 ; та ρ — густина рідини, кг/м^3 , відповідно.

У випадку нестисливої рідини ($\rho = \text{const}$) та з урахуванням того, що нафтопродуктопровід складається з труб круглого перерізу, маємо:

$$w_1 S_1 = w_2 S_2,$$

$$w_1 \frac{\pi(d_1 - 2s_1)^2}{4} = w_2 \frac{\pi(d_2 - 2s_2)^2}{4},$$

де d та s — зовнішній діаметр та товщина стінки труб відповідно, м.

З останнього рівняння визначаємо швидкість течії бензину по другій ділянці нафтопродуктопроводу w_2 , м/с :

$$w_2 = w_1 \frac{(d_1 - 2s_1)^2}{(d_2 - 2s_2)^2} = 1,2 \cdot \frac{(530 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 8 \cdot 10^{-3})^2}{(377 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 6 \cdot 10^{-3})^2} = 2,38.$$

Приклад 3.3. Визначити втрати тиску в промисловому нафтопроводі розмірами $\varnothing 219 \times 5$ мм та довжиною 6 км при прокачуванні 1200 т/добу сирої важкої нафти (густина $\rho_{20} = 925\text{ кг/м}^3$, в'язкість $\nu_{20} = 0,8 \cdot 10^{-4}\text{ м}^2/\text{с}$) дотискувальною насосною станцією від групи свердловин через групову вимірну установку на промислову установку комплексної підготовки нафти (УКПН). Густина та кінематична в'язкість нафти при початковій її температурі 60°C дорівнює $\rho_{60} = 900\text{ кг/м}^3$ та $\nu_{60} = 0,2 \cdot 10^{-4}\text{ м}^2/\text{с}$ відповідно. Кінцева

температура нафти 30°C .

Як бачимо з умови, при прокачуванні в нафтопроводі нафти температура потоку змінюється, внаслідок чого змінюються густина, в'язкість, об'єм та інші її властивості. Тому зазначені фізичні властивості нафти при гідравлічних розрахунках необхідно визначати при середній температурі потоку $t_{\text{сеп}}$, $^{\circ}\text{C}$ (К), що розраховується як середньоарифметична або середньологарифмічна (у разі суттєвої зміни значення температури) [13]:

$$t_{\text{сеп}} = \frac{t_6 - t_n}{\ln \frac{t_6}{t_n}} = \frac{60 - 30}{\ln \frac{60}{30}} = 43.$$

У незначних інтервалах зміни температур густина нафти змінюється практично лінійно, а середня температурна поправка a , $\text{кг}/\text{м}^3$ на 1K ($^{\circ}\text{C}$), визначається за залежністю [70]:

$$a = \frac{\rho_1 - \rho_2}{t_2 - t_1},$$

де ρ_1 та ρ_2 – густина, $\text{кг}/\text{м}^3$, при температурі t_1 та t_2 , $^{\circ}\text{C}$, відповідно.

Тоді

$$a = \frac{925 - 900}{60 - 20} = 0,625.$$

Розрахована середня температурна поправка поширюється на інтервал температур $20 - 60^{\circ}\text{C}$, тому визначення густини нафти ρ_t , $\text{кг}/\text{м}^3$, при температурі t , $^{\circ}\text{C}$, з зазначеного інтервалу можна проводити за залежністю [70]:

$$\begin{aligned} \rho_t &= \rho_{20} - a(t - 20), \\ \rho_{43} &= 925 - 0,625(43 - 20) = 911. \end{aligned}$$

Для нафти і рідких нафтових фракцій температурна залежність кінематичної в'язкості при високих температурах досить добре описується формулою Гроса [52,55,60,70]:

$$\lg \frac{\nu_1}{\nu_2} = k \lg \frac{t_2}{t_1},$$

а при низьких температурах рекомендується формула Філоненко [60,70]

$$\lg \frac{\nu_1}{\nu_2} = k(t_2 - t_1),$$

де ν_1 та ν_2 – кінематична в'язкість, $\text{м}^2/\text{с}$, при температурі t_1 та t_2 , $^{\circ}\text{C}$, відповідно; k – коефіцієнт, який для кожного продукту знаходять за двома експериментальними точками температурної залежності кривої в'язкості.

Скориставшись формулою Гроса, знаходимо

$$k = \frac{\lg \frac{\nu_1}{\nu_2}}{\lg \frac{t_2}{t_1}} = \frac{\lg \frac{0,8 \cdot 10^{-4}}{0,2 \cdot 10^{-4}}}{\lg \frac{60}{20}} = 1,26,$$

та отримуємо температурну залежність в'язкості для даної важкої нафти в інтервалі значень температури $20 - 60^{\circ}\text{C}$

$$\begin{aligned} \lg \frac{\nu_{20}}{\nu_t} &= 1,26 \lg \frac{t}{20}, \\ \lg \frac{0,8 \cdot 10^{-4}}{\nu_{43}} &= 1,26 \lg \frac{43}{20}, \\ \nu_{43} &= 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2/\text{с}. \end{aligned}$$

Об'ємна витрата нафти V , м³/с [45,70]:

$$V = \frac{G}{\rho} = \frac{1200 \cdot 10^3 / (24 \cdot 3600)}{911} = 15,2 \cdot 10^{-3}.$$

де G – масова витрата потоку відповідно, кг/с.

Площа прохідного перерізу трубопроводу S , м²:

$$S = \frac{\pi(d-2s)^2}{4} = \frac{3,14 \cdot (219 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3})^2}{4} = 34,3 \cdot 10^{-3},$$

де d та s – зовнішній діаметр та товщина стінки труб відповідно, м.

Середня об'ємна (лінійна) швидкість w , м/с, нафти в трубопроводі [45,70]:

$$w = \frac{V}{S} = \frac{15,2 \cdot 10^{-3}}{34,3 \cdot 10^{-3}} = 0,443.$$

Число Рейнольдса Re [13,45]

$$Re = \frac{w(d-2s)}{\nu} = \frac{0,443 \cdot (219 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3})}{0,3 \cdot 10^{-4}} = 3086,$$

відповідно гідродинамічний режим руху нафти трубопроводом має перехідний характер, а коефіцієнт тертя λ визначається формулою Блазіуса [13,45,70]

$$\lambda = 0,316 Re^{-0,25} = 0,316 \cdot 3086^{-0,25} = 0,042$$

Втрати напору від тертя Δh , м нафт.ст., визначаються за залежністю [13,45,70]

$$\Delta h = \lambda \frac{l}{(d-2s)} \frac{w^2}{2g} = 0,042 \cdot \frac{6000}{(219 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3})} \cdot \frac{0,443^2}{2 \cdot 9,81} = 12,$$

де l – розрахункова довжина трубопроводу, м, g – прискорення вільного падіння ($g=9,81$ м/с²), м/с².

Втрати тиску від тертя Δp , Па, при перекачуванні нафти по нафтопроводом від групової вимірної установки до УКПН становитимуть

$$\Delta p = \Delta h \rho g = 12,1 \cdot 911 \cdot 9,81 = 108,1 \cdot 10^3.$$

Приклад 3.4. За прикладом 3.3 визначити тиск на викиді та потужність відцентрового насоса, який перекачує нафту по промислового нафтопроводу до резервуара, розташованого на висоті 50 м. На трубопроводі встановлено дві засувки (коефіцієнт місцевого опору $\xi_{m1}=0,2$) та шість колін ($\xi_{w2}=1,1$). Відстань між живильним резервуаром та насосом 10 м, тому втратами в приймальній лінії можна знехтувати.

Сумарні втрати напору Δh_n , м нафт.ст., у нагнітальному трубопроводі, що включають втрати напору від тертя Δh_m , м нафт.ст., та місцевих опорів Δh_{mi} , м нафт.ст., визначаються за залежністю [45,70]:

$$\begin{aligned} \Delta h_n &= \Delta h_m + \sum_{i=1}^n \Delta h_{mi} = \left(\lambda \frac{l}{(d-2s)} + \sum_{i=1}^n \xi_{mi} \right) \frac{w^2}{2g} = \\ &= \left(0,042 \cdot \frac{6000}{(219 \cdot 10^{-3} - 2 \cdot 5 \cdot 10^{-3})} + \sum_{i=1}^2 (2 \cdot 0,2 + 6 \cdot 1,1) \right) \cdot \frac{0,443^2}{2 \cdot 9,81} = 12,1. \end{aligned}$$

Як впливає з умови втратами в приймальній лінії можна знехтувати ($\Delta h_{oc}=0$), оскільки відстань між живильним резервуаром та насосом незначна ($l=10$ м). Оскільки резервуари негерметичні, тиск у живильній ємності можна взяти таким, що дорівнює тиску у приймальній ємності ($p_1 = p_2$).

Після складання енергетичного балансу потоку визначається тиск P , Па, на викиді насоса [13,70]:

$$P = (h + \Delta h_{oc} + \Delta h_n) \rho g + p_2 - p_1 = (50 + 0 + 12,1) \cdot 911 \cdot 9,81 + 0 - 0 = 555 \cdot 10^3,$$

де h – висота підйому рідини від рівня продукту в живильній ємності, м.

Диференціальний (манометричний) напір (висота подачі) H , м, насоса визначається з рівня рівняння Бернуллі [13,70]:

$$H = h + \frac{P_2 - P_1}{\rho g} + \Delta h_{\text{вс}} + \Delta h_n = 50 + 12,1 = 62,1 .$$

Необхідна потужність N , Вт, що споживається насосом [70]:

$$N = VH\rho g / \eta = 15,2 \cdot 10^{-3} \cdot 62,1 \cdot 911 \cdot 9,81 / 0,7 = 12,05 \cdot 10^3 ,$$

де η – ККД насоса ($\eta = 0,7-0,75$ [13]).

Приклад 3.5. Для подачі атмосферного повітря в установку у кількості 12000 кг/годину при диференціальному напорі 1000 Па передбачається використовувати відцентровий вентилятор, аеродинамічна характеристика якого наведена на рис.3.6. Визначити необхідну частоту обертання робочого колеса, ККД та потужність, що споживається вентилятором.

За стандартних умов (температура $t = 20$ °С, атмосферний тиск $p = 101,3$ кПа) густина повітря $\rho = 1,2$ кг/м³. Вважаючи умови на вході до вентилятора близькими до стандартних, знаходимо об'ємну подачу вентилятора V , м³/с:

$$V = \frac{G}{\rho} = \frac{12000 / 3600}{1,2} = 2,78 .$$

На графіку аеродинамічної характеристики вентилятора (рис.3.54), маючи значення об'ємної подачі V , м³/с, та диференціального (повного) напору P , Па, відмічаємо робочу точку А. Інтерполяцією знаходимо, що точки А відповідають робочі параметри: частота обертання $n = 1175$ об/хв та ККД $\eta = 0,62$ (що достатньо близько до максимального значення $\eta_{\text{max}} = 0,64$ для цього типу вентилятора).

Потужність N , Вт, що споживається вентилятором, визначається залежністю [13]:

$$N = VP / \eta = 2,78 \cdot 1000 / 0,62 = 4,48 \cdot 10^3 .$$

Задача 3.1. Визначити середню об'ємну швидкість нафти, що перекачується магістральним нафтопроводом $\varnothing 325 \times 6$ мм, якщо витрата нафти становить 8000 т/добу, її відносна густина $\rho_4^{20} = 0,90$, а середня температура у трубопроводі дорівнює 30 °С.

Задача 3.2. Магістральний нафтопровід складається з двох послідовно з'єднаних ділянок з розмірами труб $\varnothing 820 \times 10$ мм та $\varnothing 630 \times 8$ мм відповідно. Швидкість стаціонарної течії нафти на першій ділянці становить 1,4 м/с. Яка швидкість течії бензину на другій ділянці?

Задача 3.3. Визначити втрати тиску у промисловому нафтопродуктопроводі розмірами $\varnothing 273 \times 6$ мм та довжиною 5 км при прокачуванні 100 т/годину дистилляту дизельного пального (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,902$). Середня температура дистилляту 100 °С. Кінематична в'язкість дистилляту дизельного пального при температурі 20 та 60 °С становить відповідно $\nu_{20} = 0,12 \cdot 10^{-4}$ м²/с та $\nu_{60} = 0,03 \cdot 10^{-4}$ м²/с.

Задача 3.4. Визначити тиск на викиді та потужність насоса, який перекачує 2650 т/добу сирої важкої нафти (густина $\rho_{20} = 925$ кг/м³, в'язкість $\nu_{20} = 0,8 \cdot 10^{-4}$ м²/с) промисловим нафтопроводом розмірами $\varnothing 219 \times 5$ мм та довжиною 3 км у резервуар, розташований на висоті 35 м. Середня температура нафти 40 °С. Для визначення температурної залежності зміни густини та кінематичної в'язкості використовувати значення температурних поправки та коефіцієнта пропорційності з прикладу 3.3. Відстань між живильним резервуаром та насосом 10 м. На трубопроводі встановлено дві засувки (коефіцієнт місцевого опору $\xi_{v1} = 0,2$) та десять колін ($\xi_{v2} = 1,1$).

Задача 3.5. Для подачі атмосферного повітря в установку у кількості 8000 кг/годину при диференціальному напорі 1500 Па передбачається використовувати відцентровий вентилятор Ц9-57, аеродинамічна характеристика якого наведена на рис.3.59. Визначити необхідну частоту обертання робочого колеса, ККД та потужність, що споживається вентилятором.

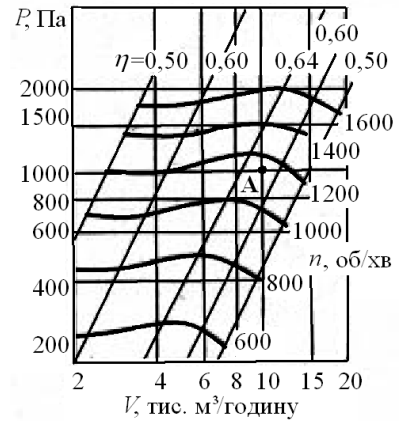


Рисунок 3.59 – Аеродинамічна характеристика відцентрового вентилятора Ц9-57 [70]:
А – робоча точка

РОЗДІЛ 4 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ЗБЕРІГАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗІВ

Резервуарні парки для зберігання нафти, нафтопродуктів і газів поділяються на самостійні й ті, що входять до складу інших підприємств. Величина сумарного об'єму резервуарної ємності сховища залежить від вантажообігу нафти, нафтопродуктів і газів, інтенсивності й характеру основних технологічних операцій, призначення і географічного розташування об'єкта [20,28,30]. Об'єм сховищ нафти, нафтопродуктів і газів беруть за нормами технологічного проектування; він дорівнює продуктивності об'єкта (установки) за декілька діб щодо вихідної сировини.

Посудини для зберігання класифікують так: ємності – посудини об'ємом до 200 м³ призначені для приймання і зберігання зріджених газів і легких нафтопродуктів; резервуари – посудини для зберігання великих об'ємів рідин і зріджених газів; газгольдери – посудини для зберігання газів [41,56,61,72].

4.1 Ємності та резервуари для зберігання нафти, нафтопродуктів та зріджених вуглеводневих газів

Горизонтальні циліндричні резервуари (рис.4.1-4.4) можуть розташовуватися як на поверхні землі (наземні), так і під землею (підземні).

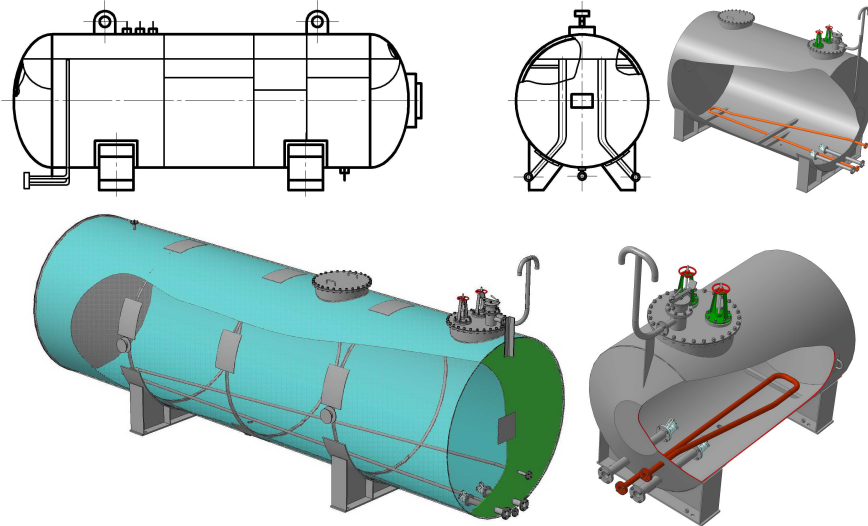


Рисунок 4.1 – Ємності наземні (резервуари горизонтальні сталеві типу РГС)

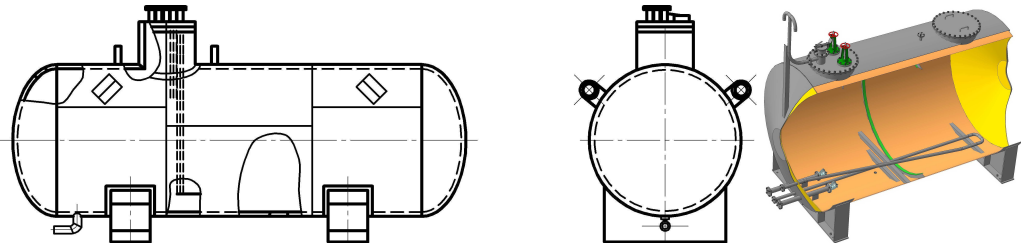


Рисунок 4.2 – Ємність двостінна наземна (резервуар горизонтальний сталевий двостінний типу РГСД)

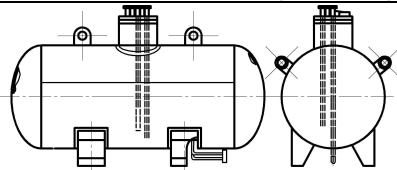


Рисунок 4.3 – Ємність (резервуар) підземна

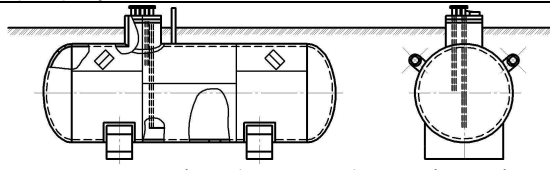


Рисунок 4.4 – Ємність (резервуар) двостінна підземна

Підземними вважаються резервуари, в яких вищий рівень рідини нижчий від нижчої планувальної позначки прилеглої території не менш ніж на 0,2 м. Територією, що прилягає до резервуара, вважається площа, що знаходиться в межах 6 м від стінки резервуара. До підземних також прирівнюють наземний резервуар у випадку, якщо посудина має ширину не менше 6 м (від стінки резервуара до брівки обсіпання), має обвалювання ґрунтом не менше 0,2 м над вищим рівнем рідини в резервуарі.

Температурний режим для зберігання:

- при температурі навколишнього середовища і підвищеному тиску;
- при від’ємній відповідній температурі і тиску, близькому до атмосферного.

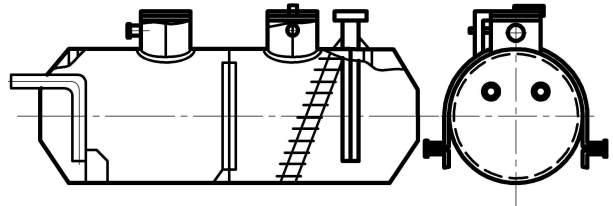


Рисунок 4.5 – Ємності (резервуари) підземні, горизонтальні, дренажні

Ємності підземні горизонтальні дренажні (рис. 4.5) призначені для зливання залишків світлих і темних нафтопродуктів, масел, конденсату, в тому числі разом із водою із технологічних мереж та апаратів.

У вертикальних циліндричних резервуарах (рис.4.6 – 4.10, основні технічні показники див. табл.А.1), які мають днище, дах, стінку і додаткове експлуатаційне обладнання, зберігаються нафтопродукти при їх малій оборотності (близько 10 – 12 разів на рік); при значній оборотності нафтопродуктів використовуються резервуари з понтоном і плаваючим дахом.

Плаваючі дахи поділяються на такі основні види:

- дводискові, що складаються з герметичних коробів, за допомогою яких утворюється вся поверхня даху;
- однодискові з герметичними коробами, які розташовуються по периметру;
- поплавцевої конструкції.

Резервуари виготовляються з конічним (рис.4.9 а), сферичним (рис.4.9 б) або плоским дахом (рис.4.9 в).

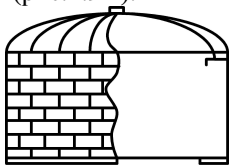


Рисунок 4.6 – Ємність (резервуар) вертикальна зі стаціонарним дахом без понтона

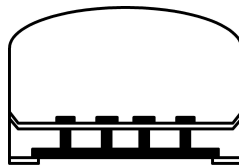


Рисунок 4.7 – Ємність (резервуар) вертикальна зі стаціонарним дахом із понтоном

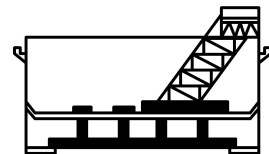


Рисунок 4.8 – Ємність (резервуар) вертикальна з плаваючим дахом

Ізотермічні резервуари (рис.4.10) використовуються для зберігання різних нафтопродуктів при постійній зниженій або від’ємній температурі.

Сферичні резервуари (рис.4.11) порівняно з циліндричними мають більш досконалу геометричну форму. Посудини такої форми вимагають меншої витрати металу на одиницю об’єму ємності за рахунок зменшення товщини стінки. Це можливо завдяки рівномірному розподілу напружень по контуру всієї оболонки і у зварних швах.

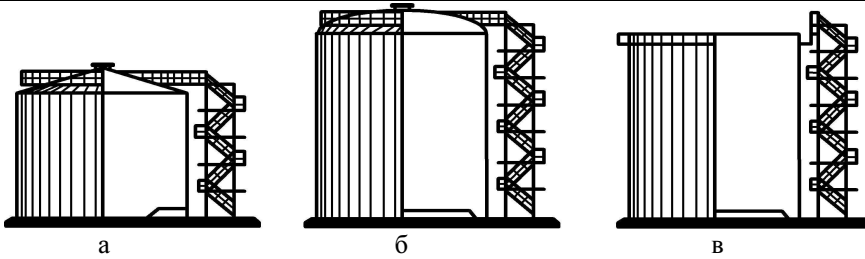


Рисунок 4.9 – Види дахів у ємностях (резервуарах) вертикальних

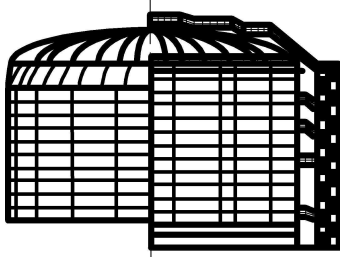


Рисунок 4.10 – Ізотермічна ємність (резервуар)

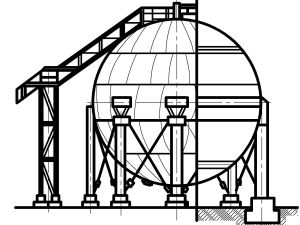
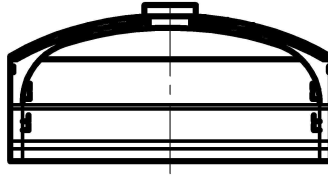


Рисунок 4.11 – Сферична ємність (резервуар)

Сферичні резервуари встановлюють на 8 – 12 колон або на спеціальне опорне кільце. Пояс, на який спирається резервуар, посилюють по екватору поздовжніми і поперечними ребрами жорсткості із внутрішнього боку.

Краплеподібні резервуари (рис.4.12) мають форму краплі рідини на незмочуваній поверхні під дією сил поверхневого натягу. В умовах нормального режиму такі резервуари є рівномірними і дуже економічними щодо витрат матеріалів, однак монтаж таких резервуарів складний, вимагає відповідних засобів механізації для виготовлення пелюсток двоякої кривизни. У зв'язку з необхідністю скорочення втрат нафтопродуктів при зберіганні (резервуари з плаваючим дахом або понтоном неекономічні при малій оборотності), застосування резервуарів підвищеного тиску, в тому числі краплеподібних резервуарів, є актуальним і перспективним.

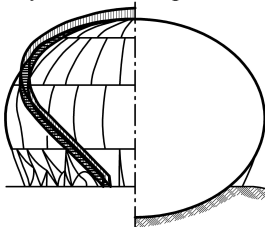


Рисунок 4.12 – Краплеподібний резервуар

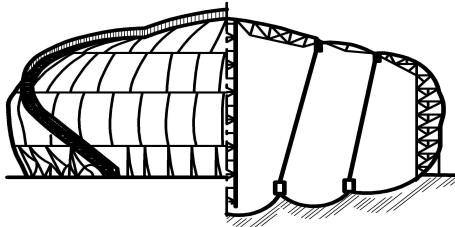


Рисунок 4.13 – Багатоторовий резервуар

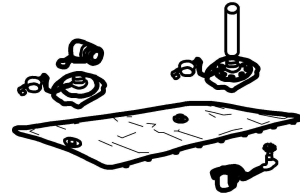


Рисунок 4.14 – Еластичний резервуар

Застосування багатоторових резервуарів (рис.4.13) є раціональним при об'ємі більше 6000 м³, проте значні трудові витрати на виготовлення не дають можливості їх значного поширення.

Еластичні резервуари (рис.4.14) конструктивно являють собою герметичну оболонку у формі подушки, виготовленої залежно від призначення з відповідного типу термопластичного композитного еластомера, хімічно стійкого до дії нафти або нафтопродукту. Для наливання і зливання продукту еластичні резервуари забезпечені зливо-наливними відводами верхнього, торцевого або нижнього розташування, а також повітряними дихаючими патрубками, дренажним відведенням і ручками периметра для зручності розгортання.

4.2 Ємності та резервуари для зберігання газів (газгольдери)

Газгольдери – інженерні споруди, призначені для зберігання газів різного походження та призначення, забезпечені спеціальними пристроями для регулювання основних параметрів матеріалів, що зберігаються (кількість, склад та ін.).

Відповідно до свого призначення газгольдери можуть виконувати одну або декілька функцій:

- тривале або короткочасне зберігання газу;
- змішування і перемішування газів різних складів або одного газу різних концентрацій;
- акумулювання енергії тиску зберігання газу;
- вимірювання кількості газу;
- розподіл газу при наповненні балонів, цистерн або при подачі його в декілька цехів;
- вирівнювання тиску газу в замкнутій газороздільній системі;
- сигналізування про стабільність встановленого технологічного процесу або при його порушенні.

Залежно від тиску газгольдери можуть бути розділені на два основні класи:

- газгольдери низького тиску;
- газгольдери високого тиску.

Кожен із цих двох класів газгольдерів поділяється на підкласи і типи. Істотною є відмінність між газгольдерами постійного тиску і газгольдерами постійного об'єму.

Перші є ємностями змінного об'єму, в яких об'єм газу, який зберігається, легко змінюється, тоді як тиск газу залишається незмінним. У газгольдерах постійного об'єму геометричний об'єм залишається стабільним, а тиск газу може бути змінено у заздалегідь заданих межах, що визначаються, виходячи з параметрів технологічного процесу, а також міцності і надійності споруди.

Газгольдери низького тиску, як правило, є газгольдерами постійного тиску і за своїми технологічними і конструктивними особливостями можуть бути поділені на дві групи:

- мокрі газгольдери;
- сухі газгольдери.

Мокрі газгольдери поділяють на такі типи:

- мокрі газгольдери із вертикальними напрямними (рис.4.15);
- мокрі газгольдери із гвинтовими напрямними (рис.4.16).

За принципом дії мокрі газгольдери обох типів є газгольдерами низького тиску і змінного об'єму. Різниця

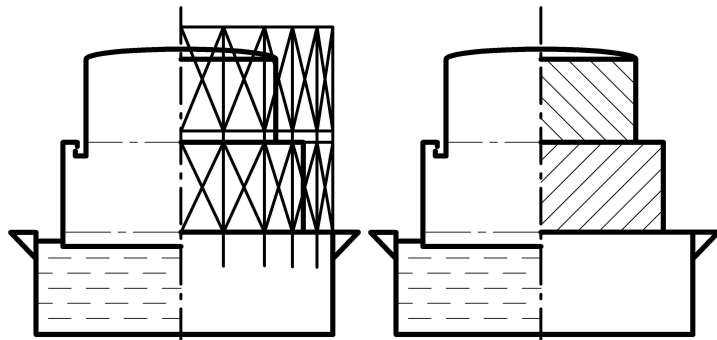


Рисунок 4.15 – Мокрий газгольдер з вертикальними напрямними

Рисунок 4.16 – Мокрий газгольдер з гвинтовими напрямними

між ними полягає в системах конструкцій, що сприймають вплив горизонтальних сил, а також у системі вирівнювання окремих елементів газгольдера при зміні об'єму.

Сухі газгольдери також можуть бути розділені на два основних типи:

- сухі газгольдери поршневого типу (рис.4.17);
- сухі газгольдери з гнучкою секцією (мембраною) (рис.4.18).

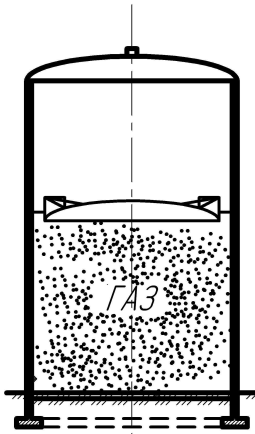


Рисунок 4.17 – Сухий газгольдер поршневого типу

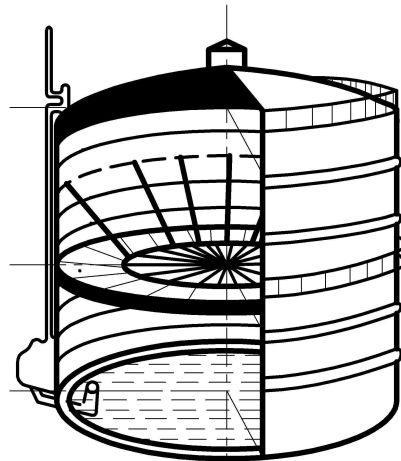


Рисунок 4.18 – Сухий газгольдер із гнучкою секцією

Сухі газгольдери обох типів належать до газгольдерів змінного об'єму і постійного тиску газу.

Газгольдери постійного об'єму експлуатуються при підвищеному і високому тисках збережених газів і розрізняються лише своєю геометричною формою. Тиск газу в цих газгольдерах буває змінним і таким, що зростає при збільшенні об'єму газу, що подається в газгольдер за допомогою спеціальних компресорних пристроїв.

За геометричною формою газгольдери постійного об'єму також поділяються на два основних типи:

- циліндричні газгольдери зі сферичними днищами, що розміщуються як у горизонтальному, так і у вертикальному положенні (рис.4.19);
- сферичні газгольдери, що спираються на окремі стійки або на спеціальний стакан (рис.4.20).

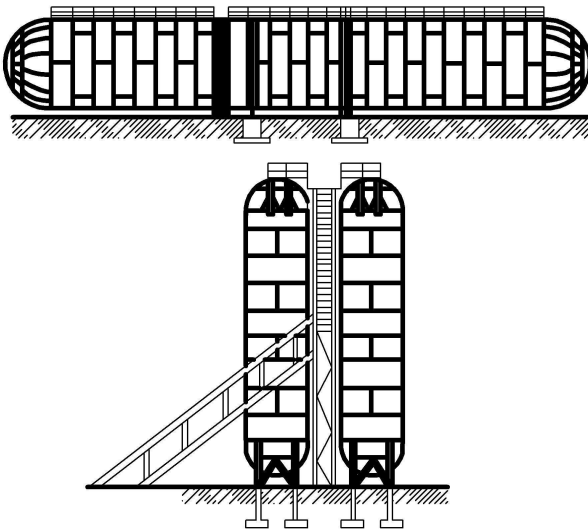


Рисунок 4.19 – Циліндричні газгольдери зі сферичними днищами

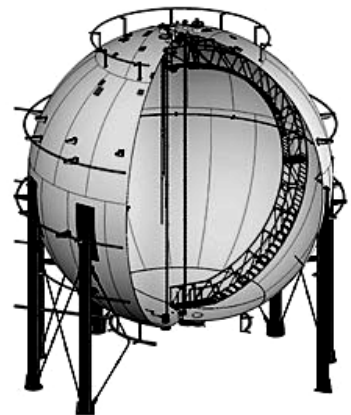


Рисунок 4.20 – Сферичний газгольдер

4.3 Допоміжне обладнання ємностей та резервуарів

На рис.4.21 показана конструкція сучасного резервуара з комплектуючим обладнанням. Обладнання повинне забезпечувати надійну експлуатацію резервуарів та зниження втрат нафти і нафтопродуктів.

Для проведення операцій із прийняття, зберігання та відвантаження продуктів резервуари оснащуються різним допоміжним обладнанням (рис.4.22 – 4.31), до якого належать [56,61,72]:

- сходи різних типів (шахтні, спіральні й ін.), призначені для підняття персоналу на дах резервуара з метою огляду його стану та контролю роботи запобіжних і дихальних клапанів, відбору проб, контролю рівня продукту в резервуарі, а також для різного роду ремонтних робіт;

- замірні майданчики, з яких через замірний люк і спеціальні пристрої проводиться відбір проб і вимірювання рівня продукту в резервуарі;

- приймально-роздавальні патрубки для прийняття і відкачування продукту, кожен з яких обладнується спеціальним пристроєм, що запобігає витіканню сировини з резервуара при можливій несправності ділянки труби між резервуаром і засувкою або самої засувки;

- дихальні клапани (рис.4.22 – 4.25) призначені для герметизації

газового простору резервуарів та регулювання тиску в заданих межах з метою скорочення втрат від випаровування нафтопродуктів (у момент їх закачування і при сонячному перегріві резервуара, а також для запобігання утворенню вакууму при їх відкачування з резервуара і зниженні температури через зниження температури повітря навколишнього середовища). Також дихальні клапани дозволяють захистити резервуар від проникнення пилу, піску, бруду, зменшити забруднення навколишнього середовища і т. д.;

- вентиляційний патрубок (рис.4.26), призначений для сполучення газового простору резервуарів з атмосферою (за необхідності);

- люки і лази (рис.4.27), через які проводиться провітрювання і освітлення резервуара, а також доступ персоналу для проведення ремонтних робіт;

- замірний люк (рис.4.27, г), призначений для вимірювання рівня продукту в резервуарі за допомогою мірної стрічки-рулетки, через який при паспортизації резервуара також проводиться відбір проб і визначення його температури для корекції густини при

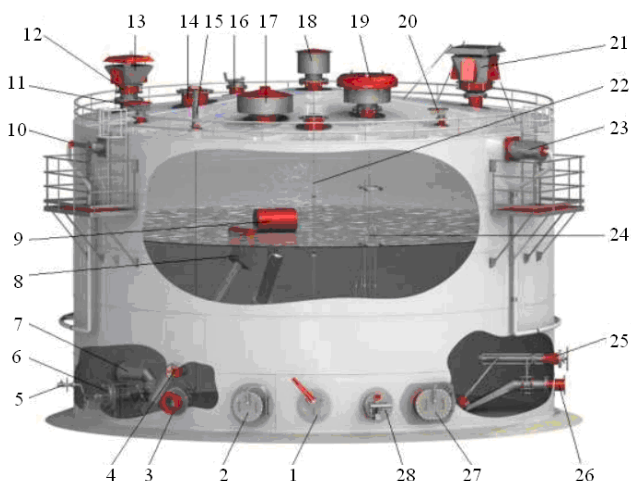


Рисунок 4.21 – Резервуар для нафтопродуктів з комплектуючим обладнанням:

- 1 – механізм керування пробовідбірником стаціонарним секційним резервуарним; 2 – люк-лаз круглий; 3 – хлопавка; 4 – механізм керування боковий; 5 – кран сифонний КС; 6 – механізм керування із плаваючим пробовідбірником; 7 – приймально-роздавальний пристрій; 8 – плаваючий пробовідбірник; 9 – плаваючий забірний пристрій; 10 – камера піни низької кратності; 11 – незамерзаючий дихальний клапан мембранний; 12 – вогневий запобіжник; 13 – клапан дихальний механічний; 14 – люк світловий; 15 – механізм керування верхній; 16 – люк вимірювальний; 17 – аварійний клапан; 18 – патрубок вентиляційний; 19 – клапан дихальний сумісної дії КДС-4; 20 – суміщений механічний дихальний клапан; 21 – клапан дихальний сумісної дії КДС-3; 22 – пробовідбірник секційний; 23 – генератор піни середньої кратності стаціонарний; 24 – пробовідбірник секційний органного типу; 25 – суміщений приймально-роздавальний пристрій; 26 – приймально-роздавальний патрубок; 27 – люк-лаз овальний; 28 – механізм керування пробовідбірником секційним органного типу

Ємності, резервуари та газгольдери для зберігання нафти, нафтопродуктів і газів
 підрахунку кількості продукту в резервуарі за допомогою коригувальних таблиць;
 – водоспускний пристрій (або сифонний кран, рис.4.29), що служить для видалення відстояної води та води, що скупчилася на дні резервуара.

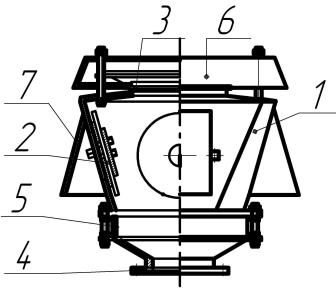


Рисунок 4.22 – Клапани дихальні суміщеної дії (КДС-4, КДС-3 (КДС-3-УО):

1 – корпус; 2 – тарілка вакууму; 3 – тарілка тиску; 4 – перехідник; 5 – касета вогневого запобіжника; 6 – кришка; 7 – повітровід

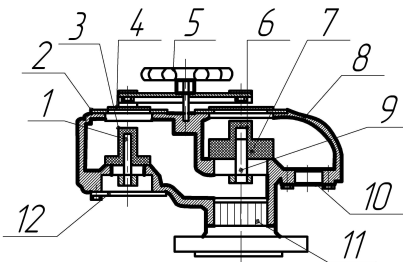


Рисунок 4.23 – Сумішений механічний дихальний клапан:

1,9 – напрямний стрижень; 2 – прокладка; 3,6 – тарілка; 4 – кришка; 5 – спеціальний пристрій; 7 – вантаж; 8 – корпус; 10 – сітка; 11 – касета; 12 – сітка

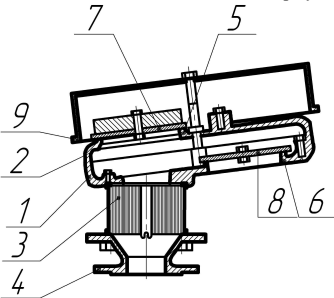


Рисунок 4.24 – Механічний дихальний клапан:

1 – корпус; 2 – кришка корпусу; 3 – касета вогнеперепинювачів; 4 – фланець-перехідник; 5 – сідло тиску; 6 – сідло вакууму; 7 – тарілка тиску; 8 – тарілка вакууму; 9 – кришка



Рисунок 4.25 – Клапан аварійний



Рисунок 4.26 – Патрубок вентиляційний ПВ



а



б



в



г

Рисунок 4.27 – Люки для резервуарів та ємностей:

а, б – люки-лази; в – люк світловий; г – люк замірний



Рисунок 4.28 – Хлопавка

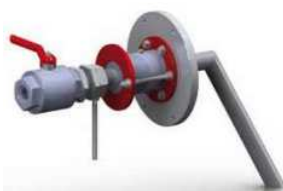


Рисунок 4.29 – Сифонний водоспускний кран



Рисунок 4.30 – Генератор піни



Рисунок 4.31 – Пробовідбірник плаваючий резервуарний

Джерела втрат та методи запобігання втратам нафтопродуктів при зберіганні в резервуарах

Орієнтовні підрахунки показують, що річні втрати нафти при транспортуванні від свердловини до установки нафтопереробного заводу і нафтопродуктів при доставці від заводу до споживача становлять близько 9 % від річного видобутку нафти. При цьому в результаті випаровування з нафти випаровуються в основному найбільш легкі компоненти, які є основною і найціннішою сировиною.

Втрати легких фракцій призводять до погіршення товарних якостей, зниження октанового числа, підвищення температури кипіння, а іноді й до переведення нафтопродукту в більш низькі сорти.

Втрати нафти і нафтопродуктів, що мають місце при їх зберіганні, умовно можна розділити на природні, експлуатаційні та аварійні.

Одним з основних джерел природного зменшення об'єму нафтопродуктів є їх втрати під час випаровування з резервуарів при операціях заповнення резервуарів та їх спорожнення.

Розрізняють такі види втрат від випаровування:

- при заповненні резервуарів («великі дихання»);
- при нерухомому зберіганні («малі дихання»);
- після викачування нафтопродукту внаслідок до насичення газового простору («зворотне видихання»);
- унаслідок негерметичності газового простору («вентиляція»);
- при заповненні транспортних ємностей.

Експлуатаційні втрати на відміну від природних можуть бути повністю усунені.

Аварійні втрати виникають унаслідок пошкодження резервуарів, трубопроводів та обладнання в результаті непередбачених ситуацій. Оскільки на всіх об'єктах галузі проводиться планомірна робота із запобігання аваріям, то внесок цього виду втрат у їх загальну величину відносно невеликий.

Сьогодні засобами, що зменшують втрати нафтопродуктів від випаровування, є [23]:

- диски-відбивачі;

- газовирівнювальні системи;
- покриття, що плавають на поверхні нафтопродукту;
- понтони (рис.4.7);
- плаваючий дах (рис.4.8);
- системи вловлювання легких фракцій.

Диск-відбивач (рис.4.32) – перешкода у формі диска, що встановлюється на деякій відстані під монтажними патрубками дихального арматури. Механізм скорочення втрат полягає в тому, що диск-відбивач, підвішений під монтажним патрубком дихального клапана, не дає струменю повітря, яке входить у резервуар, вільно поширюватися вглиб газового простору, змінює його напрям із вертикального на майже горизонтальний. Тому перемішування пароповітряної суміші в основному відбувається в шарах, що примикають до даху резервуара. Найбільш насичені шари газового простору, розташовані біля поверхні продукту, майже не беруть участі в процесі конвективного перемішування. Таким чином, диск-відбивач зменшує концентрацію парів і втрати від випаровування.

Газовирівнювальна система – газова обв'язка, до якої під'єднаний будь-який газозбірник (рис.4.33). Завдяки цьому при незбігові операцій закачування і відкачування частина продукції акумулюється.

Роль газозбірників можуть виконувати газгольдери низького або високого тиску, еластичні ємності, а також металеві резервуари змінного об'єму.

Як покриття, що плаває на поверхні нафтопродукту і перешкоджає його випаровуванню, застосовують плаваючі захисні емульсії, мікрокульки з пластмас.

Система уловлювання легких фракцій (рис.4.34 – 4.38) – це сукупність технологічного обладнання, що забезпечує відбір легких фракцій нафти і нафтопродуктів при підвищенні тиску в газовому просторі резервуарів до того, як відбудеться їх випаровування в атмосферу.

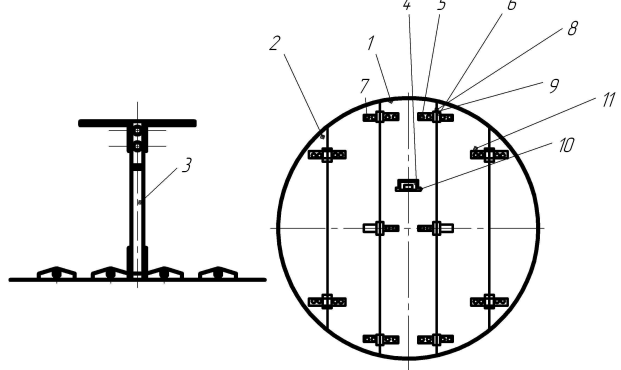


Рисунок 4.32 – Диск-відбивач:

- 1 – основа; 2 – крило; 3 – стійка; 4,6 – осі; 5 – петля; 7 – заклепка; 8, 10 – шайба; 9 – шплінт; 11 – крило середнє; 12 – фланець

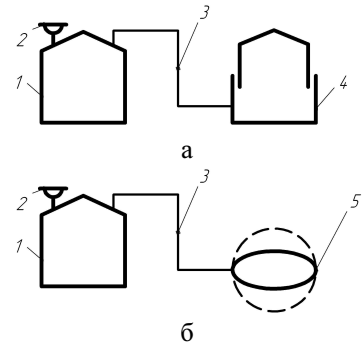


Рисунок 4.33 – Газовирівнювальна система з газозбірником змінного об'єму:

- а – система із газгольдером низького тиску; б – система з резервуаром змінного об'єму; 1 – резервуар із бензином; 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4 – газгольдер низького тиску; 5 – резервуар змінного об'єму

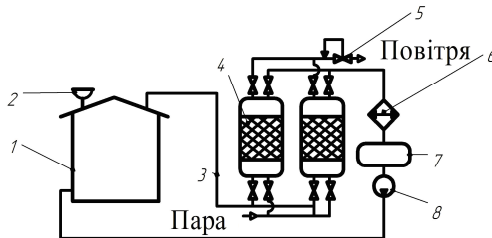


Рисунок 4.34 – Адсорбційна система уловлювання легких фракцій:

- 1 – резервуар із бензином; 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4 – адсорбер; 5 – регулятор тиску; 6 – холодильник; 7 – конденсатозбірник; 8 – насос для відкачування конденсату

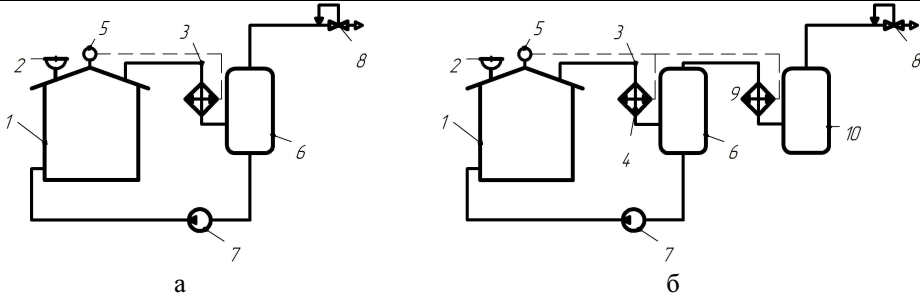


Рисунок 4.35 – Конденсаційні системи уловлювання легких фракцій:

а – одноступінчаста; б – двоступінчаста; 1 – резервуар із бензином; 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4,9 – холодильники; 5 – датчик тиску; 6, 10 – смності; 7 – насос; 8 – регулятор тиску

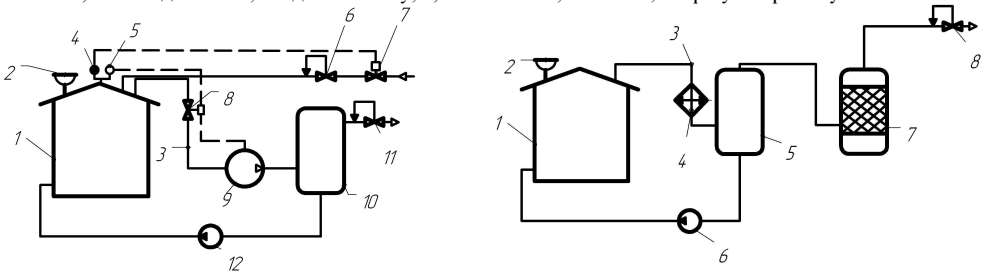


Рисунок 4.36 – Компресорна система уловлювання легких фракцій розіркненого типу (з підживленням вуглеводневим газом):

1 – резервуар із нафтою (нафтопродуктом); 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4 – датчик вакууму; 5 – датчик тиску; 6 – регулятор тиску; 7,9 – відсічні клапани; 8 – газопровід; 10 – компресор; 11 – смність; 12 – регулятор тиску; 13 – насос

Рисунок 4.37 – Конденсаційно-адсорбційна система уловлювання легких фракцій:

1 – резервуар із бензином; 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4 – холодильник; 5 – смність; 6 – насос; 7 – адсорбер; 8 – регулятор тиску

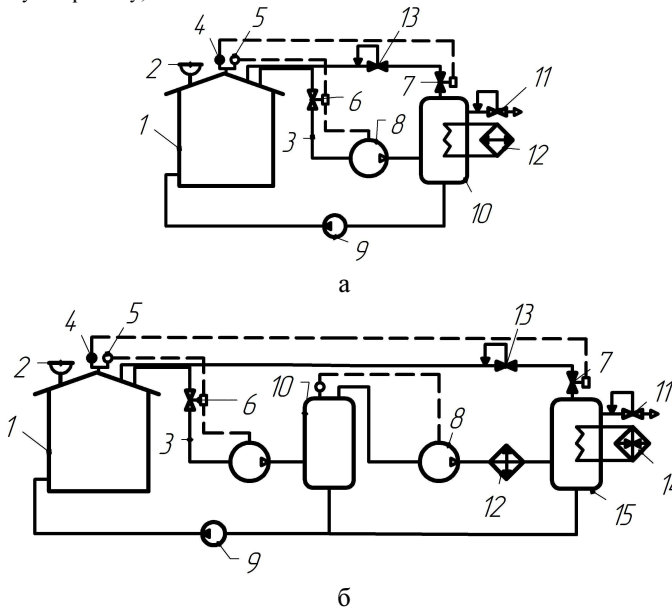


Рисунок 4.38 – Конденсаційно-компресорні системи уловлювання легких фракцій:

а – із охолодженням стисливої газової суміші; б – те саме із двоступінчастим стисненням; 1 – резервуар із бензином; 2 – дихальний клапан; 3 – газова обв'язка; 4 – датчик вакууму; 5 – датчик тиску; 6, 7 – відсічні клапани; 8 – компресор; 9 – насос; 10, 15 – смність; 11, 13 – регулятор тиску; 12 – холодильник; 14 – підігрівач

Запитання для самоперевірки

1. Наведіть класифікацію резервуарних парків нафто- і газопереробних виробництв.
2. Зобразіть схематично основні типи ємностей (резервуарів) для зберігання рідких середовищ. За якими ознаками класифікуються ємності такого типу?
3. Опишіть особливості конструкції вертикальних циліндричних ємностей для зберігання рідких середовищ та їх основних вузлів.
4. Подайте порівняльну характеристику сферичних, краплеподібних і багатоторових резервуарів для зберігання рідких середовищ, визначте їх переваги й недоліки.
5. Опишіть конструкцію еластичних резервуарів для зберігання рідких середовищ.
6. Дайте визначення газгольдера, наведіть його основні функції.
7. Виділіть та охарактеризуйте основні типи газгольдерів.
8. Які особливості характеризують функціонування газгольдерів постійного тиску і постійного об'єму?
9. Зобразіть принципову схему сухого й мокрого газгольдерів постійного тиску. Які відмінності у принципі їх роботи можна виділити?
10. Подайте схематичне зображення газгольдерів постійного об'єму та наведіть їх загальні класифікаційні ознаки.
11. Яке призначення має дихальний клапан в обладнанні для зберігання рідин і газів? Наведіть його принципову схему та варіанти конструктивного оформлення.
12. Які джерела втрат нафтопродуктів виникають при їх зберіганні в ємностях?
13. Наведіть основні методи зниження втрат нафтопродуктів.
14. Розкрийте принцип дії диска-відбивача та схематично зобразіть його.
15. Дайте визначення газовирівнювальної системи та принцип її дії.
16. Які покриття поверхні нафтопродуктів використовують для зменшення їх втрат?
17. Назвіть основні типи систем для уловлювання легких фракції та наведіть їх принципову схему.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 4.1. Визначити необхідний корисний об'єм резервуарних парків головної насосної станції (ГНС) та кінцевого пункту магістрального нафтопродуктопроводу для послідовного перекачування 8 млн т/рік нафтопродуктів, у тому числі: автомобільного бензину А-80 (густина $\rho = 730 \text{ кг/м}^3$) – 30 %, дизельного палива літнього (ДПЛ) (густина $\rho = 835 \text{ кг/м}^3$) – 40 % та реактивного палива ТС-1 (густина $\rho = 800 \text{ кг/м}^3$) – 30 %. Витрати отримання нафтопродуктів на ГНС взяти такими, що дорівнюють відповідно А-80 – 500 м³/годину, ДПЛ – 450 м³/годину та ТС-1 – 480 м³/годину, а максимальні витрати з їх реалізації на кінцевому пункті такими, що дорівнюють відповідно 360, 400 та 430 м³/годину. Максимально можливе число циклів послідовного перекачування нафтопродуктів, що визначається з умови матеріального балансу, для цього прикладу взяти таким, що дорівнює 60. Відповідно до сумішеної характеристики кожного з трьох нафтопродуктопроводів та насосних станцій у діапазоні витрат 500 – 1500 м³/годину визначено витрати відповідних нафтопродуктів для закачування ГНС у трубопровід (потрапляє на кінцевий пункт) А-80 – 1310 м³/годину, ДПЛ – 1193 м³/годину та ТС-1 – 1284 м³/годину.

Річні об'єми G_i , млн т/рік, перекачування нафтопродуктів:

$$G_i = x_i G,$$

$$G_{A-80} = 0,3 \cdot 8 = 2,4,$$

$$G_{ДПЛ} = 0,4 \cdot 8 = 3,2,$$

$$G_{ТС-1} = 0,3 \cdot 8 = 2,4.$$

Річні об'єми V_i , м³, перекачування нафтопродуктів:

$$V_{pi} = G_i / \rho_i,$$

$$V_{pA-80} = 2,4 \cdot 10^9 / 730 = 3,28 \cdot 10^6,$$

$$V_{pДПЛ} = 3,2 \cdot 10^9 / 835 = 3,83 \cdot 10^6,$$

$$V_{pТС-1} = 2,4 \cdot 10^9 / 800 = 3,0 \cdot 10^6.$$

Необхідна місткість резервуарного парку ГНС $V_{ГНС}$, м³, розраховується за залежністю [12]:

$$V_{ГНС} = \frac{K_n K_m}{C} \sum_{i=1}^m \frac{V_{pi}}{\eta_{pi}} \left(1 - \frac{q_i}{Q_i} \right),$$

де K_n – коефіцієнт нерівномірності отримання нафтопродуктів у резервуари ГНС ($K_n=1,3$ [12]); K_m – коефіцієнт нерівномірності роботи трубопроводу ($K_m=1,1$ [12]); C – число циклів послідовного перекачування; V_{pi} – річний об'єм перекачування i -го нафтопродукту, м³; η_{pi} – коефіцієнт використання ємності (для резервуарів місткістю до 5000 м³ включно – $\eta_p = 0,8-0,85$, а для 10000 – 30000 м³ – $\eta_p = 0,83 - 0,88$ відповідно [12]); q_i , Q_i – витрати відповідно від отримання i -го нафтопродукту на ГНС та його закачування у трубопровід, м³; m – кількість найменувань послідовно перекачуваних нафтопродуктів.

Обираємо, що на ГНС використовуються резервуари: для А-80 – РВСП-10000 ($\eta_p = 0,84$), а для ДПЛ та ТС-1 – РВС-10000 ($\eta_p = 0,88$).

$$V_{ГНС} = \frac{1,3 \cdot 1,1}{60} \cdot \left(\frac{3,28 \cdot 10^6}{0,84} \cdot \left(1 - \frac{500}{1310} \right) + \frac{3,83 \cdot 10^6}{0,88} \cdot \left(1 - \frac{450}{1193} \right) + \frac{3,0 \cdot 10^6}{0,88} \cdot \left(1 - \frac{480}{1284} \right) \right) = 1,73 \cdot 10^3$$

Розрахована величина $V_{ГНС}$, м³, не повинна бути меншою від тридобового об'єму перекачування нафтопродуктів трубопроводом.

Необхідна місткість резервуарного парку на кінцевому пункті $V_{кп}$, м³, розраховується за залежністю [12]:

$$V_{кп} = \frac{K_m K_p}{C} \sum_{i=1}^m \frac{V_{pi}^k}{\eta_{pi}^k} \left(1 - \frac{q_{\max i}^k}{Q_i^k} \right),$$

де K_p – коефіцієнт нерівномірності реалізації нафтопродуктів ($K_p=1,5$ [41]); V_{pi}^k , Q_i^k –

відповідно річний об'єм та середня витрата i -го нафтопродукту, що потрапляє на кінцевий пункт, m^3 ; $q_{\max i}^k$ – максимальна витрата реалізації i -го нафтопродукту на кінцевому пункті, m^3 .

$$V_{\text{кл}} = \frac{1,1 \cdot 1,5}{60} \cdot \left(\frac{3,28 \cdot 10^6}{0,84} \cdot \left(1 - \frac{360}{1310} \right) + \frac{3,83 \cdot 10^6}{0,88} \cdot \left(1 - \frac{400}{1193} \right) + \frac{3,0 \cdot 10^6}{0,88} \cdot \left(1 - \frac{430}{1284} \right) \right) = 220 \cdot 10^3.$$

Таким чином, на ГНС необхідно не менше 18, а на кінцевому пункті не менше 23 резервуарів номінальною місткістю 10000 m^3 .

При виборі резервуарів необхідно враховувати такі вимоги:

- під кожен нафтопродукт повинно бути не менше двох резервуарів;
- резервуари по можливості повинні бути більшої однотиповості та одиничної місткості.

Приклад 4.2. Визначити габаритні розміри резервуара для темних нафтопродуктів (густина $\rho = 900 \text{ кг/м}^3$). Тип резервуара – вертикальний циліндричний зі стаціонарним дахом. Об'єм резервуара 30000 m^3 . Матеріал конструкцій – спокійна сталь класу міцності С255 за ГОСТ 27772-88 без урахування вимог за ударною в'язкістю ($R_y = 24 \text{ кН/см}^2$ при товщині $s = 10 - 20 \text{ мм}$; $R_y = 24 \text{ кН/см}^2$ при товщині $s = 21 - 40 \text{ мм}$).

Габаритними розмірами вертикального циліндричного резервуара є висота H , м, та діаметр D , м. Для резервуарів зі стаціонарним дахом оптимальна (при якій витрата металу на днище, покриття та стінку буде мінімальною) висота H_{opt} , м, наближено може бути визначена за формулами Шухова [41]:

– при постійній товщині стінки

$$H_{\text{opt}} = \sqrt[3]{\frac{V}{\pi} \left(\frac{\Delta}{s} \right)^2};$$

– при змінній товщині стінки

$$H_{\text{opt}} = \sqrt{\frac{\gamma_c R_{\text{вы}} \Delta}{\gamma_f \gamma}};$$

де V – об'єм резервуара, m^3 ; Δ – сума наведених товщин днища та покриття, що визначається залежно від V , m^3 , [41], м; s – товщина стінки резервуара, м; γ_c – коефіцієнт умов роботи зварних швів на розтягування ($\gamma_c = 0,8$ [41]); $R_{\text{вы}}$ – розрахунковий опір стикового зварного шва, Н/м^2 ; γ_f – коефіцієнт надійності щодо навантаження для гідростатичного тиску рідини ($\gamma_f = 1,1$ [41]); γ – питома вага рідини, що зберігається в резервуарі, Н/м^3 .

Припускаючи, що $R_{\text{вы}} = R_y = 24 \text{ кН/см}^2$, $\Delta = 2 \text{ см}$ та $\gamma = \rho g = 900 \cdot 9,81 = 8,83 \cdot 10^3$, Н/м^3 :

$$H_{\text{opt}} = \sqrt{\frac{0,8 \cdot 24 \cdot 10^3 \cdot 10^4 \cdot 2 \cdot 10^{-2}}{1,1 \cdot 900 \cdot 9,81}} = 19,9.$$

Висота резервуара H , м, повинна обиратися кратною стандартній ширині листової сталі (як правило, стінка резервуара виготовляється з листової сталі розмірами 1500×6000 мм, 2000×8000 мм). Беремо листи розмірами 1500×6000 мм, а стінку резервуара komponуємо з $n_{\text{об}} = 13$ поясів (кільцевих обичайок) загальною висотою $H = n_{\text{об}} b_{\text{л}} = 13 \cdot 1,5 = 19,5 \text{ м}$.

Виходячи із заданого об'єму V , m^3 , та прийнятої висоти H , м, визначають потрібний діаметр резервуара D , м,

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi H}}.$$

Потрібна довжина розгортки стінки L , м,

$$L = \pi D = 2\pi \sqrt{\frac{V}{\pi H_1}} = 2 \cdot 3,14 \sqrt{\frac{30000}{3,14 \cdot 19,2}} = 140,$$

де H_1 – висота заливання резервуару продуктом (коефіцієнт заповнення резервуара $\varphi = 0,7$), м.

$$H_1 = H - 0,3 = 19,5 - 0,3 = 19,2.$$

Монтаж стінки передбачається проводити листовим способом (із кільцевих обичайок). Довжину одного кільця стінки рекомендується брати кратною довжині або половині довжини листа. Кількість листів в одному кільці $n_l = L/l_l = 140/6 = 23,3$ шт., беремо $n_l = 23,5$ шт.

При цьому фактична довжина розгортки L_ϕ , м, становитиме

$$L_\phi = n_l l_l = 23,5 \cdot 6 = 141.$$

Фактичний діаметр D_ϕ , м, резервуара визначається за фактичною довжиною розгортки L_ϕ , м:

$$D_\phi = L_\phi / \pi = 141 / 3,14 = 45.$$

Таким чином, фактичний об'єм V_ϕ , м³, резервуара буде дещо відрізнятись від заданого:

$$V_\phi = \frac{\pi D_\phi^2}{4} H_1 = \frac{3,14 \cdot 45^2}{4} \cdot 19,2 = 30520.$$

Приклад 4.3. Місткість резервуара типу РГС (резервуар горизонтальний сталений) 100 м³. Продукт, що зберігається – нафта. Матеріал конструкцій – сталь. Визначити діаметр та довжину циліндричного корпусу резервуара із плоскими днищами.

Діаметр D_{omm} , м, резервуара визначаємо за залежністю [41]:

$$D_{omm} = 0,8 \sqrt[3]{V} = 0,8 \sqrt[3]{100} = 3,72,$$

де V – об'єм резервуара, м³.

Виходячи з умови, що резервуари типу РГС виготовляються та поставляються замовнику у зібраному вигляді, а також умови транспортування резервуара залізничним транспортом, припускаємо, що $D = 3,25$ м.

Довжина l , м, корпусу резервуара із плоскими днищами

$$l = \frac{4V}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 100}{3,14 \cdot 3,25^2} = 12,06.$$

Обираємо листи сталі для корпусу розмірами 1500 × 6000 мм.

Потрібна кількість кільцевих обичайок $n_{об} = l/b_l = 12,06/1,5 = 8,04$ шт., припускаємо, що $n_{об} = 8$ шт.

Тоді довжина l , м, резервуара становитиме

$$l = n_{об} b_l = 8 \cdot 1,5 = 12.$$

При цьому фактичний об'єм V_ϕ , м³, резервуара буде дещо відрізнятись від заданого:

$$V_\phi = \frac{\pi D^2}{4} l = \frac{3,14 \cdot 3,25^2}{4} \cdot 12 = 99,5,$$

що в межах допустимого (не більше 3 %), оскільки фактичний об'єм резервуара менший від заданого на $((100 - 99,5)/100) \cdot 100 \% = 0,5 \% < 3 \%$.

Приклад 4.4. Необхідно визначити основні розміри елементів мокрогазгольдера корисною місткістю 10000 м³ для зберігання доменного газу при нормативному надлишковому тиску 2,5 кПа.

При визначенні основних розмірів газгольдера перш за все необхідно встановити кількість рухомих ланок (купола з телескопами). При корисній ємності газгольдера до 6000 м³ включно беруть одноланкові газгольдери (телескоп відсутній). Газгольдери місткістю 10000 – 30000 м³ беруть дволанковими (купол та один телескоп) (див. рис. 4. 20).

Діаметри резервуара D_p , м, колокола D_k , м, та телескопа D_m , м, газгольдера визначають наближено за залежностями [41]:

- для одноланкового газгольдера

$$D_p \approx 1,45 \sqrt[3]{V}, \quad D_k = D_p - 0,8;$$

- для дволанкового газгольдера (із куполом та телескопом)

$$D_p \approx 1,3 \sqrt[3]{V}, \quad D_m = D_p - 1,0, \quad D_k = D_m - 1,1,$$

де V – корисна місткість резервуара газгольдера, м³.

Діаметр резервуара дволанкового газгольдера D_p , м:

$$D_p \approx 1,3\sqrt[3]{V} = 1,3 \cdot \sqrt[3]{10000} = 28,0.$$

Для стінки резервуара використовують листи розмірами 1500 × 6000 мм, тому знайдене значення D_p , м, необхідно відкоригувати так, щоб довжина розгортки корпусу була кратною 3 м. Довжина розгортки стінки резервуара L , м :

$$L = \pi D_p = 3,14 \cdot 28 = 87,9.$$

Кількість листів на один пояс стінки $n_l = L/l_l = 87,9/6 = 14,7$ шт., припускаємо, що $n_l = 15$ шт.

При цьому фактична довжина розгортки стінки L_ϕ , м, становитиме

$$L_\phi = n_l l_l = 15 \cdot 6 = 90,0,$$

а фактичний діаметр резервуара D_ϕ , м:

$$D_\phi = L_\phi / \pi = 90,0 / 3,14 = 28,7.$$

Визначимо діаметри телескопа D_m , м, та колокола D_k , м,

$$D_m = D_\phi - 1,0 = 28,7 - 1,0 = 27,7,$$

$$D_k = D_m - 1,1 = 27,7 - 1,1 = 26,6.$$

Висота купола h_k , м, та телескопа h_m , м, визначається його діаметром D_k , м, та заданим об'ємом V , м³ [41]:

– для одноланкового газгольдера

$$h_k = \frac{4V}{\pi D_k^2} + h_1,$$

– для дволанкового газгольдера (з куполом та телескопом, висота яких береться однаковою):

$$h_k = h_m = \frac{4V + \pi D_m^2 (h_2 + h_1)}{\pi (D_k^2 + D_m^2)},$$

де h_1 – висота рівня рідини в гідрозатворі телескопа ($h_1 = 0,15 - 0,20$ м [9]), м; h_2 – висота рівня рідини в гідрозатворі купола ($h_2 + h_1 \approx 0,4 + P_{надл}^n / \gamma_в$ [9]), м; $P_{надл}^n$ – нормативний надлишковий тиск у газгольдері, Па; $\gamma_в$ – питома вага води, Н/м³.

Припускаємо, що $h_1 = 0,20$ м, тоді

$$h_2 = 0,4 + \frac{P_{надл}^n}{\gamma_в} - h_1 = 0,4 + \frac{2,5 \cdot 10^3}{10^4} - 0,2 = 0,45 \text{ м}, \text{ беремо } h_2 = 0,40 \text{ м},$$

$$h_k = h_m = \frac{4 \cdot 10000 + 3,14 \cdot 27,7^2 \cdot (0,4 + 0,2)}{3,14 (26,6^2 + 27,7^2)} = 9 \text{ м}.$$

З'ясуємо висоту купола та телескопа з урахуванням ширини листів. Для крайніх поясів беремо листи шириною 1500 мм, для інших – 1000 мм. Тоді потрібна кількість проміжних поясів $n_{пр} = (9,0 - 2 \cdot 1,5) / 1,0 = 6$ шт., а загальна кількість поясів $n = 8$ шт.

Фактична висота купола $h_{к\phi}$, м, та телескопа $h_{м\phi}$, м:

$$h_{к\phi} = h_{м\phi} = 2 \cdot 1,5 + 6 \cdot 1,0 = 9.$$

Фактичний об'єм газгольдера V_ϕ , м³, буде дещо відрізнятись від заданого:

$$V_\phi = \frac{\pi (h_{к\phi} (D_k^2 + D_m^2) - D_m^2 (h_2 + h_1))}{4} = \frac{3,14 \cdot (9 \cdot (26,6^2 + 27,7^2) - 27,7^2 (0,4 + 0,2))}{4} = 10060.$$

Припускається відхилення від заданого об'єму до 1 %.

Висота стінки резервуара h_p , м, [41]:

$$h_p = h_k + h_{н\phi} + (0,10 - 0,15) = 9 + 0,2 + 0,1 = 9,3,$$

$h_{н\phi}$ – висота підкладних балок з прокатних двотаврів, що вкладаються радіально на днище резервуара (двотавр № 20 – 24, $l = 0,6 - 0,7$ м), через 3 – 4 м по колу стінки, м.

Беручи лист розмірами 1500 × 6000 мм, уточнимо висоту стінки резервуара при числі поясів $n_n = h_p / b_n = 9,3 / 1,5 = 6,2$ шт. Оскільки висота стінки резервуара повинна бути не

меншою $h_p = 9,3$ м, треба припускати $n_n = 7$ поясів для резервуара. При цьому фактична висота стінки $h_{pф}$, м, резервуара становитиме

$$h_{pф} = n_n b_n = 7 \cdot 1,5 = 10,5.$$

Приклад 4.5. Необхідно розрахувати основні розміри сухого газгольдера поршневого типу номінальної ємності 30000 м^3 для зберігання газу.

Вихідним параметром при визначенні габаритних розмірів сухого газгольдера поршневого типу є його номінальна місткість V , м^3 , залежно від значення якої діаметр D , м, газгольдера визначається за відповідними залежностями:

$$\begin{aligned} \text{– при } V = 10000 - 20000 \text{ м}^3 & \quad D = 1,05 \sqrt[3]{V}, \\ \text{– при } V > 20000 \text{ м}^3 & \quad D = \sqrt[3]{V} = \sqrt[3]{30000} = 31. \end{aligned}$$

Уточнимо діаметр газгольдера з урахуванням використання сталених листів розмірами 1500×6000 мм. Кількість листів в одному кільці стінки газгольдера $n_n = \pi D / b_n = 3,14 \cdot 31 / 6 = 16,2$ шт., беремо $n_n = 16$ шт. Тоді фактичний діаметр D , м, газгольдера

$$D = \frac{n_n b_n}{\pi} = \frac{16 \cdot 6}{3,14} = 30,57.$$

Висота поршня H_n , м, [41]:

$$H_n = 0,26 \cdot 30,57 = 7,95.$$

Висота газгольдера H , м, [41]:

$$H = \frac{4V}{\pi D^2} + H_n + 0,2 = \frac{4 \cdot 30000}{3,14 \cdot 30,57^2} + 7,95 + 0,2 = 49.$$

Кількість кілець по висоті стінки $n_{об} = H / b_n = 49 / 1,5 = 33$ шт.

Хід поршня X_n , м, [41]:

$$X_n = H - H_n - 0,2 = 49 - 7,95 - 0,2 = 40,85.$$

Фактична місткість газгольдера $V_{ф}$, м^3 :

$$V_{ф} = \frac{\pi D^2}{4} X_n = \frac{3,14 \cdot 30,57^2}{4} \cdot 40,85 = 29970,$$

що в межах допустимого (не більше 2 – 3 %), оскільки фактичний об'єм резервуара менший від номінального на $((30000 - 29970) / 30000) \cdot 100 \% = 0,1 \% < 3 \%$.

Приклад 4.6. Необхідно розрахувати основні елементи сухого газгольдера з гнучкою секцією номінальної ємності 10000 м^3 для зберігання газу.

Габаритні розміри газгольдера визначають залежно від заданої ємності V , м^3 .

Діаметр D , м, газгольдера визначається за залежністю [41]:

$$D \approx 1,5 \sqrt[3]{V} = 1,5 \sqrt[3]{10000} = 32,4.$$

Беремо довжину листа стінки 6000 мм, потрібна кількість листів в одній царзі $n_n = \pi D / b_n = 3,14 \cdot 32,4 / 6 = 17$ шт. При цьому фактичний діаметр D , м, газгольдера

$$D = \frac{n_n b_n}{\pi} = \frac{17 \cdot 6}{3,14} = 32,5.$$

Висота H , м, газгольдера, газового простору H_{zn} , м, та шайби $h_{ш}$, м, залежно від номінального об'єму V , м^3 , газгольдера [41]:

– при $V = 600 - 1000 \text{ м}^3$: $H = 11930$ мм, $H_{zn} = 7200$ мм, $h_{ш} = 3800$ мм,

– при $V = 3000 - 10000 \text{ м}^3$: $H = 17900$ мм, $H_{zn} = 11160$ мм, $h_{ш} = 5780$ мм.

Номінальний об'єм візьмемо таким, що дорівнює заданому. Тоді висота газового простору H_{zn} , м:

$$H_{zn} = \frac{4V}{\pi D^2} = \frac{4 \cdot 10000}{3,14 \cdot 32,5^2} = 12.$$

Приклад 4.7. Провести розрахунок втрат від «малого дихання» з резервуара РВС-5000 із розмірами (додаток А, табл. А.1): діаметр 22,8 м, висота 11,92 м, геометричний об'єм 4866 м³. У резервуарі зберігається автомобільний бензин (густина $\rho = 720$ кг/м³, молярна маса парів $M_y = 65$ кг/кмоль). Висота наливання бензину в резервуарі 7 м. Мінімальна та максимальна температури в газовому просторі резервуара впродовж 1 доби дорівнюють 295К та 317К відповідно, а мінімальний та максимальний парціальний тиск парів нафтопродукту у газовому просторі резервуара впродовж 1 доби 38 та 42 кПа відповідно. Установка клапана вакууму 196 Па, а клапана тиску – 1962 Па.

Втрати при нерухомому зберіганні нафтопродуктів від «малого дихання» $G_{мод}$, кг, обчислюються за формулою Константинова [12]:

$$G_{мод} = \sigma V_z \ln \left(\frac{(P_a - P_{кв} - P_{min}) T_{zmax}}{(P_a + P_{кд} - P_{max}) T_{zmin}} \right),$$

де σ – середній масовий вміст парів нафтопродукту в пароповітряній суміші, що витісняється з резервуара, кг/м³; V_z – об'єм газового простору резервуара, м³; P_a – атмосферний тиск, Па; $P_{кв}$, $P_{кд}$ – установки клапанів відповідно вакууму та тиску, Па; P_{min} , P_{max} – відповідно мінімальний та максимальний парціальний тиск парів нафтопродукту в газовому просторі резервуара впродовж 1 доби, Па; T_{zmin} , T_{zmax} – відповідно мінімальна та максимальна температури в газовому просторі резервуара впродовж 1 доби, К.

Середній масовий вміст σ , кг/м³, парів нафтопродукту в пароповітряній суміші, що витісняється з резервуара, визначається за залежністю [12]:

$$\sigma = \frac{(P_{max} + P_{min}) M_y}{R(T_{zmax} + T_{zmin})} = \frac{(42 \cdot 10^3 + 38 \cdot 10^3) \cdot 65}{8,314 \cdot 10^3 (295 + 317)} = 1,02,$$

де M_y – молярна маса парів нафтопродукту, кг/кмоль; R – універсальна газова стала ($R = 8,314 \cdot 10^3$ Дж/(кмоль·К)).

За даними каталогів визначаємо:

об'єм рідини (нафтопродукту) в резервуарі V_p , м³, та газового простору резервуара (парової фази в резервуарі) V_z , м³:

$$V_p = FH = \frac{\pi D^2}{4} H = \frac{3,14 \cdot 22,8^2}{4} \cdot 7 = 2,86 \cdot 10^3,$$

$$V_z = V - V_p = 4866 - 2860 = 2006,$$

де F – площа «дзеркала» бензину, м²; D – діаметр резервуара, м; H – висота наливання нафтопродукту в резервуарі, м; V – геометричний об'єм резервуара, м³.

Тоді втрати $G_{мод}$, кг, при нерухомому зберіганні бензину від «малого дихання» в резервуарі РВС-5000 становитимуть

$$G_{мод} = 1,02 \cdot 2006 \cdot \ln \left(\frac{(101325 - 196 - 38000) \cdot 317}{(101325 + 1962 - 42000) \cdot 295} \right) = 208.$$

Задача 4.1. Визначити необхідний корисний об'єм резервуарних парків головної насосної станції (ГНС) та кінцевого пункту магістрального нафтопродуктопроводу для послідовного перекачування 10 млн т/рік нафтопродуктів, у тому числі: автомобільного бензину А-95 (густина $\rho = 735 \text{ кг/м}^3$) – 40 %, дизельного палива зимового (ДПЗ) (густина $\rho = 815 \text{ кг/м}^3$) – 25 % та реактивного палива РП (авіаційний гас вищого сорту) (густина $\rho = 785 \text{ кг/м}^3$) – 35 %. Взяти витрати отримання нафтопродуктів на ГНС такими, що дорівнюють А-95 – 700 м³/годину, ДПЗ – 600 м³/годину та РП – 650 м³/годину, а максимальні витрати з їх реалізації на кінцевому пункті такими, що дорівнюють відповідно 550, 500 та 600 м³/годину. Максимально можливе число циклів послідовного перекачування нафтопродуктів, що визначається з умови матеріального балансу, для даного прикладу взяти таким, що дорівнює 65. Відповідно до суміщеної характеристики кожного з трьох нафтопродуктопроводів та насосних станцій у діапазоні витрат 500 – 1500 м³/годину визначено витрати відповідних нафтопродуктів для закачування ГНС у трубопровід (потрапляє на кінцевий пункт) А-95 – 1160 м³/годину, ДПЗ – 1050 м³/годину та РП – 1130 м³/годину.

Задача 4.2. Визначити габаритні розміри резервуара для світлих нафтопродуктів (густина $\rho \leq 860 \text{ кг/м}^3$). Тип резервуара – вертикальний циліндричний зі стаціонарним дахом. Об'єм резервуара 50000 м³. Матеріал конструкцій – спокійна сталь класу міцності С255 за ГОСТ 27772-88.

Задача 4.3. Визначити основні розміри циліндричного корпусу із плоскими днищами резервуара типу РГС (резервуар горизонтальний сталевий) для нафтопродуктів місткістю 25 м³.

Задача 4.4. Необхідно визначити основні розміри елементів мокрого газгольдера корисною місткістю 6000 м³ для зберігання пічного газу при нормативному надлишковому тиску 2,0 кПа.

Задача 4.5. Необхідно розрахувати основні розміри сухого газгольдера поршневого типу номінальної ємності 20000 м³ для зберігання газу.

Задача 4.6. Необхідно розрахувати основні елементи сухого газгольдера із гнучкою секцією номінальної ємності 1000 м³ для зберігання газу.

Задача 4.7. Провести розрахунок втрат при нерухомому зберіганні автомобільного бензину (молярна маса парів $M_v = 42 \text{ кг/кмоль}$) у резервуарі РВС-10000 з розмірами (додаток А, табл. А.1): діаметр 34,2 м, висота 11,92 м, геометричний об'єм 9735 м³. Висота наливання бензину в резервуарі 9 м. Мінімальна та максимальна температури в газовому просторі резервуара впродовж 1 доби дорівнюють 288К та 308К відповідно, а мінімальний та максимальний парціальний тиск парів нафтопродукту в газовому просторі резервуара впродовж 1 доби – 35 кПа та 40 кПа відповідно. Установка клапанів НДКМ-150 вакууму 160 Па, а тиску – 1600 Па відповідно.

РОЗДІЛ 5 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ РОЗДІЛЕННЯ ГЕТЕРОГЕННИХ СИСТЕМ

5.1 Обладнання для розділення нафтових емульсій та суспензій

Експлуатація нафтових родовищ із застосуванням методу підтримання пластового тиску, який на сьогодні використовується найчастіше, дозволяє досягнути збільшення коефіцієнта віддачі пластів і скорочення термінів їх розроблення, однак одночасно збільшує обводненість продукції. При видобутку нафти неминучим її супутником є пластова вода (її вміст становить від <1 до 80 – 90 % масових), яка при диспергуванні в нафті утворює з нею емульсії типу «вода в нафті (суцільна фаза – нафта, дисперсна – вода)». Потрапляючи в навколишнє середовище, емульсії забруднюють поверхневі та підземні води, змінюють склад ґрунтів [6].

Наявність крапель води і частинок бруду в нафті як у процесі видобутку нафти на свердловинах, так і під час її транспортування трубопроводами є також джерелом перешкод і втрат. Пластова вода, як правило, значною мірою мінералізована хлоридами Na, Mg і Ca (до 2500 мг/л солей навіть за наявності в нафті лише 1 % води), а також сульфатами і гідрокарбонатами (вода в нафті, як правило, знаходиться у формі соляного розчину) і містить механічні домішки [1].

Соляні розчини і нафта утворюють стійку емульсію, що важко руйнується. Стійкість емульсій (здатність упродовж певного часу не розділятися на складові компоненти) – один з найбільш важливих показників для водонафтових сумішей. Чим вища стійкість емульсій, тим важчий процес деемульсації. Нафтові емульсії характеризуються різною стійкістю до руйнування. Значною мірою стійкість емульсій залежить від складу компонентів, що входять до захисної оболонки, що створюється на поверхні краплі. На поверхні краплі також адсорбуються, покриваючи її бронюючим шаром, стабілізуючі речовини – природні емульгатори (асфальтени, нафтени, смоли) і дисперговані механічні домішки (частинки глини, піску, вапняку, металів). Надалі цей шар перешкоджає злиттю крапель, ускладнює процес деемульсації і сприяє утворенню стійкої емульсії. У процесі існування емульсій відбувається зміцнення бронюючої оболонки, так зване «старіння» емульсії [49].

Наявність у нафті зазначених речовин і механічних домішок шкідливо впливає на роботу обладнання нафтопереробних заводів [49,51]:

- значний вміст призводить до подорожчання транспортування нафти та підготовки до переробки води; одночасно з цим підвищується тиск в апаратурі установок перегонки нафти, знижується їх продуктивність, зростає витрата енергії;

- відкладення солей у трубах печей і теплообмінників вимагає їх частого очищення, зменшує коефіцієнт теплопередачі, викликає сильну корозію (хлориди Ca і Mg гідролізуються з утворенням HSCl); крім того, солі і механічні домішки, накопичуючись в залишкових нафтопродуктах – мазуті і гудроні, погіршують їх якість.

Після розділення водонафтових емульсій на воду і нафтопродукти вода може бути застосована для технологічних потреб, а нафтопродукти після їх дегідратації використані вдруге. Це дозволить досягти істотної економії водних ресурсів і знизити антропогенний вплив об'єктів нафтохімічних галузей промисловості на навколишнє середовище. Одночасно із зневодненням нафти відбувається і її знесолення, оскільки вода відділяється від нафти разом із розчиненими в ній мінеральними домішками.

На практиці використовуються такі *способи зневоднення* нафтопродуктів і видалення з них механічних домішок [6,49,50]:

- термообробка;
- хімічна обробка;
- термохімічна обробка;
- промивання у водному шарі;

- гравітаційне відстоювання;
- фільтрування в пористих середовищах;
- центрифугування;
- обробка в електричному полі;
- імпульсні впливи;
- виморожування;
- випарювання.

Ці методи базуються на трьох основних принципах:

- використання природного розшарування емульсії на нафтопродукт і воду в полі сил гравітації;
- зниження в'язкості нафтопродуктів нагріванням або додаванням деемульгаторів;
- інтенсифікація розшарування емульсії за рахунок застосування гідродинамічних коагесерів або електричного поля.

Правильний підбір способу зневоднення нафти (деемульсації) залежить від механізму створення емульсії та її властивостей. Створення емульсії починається під час руху нафти до гирла свердловини і продовжується при подальшому переміщенні промисловими комунікаціями. Емульсії створюються там, де відбувається безперервне перемішування нафти і води. Інтенсивність створення емульсій у свердловині багато в чому залежить від способу видобутку нафти, яка, у свою чергу, визначається характером родовища, періодом його експлуатації та фізико-хімічними властивостями нафти.

Розглянемо найбільш поширені з цих методів [1,6,7,48 – 51].

Термічна (теплова) обробка полягає в тому, що нафту перед відстоюванням нагрівають. При підвищенні температури в'язкість речовини бронюючого шару на поверхні частинки води зменшується і міцність оболонки знижується, що полегшує злиття глобул води. Крім того, зниження в'язкості нафти при нагріванні збільшує швидкість осідання частинок при відстоюванні. Нафту нагрівають у спеціальних нагрівальних установках, які розміщують у технологічній лінії зневоднення нафти після відділення (сепарації) з нафти газів, але раніше введення у відстійник. Температура нагрівання встановлюється з урахуванням особливостей водонафтових емульсій та елементів прийнятої системи зневоднення.

Термічна обробка нафти рідко здійснюється лише для відстоювання, частіше така обробка застосовується як складовий елемент більш складних комплексних методів зневоднення нафти (у складі термохімічного зневоднення, в комплексі з електричною обробкою, в деяких інших комбінованих методах зневоднення).

Хімічна обробка базується на руйнуванні емульсій за допомогою хімічних реагентів. Ефективність хімічного зневоднення значною мірою залежить від типу застосованого реагенту. Вибір реагентів-деемульгаторів (активної речовини, що сприяє зниженню поверхневого натягу) залежить від виду водонафтової емульсії і властивостей нафти, що піддається деемульсації. Хімічне зневоднення, як і інші комбіновані методи зневоднення нафти, включає гравітаційний процес відстоювання після обробки реагентів водонафтової емульсії. В емульсію, яка піддається руйнуванню, вводиться реагент-деемульгатор і перемішується з нею, після чого створюються умови для виділення води з нафти шляхом відстоювання. Застосування знайшло періодичне і безперервне руйнування емульсій, але перевага надається безперервним процесам.

Виділяють три методи хімічного зневоднення нафти:

- деемульсація всередині свердловини – зневоднення, яке базується на деемульсації, що здійснюється в нафтовій свердловині, коли реагент вводиться безпосередньо у свердловину;
- шляхова деемульсація – зневоднення, що базується на деемульсації, яка здійснюється в нафтозбиральному трубопроводі, коли реагент вводиться на початковій ділянці нафтозбирального колектора;
- деемульсація і зневоднення нафти безпосередньо у відстійних резервуарах, коли реагент вводиться у резервуар після його заповнення емульсією, яка піддається обробці.

Як деемульгатори використовуються електроліти (оцтова, сірчана кислоти, хлорне залізо, сполуки алюмінію та ін.), неелектроліти (ацетон, бензол, фенол, бензин та ін.), колоїди (ПАР різної природи).

Сутність **термохімічного** методу полягає в тому, що в обводнену нафту вводиться деемульгатор, який добре перемішується з нею. Далі нафта з деемульгатором надходить у підігрівач. Нафта, що піддається впливу деемульгатора і нагріванню, в подальшому відстоюється в резервуарах, де вода відділяється від нафти і видаляється.

Широкого застосування цей метод набув завдяки можливості обробки нафти з різним вмістом води без заміни обладнання та апаратури, простоті установки, можливості зміни типу деемульгатора залежно від властивостей початкової емульсії. Однак метод має ряд недоліків (великі витрати на деемульгаторі і підвищена витрата тепла). На практиці процеси знесолення та зневоднення нафти ведуться при температурі 50 – 100 °С.

У тих випадках, коли нафта містить кристалічні солі, їх видаляють **промиванням** нафти водою з одночасним перемішуванням і подальшим зневодненням.

Основний різновид механічних прийомів зневоднення нафти – **гравітаційне відстоювання**.

Апарати для відстоювання дисперсної фази (вловлювачі нафти, вловлювачі продукту, вловлювачі піску, відстійники, віддільники нафти, ставки-відстійники), які застосовуються на нафтових і газових промислах, а також на нафтогазопереробних і нафтохімічних заводах, різноманітні за конструктивним оформленням, що багато в чому визначається різними умовами проведення процесу.

Класифікація відстійників:

- за характером роботи – періодичні, безперервні;
- за способом видалення осаду – механічні і гідравлічні;
- за напрямом руху середовища – вертикальні, горизонтальні, радіальні.

Поздовжні горизонтальні відстійники безперервної дії (рис.5.1 – 5.3) залежно від форми поперечного перерізу можуть бути прямокутними і круглими.

У гравітаційних відстійниках безперервної дії відстоювання здійснюється при безперервному потоці оброблюваної рідини. Емульсія розшаровується під дією сили тяжіння на поверхні поділу. При достатній довжині відстійника у вихідній його частині відбувається повне розділення фаз емульсії.

Сира нафта, яка піддається зневодненню, вводиться в резервуар за допомогою розподільного трубопроводу (маточника). Після заповнення резервуара вода осідає і накопичується в нижній частині, а нафта збирається у верхній частині резервуара. Відстоювання здійснюється при спокійному (нерухомому)

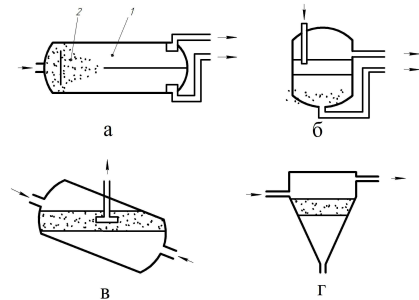


Рисунок 5.1 – Відстійники безперервної дії:
а – горизонтальний; б – вертикальний; в – похилий;
г – конічний; 1 – поверхня поділу; 2 – перегородка

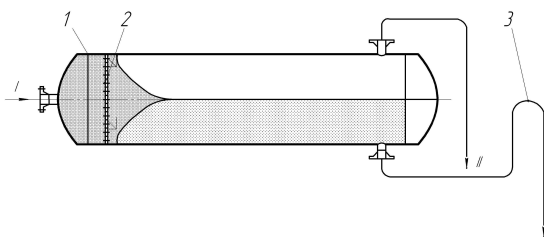


Рисунок 5.2 – Відстійник для розділення емульсій:

- 1 – корпус; 2 – перфорована перегородка;
- 3 – гідравлічний затвор;
- I – емульсія; II – легка рідина; III – важка рідина

ється при спокійному (нерухомому) стані нафти. Після закінчення процесу зневоднення нафта і вода відбираються з відстійників. Позитивні результати роботи відстійного резервуара досягаються тільки у випадку вмісту води в нафті у вільному стані або в стані великодисперсної нестабілізованої емульсії.

У горизонтальному відстійнику для емульсій, схема якого наведена

на рис.5.2, обидві рідини після розділення можуть бути виведені з апарата, тому відстійник працює безперервно. Перфорована перегородка 2 рівномірно розподіляє потік по перерізу відстійника і запобігає збуренню рідини у відстійнику струменем емульсії, що надходить у апарат.



Рисунок 5.3 – Відстійники нафти горизонтальні

На рис.5.4 наведено конструкцію типового вловлювача нафти, призначеного для очищення нафтовмісних стічних вод від нафти, нафтопродуктів і твердих механічних домішок. Для забезпечення безперебійної роботи вловлювач нафти повинен мати не менше двох паралельно працюючих секцій. Кожна секція складається з корпусу 1, в якому встановлений скребковий транспортер 4 із приводом 3 для згону спливаючих нафтопродуктів і зсування осаду в приямок 7. Частота ввімкнення скребкового механізму повинна бути такою, щоб товщина шару нафтопродуктів, які накопичуються, не перевищувала висоти бруса скребкового транспортера, але не рідше одного разу за 1 зміну. Перфорована перегородка 2 призначена для рівномірного розподілу потоку по перерізу апарата, а глуха перегородка 6 – для відділення шару чистої води від зони відстоювання. Вловлювач нафти обладнаний трубами збору нафти 5 з ручним приводом. Видалення осаду з приямка здійснюється гідроелеватором 8 або через донні клапани. Подача води в гідроелеватор і відведення осаду регулюються засувками 9 з електроприводом. У кожну секцію стічна вода підводиться незалежно від інших.

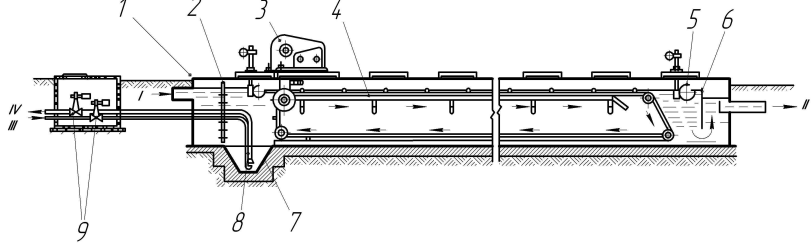


Рисунок 5.4 – Вловлювач нафти:

- 1 – корпус; 2 – перфорована перегородка; 3 – привід скребкового транспортера;
- 4 – скребковий транспортер; 5 – труба для збирання нафти; 6 – перегородка; 7 – приямок;
- 8 – гідроелеватор; 9 – засувки з електроприводом;
- I – стічна вода; II – очищена вода; III – вода в гідроелеваторі; IV – шлам

Радіальні вловлювачі нафти (рис.5.5) являють собою залізобетонні заглиблені відкриті резервуари циліндричної форми з конічним днищем, в центр яких в середню частину по висоті подається вихідна емульсія. У конструкції, наведеної на рис.5.5 а, застосована нова система розподілу стічної води і коаксіально-козирковий розподільник води 1, який дозволяє значною мірою підвищити коефіцієнт використання об'єму споруди. Емульсія рухається в радіальному напрямку від центру до периферії зі швидкістю, яка постійно зменшується. Для видалення з поверхні води, нафти і нафтопродуктів, які спливли, і осаду, який утворився на дні, вловлювач нафти обладнаний встановленою радіально фермою 5, яка обертається, з нафтозбірними 9 і донними 4 скребками. Нафтозбірні скребки 9 підтримуються у вертикальному положенні противагою 15 і за допомогою шарніра 14 з'єднуються з обертальною фермою (рис.5.5 б). Верхня кромка нафтозбірних скребків виступає над поверхнею рідини і під час руху скребків переміщує плівку нафти або нафтопродукту до нафтозбірного жолоба 12. Для полегшення видалення зібраної нафти або нафтопродукту над нафтозбірним жолобом розташований трубопровід 13 із бризкальними насадками. Нафтошлам, який випав, згрібається до центрального приямка 3, з якого відкачується насосом у накопичувач шламу.

У конструкції, наведеної на рис.5.5 а, застосована нова система розподілу стічної води і коаксіально-козирковий розподільник води 1, який дозволяє значною мірою підвищити коефіцієнт використання об'єму споруди. Емульсія рухається в радіальному напрямку від центру до периферії зі швидкістю, яка постійно зменшується. Для видалення з поверхні води, нафти і нафтопродуктів, які спливли, і осаду, який утворився на дні, вловлювач нафти обладнаний встановленою радіально фермою 5, яка обертається, з нафтозбірними 9 і донними 4 скребками. Нафтозбірні скребки 9 підтримуються у вертикальному положенні противагою 15 і за допомогою шарніра 14 з'єднуються з обертальною фермою (рис.5.5 б). Верхня кромка нафтозбірних скребків виступає над поверхнею рідини і під час руху скребків переміщує плівку нафти або нафтопродукту до нафтозбірного жолоба 12. Для полегшення видалення зібраної нафти або нафтопродукту над нафтозбірним жолобом розташований трубопровід 13 із бризкальними насадками. Нафтошлам, який випав, згрібається до центрального приямка 3, з якого відкачується насосом у накопичувач шламу.

У конструкції, наведеної на рис.5.5 а, застосована нова система розподілу стічної води і коаксіально-козирковий розподільник води 1, який дозволяє значною мірою підвищити коефіцієнт використання об'єму споруди. Емульсія рухається в радіальному напрямку від центру до периферії зі швидкістю, яка постійно зменшується. Для видалення з поверхні води, нафти і нафтопродуктів, які спливли, і осаду, який утворився на дні, вловлювач нафти обладнаний встановленою радіально фермою 5, яка обертається, з нафтозбірними 9 і донними 4 скребками. Нафтозбірні скребки 9 підтримуються у вертикальному положенні противагою 15 і за допомогою шарніра 14 з'єднуються з обертальною фермою (рис.5.5 б). Верхня кромка нафтозбірних скребків виступає над поверхнею рідини і під час руху скребків переміщує плівку нафти або нафтопродукту до нафтозбірного жолоба 12. Для полегшення видалення зібраної нафти або нафтопродукту над нафтозбірним жолобом розташований трубопровід 13 із бризкальними насадками. Нафтошлам, який випав, згрібається до центрального приямка 3, з якого відкачується насосом у накопичувач шламу.

При використанні радіальних вловлювачів нафти забезпечується значна економія капітальних і експлуатаційних витрат, поліпшується якість очищення стічних вод та спрощується робота експлуатаційного персоналу. Для підвищення ефективності механічного очищення стічних вод, скорочення площі і зниження капітальних витрат доцільне застосування багатополічкових вловлювачів нафти. У такому вловлювачі нафти простір усередині скребкового транспортера заповнено полічковими блоками, утвореними з похилих паралельних пластин, розташованих уздовж течії рідини.

Зменшення висоти шару відстоювання у багатополічкових вловлювачах нафти дозволяє скоротити тривалість відстоювання нафтопродуктів, що виділяються із стічних вод, а також сповільнити турбулентне перемішування робочого потоку конвекційними і густинними струмами, внаслідок чого підвищується ефективність очищення. Сьогодні багатополічкові вловлювачі нафти можуть бути рекомендовані для очищення нафтовмісних стічних вод від світлих нафтопродуктів, вони не мають у своєму складі високов'язких забруднень (важка нафта, смоли, мазут, парафін), які налипають на поверхні пластин полічкових блоків і ускладнюють роботу апарата.

Поперечний розріз такого апарата – напірного вловлювача нафти – наведено на рис.5.6. Подача води, яка містить нафту, на очищення і відведення очищеної води проводиться через штуцери, розміщені по центру торцевих днів апарата. Паралельні пластини у вловлювачі нафти розміщують на відстані 100 мм один від одного. Вловлена нафта відводиться через штуцери, розміщені у верхній частині вловлювача нафти, осад виводиться знизу відстійника. Процес відстоювання має невелику потужність і в чистому вигляді практично не застосовується, але він входить як обов'язковий елемент у всі термохімічні та електротермохімічні методи.

Для деемульсації нестійких емульсій застосовують метод **фільтрування**, що базується на явищі селективного змочування, при якому поверхня твердого тіла змочується лише одним компонентом емульсії, що надходить на розділення (водою або наф-

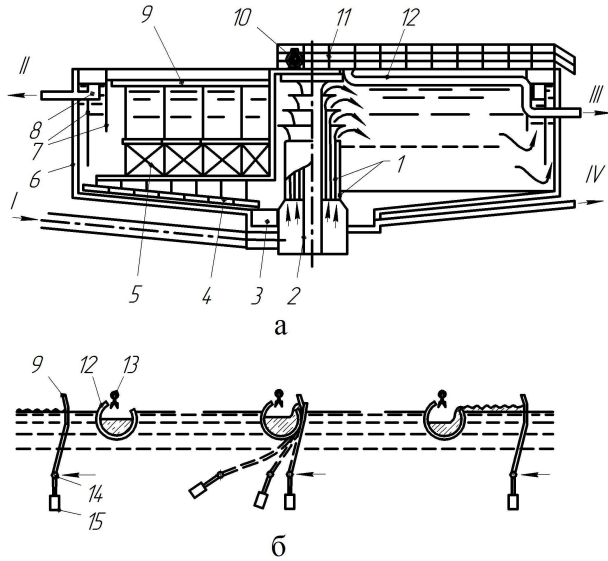


Рисунок 5.5 – Радіальний вловлювач нафти:

- а – поперечний розріз; б – різні стадії роботи нафтозбиральних скребок;
 1 – коаксіально-козирковий розподільник води; 2 – центральна опора;
 3 – приямок; 4 – донні скребки; 5 – ферма; 6 – корпус; 7 – заглибні стінки;
 8 – водозбірний лоток; 9 – нафтозбірні скребки; 10 – центральний привід скребкового механізму; 11 – ходовий місток; 12 – нафтозбиральний жолоб;
 13 – трубопровід з бризкальними насадками; 14 – шарнір; 15 – противага;
 I – стічна вода; II – очищена вода; III – нафта; IV – шлам

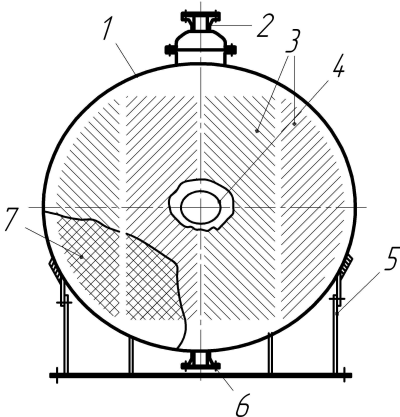


Рисунок 5.6 – Поперечний розріз напірного вловлювача нафти:

- 1 – корпус; 2 – штуцер для відведення уловленої нафти; 3 – паралельні пластини;
 4 – штуцер для відведення очищеної води;
 5 – опора; 6 – штуцер для відведення осаду;
 7 – перфорована перегородка

тою), в результаті чого цей компонент виводиться зі складу емульсії, таким чином вона руйнується.

Подібні процеси можуть відбуватися, якщо взаємодія молекул однієї з рідин, що утворює емульсію, з молекулами твердої речовини сильніша, ніж між собою. У результаті ця рідина розтікається по поверхні твердого тіла, змочуючи її. Розтікання відбувається до того моменту, поки рідина не накриє всю поверхню твердого тіла шаром певної товщини (повне змочування). У подальшому під дією здебільшого сили тяжіння рідина, яка утрималася, мігрує по поверхні твердого тіла до його нижніх шарів. У результаті в цих місцях товщина рідинної плівки безперервно збільшується, її утримання за рахунок сил адгезії і адсорбції стає неможливим, і відбувається її відрив у вигляді великих глобул, що легко відділяються при подальшому відстоюванні. При цьому у верхніх шарах твердого тіла звільняється місце на поверхні для нового розтікання.

Матеріалом фільтруючого шару можуть бути зневоднений пісок, гравій, бите скло, скловата, деревна стружка з осики, тополі та інших несмолистих порід деревини, а також металева стружка. Особливо часто застосовують скловату, яка добре змочується водою і не змочується нафтою. Фільтри з скловати довговічні.

Фільтруюча речовина повинна відповідати таким основним вимогам:

- володіти добрим селективним (вибірковим) змочуванням;
- володіти доброю проникністю (малим гідравлічним опором), високорозвиненою поверхнею, механічною міцністю;
- бажано мати протилежний порівняно з глобулами дисперсної фази електричний заряд.

У найпростішому вигляді фільтр являє собою вертикальний циліндричний посуд, розділений горизонтальною фільтрувальною перегородкою на дві частини. У верхню частину подається суспензія, яка опирається на перегородку; в нижню частину стікає фільтрат. Рушійною силою процесу фільтрування є різниця тисків в обох частинах фільтра (по обидва боки фільтрувальної перегородки), яка відповідає опору, який зустрічає потік фільтрату при його проходженні через шар осаду, який утворюється, і фільтрувальну перегородку.

Для здійснення процесу фільтрування використовують насипні і набивні фільтри. Насипні фільтри (рис.5.7) складаються з шарів дрібнозернистих матеріалів. Ці фільтри за ефективністю вважаються одними з кращих, проте мають великий гідравлічний опір.

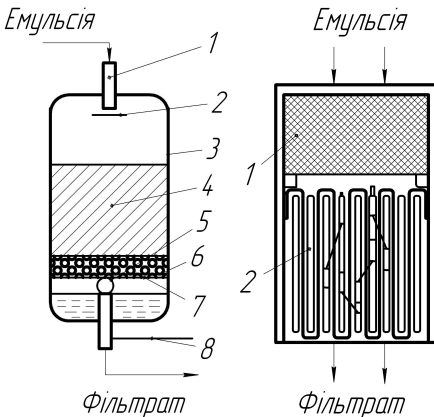


Рисунок 5.7 – Насипний фільтр:
1, 8 – патрубок;
2 – розподільник рідини;
3 – корпус; 4 – завантаження;
5 – центральний колектор; 6 – гравій;
7 – перфоровані промені

Рисунок 5.8 – Двоступінчастий (комбінований) набивний фільтр:
1 – секція із набивним шаром із волокон;
2 – секція тонкого очищення

Набивні фільтри (рис.5.8) складаються з декількох шарів волокнистих матеріалів.

Деемульсація фільтруванням не набула значного поширення внаслідок громіздкості обладнання, малої продуктивності і необхідності частої заміни фільтрів. Крім того, цим методом можна зруйнувати лише нестійкі або в крайньому разі середньої стійкості водонафтові емульсії. Фільтрування більш ефективно поєднується з процесами попереднього зниження міцності.

Для видалення з нафтопродуктів твердих домішок використовуються фільтри, що класифікуються за такими ознаками:

- за характером роботи – періодичної і безперервної дії;
- залежно від величини тиску: вакуум-фільтри; гідростатичні фільтри, що працюють під гідростатичним тиском стовпа суспензії; фільтри, що працюють під надлишковим тис-

ком середовища;

- за типом фільтрувальної перегородки: зі зв'язаною (тканинною) перегородкою; фільтри із жорсткою перегородкою; фільтри із незв'язаною (зернистою) перегородкою;
- за конструктивними ознаками: камерні, рамні, у формі чанів, стрічкові, карусельні, барабанні, дискові та ін.

Нижче наведено будову та принцип дії основних типів фільтрів для розділення суспензії, які знайшли застосування в нафтохімічному виробництві.

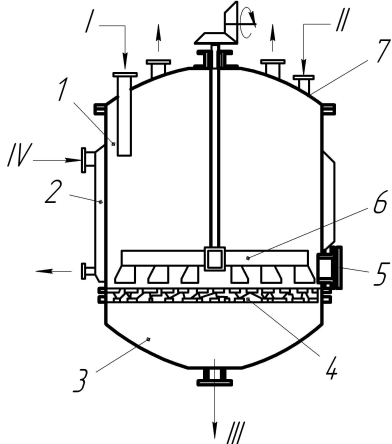


Рисунок 5.9 – Нутч-фільтр закритого типу:

- I – корпус; 2 – сорочка парова; 3 – дніще;
- 4 – фільтрувальна перегородка;
- 5 – люк для розвантаження осаду;
- 6 – мішалка гребкова; 7 – кришка
- I – подача суспензії;
- II – подача стисненого газу;
- III – відведення фільтрату;
- IV – підведення гріючої пари

конструкцію товщиною 10 – 40 мм, виготовлену зі сталі, чавуну, дерева або пластмаси. У верхній частині рам також просвердлені отвори для проходження суспензії і канали, що з'єднують внутрішню порожнину рами з поздовжнім каналом для подачі суспензії. Між плитами і рамами знаходиться фільтрувальне полотно (рис.5.11 а).

Рами і плити із прокладеним між ними фільтрувальним полотном герметизуються за допомогою натискної плити 7 і гвинтового затискного пристрою 8 (механічного, електричного або гідравлічного). Під фільтром установлений піддон 9 для збирання вологого осаду та промивних вод.

На рис.5.11 показана схема руху потоків у рамному фільтрпресі в режимах фільтрування суспензії і промивання осаду. Після заповнення порожнього простору рам осадом (про це свідчить значно збільшений тиск в лінії подачі суспензії) подачу суспензії припиняють і за необхідності проводять промивання осаду (рис.5.11 б). Подачу промивної рідини здійснюється крізь канали 4 у порожнинах плит, при цьому рідина проходить через тканину, проникає прошарок осаду і фільтрувальне полотно з іншого боку рами та відводиться в нижні канали іншої плити. Промивна рідина подається в непарні плити, а відводиться через канали парних плит. Іноді для зневоднення осаду проводять продування його стисненим повітрям. Потім фільтрпрес розтягують, вивантажують осад у піддон, тканину промивають і готують фільтр до повторної операції фільтрування.

На рис.5.9 показано будову нутч-фільтра закритого типу із механізованим вивантаженням осаду.

У фільтр завантажують суспензією, за необхідності включають подачу гріючої пари в сорочку 2 апарата для його обігріву, розділяють суспензію під дією стисненого газу або повітря, по закінченні процесу фільтрування за необхідності проводять промивання осаду, а потім вивантажують осад за допомогою гребкової мішалки 6 через люк 5.

Суспензія під тиском подається в канали для суспензій, потрапляє в замкнутий об'єм порожнини рами 3 і фільтрується через тканину 2, вологий осад поступово заповнює внутрішню порожнину рами. Фільтрат стікає і видаляється через отвори в плитах у колектор II.

Рамний фільтрпрес (рис.5.10) складається з упорної плити 1 і станини 10, закріплених поздовжніми опорними балками 2; для більшої міцності та стійкості передбачені тяги 3 і стійки 4. На балках 2 по черзі парами установлені плити 5 і рами 6, плити мають гофровану робочу поверхню і свердлення у верхній частині для проходження суспензій і промивної рідини. У нижній частині плити є канали для відтоку фільтрату і промивних вод. Рама являє собою пустотілу

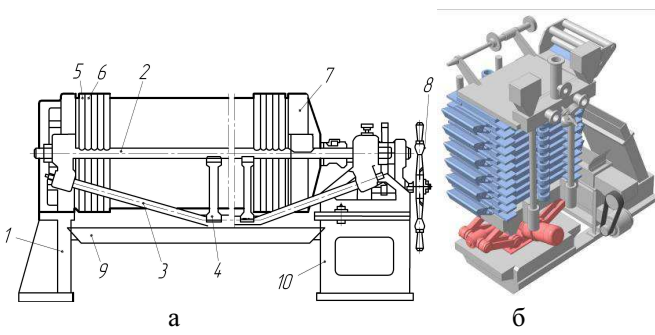


Рисунок 5.10 – Фільтрпреси рамний (а) та камерний (б):

- 1 – упорна плита; 2 – балка поздовжня; 3 – тяга; 4 – стійка;
5 – плита; 6 – рама; 7 – натискна плита; 8 – гвинтовий
або гідравлічний затискач; 9 – піддон; 10 – станина

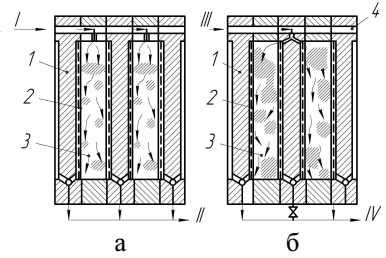


Рисунок 5.11 – Схема руху потоків у рамному фільтр-пресі:

- а – у режимі фільтрування; б – у режимі промивання осаду; 1 – плита; 2 – фільтрувальна тканина; 3 – порожнина рами; 4 – канал для промивної рідини;
I – подача суспензії; II – відведення фільтрату; III – подача промивної рідини; IV – відведення промивного розчину

Процеси безперервного фільтрування реалізовані на стрічковому вакуум-фільтрі відкритого типу, який наведено на рис. 5.12.

Фільтр складається зі зварної станини 1, фільтрувального стола 2 ящикового типу, що має декілька нерухомо розміщених вакуумних камер, закритих перфорованими текстолітовими плитами. Секції камер патрубками з'єднані із трубопроводами з іншим обладнанням фільтрувальної установки.

Над камерами стола знаходиться нескінченна прогумована перфорована стрічка 5, обладнана бічними бортами, на стрічку покладено фільтрувальне полотно 6 у вигляді нескінченної стрічки. Стрічка разом із полотном приводиться в рух головним барабаном 3, з'єднаним із електроприводом, натяг прогумованої стрічки здійснюється веденим барабаном 4, натяг фільтрувального полотна регулюється роликом 7 і натяжною системою 10. На початку фільтрувального стола розміщений лоток 11 для подачі суспензії.

Прогумована стрічка у формі жолоба з покладеним у ній фільтрувальним полотном шириною 0,5 – 1 м рухається над фільтрувальним столом зі швидкістю 2 – 8 м/с. Початкова суспензія з лотка 11 подається на стрічку, рівномірно її заповнює та під час її руху проходить над першою фільтрувальною секцією стола 2, при цьому фільтрат всмоктується і проходить у камери стола, а на стрічці утворюється прошарок осаду товщиною 10 – 20 мм. При подальшому просуванні стрічки над іншими камерами стола осад просушується, промивається водою, повторно просушується повітрям, що надходить усередину секцій стола під дією вакууму.

Після проходження через ролик 7 осад скидається в бункер 13. Відмивання фільтрувальної тканини від частинок осаду здійснюється водою за допомогою форсунок 14, регенерація тканини здійснюється при подаванні промивної води, стисненого повітря або водяної пари.

Основними частинами тарілчастого вакуум-фільтра (рис.5.13) є вертикальний вал 1 і горизонтальний перфорований диск 2 із невисоким зовнішнім бортом, розділений на сектори-

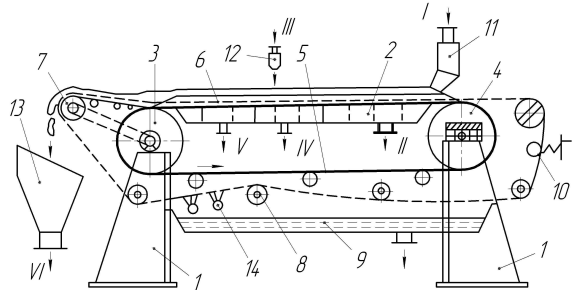


Рисунок 5.12 – Стрічковий вакуум-фільтр:

- 1 – станина; 2 – камери фільтрувального стола; 3 – привідний (головний) барабан; 4 – ведений натяжний барабан; 5 – прогумована перфорована стрічка; 6 – фільтрувальне полотно; 7 – підтягувальний ролик; 8 – підтримуючий ролик; 9 – піддон; 10 – натяжна система; 11 – лоток для подачі суспензії; 12 – форсунки для промивання осаду; 13 – бункер для прийняття осаду; 14 – форсунки для промивання фільтрувальної тканини; I – подача суспензії; II – відведення фільтрату; III – подача промивної води; IV – відведення промивної води; V – відведення повітря; VI – відведення осаду

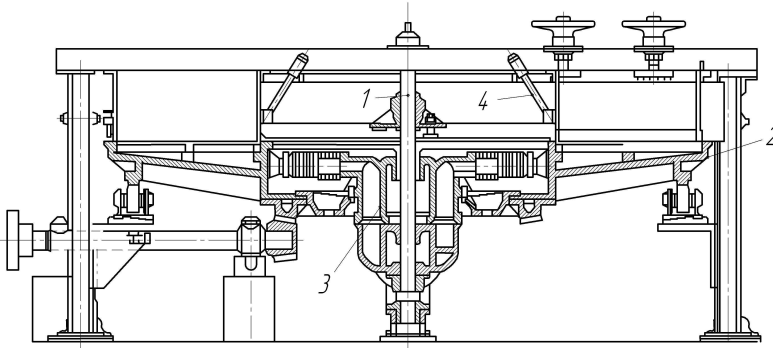


Рисунок 5.13 – Тарілчастий вакуум-фільтр:

1 – вертикальний вал; 2 – горизонтальний обертальний диск (тарілка);
3 – розподільна головка; 4 – ніж для знімання осаду

комірки. Кожна комірка фільтра з'єднана із розподільною головою 3, розміщеною під диском. Суспензія для фільтрування подається зверху на тканину, яка покриває диск; осад знімається ножом 4 і скидається у шнек або на стрічковий транспортер. Фільтру-

вання здійснюється за час майже повного обороту диска в горизонтальній площині, причому за час одного обороту сектори-комірки послідовно з'єднуються з усіма секторами розподільної головки.

Для відділення механічних домішок розділення водонафтових емульсій, а також суспензій використовується також метод **центрифугування** (розділення емульсії чи суспензії під впливом відцентрових сил). Значну силу інерції, що виникає в центрифугі, можна використовувати для розділення рідин з різними густинами.

Для розділення емульсій і суспензій використовують центрифуги, які класифікують за такими ознаками:

- за режимом роботи – періодичні, безперервні;
- за фактором розділення – нормальні центрифуги з фактором розділення $K_p < 3500$, а також надцентрифуги ($K_p > 3500$);
- за принципом розділення: відстійні (осаджувальні) та освітлювальні (О); фільтрувальні (Ф); розділювальні та сепарувальні (Р); комбіновані (К);
- за основною конструктивною ознакою – розміщенням вала – із горизонтальним розміщенням вала (Г); похилі (П); вертикальні (В); вертикальні з підпертим валом та пружною верхньою опорою (У); з валом, підвішеним на верхній шарнірній опорі та верхнім приводом (П); підвісні з нижньою опорою і нижнім приводом (маятникові) (М);
- за способами розвантаження осаду із центрифуги: із ручним розвантаженням осаду через борт (Б) або через днище (Д); із механізованим ножовим (Н) або зі шнековим (Ш) розвантаженням; із поршневым (П) розвантаженням осаду виштовхувальним механізмом, що здійснює зворотньо – поступальний рух уздовж осі ротора; із гравітаційним вивантаженням, саморозвантажувальні (С), з інерційним (І), вібраційним (В), а також вібраційно – поршневым (ВП) вивантаженням.

Після літер, що визначають конструктивні ознаки, в марку центрифуги вставляється група цифр: перші визначають внутрішній діаметр ротора, см; друга – модифікацію, а саме – негерметизована (1), негерметизована з вибухозахищеним електрообладнанням (2), герметизована вибухозахищена (3) і т. д.

Потім у класифікаційні ознаки центрифуг включають матеріал основних деталей, що стикаються з оброблюваним продуктом: К – корозійностійка сталь; Л – легована сталь; В – вуглецева сталь; Т – титан і його сплави; М – кольорові метали і їхні сплави; Г – гумоване покриття; Е – емалеве покриття; П – пластмасове покриття. Остання цифра марки центрифуги визначає порядковий номер моделі.

Для розділення водонафтових емульсій методом центрифугування використовується тарілчаста центрифуга (сепаратор), будова якої наведена на рис.5.14.

У тарілчастій центрифугі емульсія у зоні відстоювання розділена на кілька шарів, як це робиться у відстійниках, з метою зменшення відстані, яку проходить частинка при осіданні.

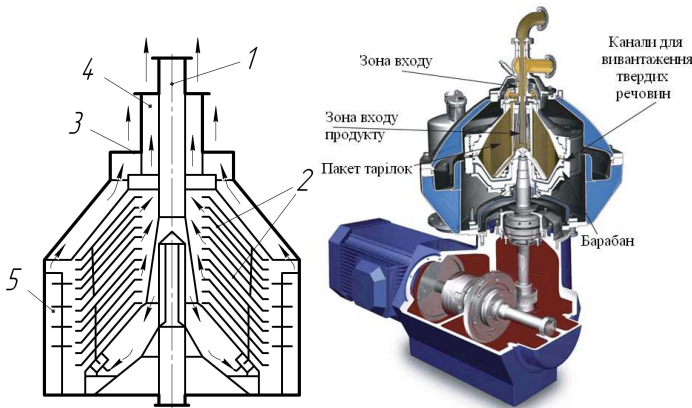


Рисунок 5.14 – Тарілчаста центрифуга:

- 1 – труба для подачі емульсії; 2 – тарілки; 3 – отвір для відведення важкої рідини; 4 – кільцевий канал для відведення легкої рідини; 5 – ребра

поверхні поділу між більш важкою і більш легкою рідинами. Для того щоб рідина не відставала від ротора, який обертається, він забезпечений ребрами 5, для цього тарілки мають виступи, які одночасно фіксують відстань між ними.

Загальною конструктивною ознакою трубчастих центрифуг (надцентрифуг) є трубчастий вертикальний ротор, підвішений до вала (веретена) на гнучкій опорі з вертикальною віссю обертання та який має в нижній частині плаваючу опору ковзання.

Обертання ротора здійснюється за допомогою плоскоремінної передачі з напрямним натяжним роликком від електродвигуна, закріпленого на корпусі у верхній його частині.

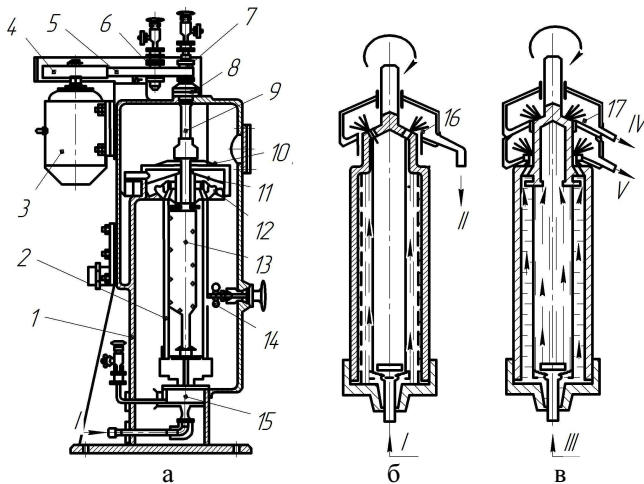


Рисунок 5.15 – Будова (а) і принцип роботи ротора освітлювальної (б) та роздільної (в) трубчастих центрифуг:

- 1 – корпус; 2 – трубчастий ротор; 3 – електродвигун; 4 – шків; 5 – привідний пас; 6 – ролик натяжний; 7 – ролик привідний; 8 – опора верхня; 9 – шпindel; 10 – кришка; 11 – тарілка верхня; 12 – тарілка нижня; 13 – крильчатка; 14 – гальмо; 15 – опора нижня; 16 – тарілка освітлювальної центрифуги; 17 – пакет тарілок роздільної центрифуги;
I - суспензія; II - освітлена рідина; III - емульсія; IV - легка фаза; V - важка фаза

Емульсія подається центральною трубою 1 у нижню частину ротора, звідки через отвори в тарілках 2 розподіляється тонкими шарами між ними. Більш важка рідина, переміщуючись уздовж поверхні тарілок, відкидається відцентровою силою до периферії ротора і відводиться через отвір 3. Більш легка рідина переміщується до центру ротора і видаляється через кільцевий канал 4. Отвори в тарілках розміщуються орієнтовно по

Схеми будови і роботи трубчастих центрифуг освітлювальної (відстійного) і сепаративної (роздільного) типу наведені на рис.5.15.

У ротор, який приводиться в обертання за допомогою шпинделя (веретена) 9, приєднаного зверху до ротора 2, знизу через форсунку під тиском подається емульсія або суспензія. Захоплена ротором і приведена в обертання, вона потрапляє в поле дії відцентрових сил, розтікається по внутрішній поверхні ротора і в тонкому шарі розділяється на фази: важка фаза розміщується

безпосередньо біля внутрішньої стінки ротора, легка фаза розміщується над нею. Товщина циліндричних шарів фаз, що піддаються розділенню, зростає пропорційно концентрації фаз, і коли їх товщина досягне рівня вихідних отворів, відбувається відведення просвітленого середовища (для відстійних надцентрифуг) або продуктів розділення емульсії чи суспензії.

Повнота (ступінь) розділення середовища залежить від швидкості течії потоків вздовж ротора, тому витрату емульсії регулюють так, щоб досягти необхідної чистоти кінцевих продуктів. Для того щоб емульсія не відставала від швидкості обертання ротора, всередині ротора закріплюють трилопатеву крильчатку 13, що займає 2/3 робочої висоти ротора, крильчатка утримується в роторі спеціальними пружинами.

В освітлювальних трубчастих центрифугах рідка фаза відводиться через верхню однокамерну тарілку (кишеню). Тверда фаза накопичується на внутрішній поверхні ротора, тому після досягнення певної товщини прошарку осаду центрифугу зупиняють, розбирають, видаляють осад і очищують. Потім знову збирають центрифугу і включають її в роботу.

Розділення емульсії в центрифугах – це досить ефективний метод, що ще не знайшов широкого застосування і перебуває в стадії впровадження.

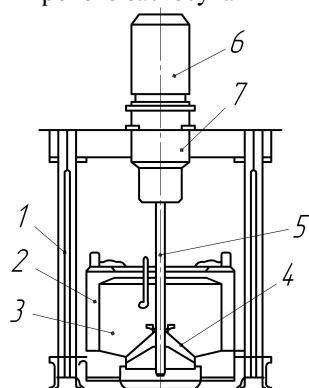


Рисунок 5.16 – Центрифуга підвісна періодичної дії типу ФПД:

- 1 – опорна рама; 2 – кожух;
3 – ротор; 4 – конус запірний; 5 – вал; 6 – електродвигун;
7 – корпус привода

Завантаження ротора суспензією проводиться на холостому ходу, а потім швидкість ротора доводиться до робочої.

Принципова будова фільтрувальної центрифуги горизонтального типу з ножовим зніманням осаду (ФГН) показана на рис.5.17.

Суспензія подається в ротор через живильну трубу 8, ступінь завантаження ротора суспензією регулюється до моменту одержання необхідної товщини осаду, яка контролюється сигналізатором рівня прошарку, після чого завантаження припиняється, і під дією відцентрової сили відбувається розділення суспензії. Фугат проходить через прошарок осаду та через фільтрувальні сітки і видаляється із кожуха через відповідний патрубок. Потім відбуваються процеси віджимання фугату та просушування оса-

На рис.5.16 показана підвісна центрифуга типу ФПД.

Основними вузлами підвісних центрифуг є опорна рама 1, що складається з двох опорних стійок і двох верхніх поздовжніх балок, на яких встановлені електродвигун 6 і привід 7, що забезпечують передачу обертання на вал 5. У нижній частині опорної рами закріплений нерухомо корпус центрифуги 2, обладнаний кришкою з патрубками завантаження суспензії. Крім того, у центрифугах передбачені патрубки для подачі і відведення промивної рідини, для пропарювання, для підведення інертного газу, для обігріву корпусу (за необхідності). У середині корпусу знаходиться ротор 3, з'єднаний за допомогою ребер на нижньому дніщі з маточиною, підвішеною і надійно закріпленою на валу 5. У деяких центрифугах вивантажувальні вікна ротора закривають піднімальним запірним конусом 4, що вільно ковзає по поверхні вала, в інших типах його не встановлюють.

Розвантаження осаду проводиться через нижні вікна у роторі 3.

Завантаження ротора суспензією

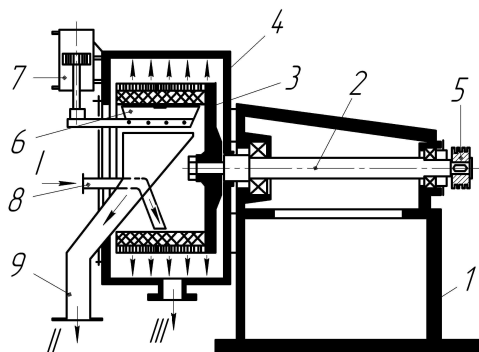


Рисунок 5.17 – Центрифуга безперервної дії типу ФГН:

- 1 – станина; 2 – головний вал; 3 – ротор; 4 – кожух;
5 – муфта привода; 6 – ніж поворотний; 7 – гідроциліндр повороту ножа; 8 – труба живильна;
9 – розвантажувальний жолоб; I – подача суспензії;
II – відведення осаду; III – відведення фугату

ду, за необхідності проводять промивання та повторюють операції просушування.

Просушений продукт зрізується ножом механізму зрізу і зсипається через приймальний жолоб 9 у бункер. Тривалість операцій фугування, промивання, просушування і регенерації контролюється за допомогою реле часу, встановленого на станції автоматичного керування роботою центрифуги. Після спрацювання реле відкривається клапан подачі суспензії, і процес розділення повторюється.

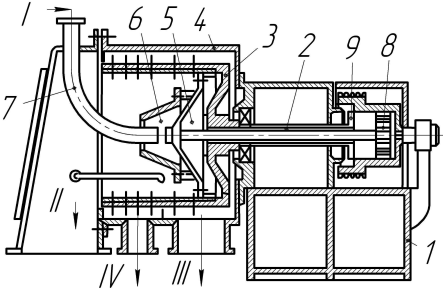


Рисунок 5.18 – Центрифуга безперервної дії типу ФГП:

1 - станина; 2 - головний вал; 3 - ротор; 4 - кожух; 5 - поршень-виштовхувач; 6 - приймальний конус; 7 - живильна труба; 8 - гідроциліндр; 9 - шків клиноремінної передачі; I - подача суспензії; II - відведення осаду; III - відведення фугату; IV - відведення промивного розчину

У фільтрувальній центрифугі із пульсуючим поршнем типу (ФГП), яка наведена на рис.5.18, суспензія по живильній трубі 7 подається у приймальний конус 6 для рівномірного розподілу та під дією відцентрових сил розділяється на внутрішній стінці ротора 3.

Фільтрат проходить через сито ротора і видаляється з кожуха 4 у збірник. Осад, що відклався на стінках ротора, виштовхується поршнем-виштовхувачем 5, що виконує вздовж осі зворотно-поступальні переміщення на довжину 40 – 50 мм із частотою 12 – 16 коливань за 1 хвилину за рахунок роботи поршня гідроциліндра 8. Напрямок зворотно-поступального руху поршня 8 відбувається автоматично.

Ротор 3 центрифуги приводиться в обертання через шків 9 за допомогою клиноремінної передачі від електродвигуна.

У центрифугах типу ФГП встановлюють ротори з кількістю каскадів 2–6, що дозволяє розділяти великокристалічні суспензії, при цьому можливі промивання, пропарювання і просушування осаду.

Будову центрифуги типу ОГШ показано на рис.5.19. Центрифуга приводиться в роботу від електродвигуна через шків 4, барабан шнека 3 одержує обертання від планетарного редуктора 2.

Початкова суспензія подається через живильну трубу 8 у внутрішню порожнину барабана шнека 3 і звідти, під дією відцентрових сил, через вікна викидається у внутрішній простір ротора 1, де розділяється, при цьому осад осідає на внутрішній стінці ротора і транспортується шнеком до вивантажувальних вікон справа.

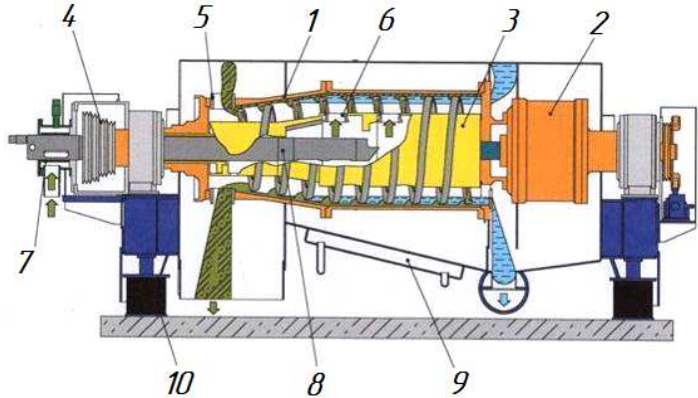


Рисунок 5.19 – Центрифуга безперервної дії типу ОГШ:

1 – ротор; 2 – редуктор; 3 – шнек; 4 – шків ротора; 5 – вікно вивантаження осаду; 6 – завантажувальне вікно; 7 – фільтр; 8 – труба живлення; 9 – подвійне днище; 10 – опора з амортизатором

Освітлена рідина рухається у протилежний бік і викидається через зливні вікна зліва, при цьому діаметр зливного порога можна регулювати поворотними шайбами. Ротор приводиться в обертання від електродвигуна через шків 4, зміна швидкості обертання ротора досягається зміною шківів. Шнек приводиться в обертання від ротора центрифуги через диференціальний редуктор 2, що змінює частоту обертання шнека на 1–2 % щодо частоти обертання ротора. Встановлений у машині захисний пристрій при перевантаженні відключає центрифугу.

Ступінь освітлення фугату регулюють шляхом зменшення діаметра зливної циліндра та збільшення швидкості обертання ротора; необхідний ступінь просушування осаду контролюють збільшенням діаметра зливної циліндра або збільшенням частоти обертання ротора.

У відстійних центрифугах відведення освітленої рідини відбувається через переливний борт або застосовують спеціальний відсмоктувальний пристрій. Після закінчення фугування двигун відключається і продукт вручну вивантажують із ротора при піднятому угорі запірному конусі 4.

У більш пізніх модифікаціях центрифуг запірний конус відсутній.

Обробка емульсій в електричному полі полягає у пропусканні нафти через електричне поле (переважно змінне) промислової частоти і високої напруги (15 – 44 кВ). Під дією прикладеної зовні напруги створюється електричне поле, і частинки води, які мають позитивний заряд, спрямовуються до негативного електрода, а частинки із негативним зарядом до позитивного електрода. При частій зміні полярності електродів (до 50 разів за 1 секунду) частинки води перебувають у коливальному русі, в результаті індукції деформуються (втягуються), руйнуються їх захисні оболонки як у результаті зіткнення частинок, так і в результаті пробою нафти між сусідніми частинками, після чого відбувається злиття частинок і осідання крапель води; у результаті зростає швидкість осадження глобул з утворенням окремої фази.

У міру збільшення глибини зневоднення нафти відстані між краплями води, які залишились, збільшуються, і коалесценція сповільнюється. Тому кінцевий вміст води в нафті, яка оброблена в електричному полі змінного струму, коливається від слідів до 0,1 %. Обробці нафти в електричному полі, як правило, передують її змішування з немінералізованою прісною водою у кількості 5 – 15 % на нафту. У цьому випадку концентрація солей значно зменшується, що дозволяє при такому ступені зневоднення істотно знизити вміст солей і забезпечити високий ступінь знесолення (менше 5 мг на 1 л нафти).

Електричне зневоднення і знесолення нафти значно поширене в заводській практиці, рідше застосовується на нафтопромислах. Можливість застосування електричного способу разом з іншими способами (термічним, хімічним) можна віднести до однієї з основних його переваг. Правильно обрані режими електричної обробки дозволяють успішно провести зневоднення і знесолення будь-яких емульсій.

Електричні апарати, в яких здійснюється вплив електричного поля на емульсії, називаються *електродегідраторами*. Перед подачею нафти в електродегідратори вона попередньо зневоднюється термохімічним способом до певного значення вмісту води, щоб виключити коротке замикання в електродегідраторі.

Електродегідратори класифікуються за такими основними ознаками:

- за застосуванням електричних полів – змінного і постійного струму;
- за введенням нафти в електродегідратори – в нижню частину апарата та безпосередньо в міжелектродний простір;
- за кількістю введень нафтової емульсії в апарат – один, декілька;
- за конструктивним оформленням – горизонтальні, вертикальні, сферичні.

На рис.5.20 наведений горизонтальний електродегідратор, призначений для зневоднення та знесолення нафти і газових конденсатів на промислових і нафтозаводських установках (основні технічні показники див. у табл.А.3). У корпусі 1 апарата розміщені електроди (верхній 3 і нижній 4), підвішені на ізоляторах 2, розподільник 10 нафти, збірник 8 солоної води, два складання 5 знесоленої нафти і промивний колектор 9.

Конструкції розподільників нафти наведено на рис.5.21.

На корпусі електродегідратора змонтовані трансформатор 6 і введення 7 високої напруги. Кожен електрод розділений на дві рівні частини, які для забезпечення рівномірного завантаження трансформатора з'єднані так, що кожна половина верхнього електрода з'єднана з іншою половиною нижнього електрода.

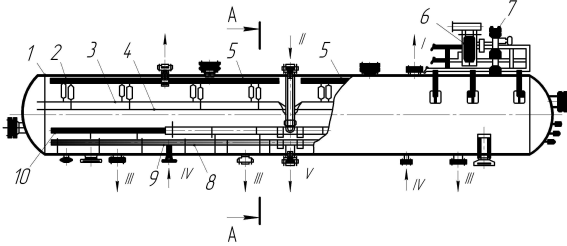


Рисунок 5.20 – Горизонтальний електродегідратор:

1 – корпус; 2 – ізолятор; 3 – верхній електрод; 4 – нижній електрод; 5 – збірник знесоленої нафти; 6 – трансформатор; 7 – введення високої напруги; 8 – збірник солоної води; 9 – промивний колектор; 10 – розподільник нафти; I – введення нафти; II – відведення знесоленої нафти; III – відведення шламу; IV – введення води на промивання апарата; V – відведення дренажної води

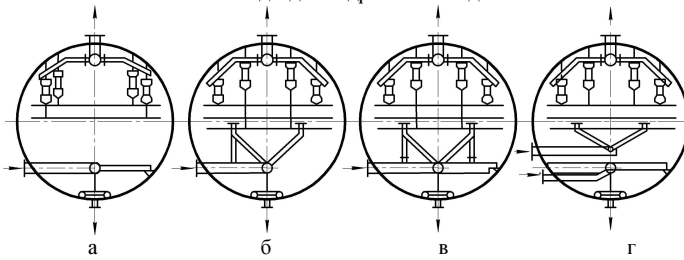


Рисунок 5.21 – Горизонтальні електродегідратори з різними видами розподільників нафти:

а – 2ЭГ160; б – 2ЭГ160/3; в – 2ЭГ160-2; г – 2ЭГ200-2Р

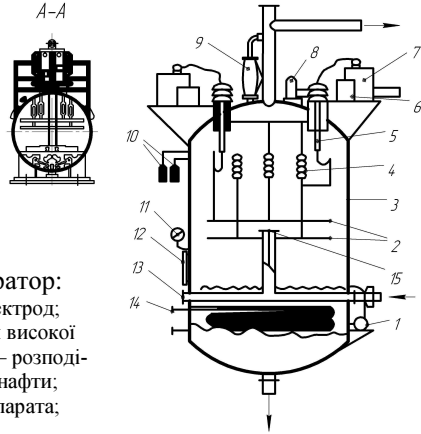


Рисунок 5.22 – Вертикальний електродегідратор:

1 – шламовий насос; 2 – електрод; 3 – корпус; 4 – підвісні ізолятори, 5 – прохідні ізолятори; 6 – реактивні котушки; 7 – трансформатори; 8 – запобіжний клапан; 9 – поплавцевий вимикач; 10 – сигнальні лампи; 11 – манометр, 12 – мірне скло; 13 – тяга для регулювання щілини в розподільній головці; 14 – змійовик; 15 - розподільна головка

Після нагрівання нафта змішується із прісною водою і деемульгатором, що призводить до утворення дрібнодисперсної водонафтової емульсії. Остання надходить в апарат, промивається у дренажному шарі води і далі рухається до поверхні поділу фаз (вода-нафта). Нафта, що вводиться у середину розподільника 10, рівномірно розподіляється по всьому перерізу апарата і після промивання в шарі води, рівень якої підтримується автоматично вище розподільника на 200 – 300 мм, рухається вертикально вгору. При цьому вона спочатку обробляється у слабкому електричному полі в обсязі між рівнем поділу фаз нафта – вода і площиною нижнього електрода, а потім у сильному електричному полі між електродами, після чого збирається збірниками знесоленої нафти 5 і виводиться з апарата. Різниця в напруженості електричного поля дозволяє забезпечити виділення з емульсії спочатку більших глобул води і розвантажити, таким чином, зону між електродами для виконання більш складного задачі відділення дрібних крапель води.

Великі краплі води, які відокремились, осідають і дренуються з апарата, а нафтова емульсія із диспергованими мікрочастинками води надходить у зону електричного поля, яке посилюється від рівня поділу фаз у напрямку до електродів. У міжелектродній зоні під сумісною дією електричного поля високої напруженості, температури і деемульгатора нафтова емульсія руйнується. Відбуваються інтенсифікація процесу коалесценції краплин води, їх гравітаційне осадження і відстоювання. Виділена вода з розчиненими в ній солями дренується з апарата, а очищена від солей і води нафта спрямовується на переробку.

Солоня вода збирається в нижній частині електродегідратора складання 8 і виводиться з апарата. Для промивання апарата без його розкриття передбачений промивний колектор 9, отвори якого спрямовують струмені води на стінки корпусу.

Живлення електродів здійснюється від зведеного трансформатора.

Для забезпечення зневоднення та знесолення як легкої, так і важкої нафти розроблені електродегідратори з двома роздільними системами введення нафти. Для цього в корпусі

апарата встановлений додатковий розподільник нафти зі стояками, що забезпечують введення частини нафти безпосередньо в міжелектродний простір, де особливо ефективно руйнуються стійкі й важкі за щільністю нафтові емульсії.

Уведення частини нафти безпосередньо в міжелектродний простір істотно підвищує стійкість електричного режиму і, отже, режиму зневоднення і знесолення нафти у промислових умовах. При цьому також зменшується кількість промивної води, що робить апарат універсальним і досить ефективним.

Вертикальні електродегідратори (рис.5.22) являють собою встановлені вертикально циліндричні ємності із напівсферичними днищами. Всередині електродегідратора підвишені один над одним два горизонтальних електроди 2, зібрані з концентричних кілець.

Сировина в електродегідратор вводиться через встановлену по осі апарата вертикальну трубу, що закінчується в зоні між електродами розподільною головкою 15, що забезпечує надходження емульсії в міжелектродний простір у вигляді тонкого віялоподібного горизонтального струменя.

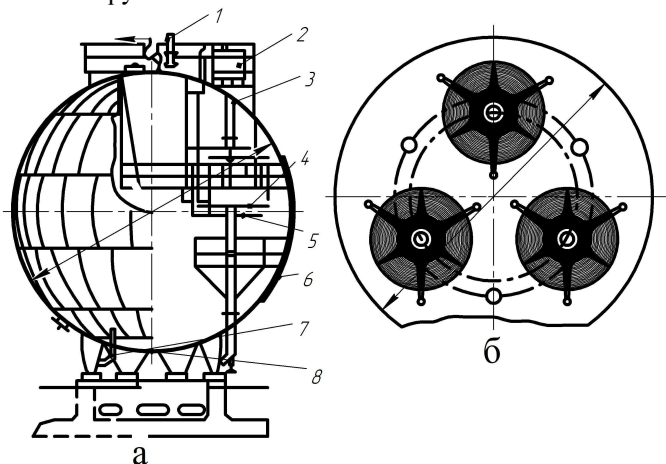


Рисунок 5.23 – Сферичний електродегідратор (а) і його горизонтальний переріз по екватору (б):

1 – вихід знесоленої нафти; 2 – трансформатор; 3 – пристрій для регулювання відстані між електродами; 4 – електроди; 5 – розподільна головка; 6 – теплоізоляція; 7 – введення сирової нафти; 8 – дренажний штуцер

очищення світлих нафтопродуктів (зрідженого газу, бензину, гасу, дизельного палива тощо) в електричному полі постійного струму. Використовуючи електростатичне поле високої напруженості, вони ефективно підсилюють електрокоалесценцію дрібних краплинок води з розчиненими в ній домішками або інших сумішей типу електролітів, що застосовуються при сірчанокиислому очищенні та залуговуванні різних продуктів.

Механізм взаємодії краплин у постійному електричному полі такий самий, як і в змінному. Однак диполь-дипольне контактування в електростатичному полі посилюється кулонівською взаємодією частинок, супроводжувану інтенсивним зустрічним рухом крапель. У результаті покращується обробка та очищення світлих нафтопродуктів.

У горизонтальних електророздільниках (рис.5.24) пластини позитивного електрода, закріплені на загальних металевих балках, утворюють загальний позитивний електрод. До цього електрода, підвищеного на ізоляторах, підведена висока напруга (він з'єднаний із плюсовою основою випрямляча). Усі пластини негативного електрода, закріплені на заземленому корпусі апарата, утворюють загальний негативний електрод.

Сферичні електродегідратори являють собою ємності, внутрішня будова яких схожа з вертикальними електродегідраторами (рис.5.23). Основна відмінність полягає в тому, що в сферичних електродегідраторах є три сировинних введення, розміщених рівномірно навколо вертикальної осі апарата на відстані і відповідно три пари електродів 4. Продуктивність сферичних електродегідраторів, оскільки вони мають великий об'єм, в десятки разів перевищує продуктивність вертикальних.

Електророздільники призначені для зневоднення та

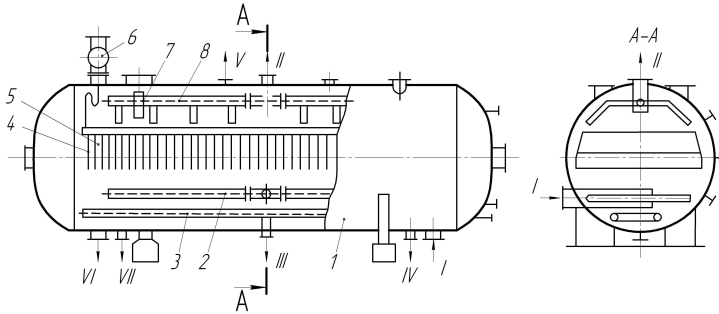


Рисунок 5.24 – Електророздільник горизонтальний:

1 – корпус; 2 – колектор введення продукту; 3 – колектор відведення дренажної води; 4 – плоский пластинчастий позитивний електрод; 5 – плоский пластинчастий негативний електрод; 6 – введення високої напруги; 7 – підвісний ізолятор; 8 – колектор виведення очищеного продукту; I – введення емульсії; II – відведення очищеного продукту; III – відведення дренажної води; IV, VII – відведення шламу; V – відведення газу; VI – відбирання рідини

відної пари різнополярних пластин. Електростатичне поле високої напруги поляризує мікрочастинки води, і за рахунок диполь-дипольної і кулонівської взаємодії відбувається коалесценція частинок води, що осідають у нижній частині апарата. Очищений продукт виводиться через збірник виведення продукту 8.

Камерні вертикальні електророздільники дозволяють у 2 – 3 рази збільшити продуктивність порівняно з пластинчастими горизонтальними (основні технічні показники див. у табл.А.2).

Конструкція камерного вертикального електророздільника наведена на рис.5.25. Усередині корпусу 1 змонтовані камери 2; по осі кожної камери розміщений стрижневий електрод 3; верхні кінці електродів закріплені у ґратках 4, підвішених на чотирьох фторопластових підвісних ізоляторах 5 і з'єднаних за допомогою струмопровідної шини 6 через прохідний ізолятор закритого монтажу 7 із маслонаповнених вводів високої напруги 8. Нижні кінці електродів скріплені смугами 9. Для рівномірного розподілу сировини по перерізу апарата в нижній його частині застосований розподільник 10 із перфорованих труб. До нижнього днища зовні прикріплений змійовик 11 для підігріву для запобігання замерзанню води у зимовий час. Корпус встановлений на циліндричній опорі 12 з вікном 13.

Апарат працює за такою схемою. Сировина витікає з отворів розподільника 10, проходить через шар води, який затримує частину крапель домішок. Найбільш дрібні краплі потрапляють із нафтопродуктом усередину камер 2, де під дією неоднорідного електричного поля високої напруги між стрижневим електродом і стінками камери вони укрупнюються і осідають у нижню частину апарата. Важка фаза (домішки) і очищений від домішок нафтопродукт виводяться через відповідні штуцери. Рівень поділу фаз електроліт-нафтопродукт в апараті підтримують вище розподільника 10 для додаткового промивання нафтопродукту в шарі.

Сьогодні популярною є заміна комплексу устаткування (печі нагріву нафтової емульсії, деемульсатор, відстійник, нафто-

Апарат працює так. Нафтова емульсія, що вводиться через колектор введення 2, рівномірно розподіляється по всьому перерізу і рівномірно рухається висхідним потоком. Цей потік на своєму шляху розсікається вертикальними пластинами 4, що чергуються, 5 позитивного і негативного електродів на кілька невеликих потоків. Кожен потік обробляється в електричному полі високої напруги постійного струму відпо-

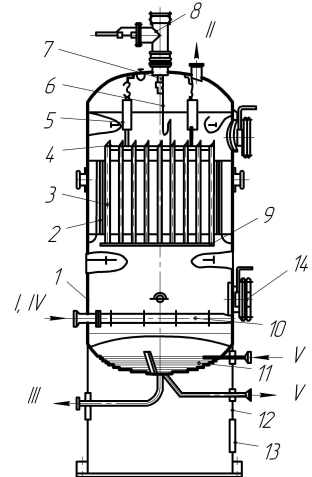


Рисунок 5.25 – Електророздільник камерний вертикальний:

1 – корпус; 2 – камери квадратного перерізу; 3 – стрижневий електрод; 4 – верхня ґратка; 5 – підвісний фторопластовий ізолятор; 6 – з'єднувальна шина; 7 – прохідний ізолятор; 8 – введення високої напруги; 9 – скріплювальні смуги; 10 – розподільник; 11 – зовнішній змійовик для обігріву; 12 – опора; 13 – вікно; 14 – лок; I – введення нафтопродукту; II – відведення нафтопродукту; III – відведення дренажної води; IV – введення пари; V – введення пари в підігрівач; VI – відведення пари з підігрівача

газовий сепаратор, електродегідратор знесолювання і зневоднення нафти) на блочні установки підготовки нафти (УПН), що конструктивно об'єднують електродегідратори з блоками підігріву та сепарації водонафтової емульсії з виділенням побіжного нафтового газу, який спалюється в апараті (з метою підігрівання нафтової емульсії) або подається в систему збору. Такими установками є блоки горизонтальних трифазних сепараторів типу "Heater-Treater" (підігрівач-деемульсатор), що випускаються фірмами "Cameron's NATCO" (США), "Sivalls, Inc." (США) "EN-FAB, Inc." (США) та "Free Water Knock-Out" (FWKO) фірми "Maloney Industries, Inc." (Канада) [61]. Вітчизняними аналогами цих апаратів є горизонтальні підігрівачі-деемульсатори типу Тайфун (Тайфун 1-400, Тайфун 1-1000), УДО (установки деемульсаційні вогневі УДО-2М, УДО- 3, УДО-3М, УД-1500/6) та НГВРП (нафтогазоводорозділювач з прямим підігрівом).

НГВРП (підігрівач-деемульсатор) типу "Heater-Treater" (рис. 5.26) складається з секції підігрівання з вбудованим підігрівачем 1, вузла входу і розподілу суміші 2, п'яти вертикальних секцій гідромеханічної поверхневої коалесценції і гравітаційного відстоювання 3 з жалюзійною насадкою типу AMACS Plate-Pak та Stokes-Pak (або Sulzer Mellaplate), кожна з яких обладнані вузлами електростатичної коалесценції (електрокоалесцер) 4. На корпусі 6 апарата встановлено газосепаратор 5 з металевим сітчастим відбійником Sulzer KnitMesh. В жарових трубах 1 встановлено газові пальники 8 з системою автоматичного розпалювання та вбудованим підігрівачем повітря. Апарат обладнаний системою очищення від механічних домішок, що об'єднує колектори промивної води з інжекційними соплами для розмиву відкладень на поверхні жарових труб.

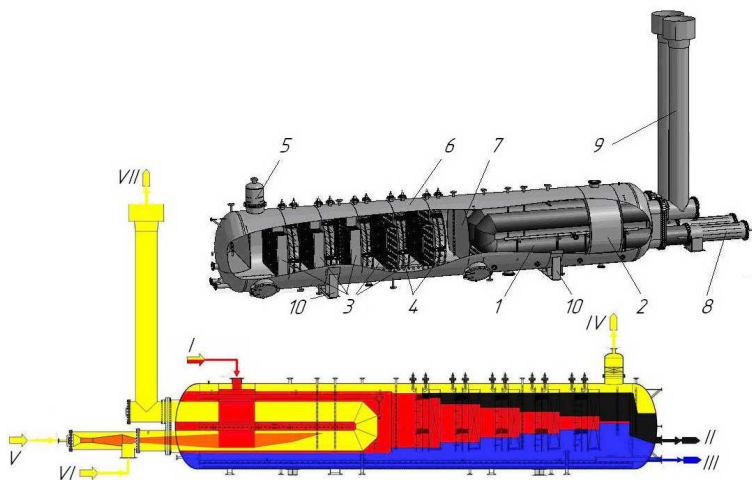


Рисунок 5.26 – НГВРП (підігрівач-деемульсатор) типу "Heater-Treater" (виробник СумДУ):

- 1 – U-подібні жарові труби; 2 – поличний дефлектор; 3 – жалюзійна насадка;
- 4 – електродні решітки; 5 – газосепаратор; 6 – корпус; 7 – перегородка; 8 – інжекційні пальники з вбудованим калорифером; 9 – димові труби; 10 – опори;
- I – водонафтова емульсія; II – зневоднена нафта; III – пластова вода;
- IV – нафтовий газ; V – паливний газ; VI – повітря; VII – димові гази.

5.2 Обладнання для розділення газодисперсних систем

Потоки газів, що переробляються у нафтогазовій промисловості, містять, як правило, зважені в них тверді або рідкі частинки [6].

Ці частинки необхідно видаляти для підготовки газу для наступних стадій переробки або для вилучення цінних речовин (одночасно із цільовим видобуванням цінних продуктів відбувається і очищення газу), а також перед викидом газу в атмосферу.

Очищення газу на шляху його проходження від родовища до споживача проходить за декілька ступенів. Перший ступінь – установка фільтра у свердловині для обмеження винесення породи призабійної зони. Другий ступінь очищення газ проходить на промислі в наземних сепараторах, в яких сепарується рідина (вода і конденсат), і газ очищується від частинок породи і пилу. Третій ступінь очищення газу проводиться на лінійній частині газо-

проводу й компресорних станціях. На лінійній частині встановлюють конденсатозбірники, оскільки в результаті недосконалої сепарації на промислі газ може мати рідку фазу [43,49].

Для розділення газових дисперсних систем застосовують такі способи (рис.5.27) [1,5-7,27,49,59]:

- осадження під дією сили тяжіння;
- осадження під дією інерційних сил, що виникають при різкій зміні напрямку газового потоку;
- осадження під дією відцентрової сили;
- осадження в електричному полі;
- фільтрування;
- мокре очищення.

Для отримання необхідного ступеня очищення, як правило, поєднують різні способи обробки газів.

Розглянемо найбільш поширені конструкції апаратів для розділення газових дисперсних систем [1,3,5-7,9,27,49,59].

Значного поширення в техніці розділення набули сепаратори, з основу принципу дії яких покладено вплив сил різної природи на газову дисперсну систему. Сепаратори охоплюють велику частину апаратів для розділення газових дисперсних систем і класифікують-ся так:

- за місцем у технологічному процесі – вхідні, проміжні, кінцеві;
- за розташуванням збірника рідини – горизонтальні, вертикальні, сферичні;
- за кількістю ємностей – одноємнісні, двоємнісні;
- за механізмом сепарації: гравітаційні, інерційні, відцентрові, фільтрувальні (коалесцентні), змішаного типу;
- за кількістю фаз, які розділяються – двофазні, трифазні.

У промисловості набув поширення конденсатозбірник типу «розширювальна камера» (рис.5.28). Принцип її дії базується на випаданні з потоку газу краплинок рідини під дією сили тяжіння через місцеве зниження швидкості потоку при збільшенні діаметра трубопроводу.

При експлуатації газопроводів із системою «розширювальних камер» виникають труднощі, пов'язані із пропусканням пристроїв для очищення внутрішньої порожнини трубопроводу. Для цього необхідно передбачати спеціальні напрямні для безперешкодного проходження через них очисного пристрою.

Гравітаційні сепаратори найбільш прості за конструкцією, але найбільш матеріалоемні і габаритні. Застосування їх на сучасних газонафтопереробних заводах фактично припинено, вони використовуються лише як частини комбінованих апаратів, зокрема, сепараторів гравітаційно-сітчастого типу (рис.5.29).

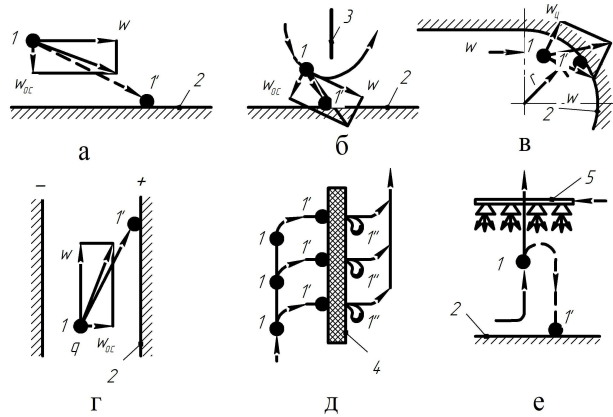


Рисунок 5.27 – Основні способи розділення газових дисперсних систем:

а – осадження під дією сили тяжіння; б – осадження під дією інерційних сил; в – осадження під дією відцентрової сили; г – осадження під дією електричного поля; д – фільтрування; е – мокре очищення; 1 – частинка (крапля) до відділення від газу; 1' (1'') – частинка (крапля) після відділення від газу; 2 – осаджувальна поверхня; 3 – лопатка (перегородка); 4 – фільтрувальна перегородка; 5 – зрошувальний пристрій

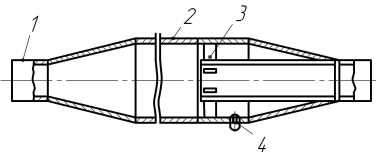


Рисунок 5.28 – Конденсатозбірник типу «розширювальна камера»: 1 – газопровід; 2 – розширювальна камера; 3 – ребра жорсткості; 4 – конденсатвідвідна трубка

У такому сепараторі в газовій дисперсній системі за рахунок різкого розширення на вході 1 і втрати швидкості відбувається укрупнення краплин рідини і її відділення від природного газу за рахунок сили гравітації, а також відбувається часткова дегазація відсепарованої вуглеводневої рідини.

По всій довжині апарата встановлені вертикальні секції сепараційних насадок 2, що дозволяють рівномірно розподілити швидкості потоку газу по всьому перерізу апарата та інтенсифікувати процес відділення краплинної рідини з газової фази. Конструктивне виконання вертикальних секцій (сепараційні решітки, насадки у вигляді куточків), а також кількість секцій може змінюватися, виходячи з вимог технологічного процесу. Для запобігання хвилеутворенню, перемішуванню рідких фаз і краплинному винесенню відділеної з поверхні рідини на поверхнях поділу фаз у сепараторі передбачені горизонтальні секції сепараційних решіток 3. Для збільшення ефективності сепарації перед виходом із сепаратора перпендикулярно до газового потоку розташовані сітчасті краплеуловлювачі 4. Вихідний штуцер газу 5 виконаний загнутим у бік, протилежний потоку газу, що дозволяє зменшити відсоток винесення краплинної вологи з газовим потоком.

Інерційні сепаратори працюють із використанням сил інерції, що виникають при різкій зміні напрямку руху потоку газової дисперсної системи. У цьому випадку більш важкі зважені частинки за інерцією рухаються в початковому напрямку, при цьому швидкість їх гаситься ударом об стінки краплеуловної насадки, а частково очищений газ продовжує рух у зміненому напрямку.

Принцип дії інерційного сепаратора (рис.5.30) такий. Газова дисперсна фаза проходить через сепаратор звивистими каналами між пластинами краплеуловної насадки 3. Великі краплі рідини осідають на стінках пластин початкової ділянки насадки. Для того щоб забезпечити осадження більш дрібних краплин рідини, необхідно за ходом руху потоку газу збільшити інерційні сили, що діють на краплі. Такий ефект у жалюзійній насадці зі змінними геометрією і перерізом каналів забезпечується за рахунок збільшення швидкості газового потоку, а також зміни напрямку руху газу (рис.5.30 д).

Для перетворення поступального руху потоку у обертальний в відцентрових сепараторах використовують завихрювачі або відцентрові елементи різних конструкцій. Окремі конструкції відцентрових сепараторів (рис.5.31 а) оснащені регульованим завихрювачем, при-

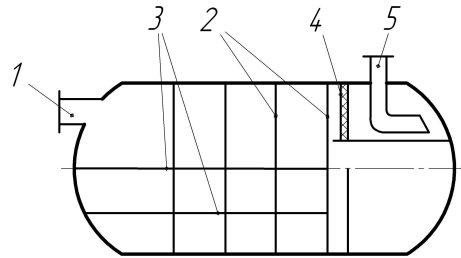


Рисунок 5.29 – Сепаратор гравітаційно-сітчастого типу:

1 – патрубок входу газу; 2 – секція сепараційних насадок; 3 – секція сепараційних решіток; 4 – сітчастий краплеуловлювач; 5 – патрубок виходу газу

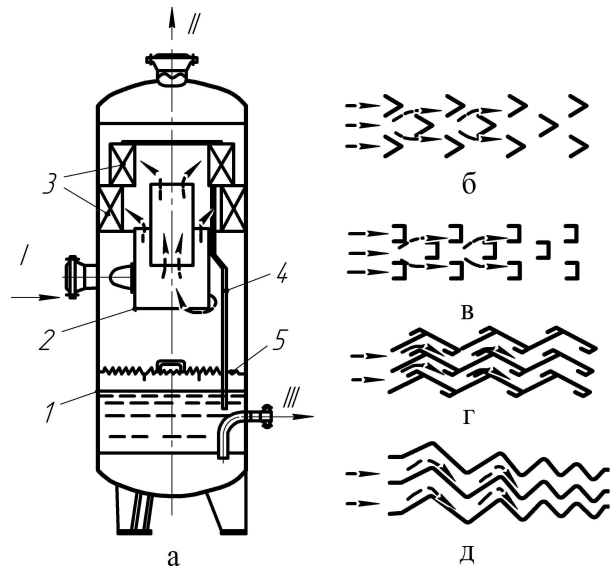


Рисунок 5.30 – Інерційний жалюзійний сепаратор:

а – загальний вигляд; б-д – типи краплеуловної насадки: б – кутикова; в – жолобчаста; г – жалюзійна з кішенями для збирання частинок; д – жалюзійна зі змінними геометрією і перерізом каналів; 1 – корпус; 2 – розподільний пристрій; 3 – пакети краплеуловної насадки; 4 – труба для відведення рідини; 5 – заспокійливі грати;

1 – вихідний газ; II – очищений газ; III – рідина

значеним для підтримки ефективної роботи апарата при зміні його продуктивності в широкому діапазоні.

На рис.5.31,б зображений сепаратор, оснащений відцентровими прямотечійними елементами. Газова дисперсна фаза через штуцер надходить в апарат на відбійну пластину, де відбувається часткове відділення від нього великих краплин рідини. Далі потік, отримавши тангенціальне відхилення, закручується навколо осі апарата.

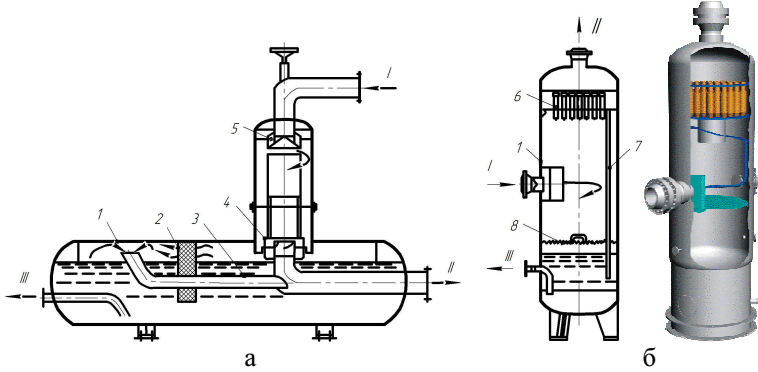


Рисунок 5.31 – Відцентрові сепаратори:

а – із регульованим завихрювачем; б – із відцентровими прямотечійними елементами; 1 – корпус; 2 – сітчастий відбійник; 3 – труба для відведення очищеного газу; 4 – діафрагма; 5 – регульований завихрювач; 6 – відцентрові елементи; 7 – труба для відведення рідини; 8 – заспокійливі ґрати; I – вихідний газ; II – очищений газ; III – рідина

Великі краплі рідини під впливом відцентрової сили осідають на стінках корпусу сепаратора I і стікають до збірника рідини. Потрапляючи у відцентрові прямотечійні елементи 6,

газовий потік очищається від краплинної рідини і через штуцер виводиться з апарата.

Сепаратор із фільтрувальними (коалесціюючими) елементами (рис.5.32) працює за таким принципом. Вихідний газ надходить спочатку на сітчастий коагулятор 2, де відбувається укрупнення дрібних краплин і часткове їх відділення, а потім проходить через сітчастий відбійник (демістер) 3 для остаточного очищення його від наявної в потоці краплинної рідини.

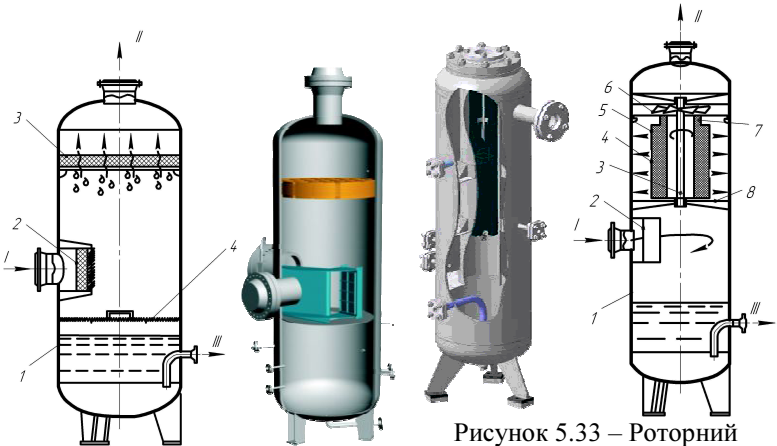


Рисунок 5.32 – Сітчастий сепаратор:

1 – корпус; 2 – сітчастий коагулятор; 3 – сітчастий відбійник (демістер); 4 – заспокійливі ґрати; I – вихідний газ; II – очищений газ; III – рідина

Рисунок 5.33 – Роторний сепаратор:

1 – корпус; 2 – відбійна пластина; 3 – вал; 4 – ротор із перфорованими стінками; 5 – сітчаста насадка; 6 – турбіна; 7 – лабіринтне ущільнення; 8 – опора ротора; I – вихідний газ; II – очищений газ; III – рідина

Комбіновані сепаратори поєднують у собі різні механізми уловлювання дисперсної фази.

Поєднання принципу роботи фільтрувального патрона із відведенням відсепарованої рідини і твердих частинок під дією відцентрової сили здійснено в конструкції роторного сепаратора (рис.5.33). Основним елементом апарата є ротор із перфорованими стінками 4, всередині якого розташована сітчаста насадка 5 (металева сітка, високопористий матеріал).

Ротор приводиться в дію електродвигуном або турбіною 6 за рахунок впливу рухомого потоку очищеного газу. У процесі сепарації газорідинна суміш подається із зовнішнього

боку ротора і проходить через обертальну сітчасту насадку, при цьому краплі рідини і тверді частинки, що містяться в потоці газу, під дією відцентрової сили відкидаються на стінки апарата.

Поєднання принципу роботи фільтрувального патрона із відведенням відсепарованої рідини і твердих частинок під дією сил інерції здійснено в конструкції комбінованих інерційно-фільтрувальних газосепараторів із блоками батареїних циклонів, жалюзійними блоками та блоками фільтр-коалесцерів (рис.5.34).

Подальшого розвитку ці технології набули при розробленні на кафедрі процесів та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв Сумського державного університету цілої низки нових рішень та проектних розробок нового класу сепараційного обладнання – газосепаратори інерційно-фільтрувального типу (рис.5.35, 5.38 – 5.40).

Газосепаратори інерційно-фільтрувального типу – це унікальне обладнання, яке поєднує в собі переваги як інерційного, так і фільтрувального методів розділення газоконденсатних систем.

Такі сепаратори призначені для очищення природного та нафтового газів від рідини та механічних домішок на вхідних, проміжних та кінцевих ступенях сепарації на НПЗ та ГПЗ у складі установок комплексної підготовки газу (УКПГ), низькотемпературної сепарації (НТС), установок осушення газу (УОГ); відбензинення на маслоабсорбційних установках (МАУ) та низькотемпературної переробки газу конденсацією (НТК), абсорбцією (НТА) та низькотемпературною (НТР); установках стабілізації конденсату/нафти (УСК/УСН); переробки газу газофракціонуванням на ГФУ; на компресорних станціях (КС) магістральних газопроводів, підземних сховищах газу (ПСГ), промислових дотискувальних компресорних станцій (ДКС); очищення газових викидів в атмосферу. Газосепаратори інерційно-фільтрувального типу можуть бути застосовані в нафтовій, газовій, хімічній та інших галузях промисловості.

Технічні переваги перед аналогами: сепаратори обладнані ефективними вузлами входу, що виконують функції попередньої сепарації рідини та вловлювання механічних домішок, коагуляторами дрібнодисперсного аерозоллю та високоефективними відцентровими, інерційними та фільтрувальними сепараційними елементами.

Основні технічні показники (підтверджено дослідно-промисловими випробуваннями та тривалим строком експлуатації):

- вміст рідкої фази в газі на вході до сепараторів, не більше 200 г/м^3 ;
- гідравлічний опір апаратів у межах $0,015 - 0,030 \text{ МПа}$;
- ефективне вловлювання високодисперсних краплин розміром $2R \geq 5 \text{ мкм}$;
- винесення несепарованої рідини, не більше $0,015 \text{ г/м}^3$.

Конструкції комбінованих (інерційно-фільтрувальних) газосепараторів відрізняються високою ефективністю очищення газу від рідини ($99,5 - 99,9 \%$) у широкому діапазоні зміни продуктивності та тиску, забезпечують тривалий міжрегенерацийний ресурс та багаторазову регенерацію.

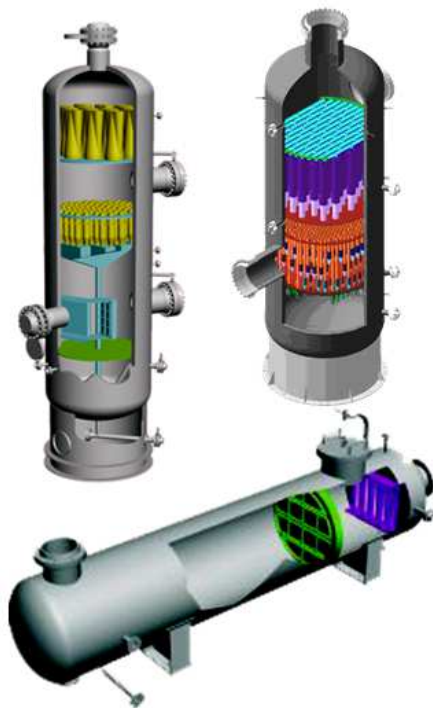


Рисунок 5.34 – Комбіновані інерційно-фільтрувальні газосепаратори (виробник СумДУ).

Інерційно-фільтрувальні сепараційні вузли поєднують поряд з основними інерційними елементами фільтрувальні полотна з полімерних волокон складно сплетеної конфігурації. Загальна схема розділення полягає у такому. У вхідних сепараційних пристроях входу, які виконують функції попередньої сепарації, з газорідного потоку, що характеризується мінімальним радіусом краплин R_m , вловлюються всі краплини з $R > R_m$. В інерційних ступенях сепарації, крім краплин $R > R_m$, вловлюється також частина краплин в інтервалі розмірів $0 < R < R_m$. Далі газорідний потік потрапляє до фільтрувального елемента. У шарі фільтрувального матеріалу відділяється додаткова частина краплин, що являє собою високодисперсну складову суміші. Крім того, завдяки конструктивним особливостям інерційно-фільтрувальних сепараційних пристроїв досягається стабільне відведення вловлюваної рідини у вигляді плівки із шару фільтрувального матеріалу у міру його насичення, завдяки чому виключається можливість виходу пристрою на режими захливання та вторинного винесення.

Принцип дії жалюзійних інерційно-фільтрувальних газосепараторів (рис. 5.35) такий.

Газова дисперсна фаза рухається криволінійними сепараційними каналами; завдяки сітковій структурі жалюзі 2 частина газорідного потоку, найбільш насичена дисперсною фазою у місцях поблизу криволінійних ділянок,

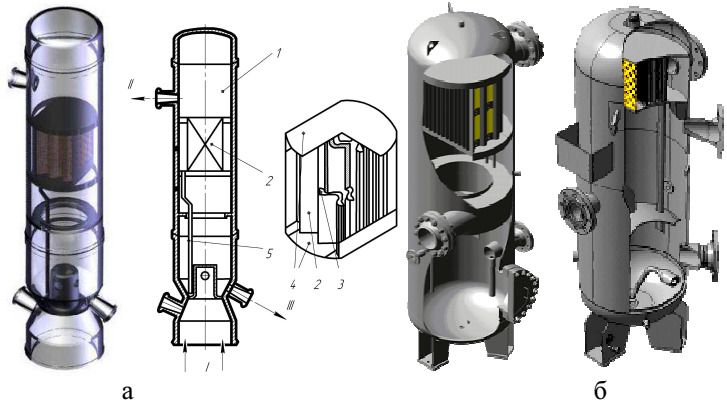


Рисунок 5.35 – Сепаратори із жалюзійним інерційно-фільтрувальним блоком (виробник СумДУ):

- а – експериментальна модель; б – дослідно-промислові зразки; 1 – корпус;
- 2 – жалюзійний елемент; 3 – фільтрувальний елемент; 4 – сегментна тарілка;
- 5 – дренажна трубка; I – вихідний газ; II – очищений газ; III – рідина

проникає з інерційної секції крізь жалюзі до фільтрувальної секції, розташованої між сепараційними каналами. У шарі фільтрувального матеріалу 3 відбувається захоплення краплин рідини за рахунок механізмів фільтрування.

Також знайшли застосування багатоступінчасті сепаратори, кожний ступінь яких вловлює дисперсну фазу зі своїм механізмом (рис.5.36).

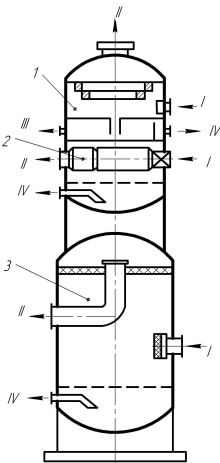


Рисунок 5.36 – Агрегат триступінчатої сепарації:

- 1 – жалюзійний сепаратор;
- 2 – прямотечіний відцентровий сепаратор;
- 3 – низькотемпературний сепаратор із сітчастою насадкою;
- I – вхід газу; II – вихід газу;
- III – вихід води; IV – вихід конденсату

На рис. 5.37 показано сучасну конструкцію сепаратора газового вихрового типу СВГ-7 розроблення науково-виробничого об'єднання «ВЕРТЕКС». Порівнюючи із гравітаційними сепараторами, такі сепаратори мають менші у 3,5 раза габарити та майже у 10 раз меншу масу й ефективніші в роботі. У вихровому сепараторі потік газу входить у корпус 10 вхідним патрубком 3 і направляється дефлектором 7, в якому набуває колового руху уздовж стінки корпусу 10. Під дією відцентрових сил зважені краплини рідини і частинки механічних домішок осідають на стінці корпусу 10 і рухаються вниз, а потік газу входить напрямними сепараційного пакета 8 всередину пакета, залишаючи на напрямних зважені краплини рідини, і виходить патрубком 4, проходячи крізь конфузор 6, в якому завдяки кільцевому проміжку вловлюється плівкова рідина, що підхоплюється потоком, далі ця рідина з верхньої час-

тини корпусу надходить дренажною трубою в нижню порожнину сепаратора. Зливним патрубком 12 накопичені в нижній частині корпусу продукти сепарації зливаються в накопичувальну ємність. Необхідно відмітити, що конструкція сепараторів СВГ-7 легко адаптується до необхідних умов експлуатації. Так, сепаратори, призначені для експлуатації на газовидобувних підприємствах, як правило, мають окрему накопичувальну ємність (для акумулювання порівняно великої кількості рідини, наявної в газі), а сепаратори для газотранспортних систем (які містять малу кількість рідини в газі) – суміщену накопичувальну ємність. Ефективність очищення газу (за даними незалежних спеціалізованих вимірювальних лабораторій) сягає 99,99 %, винесення краплинної вологи – 4 мг/м³.

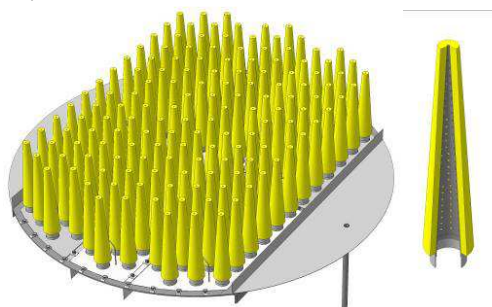


Рисунок 5.38 – Тарілчастий сепараційний ступінь із фільтр-патронними вловлювачами бризок та туману (виробник СумДУ)

(рис. 5.38) та вихровими елементами (рис. 5.39).

Потік газової дисперсної фази при вході у фільтр-коалесцер сповільнює швидкість руху за рахунок різкого розширення і змінює напрямок руху. В результаті виникнення інерції великі рідкі частинки і «рідинні пробки» затримуються у нижній камері фільтра, звідки віддаляється автоматично у міру накопичення в дренажну систему об'єкта. Далі потік газу проходить через фільтри-коалесцери, де і відбувається остаточне розділення.

На рис.5.40 наведено загальний вигляд гідроциклонного двоємісного сепаратора. Принцип роботи їх полягає у такому.

Газодисперсна суміш спочатку надходить у гідроциклонну головку 2, в якій за рахунок відцентрової сили відбуваються сепарація газу від конденсату і їх роздільний рух як у самій головці, так і у верхній ємності 5. Конденсат по зливній полиці 12 самопливом спрямовується на кутикові розбризкувачі 11, а потім на зливну полицю і стікає із заспокоювача рівня. Як тільки рівень конденсату досягне певної величини, спрацює поплавцевий регулятор рівня, відкривши виконавчий механізм 14 на конденсатній лінії. Газ проходить у верхній ємності 5 дві зони, де очищується від краплинної рідини і прямує у газову лінію через відвід 5.

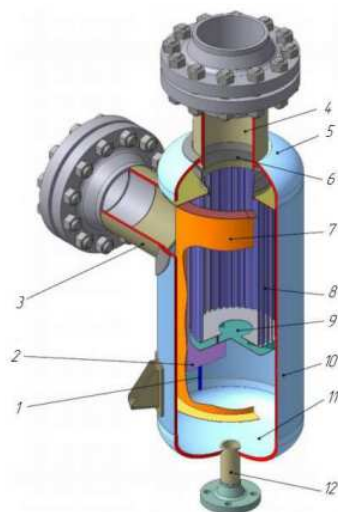


Рисунок 5.37 – Сепаратор газовий вихрового типу СВГ-7 «ВЕРТЕКС»:

- 1 - дренажна трубка; 2 - кишеня-пастка;
- 3 - вхідний патрубок; 4 - вихідний патрубок;
- 5 - верхнє дно; 6 - конфузор;
- 7 - дефлектор; 8 - напрямні сепараційного пакета;
- 9 - приховане дно;
- 10 - корпус; 11 - нижнє днище;
- 12 - зливний патрубок

Для вловлювання цінного абсорбенту й частинок твердої фази із відпрацьованого газу на стадіях його підготовки в абсорберах

колонного типу використовують сепараційні ступені із патронними фільтр-коалесцерами

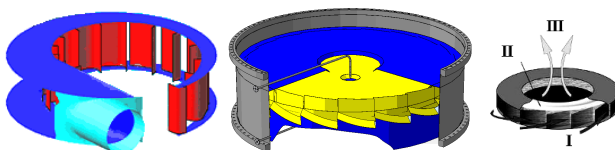


Рисунок 5.39 – Сепараційні ступені вихрового типу (виробник СумДУ):

- I – вихідний газ; II – вихровий пінний водо-повітряний шар;
- III – очищений газ

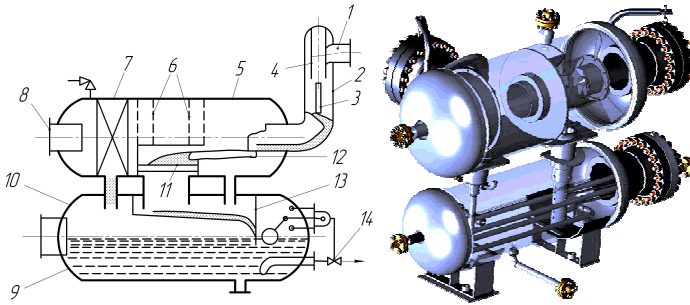


Рисунок 5.40 – Гідроциклонний двоємнісний сепаратор (виробник СумДУ):

1 – тангенціальне введення газоконденсатної суміші; 2 – головка гідроциклону; 3 – відбійний козирок газу; 4 – напрямний патрубок; 5 – верхня ємність сепаратора; 6 – перфоровані сітки для уловлювання краплинної рідини; 7 – жалюзійна насадка; 8 – відведення газу; 9 – нижня ємність гідроциклону; 10 – дренажна трубка; 11 – кутикові розбризкувачі; 12 – напрямна полиця; 13 – перегородка; 14 – виконавчий механізм

чного обода 4 з лопатками 5, спрофільовані по дузі кола в радіальній площині. Під дією колової складової швидкості потоку лопатки 5 на осі 6 і обід 4 приводяться у обертання. Рідина відводиться через зазор, а потім через патрубок 9 за межі турбосепаратора.

Сьогодні актуальною є нова технологія – низькотемпературна газодинамічна сепарація газоконденсатних сумішей, що реалізується в надзвукових низькотемпературних газодинамічних сепараторах. На рис. 5.42 наведена схема руху потоків у такому надзвуковому низькотемпературному газодинамічному сепараторі.

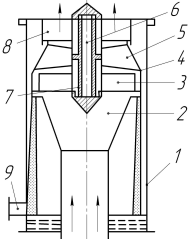


Рисунок 5.41 – Турбосепаратор:

1 – корпус; 2 – дифузор; 3 – напрямний апарат; 4 – конічний обід; 5 – лопатка; 6 – вісь; 7 – підшипниковий вузол; 8 – патрубок виходу газу; 9 – патрубок виходу рідини

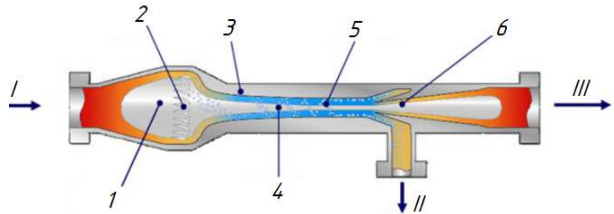


Рисунок 5.42 – Конструкція і схема руху потоків в надзвукових низькотемпературних газодинамічних сепараторах (SuperSonic Separation TwisterBV):

1 – вихровий генератор; 2 – завихрювач; 3 – сопло Лавалля; 4 – конічне внутрішнє тіло; 5 – циклонний сепаратор; 6 – дифузор; I – вхідний потік; II – рідина; III – осушений газ

Використання газодинамічних сепараторів для осушування і видалення важких фракцій із природного газу веде до таких позитивних ефектів: відмова від використання хімікатів для боротьби із гідратуутворенням (час перебування газорідинної суміші в сепараторі становить тисячні частки секунди, гідрати не встигають утворитися); компактність і мала вага обладнання; мобільність і зниження витрат на установку; більш низькі капітальні та експлуатаційні витрати; відсутність частин, що рухаються. Крім того, газодинамічні сепаратори використовують не лише для промислової підготовки природного газу до транспортування, а й в установках підготовки до переробки.

Перші розробки газодинамічних сепараторів з'явилися у 80-х роках минулого століття в МВТУ ім. Баумана, АН СРСР, ВНИИГАЗ, ЦКБН ОАО " ГАЗПРОМ", НИПИГазпереработка. Проте випробування і впровадження своєчасно не відбулися внаслідок подальшої реорганізації нафтогазового комплексу країни. За кордоном останніми роками голландська компанія TwisterBV розробила подібний спосіб осушення, видалення кислих компонентів і важких фракцій із природного газу, давши назву такій технології 3S – сепарація (SuperSonic

Separation). Закордонні та вітчизняні газодинамічні сепаратори конструктивно подібні. Наукові основи технології надзвукової низькотемпературної газодинамічної сепарації базуються на сучасній аеродинаміці, газовій динаміці ударних хвиль, термодинаміці і теорії фазових перетворень вуглеводневих сумішей. Дослідно-промислові зразки надзвукових газодинамічних сепараторів сьогодні проходять промислову апробацію як за кордоном, так і в країнах СНД, зокрема на УКПГ промислів Ямбурзького та Губкінського родовищ.

Для відділення нафти від газу та від води і газу застосовують двофазні (нафтогазові сепаратори (тип НГС, основні технічні показники див. у табл.А.4) та факельні сепаратори (рис.5.43) та трифазні сепаратори (установки попереднього скидання УПС води (рис.5.44) відповідно.

Нафтогазові сепаратори (рис.5.43 а) призначені для дегазації непінистої нафти і очищення попутного газу в установках збирання і підготовки продукції нафтових родовищ, а факельні (рис.5.43 б) – для виділення з газу, що скидається на факел, краплинної рідини (нафти, вуглеводневого конденсату, води).

Особливістю таких апаратів є використання в одній ємності двох відсіків: сепарації і відстійного, сполучених між собою через каплеутворювач. Суміш нафти, води і газу по патрубку 1 надходить в сепараційний відсік 3, в якому підтримується, як і у відстійному відсіку 13, постійний тиск за допомогою регулятора тиску 2.

Відсепарований газ подається на подальшу переробку, а суміш нафти і води з невеликою кількістю газу з сепараційного відсіку 8 по каплеутворювачу 12 перетікає у відстійний відсік 13, де нафта відділяється від води і газу. Нафта відводиться по верхньому патрубку 7, вода через виконавчий механізм 9, який працює за рахунок датчика регулятора рівня поплавцевого типу 8, скидається з корпусу сепаратора. Скидання відокремленої води від нафти здійснюється через виконавчий механізм 9 і збірник води 10 (4, 5 – клапани).

У корпусі сепаратора є дірчастий розподільник емульсії 11 і дірчастий збірник нафти 6, призначені відповідно для рівномірного розподілу емульсії по всьому перерізу апарата та збирання нафти.

Найпростішими із пилоочисних апаратів є пилоосаджувальні камери (рис.5.45), в яких частинки дисперсної фази видаляються з потоку газу під дією сили тяжіння.

Пилоосаджувальні камери мають порівняно великі габарити і використовуються, як правило, для видалення найбільш великих частинок при попередньому очищенні газу.

Оскільки частинки пилу, як правило, нейтральні, їм необхідно повідомити заряд. При цьому дрібним частинкам можна повідомити великий електричний заряд і створити

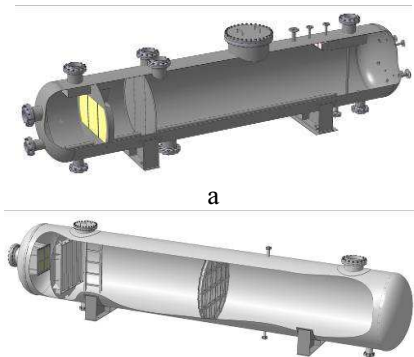


Рисунок 5.43 – Горизонтальні нафтогазові (НГС) (а) та факельні (б) сепаратори

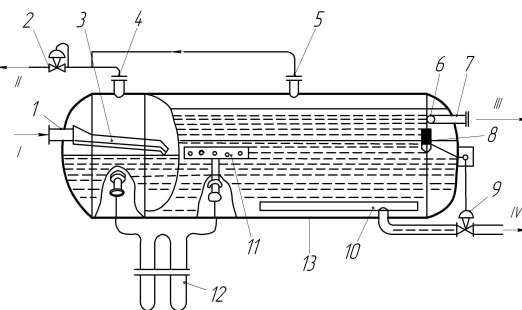


Рисунок 5.44 – Трифазний сепаратор:

1 – патрубок входу суміші; 2 – регулятор тиску; 3 – сепараційний відсік; 4, 5 – клапани; 6 – дірчастий збірник нафти; 7 – патрубок відведення нафти; 8 – регулятор рівня; 9 – виконавчий механізм; 10 – збірник води; 11 – дірчастий розподільник емульсії; 12 – каплеутворювач; 13 – відстійний відсік; I – вихідна суміш; II – очищений газ; III – нафта; IV – вода

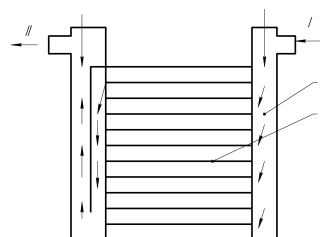


Рисунок 5.45 – Пилоосаджувальна камера:

1 – камера; 2 – перегородки; I – запылений газ; II – очищений газ

сприятливі умови для їх осадження, недосяжні в полі сили тяжіння або відцентрової сили.

Для передачі зваженим у газі частинкам електричного заряду газ попередньо іонізують. Для цього потік газу пропускають між двома електродами, створюють неоднорідне електричне поле. Пристрої для обробки суспензії газ-рідина або газ-тверде тіло в електричному полі називають електрофільтрами.

Електрофільтри класифікують за такими ознаками:

- тип осаджувальних електродів – трубчасті (рис.5.46 а), пластинчасті (рис.5.46 б);
- напрям потоку газу між пластинами – горизонтальний, вертикальний;
- вид уловлюваних частинок і спосіб їх видалення з електродів – сухі, мокрі.

На рис.5.47 приведена типова конструкція горизонтального електрофільтра.

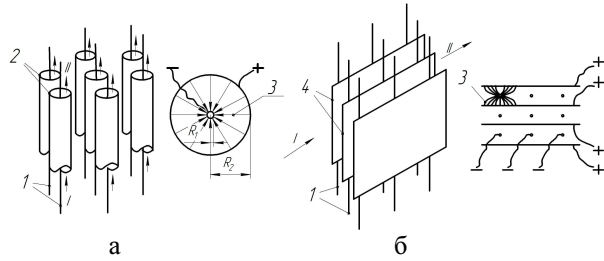


Рисунок 5.46 – Схеми осаджувальних електродів:
а – трубчасті; б – пластинчасті; 1 – коронарні електроди, 2 – трубчасті осаджувальні електроди; 3 – силові лінії; 4 – пластинчасті осаджувальні електроди; I – вихідний газ; II – очищений газ

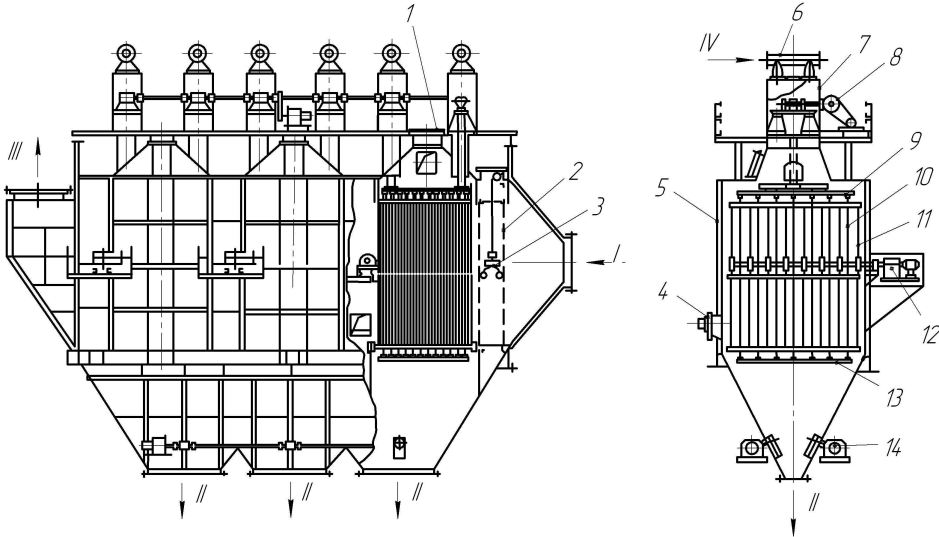


Рисунок 5.47 – Електрофільтр горизонтальний:

- 1 – запобіжний клапан; 2 – газорозподільна решітка; 3 – механізм струшування решітки; 4 – люк для обслуговування; 5 – корпус; 6 – колектор для піддування в ізоляторні коробки; 7 – ізоляторна коробка; 8 – механізм струшування коронарних електродів; 9 – рама підвісу коронарних електродів; 10 – коронарний електрод; 11 – осаджувальний електрод; 12 – механізм струшування осаджувальних електродів; 13 – нижня рама для підвісу коронарних електродів із вантажами; 14 – механізм перегрівання уловлених частинок;
- I – вихідний газ; II – уловлені частинки; III – очищений газ; IV – піддувало

Електрофільтр складається з металевого корпусу 5, в якому встановлені газорозподільні решітки 2, що забезпечують рівномірний розподіл газу по всьому перерізу апарата. Активна зона електрофільтра складається з пластинчастих осаджувальних електродів 11, кожен з яких утворений із системи окремих прутиків і коронарних електродів 10, підвішених на рамі 9 і натягнутих за допомогою рами 13 із вантажами. Видалення з електродів вловленого продукту забезпечується механізмами ударної дії для струшування коронарних електродів 8 і осаджувальних електродів 12. Електрофільтр оснащений механізмом перегрівання 14.

До особливостей конструкції електрофільтра необхідно віднести наявність над кожним із полів запобіжних клапанів 1 великого перерізу, а також систему обдування 6 ізоляторів, що запобігає відкладенню пилу в ізоляторних коробках 7.

Вертикальний масляний пиловловлювач являє собою сталевий циліндр із сферичним днищем (рис.5.48).

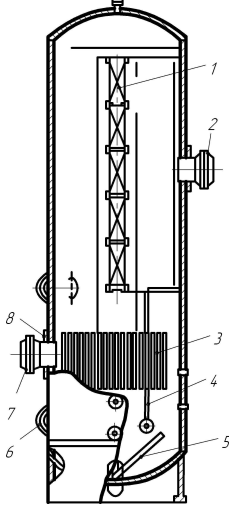


Рисунок 5.48 – Вертикальний масляний пиловловлювач:

- 1 – жалюзійний сепараційний пристрій;
- 2 – патрубок відведення очищеного газу;
- 3 – трубка; 4, 5 – дренажна трубка; 6 – люк;
- 7 – вхідний патрубок;
- 8 – відбійний козирок

Вертикальний масляний пиловловлювач (рис.5.49) являє собою апарат циліндричної форми із вбудованими в нього циклонами.

Газ надходить через бічний верхній патрубок у розподільник, до якого приварені своїми вхідними патрубками зіркоподібно розташовані циклони, нерухомо закріплені на нижній ґратці. Відсепарована рідина і тверді частинки по дренажному конусу циклона потрапляють у відстійник. Для автоматичного видалення зібраного шламу передбачений дренажний штуцер.

Для очищення газу від пилу знайшли застосування рукавні фільтри – рукави або мішки із тканини, підвішені усередині корпусу (рис.5.50). Газовий потік вводиться по патрубку 1 і розподіляється по фільтрувальних елементах-рукавах 2. Пил осідає на внутрішній поверхні і в порах тканини, а газ проходить назовні і виводиться через вивідний штуцер 3. Зі збільшенням товщини шару пилу опір тканини зростає. Пил при періодичному струшуванні фільтрувальних елементів спеціальним обладнанням 4 збирається в нижньому бункері і видаляється знизу. Очищення фільтрів може здійснюватися також зворотним продуванням.

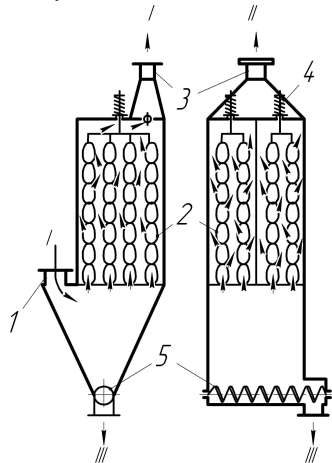


Рисунок 5.50 – Рукавний фільтр:

- 1, 3 – газоходи; 2 – рукав;
- 4 – струшувальний пристрій; 5 – шнек;
- I – запылений газ; II – очищений газ;
- III – пил

Газ надходить у пиловловлювач через вхідний патрубок 7. Завдяки відбійному козирку 8 газ змінює свій напрямок і рухається до поверхні масла, яке знаходиться в нижній частині апарата. Великі сторонні частинки при цьому відразу ж випадають і осідають на дно. При цьому газ спрямовується вгору, захоплюючи із собою частинки масла. У трубках 3, а далі у середній вільній частині пиловловлювача газ інтенсивно перемішується з маслом, яке поглинає частинки, що містяться в газі, а також конденсат важких вуглеводнів, який надходить разом із газом.

При цьому рівень масла підвищується. У міру виходу газу з вертикальних трубок швидкість його різко зменшується. Більші частинки рідини при цьому випадають і по дренажній трубці 4 стікають униз. Із вільної середньої частини пиловловлювача газ і масляний туман надходять у його верхню частину, а звідти у жалюзійний сепараційний пристрій 1, в якому відбирається дрібнозерниста суспензія. Очищений газ виходить через патрубок 2. Забруднене масло видаляється з піддона через дренажну трубку 5. Повне очищення пиловловлювача проводиться 3–4 рази на 1 рік через люк 6.

На компресорних станціях для очищення газу застосовуються також циклонні пиловловлювачі. Циклонний пиловловлювач (рис.5.49) являє собою апарат циліндричної форми із вбудованими в нього циклонами.

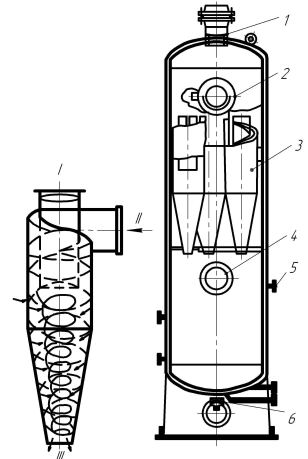


Рисунок 5.49 – Циклонний пиловловлювач:

- 1 – вихідний патрубок для газу;
- 2 – вхідний патрубок; 3 – циклон;
- 4 – люк; 5 – штуцери контрольно-регулювальних приладів;
- 6 – дренажний штуцер; I – вихід газу; II – вхід газу; III – видалення продуктів очищення

Запитання для самоперевірки

1. Перелічіть основні небажані домішки, наявні в нафті, та коротко охарактеризуйте основні способи їх видалення.
2. Розкрийте сутність термічного, хімічного й термохімічного методів підготовки нафти до розділення.
3. Дайте характеристику процесу гравітаційного відстоювання нафти.
4. Подайте класифікацію відстійників та наведіть схеми основних конструкцій з описом будови і принципу дії. Опишіть особливості конструкції та функціонування вловлювачів нафти з демонстрацією у вигляді принципової схеми.
5. Надайте особливості застосування та сутність методу фільтрування для розділення нафти. Перелічіть основні вимоги до фільтрувальних речовин.
6. Наведіть класифікацію фільтрів для розділення нафти. Схематично зобразіть основні типи фільтрів, що знайшли застосування при розділенні нафти.
7. Опишіть сутність методу центрифугування для здійснення процесів розділення нафти.
8. За якими ознаками класифікуються центрифуги? Дайте розшифрування основних літерних позначень у назві центрифуг.
9. Зобразіть основні схеми центрифуг, що застосовуються для розділення нафти, додайте до схеми їх короткий опис.
10. У чому полягає сутність процесу обробки нафти в електричному полі? Дайте класифікацію основного обладнання для здійснення цього процесу.
11. Опишіть принцип дії основних апаратів для розділення нафти в електричному полі, супроводжуючи опис принциповими схемами.
12. Порівняйте основні способи розділення нафти, виділіть межі застосування кожного з них, їх переваги та недоліки.
13. Які небажані домішки потрібно видалити з газу перед його переробленням? Дайте короткий опис основних методів розділення газових дисперсних систем.
14. Наведіть схематично основні механізми розділення газових дисперсних систем, розкрийте їх сутність.
15. Наведіть класифікацію сепараторів і механізми вловлювання дисперсної фази в них.
16. Схематично подайте основні конструкції сепараторів, супроводжуючи схеми описом принципу дії.
17. Які конструкції пилоочисних апаратів застосовуються при виділенні з газу твердих включень в нафто- і газопереробних виробництвах? Наведіть основні схеми цих апаратів, розкрийте принцип їх дії.
18. Дайте порівняльну характеристику основних способів очищення газів від домішок, межі застосування, переваги та недоліки кожного з них.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 5.1. Визначити площу горизонтального відстійника-нафтовловлювача та час, потрібний для відстоювання емульсії нафти у воді у кількості 750 м³/годину.

Площа відстійника-нафтовловлювача F , м²:

$$F = V/V_y = 750/2 = 375,$$

де V – витрата емульсії на відстоювання у відстійнику-нафтовловлювачу, м³/годину;

V_y – питома пропускна здатність відстійника-нафтовловлювача ($V_y = 2$ м³/(м²·годину) [52]).

Час відстоювання τ_o , годин:

$$\tau_o = \frac{FH_p}{V} = \frac{375 \cdot 1,5}{750} = 0,75,$$

де H_p – глибина рідини у відстійнику-нафтовловлювачу (береться $H_p \approx 1,5$ м [52]), м.

Горизонтальні відстійники-нафтовловлювачі рекомендується конструювати такими розмірами [52]: глибина робочої частини $H = 1,5 - 4$ м, її ширина $B = (2 - 5)H$, м, а її довжина $L = (8 - 20)H$, м. Як правило, вони складаються з кількох секцій. Ширина однієї секції береться такою, що дорівнює $B_c \approx 4$ м [52]. Тоді довжина секції $L_c = 4B_c = 4 \cdot 4 = 16$ м, а число секцій

$$n_c = \frac{F}{B_c L_c} = \frac{375}{4 \cdot 16} = 5,86,$$

береться таким: $n_c = 6$ шт.

Приклад 5.2. Розрахувати систему горизонтальних циліндричних дегідраторів 2ЭГ160 безперервної дії для відстоювання нафти від води та бруду. Витрата нафти 2500 т/добу. Температура в дегідраторі 120 °С, тиск – 0,9 МПа. При температурі 120 °С густина нафти $\rho_{120} = 808$ кг/м³, а її кінематична в'язкість $\nu_{120} = 2,53$ мм²/с.

Із практичних даних відомо [70], що час перебування нафти у дегідраторах $\tau = 1-3$ години. Беремо час відстоювання $\tau = 2$ години. Відповідно до табл.А.3 (додаток А) розміри одного дегідратора 2ЭГ160 такі: робочий об'єм $V_p = 160$ м³, діаметр $D = 3,4$ м, довжина $L = 18,6$ м.

Об'ємна витрата нафти V , м³/с:

$$V = \frac{G}{\rho_{120}} = \frac{2500 \cdot 10^3 / (24 \cdot 3600)}{808} = 0,0358,$$

де G – масова витрата нафти, кг/с.

Середній час τ , с, перебування нафти у системі з n відстійників визначається як повний робочий об'єм системи nV_p , м³, поділений на об'ємну витрату нафти V , м³/с:

$$\tau = nV_p/V,$$

звідки визначаємо необхідну кількість відстійників n , шт.:

$$n \geq \tau V/V_p = (2 \cdot 3600) \cdot 0,0358 / 160 = 1,61,$$

береться таким, що $n=2$ шт.

Уточнимо середній час τ , с, перебування нафти в системі відстійників:

$$\tau = 2 \cdot 160 / 0,0358 = 8940 \text{ с} = 2,5.$$

Визначимо режим руху потоку в дегідраторах при паралельному та послідовному їх включенні.

Середня швидкість потоку w_1 , м/с, при паралельному включенні дегідраторів:

$$w_1 \frac{V}{nS} = \frac{V}{n \frac{\pi D^2}{4}} = \frac{0,0358}{2 \cdot \frac{3,4^2 \cdot 3,4^2}{4}} = 1,97 \cdot 10^{-3},$$

де S – площа прохідного перерізу дегідратора, м².

Критерій Рейнольдса Re_1 при паралельному включенні дегідраторів

$$Re_1 = \frac{w_1 D}{\nu_{120}} = \frac{1,97 \cdot 10^{-3} \cdot 3,4}{2,53 \cdot 10^{-6}} = 2650.$$

Середня швидкість потоку w_2 , м/с, та критерій Рейнольдса Re_2 при послідовному включенні дегідраторів збільшаться у кілька разів:

$$w_2 \frac{V}{S} = \frac{V}{\frac{\pi D^2}{4}} = \frac{0,0358}{3,14 \cdot 3,4^2} = 3,94 \cdot 10^{-3},$$

$$Re_2 = \frac{w_2 D}{\nu_{120}} = \frac{3,94 \cdot 10^{-3} \cdot 3,4}{2,53 \cdot 10^{-6}} = 5295.$$

Як бачимо, при послідовному включенні дегідраторів умови відстоювання значно погіршуються. В цьому випадку потік нафти буде рухатися у відстійниках турбулентно ($Re_2 = 5295 \geq 3200$). Тому дегідратори, як правило, включають паралельно. Але у даному випадку і паралельне підключення дегідраторів не вирішує цю проблему, оскільки потік нафти буде рухатися у відстійниках неламінарно ($Re_1 = 2650 \geq 2300$). Тому в подальших уточнювальних розрахунках необхідно обрати більшу кількість відстійників ($n = 3$ шт.), що, у свою чергу, відобразиться на тривалості перебування та середній швидкості потоку нафти у дегідраторах.

Уточнимо середній час τ , с, перебування нафти в системі паралельно включених $n = 3$ шт. відстійників:

$$\tau = 3 \cdot 160 / 0,0358 = 13400 \text{ с} = 3,7.$$

Уточнимо середню швидкість потоку w_1 , м/с, при паралельному включенні $n=3$ шт. дегідраторів:

$$w_1 = \frac{V}{nS} = \frac{V}{n \frac{\pi D^2}{4}} = \frac{0,0358}{3 \cdot \frac{3,14 \cdot 3,4^2}{4}} = 1,31 \cdot 10^{-3}.$$

Критерій Рейнольдса Re_1 при паралельному включенні $n=3$ шт. дегідраторів

$$Re_1 = \frac{w_1 D}{\nu_{120}} = \frac{1,31 \cdot 10^{-3} \cdot 3,4}{2,53 \cdot 10^{-6}} = 1760.$$

Приклад 5.3. Визначити тип та необхідну кількість нафтогазових сепараторів для розділення 5000 м³/добу двофазної суміші під тиском 0,5 МПа та із температурою 30 °С. В умовах сепарації з 1 м³ нафти виділяється 5 м³ газу. Зводненість суміші 5 %.

Відповідно до табл.А.4 потрібну пропускну здатність забезпечує горизонтальний нафтогазовий сепаратор НГС6-1600. Площа його поперечного перерізу S , м²:

$$S = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 1,6^2}{4} = 2,01.$$

Площа поперечного перерізу потоку газу в сепараторі (переріз сепаратора, не зайнятого рідиною) S_1 , м² [8]:

$$S_1 = S \frac{z P_0 T}{P T_0} \left(1 + \frac{1}{V_g (1 - \beta_g)} \right) = 2,01 \cdot \frac{1 \cdot 0,1 \cdot (273 + 30)}{0,5 \cdot 273} \left(1 + \frac{1}{5 \cdot (1 - 0,05)} \right) = 0,54,$$

де z — коефіцієнт стисливості газу в сепараторі (для ідеального газу $z = 1$, для реальних газів і парів при низьких тисках ($P \leq 0,5$ МПа) беруть $z \approx 1$ [3]); P_0 та T_0 — тиск, МПа, та температура, К, газу відповідно за нормальних умов ($P_0 = 101,3$ кПа, $T_0 = 273$ К [60]); P та T — тиск, МПа, та температура, К, газу в умовах сепарації (у сепараторі); V_g — об'єм газу, що виділяється з 1 м³ нафти в умовах сепарації, м³/м³; β_g — зводненість нафти, частки.

При підбиранні сепараторів виходять із міркувань, що винесення краплинної нафти з газом повинно бути мінімальним. Це забезпечується правильним обиранням значення швидкості газу.

У гравітаційних сепараторах максимально припустиму швидкість газового потоку w_2 , м/с, при тиску в умовах сепарації P , МПа, пропонується визначати з нерівності [12]:

$$w_2 \leq 0,775(P/P_0)^{-0,5} = 0,775 \cdot (0,5/0,1)^{-0,5} = 0,347 \text{ м/с.}$$

Максимальна об'ємна пропускна здатність сепаратора за газом V_{zn} , $\text{м}^3/\text{с}$, зведена до нормальних умов [8]:

$$V_{zn} \leq S_1 w_2 \frac{PT_0}{zP_0T} = 0,54 \cdot 0,347 \cdot \frac{0,5 \cdot 273}{1 \cdot 0,1 \cdot (273 + 30)} = 0,844 \text{ м}^3/\text{с} = 72,9 \cdot 10^3.$$

Об'ємна пропускна здатність сепаратора щодо рідини V_p , $\text{м}^3/\text{добу}$ [12]:

$$V_p = \frac{V_{zn}}{V_z (1 - \beta_6)} \cdot \frac{zP_0T}{PT_0} = \frac{72,9 \cdot 10^3}{5 \cdot (1 - 0,05)} \cdot \frac{1 \cdot 0,1 \cdot (273 + 30)}{0,5 \cdot 273} = 3,4 \cdot 10^3.$$

До встановлення беруться два сепаратори НГС6-1600, що підключаються до приймального трубопроводу паралельно.

Приклад 5.4. Розрахувати водовіддільник, який є одночасно проміжною ємністю для бензину, що спрямовується на зрошення ректифікаційної колони. У водовіддільник потрапляє суміш, що складається з 12000 кг/годину бензину (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,750$) та води у кількості 8000 кг/годину. Температура суміші 35°C .

Витрата суміші бензину та води V , $\text{м}^3/\text{с}$, що потрапляє у водовіддільник:

$$V = \frac{G_b}{\rho_b} + \frac{G_6}{\rho_6},$$

де G_b та G_6 – масові витрати бензину та води в суміші відповідно, кг/с; ρ_b та ρ_6 – густина бензину та води (при температурі 35°C густина води $\rho_6 = 994 \text{ кг/м}^3$ [45]) відповідно, кг/м^3 .

Густина бензину ρ_b , кг/м^3 , при будь-якій температурі t , $^\circ\text{C}$, визначається за значенням відносної густини ρ_4^{20} , яке відоме [52,55,60,70]:

$$\rho_b = 1000(\rho_4^{20} - \gamma(t - 20)) = 1000 \cdot (0,750 - 0,000848 \cdot (35 - 20)) = 737,$$

де γ — середня температурна поправка відносної густини на 1 К ($^\circ\text{C}$) [45,52,55,60],

$$\gamma = 0,001838 - 0,00132\rho_4^{20} = 0,001838 - 0,00132 \cdot 0,750 = 0,000848.$$

Тоді

$$V = \frac{12000/3600}{737} + \frac{8000/3600}{994} = 6,75 \cdot 10^{-3}.$$

Швидкості у водовіддільнику беруться з практичних даних [13] у межах $w = 0,003$ – $0,005$ м/с. Беручи швидкість у водовіддільнику $w = 0,003$ м/с, визначаємо необхідний переріз апарата S , м^2 :

$$S = \frac{V}{w} = \frac{6,75 \cdot 10^{-3}}{0,003} = 2,25.$$

Розрахунковий діаметр водовіддільника D , м:

$$D = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,25}{3,14}} = 1,69.$$

Беремо діаметр водовіддільника з нормального ряду $D = 1,8$.

Фактичний переріз водовіддільника S , м^2 :

$$S = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 1,8^2}{4} = 2,54.$$

Робочу висоту водовіддільника розраховують, виходячи з часу перебування, необхідно-

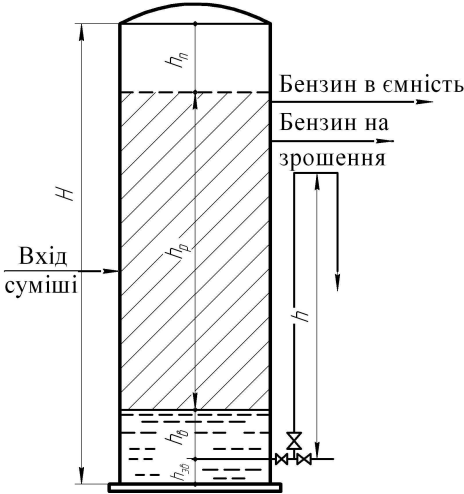


Рисунок 5.51 – Розрахункова схема водовіддільника

$$H = h_m + h_e + h_p + h_n = 0,3 + 0,5 + 3,6 + 0,8 = 5,2.$$

Висоту стояка водовідвідної труби h , м, (рис.5.51) розраховують з умови рівноваги шару чистої води у стояку та суми шарів бензину з водою в апараті [13]:

$$h = h_p \frac{\rho_b}{\rho_e} + h_e = 3,6 \cdot \frac{737}{994} + 0,5 = 3,2$$

Унаслідок того, що фактичні рівні в апараті можуть коливатися, в таких випадках (при підвищенні тиску в апараті) можливі суттєві втрати бензину в каналізацію. Для попередження втрат на водовідвідному стояку встановлюють засувку, якою вручну регулюється відведення води та відповідно рівні продуктів в апараті. Для автоматичного регулювання рівня водяної «подушки» водовіддільника обладнані спеціальними регуляторами рівня.

Приклад 5.5. Визначити діаметр та висоту комбінованого газосепаратора водовіддільника, в який з десорбера після конденсації й охолодження до 35°C надходить суміш, що містить 8000 кг/годину сирого газового бензину, 2500 кг/годину вуглеводневого газу, що не сконденсувався, та 3000 кг/годину водяного конденсату (води). Частина бензину, у кількості 3600 кг/годину, як зрошення повертається на верх ректифікаційної секції десорбера. Тиск у сепараторі 305 кПа. Середня молекулярна маса газу $M_g = 40$. При температурі 35°C густини бензину $\rho_b = 650 \text{ кг/м}^3$, води — $\rho_e = 994 \text{ кг/м}^3$.

Об'ємні витрати рідинної суміші V , $\text{м}^3/\text{с}$, і газу V_g , $\text{м}^3/\text{с}$, в умовах сепаратора

$$V = \frac{G_b}{\rho_b} + \frac{G_e}{\rho_e} = \frac{8000/3600}{650} + \frac{3000/3600}{994} = 4,56 \cdot 10^{-3},$$

$$V_g = 22,4 \cdot \frac{G_g}{M_g} \cdot \frac{P_0}{T_0 P} = 22,4 \cdot \frac{2500/3600}{40} \cdot \frac{(273+35) \cdot 101,3}{273 \cdot 305} = 0,147,$$

де G_b , G_g та G_e – масові витрати бензину, газу та води в суміші відповідно, кг/с; P_0 та T_0 – тиск, МПа, та температура, К, газу відповідно за нормальних умов ($P_0=101,3 \text{ кПа}$, $T_0=273 \text{ К}$ [60]); P та T – тиск, МПа, та температура, К, газу в умовах сепарації (в сепараторі).

Розшарування суміші бензину та води у стані спокою починається відразу, але практично повне розділення відбувається упродовж $\tau=15-20$ хв.

При розрахунку безперервно діючих вертикальних відстійників для розділення системи бензин-вода найчастіше беруть середню швидкість потоку в зоні відстоювання, розраховуючи за витратою суміші, що дорівнює $w_1 = 0,002 - 0,005 \text{ м/с}$, а час перебування суміші в цій зоні становитиме $\tau_1=15-30$ хв. [70]. Беремо $w_1 = 0,003 \text{ м/с}$ та $\tau_1=20 \text{ хв}=1200 \text{ с}$.

го та достатнього для повного розділення суміші в апараті. Із практичних даних [13] повне розділення суміші води та бензину відбувається упродовж 15 – 20 хв. Беручи час перебування суміші у водовіддільнику $\tau = 20$ хв. та швидкість $w = 0,003 \text{ м/с}$, знаходимо робочу висоту водовіддільника h_p , м:

$$h_p = w \tau = 0,003 \cdot (20 \cdot 60) = 3,6.$$

Висота водяної «подушки» для виключення втрат бензину з водою, що відходить, береться такою, що дорівнює $h_e = 0,4 - 0,6 = 0,5 \text{ м}$. Відстань від днища апарата до водовідвідної труби береться такою, що дорівнює $h_m = 0,3 \text{ м}$. Висота сепараційного простору апарата береться такою, що дорівнює $h_n = 0,8 \text{ м}$.

Тоді загальна висота H , м, апарата становить (рис.5.51):

Потрібний вільний переріз зони відстоювання рідинної суміші S_1 , м², становитиме

$$S_1 = V/w_1 = 4,56 \cdot 10^{-3} / 0,003 = 1,52.$$

З іншого боку, вільний переріз S_1 , м², зони відстоювання у найбільш вузькому місці відповідає різниці повного поперечного перерізу корпусу сепаратора $S = \pi R^2$ та площі S_2 сегмента, утвореного вертикальною перегородкою (рис.5.52)

$$S_1 = S - S_2 = \pi R^2 - S_2,$$

де R – радіус корпусу сепаратора, м.

Вертикальна перегородка забезпечує плавний вхід рідкої суміші в зону розділення. Площа сегмента $S_2 = 0,61418R^2$ [70].

Тоді

$$S_1 = S - S_2 = (\pi - 0,61418)R^2.$$

Діаметр корпусу сепаратора $D = 2R$, м, при розрахунку його на процес розділення суміші бензину та води

$$D = \sqrt{\frac{4S_1}{\pi - 0,61418}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,52}{3,14 - 0,61418}} = 1,55.$$

Розглядається комбінований газосепаратор-водовіддільник, тому необхідно перевірити переріз апарата й за газовою фазою. Для запобігання винесенню краплин бензину обчислюємо припустиму швидкість w_2 , м/с, газового потоку в сепараторі за формулою Обрядчикова та Хохрякова [70]:

$$w_2 = 0,0334 \sqrt{\rho_6 / \rho_2},$$

де ρ_6 і ρ_2 – густина рідини (бензину) і газу відповідно, кг/м³.

Густина газу ρ_2 , кг/м³, в умовах сепаратора

$$\rho_2 = G_2/V_2 = (2500/3600)/0,147 = 4,74.$$

Тоді

$$w_2 = 0,0334 \sqrt{650/4,74} = 0,392 \text{ м/с}.$$

Необхідне значення діаметра корпусу сепаратора D' , м, при розрахунку за газовим потоком

$$D' = \sqrt{\frac{4V_2}{\pi w_2}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,147}{3,14 \cdot 0,392}} = 0,70.$$

Для того щоб запобігти винесенню краплин бензину газовим потоком і в той самий час забезпечити розділення суміші бензину та води, обирається більше з двох обчислених значень ($D = 1,55$ м, та $D' = 0,7$ м). Округлюючи до найближчого за стандартом, беремо $D = 1,6$ м.

Визначимо необхідну висоту зони відстоювання суміші H_c , м. Для цього задають відстань $h_1 \approx 0,7H_c$ від нижнього зрізу вертикальної перегородки до рівня чистої води (водяної «подушки») [70].

Фактичний повний переріз корпусу S , м²:

$$S = \pi D^2/4 = 3,14 \cdot 1,6^2/4 = 2,01.$$

При цьому вільний переріз S_1 , м², зони відстоювання в найбільш вузькому місці

$$S_1 = S - 0,16418R^2 = 2,01 - 0,16418 \cdot 0,8^2 = 1,62.$$

При прийнятому розрахунковому часі відстоювання суміші води та бензину ($\tau_1 = 1200$ с), для цієї зони характерне співвідношення (рис.118)

$$0,7H_c S + 0,3H_c S_1 = \tau_1 V,$$

звідки

$$H_c = \frac{\tau_1 V}{0,7S + 0,3S_1} = \frac{1200 \cdot 4,56 \cdot 10^{-3}}{0,7 \cdot 2,01 + 0,3 \cdot 1,62} = 2,9 \text{ м},$$

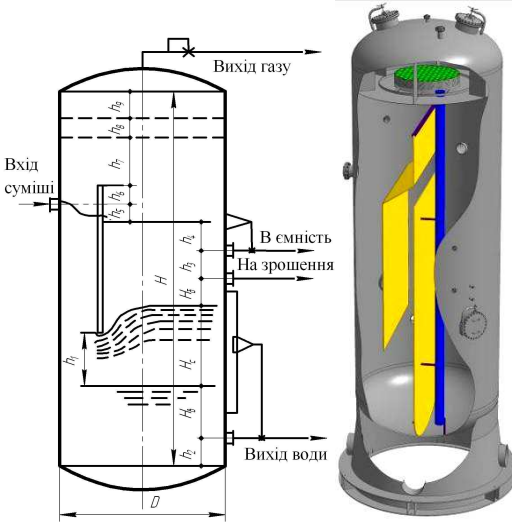


Рисунок 5.52 – Розрахункова схема комбінованого газосепаратора-водовідділювача

Для запобігання можливості потрапляння водяних краплин разом із зрошенням у ректифікаційну частину десорбера в сепараторі необхідно мати шар чистого бензину $H_6 \geq 0,5$ м [70]. З іншого боку, варто мати на увазі, що вода може потрапити до зрошення при піднятті рівня води за рахунок виходу з ладу клапана, що регулює стікання води. Тому висота H_6 , м, шару чистого бензину повинна гарантувати відсутність води в потоці зрошення упродовж деякого часу τ_2 , с, достатнього для виявлення несправності клапана та вживання необхідних заходів. Таким чином, умовою для вибору H_6 , м, є вираз

$$0,5 \leq H_6 \geq \frac{G_6 \tau_2}{\rho_6 S_1},$$

де H_6 – висота шару бензину, м; τ_2 – час для виявлення несправності клапана та вжиття необхідних заходів (достатньо, що $\tau_2=20 - 40$ хв. [70]), с.

Задаємо $\tau_2=20 - 40$ хв, тоді

$$0,5 \leq H_6 \geq \frac{(3000 / 3600)(30 \cdot 60)}{994 \cdot 1,62} = 0,9 \text{ м, припускаємо, що } H_6 = 1 \text{ м.}$$

Для задоволення можливості регулювати кількість зрошення, що подається у ректифікаційну частину десорбера, висоту h_3 , м, між штуцером бензинового зрошення та штуцером, що відводить бензин у приймальну ємність, обчислюють, виходячи, наприклад, з десятихвилинної кількості зрошення ($\tau_3 = 10$ хв) [70]:

$$h_3 = \frac{G_6 \tau_3}{\rho_6 S_1} = \frac{(3600 / 3600)(10 \cdot 60)}{650 \cdot 1,62} = 0,6,$$

де G_6 – витрата бензину на зрошення десорбера, кг/с; τ_3 – час зрошення, с.

Висоту шару бензину над штуцером для забезпечення роботи регулятора рівня бензину в апараті беремо такою $h_4=0,5$ м [70].

Штуцер, через який надходить вихідна суміш, для кращого відділення від рідкої фази газів, що не сконденсувалися, доцільно встановити трохи вище від рівня рідини в апараті (беремо $h_5 = 0,4$ м [70]).

Для того щоб уникнути перекидання рідини через вертикальну перегородку, верхній зріз її повинен бути трохи вищим від штуцера, через який надходить вихідна суміш (беремо $h_6 = 0,6$ м [70]).

$$h_1 = 0,7H_c = 0,7 \cdot 2,9 = 2 \text{ м.}$$

Випускання води з апарата незалежно від того, працює він під підвищеним чи атмосферним тиском необхідно проводити за допомогою автоматичного регулятора рівня води. У цьому випадку досить мати висоту шару «водяної подушки» $H_6=0,5 - 0,6$ м [70]. У водовідділювачах атмосферних нафтоперегінних установок спускання води іноді здійснюється без автоматичного регулятора за допомогою спеціального водоспускного коліна. Однак невеликі коливання тиску в апараті (0,7 – 1,4 кПа) можуть викликати різке зниження рівня «водяної подушки» та винесення бензину з водою, що відходить. Тому за відсутності автоматичного регулятора висота шару чистої води повинна бути не меншою від $H_6 \geq 1$ м [70].

Висота h_7 , м, вільного простору під відбійником для нормальної роботи сепаратора повинна бути не менше 0,5 м [70]. Однак при тимчасовому виході з ладу регулювальних клапанів на лініях, що відводять рідинні потоки, незважаючи на підняття рівня рідини, апарат повинен забезпечити нормальну роботу упродовж деякого часу, тобто при цьому під відбійником повинен залишатися простір висотою не менше 0,5 м [70].

Таким чином, на підставі раніше прийнятого гарантійного часу τ_2 , с, роботи апарата при виході з ладу регулювального клапана необхідно дотримуватися такої умови:

$$h_5 + h_6 + h_7 \geq \frac{V\tau_2}{S} + 0,5.$$

Використовуючи останнє співвідношення, знаходять мінімально необхідне значення для h_7 , м:

$$h_7 \geq \frac{V\tau_2}{S} + 0,5 - (h_5 + h_6) = \frac{4,56 \cdot 10^{-3} \cdot 30 \cdot 60}{2,01} + 0,5 - (0,4 + 0,6) = 3,6.$$

Висота відбійника h_8 , м, залежить від його конструкції. Іноді як відбійник використовується одна або дві ректифікаційні тарілки. У випадку двох тарілок висота відбійної зони буде дорівнювати відстані між тарілками, тобто $h_8 \approx 0,6$ м [70]. Це саме значення h_8 , м, можна взяти також для інших конструкцій відбійника.

Висота вільного об'єму циліндричної частини апарата над відбійником $h_9 \approx 0,5$ м [70].

Висота h_2 , м, розміщення штуцера для відведення води залежить від конструкції нижньої частини сепаратора (беремо $h_2 \approx 0,3$ м [70]).

Загальна висота H , м, циліндричної частини апарата

$$H = H_e + H_c + H_6 + \sum_{i=2}^9 h_i = 0,5 + 2,9 + 1 + 0,3 + 0,6 + 0,5 + 0,4 + 0,6 + 3,6 + 0,6 + 0,5 = 11,5.$$

Приклад 5.6. Розрахувати двоступеневу систему циклонів типу ЦН-15 для реактора установки каталітичного крекінгу. Зверху реактора відводяться 103,4 т/годину вуглеводневих та 3,85 т/годину водяних парів сумарною об'ємною витратою 43,2 тис. м³/годину.

Значення умовної швидкості в циклонах рекомендується брати таким, що дорівнює $w = 2,5 - 4,0$ м/с [70]. Встановимо для циклонів 1-го ступеня умовну швидкість парового потоку $w_1 = 2,5$ м/с (нижня рекомендована межа). Якщо взяти число паралельно включених двоступеневих циклонів $n = 4$ шт., то переріз корпусу кожного циклона 1-го ступеня S_1 , м, становитиме

$$S_1 = \frac{V}{nw_1} = \frac{42 \cdot 1000 / 3600}{4 \cdot 2,5} = 1,2,$$

де V – сумарна об'ємна витрата парів зверху реактора, м³/с.

Діаметр корпусу циклона D , м:

$$D = \sqrt{\frac{4S_1}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 1,2}{3,14}} = 1,24.$$

Відповідно до табл. А.5 (додаток А) беремо циклон ЦН-15-1200x1УП із діаметром $D_1=1200$ мм та площею перерізу $S_1=1,13$ м².

Фактичне значення умовної швидкості w_1 , м/с, в циклонах 1-го ступеня

$$w_1 = \frac{V}{nS_1} = \frac{42 \cdot 1000 / 3600}{4 \cdot 1,13} = 2,58.$$

При використанні двоступеневої системи циклонів діаметри циклонів 2-го ступеня беруть меншими, ніж на 1-му ступені. Менший діаметр циклонів 2-го ступеня в регенераторі дозволяє забезпечити кращі умови роботи котла утилізатора та електрофільтра, що встановлені після регенератора.

Якщо для 2-го ступеня використовувати циклони найближчого меншого діаметра (ЦН-15-1000х1УП, $D_2=1000$ мм, $S_2=0,785$ м²), то фактичне значення умовної швидкості w_2 , м/с, в циклонах 2-го ступеня становитиме

$$w_2 = \frac{V}{mS_2} = \frac{42 \cdot 1000 / 3600}{4 \cdot 0,785} = 3,71.$$

Значення фактичних умовних швидкостей у циклонах 1-го та 2-го ступенів знаходяться в рекомендованих межах.

Густина парової суміші ρ , кг/м³, зверху реактора

$$\rho = \frac{G_c + G_g}{V} = \frac{(103,4 + 3,85) \cdot 10^3}{43,2 \cdot 10^3} = 2,48,$$

де G_c та G_g – масові витрати вуглеводневих та водяних парів зверху реактора, кг/с.

Загальні втрати напору ΔP , Па, в системі двоступінчастих циклонів:

$$\Delta P = \Delta P_1 + \Delta P_2 = \xi \frac{w_1^2 \rho}{2} + \xi \frac{w_2^2 \rho}{2} = 160 \cdot \frac{2,48}{2} \cdot (2,58^2 + 3,71^2) = 4050,$$

де ξ – коефіцієнт опору (для циклонів ЦН-15 $\xi = 160$ [70]).

Задача 5.1. Визначити розміри горизонтального відстійника-нафтовловлювача та час, потрібний для відстоювання емульсії нафти у воді у кількості 1000 м³/годину.

Задача 5.2. На установку ЕЛЗУ-АВТ-6 прокачується 6 млн т/рік сирової нафти (густина $\rho_{20} = 850$ кг/м³). Розрахувати систему горизонтальних електродегідраторів 2ЭГ200-2Р для зневоднювання та знесоловвання сирової нафти. Оптимальні параметри технологічного режиму знесоловвання та зневоднювання в електродегідраторах: температура 100 °С, тиск – 0,9 МПа. При температурі 120 °С густина нафти $\rho_{120} = 808$ кг/м³, а її кінематична в'язкість $\nu_{120} = 2,53$ мм²/с.

Задача 5.3. Обрати типорозмір та визначити необхідну кількість нафтогазових сепараторів типу НГС для розділення 10000 м³/добу двофазної суміші під тиском 1,6 МПа та з температурою 25 °С. В умовах сепарації з 1 м³ нафти виділяється 3 м³ газу. Зводненість суміші 10 %.

Задача 5.4. Розрахувати вертикальний циліндричний водовіддільник, який є одночасно проміжною ємністю для бензину, що спрямовується на зрошення ректифікаційної колони. У водовіддільник потрапляє суміш, що складається з 10000 кг/годину бензину (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,700$) та води у кількості 5000 кг/годину. Температура суміші 20 °С.

Задача 5.5. Визначити діаметр та висоту комбінованого газосепаратора водовіддільника, у який з десорбера після конденсації й охолодження до 35 °С надходить суміш, що містить 5000 кг/годину сирового газового бензину, 1500 кг/годину вуглеводневого газу, що не сконденсувався, та 2000 кг/годину водяного конденсату (вода). Частина бензину у кількості 2300 кг/годину, як зрошення повертається на верх ректифікаційної секції десорбера. Тиск у сепараторі 305 кПа. Середня молекулярна маса газу $M_g = 40$. При температурі 35 °С густина бензину $\rho_b = 737$ кг/м³, води — $\rho_w = 994$ кг/м³.

Задача 5.6. Розрахувати двоступеневу систему циклонів типу ЦН-15 для реактора установки каталітичного крекінгу. Зверху реактора відводяться вуглеводневі та водяні пари (густина $\rho = 2,5$ кг/м³) із сумарною об'ємною витратою 10 тис. м³/годину.

РОЗДІЛ 6 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ТЕПЛОБМІННИХ ПРОЦЕСІВ

6.1 Класифікація теплообмінних апаратів

Технологічні процеси нафто- і газопереробки пов'язані з нагріванням або охолодженням як одним із типів процесів, що застосовується при одержанні продукції. В одних випадках тепло підводиться зовні, в інших, навпаки, необхідним є відведення тепла, щоб забезпечити потрібне значення температури у відповідних апаратах. В одних технологічних процесах потрібен теплообмін максимальної інтенсивності (нагрівальні або холодильні пристрої), в інших, навпаки, зменшення і запобігання непродуктивним втратам тепла, тобто теплоізоляція апаратів [1,6,49,50,54].

Проведення процесів зневоднення, знесолення та стабілізації нафти, підготовки газів (очищення від шкідливих домішок, осушення, відбензинювання і фракціонування широкої фракції вуглеводнів) пов'язано з певними температурними перетвореннями [60].

Це обумовлюється тим, що кожний із зазначених процесів може відбуватися в заданому напрямку лише при визначених технологічних регламентах температур.

Створення оптимального температурного режиму, визначеного розрахунковим або дослідним шляхом, дає можливість успішно проводити зазначені технологічні процеси.

При зневодненні і знесолуванні захисні шари краплин емульсії утворюються в основному з асфальтосмолистих речовин, парафінів та ін. Ці захисні шари, що являють собою при звичайній температурі досить міцну оболонку, перешкоджають злиттю і відділенню краплин води. Із підвищенням температури емульсії відбувається ослаблення захисної дії поверхневих шарів і зменшення в'язкості. Надмірне підвищення температури може зіграти і негативну роль, погіршивши техніко-економічні показники процесу [1].

Проведення процесу стабілізації нафти з метою зниження загальної пружності її парів досягається відбором певної частини легких компонентів. При цьому будь-який із способів стабілізації пов'язаний, як правило, з обов'язковим підвищенням температури вихідної нафти.

Підготовка газу пов'язана з такими процесами, як адсорбція, абсорбція, ректифікація, які вимагають чіткої підтримки необхідного температурного режиму (як високого, так і низького рівня). А це досягається шляхом підведення і відведення теплової енергії за допомогою спеціальних теплообмінних апаратів.

Теплообмінним називається апарат, в якому відбувається обмін теплом між двома теплоносіями, тобто його передача від гарячого середовища (з більш високою температурою) до холодного (з більш низькою температурою). В теплообмінниках один потік віддає тепло, а інший його сприймає, тобто один потік нагрівається, а інший охолоджується. Якщо передача теплоти відбувається при зміні агрегатного стану будь-якого теплоносія (кипіння, конденсація), то його температура в процесі теплопередачі залишається постійною. В інших випадках температури теплоносіїв в теплообмінних апаратах змінюються [1,6].

Теплообмінники за своєю масою становлять до 30 – 40 % від загальної маси металу всього технологічного обладнання нафтогазопереробних підприємств [60, 66,71].

В основу класифікації теплообмінних апаратів покладено різноманітні ознаки. Основними з них є функціональні та конструктивні [2,6,9,10,37].

1. Функціональні ознаки

За способом передачі тепла виділяють два типи теплообмінних апаратів – поверхневі й контактні (змішувальні).

У поверхневих теплообмінних апаратах теплоносії розділені стінкою й обмінюються теплом через поверхню теплообміну. Розрізняють рекуперативні й регенеративні поверхневі теплообмінні апарати.

У рекуперативних теплообмінних апаратах теплоносії одночасно рухаються по різні боки поверхні теплопередачі та обмінюються теплом через роздільну стінку.

У регенеративних теплообмінних апаратах теплообмінна поверхня по черзі обмивається спочатку гарячим, а потім холодним теплоносієм, тому регенеративні теплообмінники працюють циклічно. Спочатку в апарат подається гарячий теплоносієм, що контактує з розвиненою теплообмінною поверхнею – насадкою з великою масою, при цьому відбувається її розігрівання до заданої температури та накопичення певного запасу тепла. Через деякий проміжок часу відбувається автоматичне переключення регульовальних клапанів, і в апарат надходить холодний теплоносієм, що контактує з нагрітою поверхнею насадки, сам нагрівається та одночасно охолоджує поверхню теплообміну. Після цього знову відбувається переключення клапанів, в апарат подається гарячий теплоносієм. Як правило, в регенеративних теплообмінниках відбувається теплообмін між газовими теплоносієми.

У контактних (змішувальних) теплообмінниках перенесення тепла відбувається в результаті безпосереднього контакту потоків гарячого та холодного теплоносіїв. У контактних теплообмінниках теплоносії, як правило, взаємодіють у різних фазових станах (газ-рідина, пара-рідина, газ-тверді частинки та ін.), процеси теплообміну можуть відбуватися як без зміни, так і зі зміною агрегатного стану середовищ.

Теплообмінні апарати також класифікуються за іншими функціональними показниками.

За цільовим технологічним призначенням теплообмінного апарата – підігрівач, холодильник, випарник, конденсатор, підігрівач-випарник, конденсатор-холодильник, випарник-конденсатор, кристалізатор та ін. У підігрівачах основним завданням процесу є нагрівання холодного теплоносія до потрібної температури. Холодильники в основному призначені для охолодження робочих середовищ, у холодильниках-конденсаторах одночасно з охолодженням відбувається часткова або повна конденсація теплоносія. У конденсаторах основним завданням процесу є конденсація пари (або окремих газів), при цьому відбувається процес фазового переходу гарячого теплоносія та одержання рідини за рахунок передачі тепла від гарячого теплоносія до холодного та нагрівання останнього. У випарниках основним завданням процесу є випарювання робочого середовища (холодного теплоносія) і переведення його з рідкого стану в паровий (або газовий) стан за рахунок передачі тепла від гарячого теплоносія до холодного, що кипить та випаровується. У випарниках-конденсаторах по обидва боки поверхні теплопередачі теплоносії змінюють свій агрегатний стан, у той час як гарячий теплоносієм віддає тепло та конденсується, інший холодний теплоносієм по інший бік поверхні нагрівається та випаровується. Деякі процеси кристалізації супроводжуються охолодженням рідких потоків до температур, що забезпечують утворення кристалів складових речовин суміші (депарафінація олів).

За родом теплоносіїв – апарати з теплоносієми рідина-рідина, пара-рідина, газ-рідина, пара-пара, пара-газ, газ-газ, тверді частинки.

За кількістю потоків теплоносіїв – однопотоківі, двопотоківі, трипотоківі, багатопотоківі. В окремих випадках до багатопотоківих теплообмінних апаратів відносять системи, що складаються з декількох теплообмінників звичайного типу, з'єднаних циркулюючим проміжним теплоносієм.

Залежно від зміни агрегатного стану теплоносіїв у теплообмінниках – без зміни агрегатного стану теплоносіїв (газо-газові, газорідинні, рідинно-рідинні холодильники та підігрівачі), зі зміною агрегатного стану одного теплоносія (підігрівач-випарник, холодильник-конденсатор), зі зміною агрегатного стану обох теплоносіїв (конденсатор-випарник).

За характером руху теплоносіїв щодо поверхні теплообміну – із природною циркуляцією, із примусовою циркуляцією, з рухом рідини під дією сил гравітації.

За родом теплового режиму – зі стаціонарним процесом теплообміну, з нестационарним процесом теплообміну. Рекуперативні поверхневі теплообмінні апарати працюють здебільшого у стаціонарному режимі, регенеративні – у нестационарному режимі.

2. Конструктивні ознаки.

За способом утворення поверхні теплообміну виділяють такі поверхневі апарати:

– рекуперативні теплообмінні – виготовлені з труб (трубні з гладкими трубами, трубні з оребреними трубами, кожухотрубні з різною конфігурацією труб, змійовикові, кручені, «труба в трубі», апарати повітряного охолодження, заглибні, зрошувальні та ін.), виготовлені з листового прокату (пластинчасті, спіральні, ламельні та ін.).

– регенеративні теплообмінники – за видом і формою насадки (алюмінієва гофрована стрічка, пірамідальна насадка, кубки або гранули з окису алюмінію, магнію, кварциту, решітчаста насадка з вогнетривкої цегли різної форми, кільця Рашига та ін.).

За взаємним напрямом руху теплоносіїв – прототечійні, протитечійні, перехресної течії, змішаної течії.

За способом компенсації температурних подовжень – без компенсації – жорсткої конструкції; із компенсацією пружним елементом – напівжорсткої конструкції; із компенсацією у результаті вільних подовжень – нежорсткої конструкції.

За орієнтацією теплообмінної поверхні – вертикальні, горизонтальні й похилі.

Існують також інші конструктивні ознаки теплообмінних апаратів, за якими проводять додаткову класифікацію (тип кожуха, який обмежує поверхню теплообміну, принцип монтажу, обв'язки і т.п.) [37,54,71].

На нафто- і газопереробних заводах в основному застосовують поверхневі теплообмінні апарати, оскільки змішування потоків теплоносіїв, як правило, повинно бути виключено. Найбільш поширеними поверхневими теплообмінними апаратами в цій галузі є кожухотрубні, «труба в трубі» і апарати повітряного охолодження. Інші типи поверхневих апаратів не знайшли широкого поширення або взагалі не застосовуються.

Однак у тих випадках, коли гарячий і холодний потоки мають однаковий склад або припустиме їх змішування, застосовують апарати контактного типу (барометричний конденсатор, тарілки циркуляційного зрошення та гарячого струменя в ректифікаційних колонах, конденсатори для охолодження повітря із впорскуванням води).

У подальшому буде приведено типові конструкції найбільш поширених у нафто- і газопереробній промисловості теплообмінних апаратів.

6.2 Теплообмінники, що виготовляються з труб [2,6,9,10,29,36,37,54]

Різновидом теплообмінних апаратів, що виготовляють із труб, є **заглибні теплообмінники**, що являють собою трубчасті теплообмінні елементи, занурені у резервуар із робочим середовищем.

Апарати цього типу використовують як холодильники або конденсатори-холодильники.

Розрізняють змійовикові та секційні апарати. Принципова будова однопотокowego заглибного конденсатора-холодильника показана на рис.6.1. Теплообмінна поверхня складається з труб, з'єднаних за допомогою зварювання або на фланцях; перехід з однієї труби в іншу здійснений за допомогою двійників. Потік, який охолоджується, послідовно проходить труби, розміщені в даному горизонтальному ряду, потім переходить у труби наступного ряду і т. д.

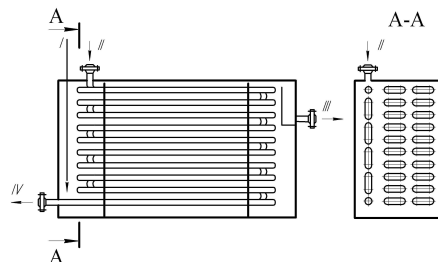


Рисунок 6.1 – Схема однопотокowego заглибного теплообмінника:

I – холодна вода; II – гарячий нафтопродукт;
III – нагріта вода; IV – охолоджений нафтопродукт

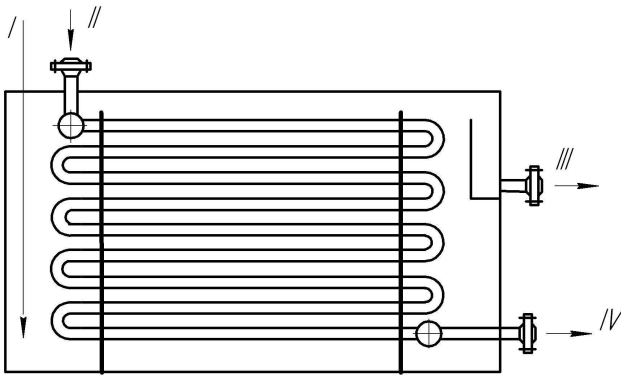


Рисунок 6.2 – Схема колекторного заглибного теплообмінника:

I – холодна вода; II – гарячий нафтопродукт; III – нагріта вода;
IV – охолоджений нафтопродукт

апарата як конденсатор-холодильник, коли внаслідок часткової або повної конденсації об'єм потоку різко зменшується, можна застосовувати колекторні заглибні апарати зі змінним числом потоків. На початку апарата, де рухаються в основному пари, об'єм яких значний, число паралельних потоків може бути вищим, ніж у тій частині апарата, де завершена конденсація парів, і відбувається охолодження конденсату. Така будова є ефективним способом підвищення теплового ефекту апарата, оскільки при збереженні первинного числа потоків по всьому їх шляху швидкість руху конденсату в кінцевій частині апарата може бути невеликою, і, отже, коефіцієнт теплопередачі в цій частині апарата буде низьким.

Неправильний вибір місця скорочення числа потоків шляхом середовища, яке конденсується, може привести до підвищення гідравлічного опору.

Кількість ходів пучка секції визначається числом перегородок у кришках трубних ґраток. Загальний вигляд теплообмінника, що складається з декількох секцій, наведений на рис.6.3. Трубний пучок 12-ходової секції заглибного теплообмінника наведено на рис.6.4.

Для підтримки в резервуарі необхідної температури робочого середовища обігрівальні змійовики можуть бути виготовлені плоскими у формі спіралей, що розміщені біля днища циліндричних вертикальних ємностей і сховищ.

Охолодження робочого середовища за допомогою апаратів такого типу дозволяє знизити його температуру на 30–50 °С. Основними недоліками таких теплообмінників є їх громіздкість і підвищена витрата металу, низький коефіцієнт тепловіддачі на зовнішній поверхні змійовика від стінок труб до води внаслідок малої швидкості руху теплоносія (у резервуарі наявний значний вільний переріз для проходження води), труднощі очищення поверхні теплопередачі.

При великій витраті потоку, який охолоджується, для зменшення гідравлічного опору застосовують колекторні змійовикові холодильники (рис.6.2), де потік, який охолоджується, за допомогою спеціального колектора розбивається на декілька паралельних потоків. Менший гідравлічний опір колекторного апарата порівняно з однопотоковим досягається за рахунок зменшення швидкості потоку і довжини шляху.

У разі використання подібного

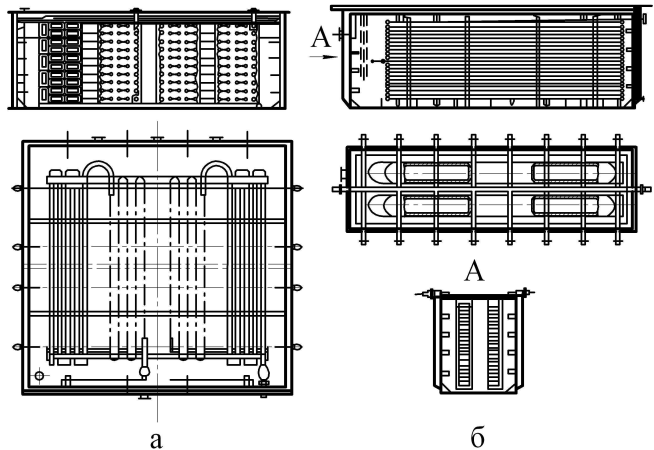


Рисунок 6.3 – Варіанти конфігурації труб заглибних теплообмінників:

а – із прямими трубами; б – зі спіральними замкненими трубами

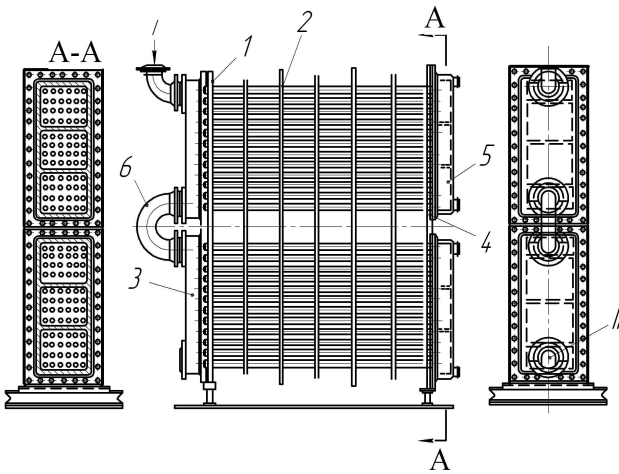


Рисунок 6.4 – Трубний пучок 12-ходової секції заглибного теплообмінника:

- 1 – нерозрізна трубна ґратка; 2 – опорні решітки;
3 – кришка нерозрізної трубної решітки; 4 – розрізна трубна ґратка;
5 – кришка розрізної трубної решітки;

I – вхід гарячого теплоносія; II – вихід гарячого теплоносія

пристрій для зрошення зовнішньої поверхні змійовиків водою. Подібний розподільний пристрій виконується у вигляді або жолобів, або спеціальних розпилювачів. Унаслідок високого значення прихованої теплоти випарювання води навіть незначне її випарювання супроводжується відведенням великої кількості тепла. Досвід роботи зрошувальних конденсаторів і холодильників показує, що близько 50 % тепла відводиться під час процесу випарювання води. Таким чином, у зрошувальному холодильнику і конденсаторі витрата води приблизно у 2 рази менша, ніж у звичайному водяному холодильнику.

До недоліків таких апаратів відносяться їх громіздкість, інтенсивну корозію зовнішньої поверхні труб унаслідок впливу кисню повітря і відкладення накипу на поверхні труб, які особливо посилюються при високій температурі потоку, який охолоджується, труднощі експлуатації в зимових умовах.

Кожухотрубні теплообмінники з гладких труб набули найбільшого поширення і становлять до 70 % усього теплообмінного обладнання ГПЗ, хоча останнім часом спостерігається тенденція їх часткового витіснення апаратами повітряного охолодження і пластинчасто-ребристими теплообмінниками. Широке застосування кожухотрубних теплообмінників обумовлене їх налагодженим виробництвом машинобудівними заводами для різних середовищ, робочого тиску і температур, уніфікацією і стандартизацією, надійністю в роботі і великим виробничим досвідом їх експлуатації.

Кожухотрубний теплообмінник є апаратом, зібраним з пучка гладких або оребрених труб, герметично закріплених у трубних ґратках, а потім вмонтованого в кожух - корпус.

Залежно від способу компенсації температурних подовжень корпусу і трубчатки виділяють такі теплообмінні апарати: жорсткої конструкції типу ТН – із нерухомими трубними ґратками (жорсткий кожух і нерухоме кріплення трубних решіток); напівжорсткої

Для підвищення швидкості руху та інтенсифікації тепловіддачі щодо теплоносія, що розміщений зовні змійовика, всередині резервуара можуть встановлюватися перемішувальні пристрої.

Такі апарати використовуються на ряді діючих нафтопереробних заводів і при будівництві нових установок, як правило, не застосовуються.

Зрошувальні теплообмінники застосовуються як холодильники і конденсатори. Вони являють собою змійовик, що складається із з'єднаних двійниками труб, що розташовані горизонтальними і вертикальними рядами. Найчастіше це колекторні змійовики (рис.6.5). У верхній частині апарата є розподільний

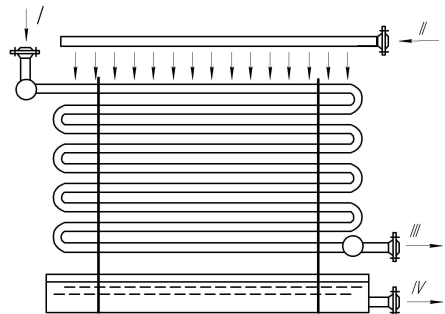


Рисунок 6.5 – Зрошувальний колекторний теплообмінний апарат:

- I – гарячий нафтопродукт; II – холодна вода;
III – охолоджений нафтопродукт;
IV – нагріта вода

конструкції типу ТК – із температурним компенсатором на кожусі (напівжорсткий кожух і нерухоме кріплення трубних решіток); нежорсткої конструкції типу ТП – із температурним компенсатором у вигляді плаваючої голівки (жорсткий кожух, нерухоме кріплення однієї решітки і вільне переміщення іншої решітки), нежорсткої конструкції типу ТУ – з U-подібними теплообмінними трубами (жорстким кріпленням однієї решітки і вільним переміщенням U-подібних труб).

Кожухотрубні теплообмінники вертикальні або горизонтальні жорсткої конструкції або напівжорсткої конструкції із температурним компенсатором на корпусі і нерухомими трубними ґратками одноходові трубним і багатходові міжтрубним простором використовують для нагріву і (або) охолодження газів і рідин – теплоносіїв, які не змінюють свого агрегатного стану.

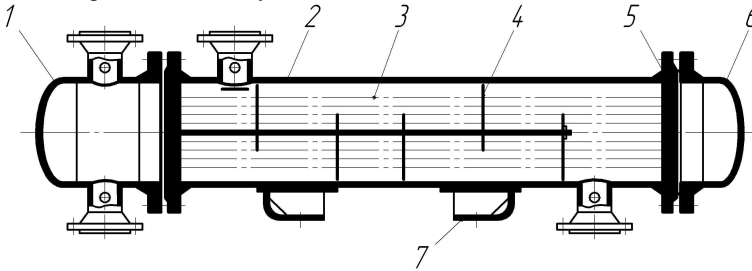


Рисунок 6.6 – Кожухотрубний теплообмінник

жорсткої конструкції з нерухомими трубними ґратками:

- 1 – розподільна камера; 2 – корпус-кожух; 3 – теплообмінна труба; 4 – поперечна перегородка; 5 – труба ґратка; 6 – кришка корпусу-кожуха; 7 – опора

Кожухотрубні теплообмінні апарати з нерухомими трубними ґратками (рис.6.6) мають циліндричний кожух 2, в якому розміщений пучок теплообмінних труб 3. Трубні решітки 5 із розвальцьованими трубками кріпляться до кожуха апарата. З одного кінця

теплообмінний апарат закритий розподільною камерою 1, з іншого – кришкою 6. Апарат обладнаний штуцерами для середовищ, які обмінюються теплом, одне середовище проходить трубами, інше проходить через міжтрубний простір.

Залежно від числа перегородок у розподільній камері кожухотрубні теплообмінні апарати діляться на одно-, дво- і багатходові у трубному просторі; апарати багатходові в міжтрубному просторі із поздовжніми перегородками; апарати із поперечними перегородками.

У розподільній камері багатходових теплообмінників установлюють перегородки, що дозволяють організувати розподіл потоку теплоносія в трубах залежно від числа ходів. Один хід охоплює певне число труб, усередині яких теплоносіє рухається в одному напрямку від розподільної камери однієї трубної дошки до іншої розподільної камери. Після проходження одного ходу рідина (газ) розвертається у порожнині протилежної розподільної камери і рухається у трубах до першої камери, потім процес повторюється. Від числа перегородок у розподільних камерах залежить число ходів теплоносія в трубному просторі, теплообмінники виготовляють із числом ходів від 2 до 8, окремі конструкції теплообмінників виготовляють із числом ходів до 28. При виготовленні розподільної камери перегородки приварюють або відливають як одне ціле із кришками. У трубних дошках, що прилягають до перегородок, виконують напрямні пази, в які входять перегородки разом із ущільнювальними прокладками. Трубні дошки в теплообмінниках жорсткої й напівжорсткої конструкції з'єднують із корпусом нерухомо зварюванням або закріплюють у міжфланцевих з'єднаннях. У міжтрубному просторі для організації поперечного обтікання пучка труб, а також для фіксації труб з метою запобігання їхньому зсуву, прогину та вібрації установлюють односторонні або двосторонні поперечні перегородки. Для підвищення жорсткості трубного пучка та дистанціювання поперечних перегородок установлюють систему стяжних прогонів, труб та розпірок.

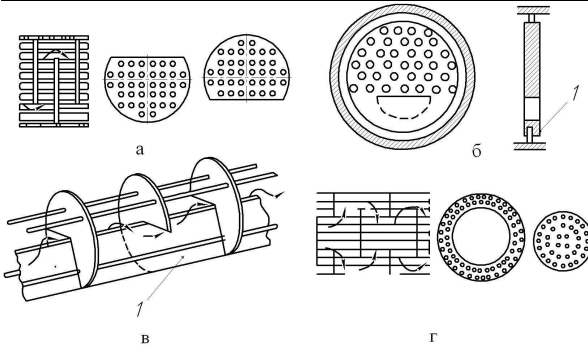


Рисунок 6.7 – Перегородки:

а – сегментна; б – сегментна у вигляді вирізу з кільцевим ущільненням; в – секторна; г – типу диск-кільце

дозволяє надійно герметизувати зазор від витікання.

Секторна перегородка являє собою диск з вирізаною чвертю (рис.6.7 в). Уздовж країв вирізів поставлена поздовжня перегородка 1. Теплоносій при обтіканні такої перегородки здійснює поворот на 270° і в один, і в інший бік. Перегородки типу диск-кільце складаються з послідовно встановлених дисків і кільць (рис.6.7 г). Необхідною умовою для цього випадку є рівність площ отвору в кільці і в зазорі у диску.

Сітчасті перегородки, як правило, використовуються для чистих рідин. Вони являють собою дискові перегородки з отворами збільшеного розміру для труб. Процес інтенсифікується завдяки місцевій турбулізації при проходженні рідини в зазорі між трубами і перегородкою.

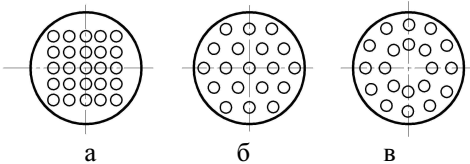


Рисунок 6.8 – Способи розміщення труб у теплообмінниках: а – у вершинах квадратів; б – у вершинах рівностороннього трикутника (по периметрах правильних шестикутників); в – по концентричних колах

меті - забезпечити максимально компактно розміщення необхідної поверхні теплообміну усередині апарата. Найбільш компактним є трубний пучок із шаховим розміщенням труб. Рідше застосовують розміщення труб по концентричних колах (рис.6.8 в).

Труби закріплюють у ґратках найчастіше розвальцюванням (рис.6.9 а, б), причому особливо міцне з'єднання (необхідне в разі роботи апарата при підвищених тисках) досягається при створенні в трубних ґратках отворів із кільцевими канавками, які заповнюються металом труби у процесі її розвальцювання (рис.6.9 б).

Крім того, використовують закріплення труб зварюванням (рис.6.9 в), якщо матеріал труби не піддається витяжці і припустиме жорстке з'єднання труб із трубною ґраткою, а також паянням (рис.6.9 г), що застосовується для з'єднання головним чином мідних і латунних труб. Рідко використовують з'єднання труб із решіткою за допомогою сальників (рис.6.9 д), що допускають вільне поздовжнє переміщення труб і можливість їх швидкої заміни. Таке

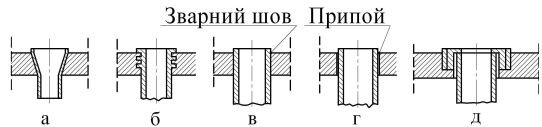


Рисунок 6.9 – Способи закріплення труб в трубних ґратках: а – розвальцюванням; б – розвальцюванням з канавками, в – зварюванням; г – паянням; д – сальниковими пристроями

У промисловості використовуються чотири основних види перегородок: сегментні, секторні, типу диск-кільце, сітчасті. Сегментні перегородки (рис.6.7 а) найбільш широко застосовуються у світовій практиці. Висота вирізу становить $(0,25 - 0,33)$ діаметра апарата. Відстань між перегородками становить близько $0,5$ діаметра апарата. Різновидом сегментних перегородок є дискова перегородка із сегментним вирізом (рис.6.7 б). Кільцеве ущільнення з корпусом

Труби в кожухотрубних теплообмінниках розміщують у трубних ґратках по вершинах квадратів (коридорне розміщення) (рис.6.8 а) або у вершинах рівностороннього трикутника (по периметрах правильних шестикутників) (шахове розміщення) (рис.6.8 б) із кроком, що дорівнює $1,25-1,5$ зовнішнього діаметра труб, та закріплюють у трубних дошках розвальцюванням, приварюванням та паянням. Усі зазначені способи розміщення труб мають на

з'єднання дозволяє значно зменшити температурну деформацію труб, але є складним, дорогим і недостатньо надійним.

Істотна розбіжність між температурами трубок і кожуха в апаратах жорсткої конструкції призводить до більшого подовження трубок порівняно з кожухом, що обумовлює виникнення напруги в трубній ґратці 5 і може привести до порушення щільності вальцювання труб у ґратці і потрапляння одного теплоносія в інший. Тому теплообмінники цього типу застосовують при різниці температур теплоносіїв, що проходять через трубки і міжтрубний простір, не більше 50 °С і при порівняно невеликій довжині апарата.

Як правило, у трубний простір спрямовують теплоносії, що може утворювати відкладення, які видаляють періодично при чищенні. Теплоносій, який у процесі теплообміну охолоджується, і його густина збільшується, спрямовувати зверху вниз, теплоносій, що нагрівається, відповідно рекомендується спрямувати знизу вверх. Очищення міжтрубного простору подібних апаратів складне, тому теплообмінники такого типу застосовуються в тих випадках, коли середовище, що проходить через міжтрубний простір, є чистим, не агресивним, тобто коли немає необхідності в чищенні.

Перевагою апаратів цього типу є простота конструкції і, отже, менша вартість.

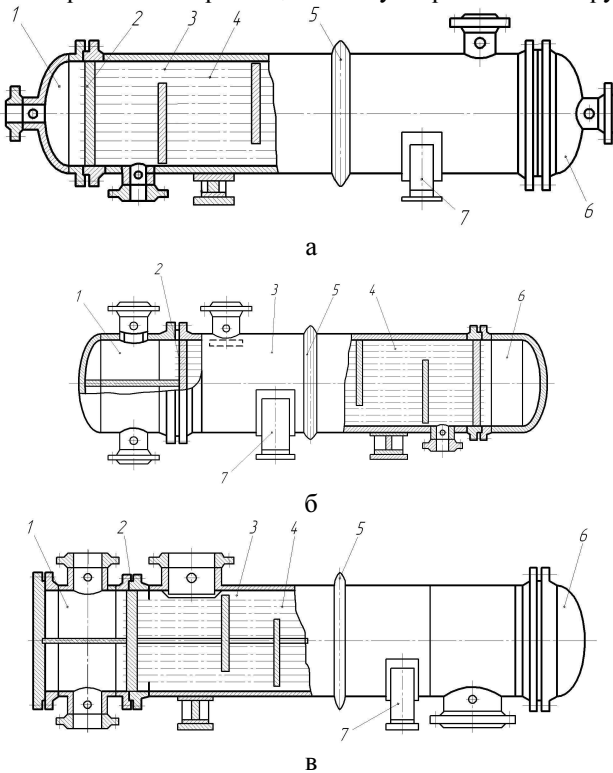


Рисунок 6.10 – Кожухотрубні горизонтальні теплообмінники напівжорсткої конструкції: а – одноходовий; б – багатоходовий з двома еліптичними кришками; в – багатоходовий із плоскою кришкою; 1 – розподільна камера; 2 – трубна ґратка; 3 – корпус-кожух; 4 – трубчатка; 5 – компенсатор температурний; 6 – кришка задня; 7 – опора

витагувати, чистити або ремонтувати.

У теплообмінниках із плаваючою головою теплообмінні труби закріплені в двох трубних ґратках, одна з яких нерухомо зв'язана з корпусом, а інша має можливість вільного осьового переміщення; останнє виключає можливість температурних деформацій кожуха і

Кожухотрубні теплообмінники вертикальні або горизонтальні, напівжорсткої конструкції, багатоходові у трубному та міжтрубному просторі (рис.6.10) застосовують для нагрівання або охолодження теплоносіїв. Такі теплообмінники бувають одноходовими щодо трубного та міжтрубного простору (рис.6.10 а), або багатоходовими щодо трубного та міжтрубного простору (рис. 6.10 б, в).

Кожухотрубні теплообмінники нежорсткої конструкції (рис.6.11) застосовують у разі потреби компенсувати великі температурні подовження трубчатки при перепаді температур між теплоносіями більш 50 °С, при цьому корпус і трубчатка мають нагоду вільно переміщатися один щодо одного.

Для багатоходових теплообмінників застосовують апарати із плаваючою головою (рис.6.11 а) або з U-подібними трубами (рис.6.11 б). У таких апаратах трубні решітки вхідної камери закріплюють і ущільнюють у фланцевому з'єднанні, що дозволяє за необхідності трубчатку

труб. Для компенсації різниці деформацій труб при градієнті температур більше 100 °С плаваючу трубну решітку іноді виконують розрізною із з'єднанням частин трубою типу «калач» (рис.6.12).

Кожухотрубний теплообмінник з U-подібними трубами має одну трубну решітку, яку закріплено у фланцевому з'єднанні, що дозволяє періодично витягувати трубчатку з корпусу для оглядів, очищення і ремонту.

При очищенні і ремонті теплообмінників для полегшення витягання трубчатки з міжтрубного простору в нижній частині трубчатки передбачені напрямні. Основним недоліком теплообмінників з U-подібними трубами є складність очищення внутрішньої поверхні труб, тому їх застосовують у процесах теплообміну чистих теплоносіїв.

У теплообмінних апарат для підвищених температур і тиску (рис.6.11, в) температурні подовження трубчатки компенсують за допомогою хвильового (сильфонного) компенсатора, розміщеного всередині корпусу і також встановленого на трубопроводі, яким відводиться теплоносій із трубного простору. Така конструкція вузла компенсації температурних подовжень є досить компактною, а головне розвантаженою від дії підвищеного тиску, оскільки на хвильовий компенсатор діє тиск із двох боків: зовнішній тиск із боку теплоносія в міжтрубному просторі і внутрішній тиск із боку теплоносія, що проходить у трубному пучку. У теплообміннику використовують багатохвильовий компенсатор, виготовлений із штампованих півлінз із тонколистового металу.

На зовнішній поверхні трубчатки встановлені перегородки або опорні пластини, що надають жорсткості конструкції, а також сприяють інтенсифікації теплообміну у міжтрубному просторі при поперечному набіганні потоку теплоносія на поверхню пучка труб. У нижній частині трубчатки розміщується роликів опора платформа, що полегшує витягування та встановлення трубчатки при проведенні ремонтних робіт.

Конденсатори широко використовують у технологічних установках як для зрідження окремих компонентів газової суміші при її охолодженні, так і при нагріві теплоносіїв при конденсації водяної пари. Переважно застосовують конденсатори вертикального і горизонтального типів із конденсацією теплоносія в трубному або міжтрубному просторі. Вибір того або іншого типу конденсатора визначається умовами роботи, параметрами й фізико-хімічними властивостями теплоносіїв.

Окремо необхідно виділити конденсатори та випарники

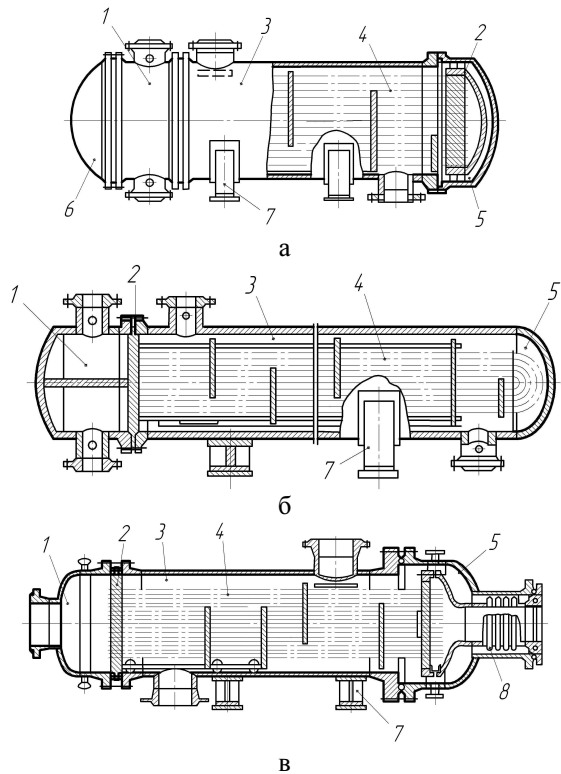


Рисунок 6.11 – Кожухотрубні теплообмінники нежорсткої конструкції:

а – із плаваючою головою; б – з U-подібними трубами; в – із хвильовим компенсатором; 1 – розподільна камера; 2 – трубна ґратка; 3 – корпус; 4 – трубчатка; 5 – кришка задня; 6 – кришка передня; 7 – опора; 8 – компенсатор

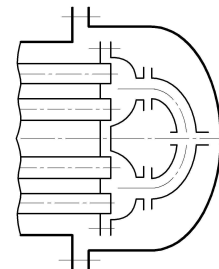


Рисунок 6.12 – З'єднання труб «калачем»

кожухотрубного типу, які знайшли своє застосування в нафто- і газопереробних виробництвах.

При конденсації багатокомпонентних газових сумішей, що надходять під підвищеним тиском, містять компоненти, що викликають корозію і вимагають постійного контролю конденсату, що відводиться, треба спрямовувати газ у трубний простір, що дозволить знизити витрату корозійностійких матеріалів, понизити експлуатаційні витрати і продовжити термін роботи.

У вакуумних конденсаторах і конденсаторах, що використовують як гарячий теплоносії водяну насичену пару, теплоносії спрямовують у міжтрубний простір.

Інтенсивніший теплообмін досягається у вертикальних конденсаторах (рис.6.13), в яких пару подають зверху, і плівка конденсату стікає вниз, безперервно оновлюючи при цьому поверхню конденсації. У протитечійних конденсаторах пара контактує з холодною поверхню труб, що забезпечує конденсацію парорідинних сумішей у широкому діапазоні температур кипіння компонентів і дозволяє проводити фракційну конденсацію.

У деяких конструкціях вертикальних конденсаторів із конденсацією пари в трубному просторі під верхньою кришкою встановлюють розпилювач для вприскування рідин, що вибірково поглинають низькокиплячі компоненти.

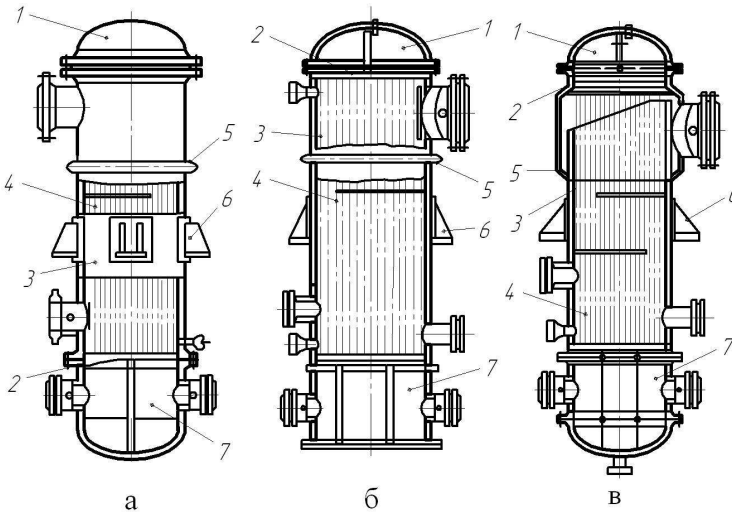


Рисунок 6.13 – Кожухотрубні конденсатори вертикальні напівжорсткого типу:
 а – із нерознімною розподільною камерою; б – з рознімною камерою і плоским дном; в – з рознімною камерою і двома еліптичними кришками; 1 – кришка; 2 – трубна ґратка; 3 – корпус-кожух; 4 – трубчатка; 5 – температурний компенсатор; 6 – опора; 7 – камера розподільна

Залежно від умов роботи використовують конденсатори жорсткого типу з нерухомими ґратками, напівжорсткого типу з компенсатором на кожусі (рис.6.13 а, б, в), нежорсткої конструкції із плаваючою головою, а також із U-подібними трубами.

На рис.6.14 показана будова стандартного кожухотрубного горизонтального багатоходового конденсатора із плаваючою головою. Ліва трубна ґратка закріплена між фланцями корпусу і розподільної камери, закритої плоскою кришкою.

Права рухома трубна ґратка, закрита еліптичною кришкою, вільно переміщається, утворюючи плаваючу головку. У таких конденсаторах охолоджуючий теплоносії спрямовують у трубний простір, що полегшує періодичне очищення труб після знімання кришок. На трубчатці встановлені перегородки або опорні пластини, що додають жорсткість всієї конструкції, а також сприяють інтенсифікації теплообміну при поперечному набіганні потоку пари на поверхню пучка труб. У нижній частині трубчатки розміщується роликів опорна платформа, що полегшує витягання і установку трубчатки при проведенні ремонтних робіт.

Випарники кожухотрубного типу застосовують у холодильних установках для випарювання низькокиплячих холодоагентів при охолодженні нагрітих робочих середовищ до низьких температур, а також у ректифікаційних і десорбційних установках як обладнання для створення пари з метою обігріву нижньої частини колони потоками пари киплячого компонента. Такі апарати в газовій і нафтопереробній промисловості називають ребойлерами.

У газороздільних установках переважно використовують горизонтальні випарники з подачею гарячого теплоносія в трубний простір, випарюванням холодного теплоносія в міжтрубному просторі і організацією парового простору для сепарації краплин киплячої рідини. У випарниках із паровим простором температурні подовження трубчаткі компенсують застосуванням U-подібних трубок або використанням трубчаткі з плаваючою головкою (рис.6.15 а, б, в).

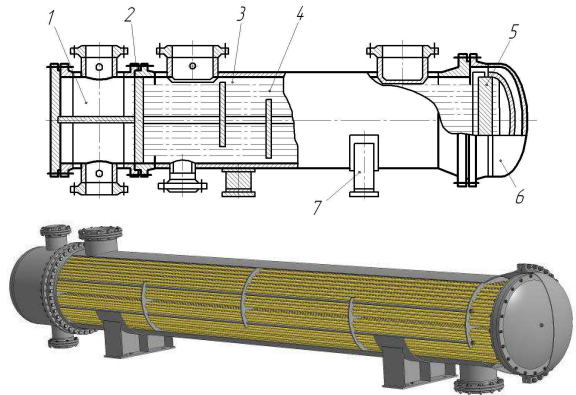


Рисунок 6.14 – Кожухотрубний горизонтальний багатоходовий конденсатор із плаваючою головкою (КП) з рознімною камерою і плоским днищем: 1 – камера розподільна; 2 – трубна ґратка; 3 – корпус; 4 – трубчатка; 5 – плаваюча головка; 6 – кришка; 7 – опора

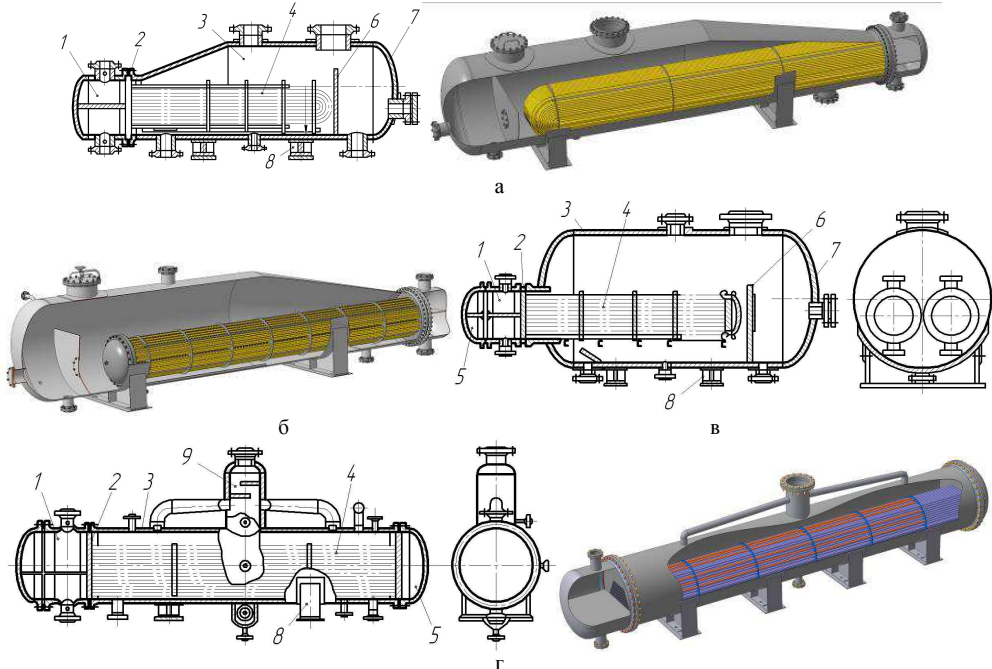


Рисунок 6.15 – Теплообмінники-випарники із паровим простором:

а – із конічним днищем і U-подібними трубками; б – із конічним днищем і плаваючою головкою;

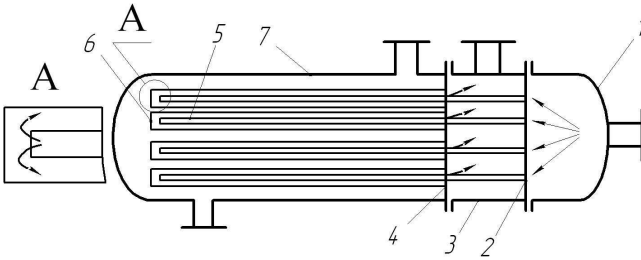
в – із плаваючою головкою і двома трубними пучками; г – кожухотрубний із сухопарником;

1 – розподільна камера; 2 – трубна ґратка; 3 – корпус; 4 – трубчатка; 5 – кришка еліптична; 6 – переливна планка; 7 – днище; 8 – опора; 9 – сухопарник

У міжтрубному просторі підтримується постійний рівень киплячої рідини над трубним пучком за допомогою переливної перегородки, що в окремих випадках дозволяє проводити

відпарювання індивідуальних компонентів рідкої суміші під час її руху уздовж трубчатки і безперервного відведення відпареної рідини.

При високих теплових навантаженнях в апаратах з еліптичним днищем можуть бути



встановлені два або три трубні пучки, що можуть бути виготовлені з нержавіючої сталі, що подовжують термін експлуатації апарата.

Як гарячий теплоносієй, який подається у трубний

Рисунок 6.16 – Кожухотрубний теплообмінник з подвійними трубами: 1 – кришка; 2, 4 – трубні решітки; 3 – проміжний корпус; 5 – внутрішні труби; 6 – зовнішні труби; 7 – основний корпус

простір, використовують насичену водяну пару, нагріті нафтопродукти або гарячі гази залежно від температурного режиму.

Для випарювання технологічних середовищ у холодильних установках загальнопромислового призначення застосовують кожухотрубні горизонтальні випарники, в яких об'єм парового простору значно зменшений, але передбачає сухопарник, який відділяє краплини рідини і виключає потрапляння їх у всмоктуючу лінію компресора (рис.6.15, г).

У процесах перероблення нафти і газу також знайшли застосування кожухотрубні теплообмінники із подвійними та крученими трубками.

Кожухотрубні теплообмінні апарати із подвійними трубами (трубами Фільда) (рис.6.16) відрізняються від розглянутих тим, що трубні ґратки у них зміщені в один бік, а трубний простір умовно розділений на дві частини: на внутрішній об'єм малих труб і простір між внутрішніми 5 і зовнішніми трубами 6 у проміжному корпусі 3. В одній трубній ґратці розвальцьовані труби меншого діаметра, верхні кінці яких відкриті, в іншій – труби більшого діаметра, нижні кінці яких заглушені.

В апаратах цього типу один із теплоносіїв надходить через штуцер у простір між кришкою 1 і верхньою трубною ґраткою 2, звідки спрямовується вниз трубками малого діаметра. На виході з них потік повертається по кільцевому простору між трубками, збирається в просторі між трубними ґратками, а потім виводиться з апарата.

Така конструкція забезпечує незалежне подовження труб, однак відрізняється підвищеною металоємністю, меншою середньою рушійною силою внаслідок наявності теплообміну через поверхню внутрішньої труби при зворотному ході теплоносія в трубному просторі.

Кожухотрубні теплообмінні апарати з крученими трубками використовують у нафтогазопереробці для теплообміну між середовищами, одне з яких знаходиться під високим тиском. На рис.6.17 показаний апарат, призначений для охолодження і часткової конденсації природного газу. Теплообмінник являє собою суцільнозварну конструкцію, що складається з кожуха 1, трубних ґраток 2, в яких закріплені трубки 3, спірально накручені на осердя 4. Осердя виконує роль котушки для навівання труб і одночасно

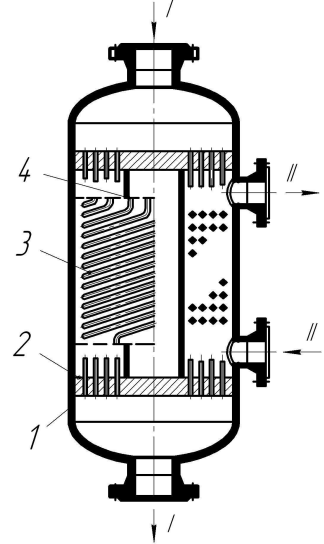


Рисунок 6.17 – Кожухотрубний теплообмінний апарат із крученими трубками:
1 – кожух-корпус; 2 – трубна ґратка; 3 – теплообмінна труба; 4 – осердя; I – природний газ; II – метанова фракція

використовується як несуча деталь, розвантажуючи корпус і трубні ґратки. Природний газ рухається всередині трубок, а метанова фракція подається у міжтрубний простір.

Для нагрівання, охолодження та конденсації газів під високим тиском широкого застосування набули **теплообмінники типу «труба в трубі»**. Цей теплообмінник – одна з основних вдалих конструкцій, що працює в області високого тиску.

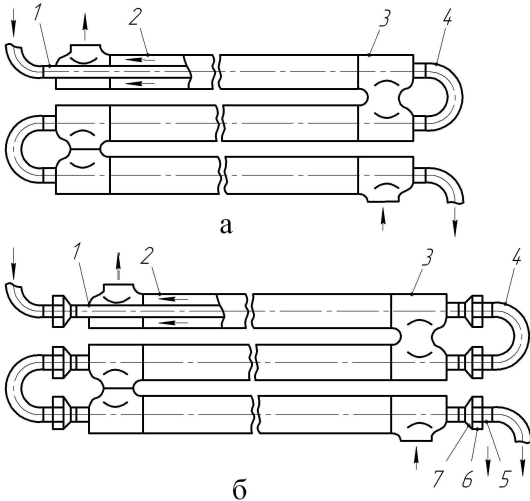


Рисунок 6.18 – Нерозбірний однопоточковий теплообмінний апарат типу «труба в трубі»:
 а – із привареними двійниками на теплообмінних трубах;
 б – зі знімними двійниками на теплообмінних трубах;
 1 – теплообмінна труба; 2 – кожухова труба;
 3 – спеціальний трійник; 4 – двійник; 5 – ніпель;
 6 – гайка; 7 – штуцер

газ високого тиску, з'єднують у довгі багаторядні секції за допомогою знімних калачів 3, секції монтують на опорній рамі 5, при цьому число встановлюваних елементів у секціях може досягати 20. Труби більшого діаметра між собою з'єднують за допомогою патрубків із фланцевими з'єднаннями 4, у кільцевому просторі між трубою більшого та меншого діаметрів, що утворюють міжтрубний простір, рухається теплоносій – вода (при охолодженні газу) або водяна пара (при нагріванні газу). Завдяки малому поперечному перерізу кільцевого простору між трубами у таких теплообмінниках досягаються високі швидкості течії середовища та високі коефіцієнти тепловіддачі для обох теплоносіїв. Труби великого й малого діаметрів з'єднують між собою зварюванням (рис.6.19 б) або за допомогою сальникових ущільнень (рис.6.19 в).

Теплообмінник із сальниковим ущільненням дозволяє компенсувати температурні подовження труб у випадку, якщо середня різниця температур між теплоносіями перевищує 70 °С. При високих теплових навантаженнях теплообмінник монтують із декількох паралельно встановлених секцій, що приєднуються до колекторів 6 для підведення та відведення теплоносіїв.

Гарячий теплоносій (як правило, під великим тиском) рухається у трубному просторі та віддає тепло через стінку холодному теплоносієві, який рухається у міжтрубному кільцевому просторі. Холодний теплоносій (здебільшого технічна вода) може подаватися в секцію протитечійно до гарячого теплоносія та відводиться із кожної труби, частини труб секції або після проходження всієї секції.

Теплообмінні апарати типу «труба в трубі» за конструкцією діляться на однопоточкові (нерозбірні і розбірні) і багатопоточкові.

Нерозбірні теплообмінні апарати типу «труба в трубі» (рис.6.18) виготовляють у двох виконаннях: із привареними двійниками на теплообмінних трубах, які експлуатуються без механічного очищення внутрішньої поверхні труб, і зі знімними двійниками на теплообмінних трубах, що дозволяють здійснювати механічне очищення труб.

На рис.6.19 показана конструктивна схема багатосекційного теплообмінника типу «труба в трубі».

У теплообмінниках типу «труба в трубі» товстостінні труби 1 малого діаметра, розраховані на застосування при високому тиску, розміщують із проміжком співвісно центру труб 2 більшого діаметра, що є корпусом теплообмінного елемента. Труби малого діаметра, в яких рухається

За необхідності підігрівання газ під високим тиском подають у трубний простір, а водяну пару або газ, який гріє, – у міжтрубний простір.

У розбірних конструкціях теплообмінників типу «труба в трубі» (рис.6.20, 6.21) внутрішні труби при підвищенні температури можуть подовжуватися незалежно від зовнішніх. Конструкція апаратів дозволяє здійснювати регулярне механічне очищення внутрішньої поверхні теплообмінних труб від забруднень, а також за необхідності виймати труби для їх заміни або механічного очищення зовнішньої поверхні.

У багатопотокових теплообмінних апаратах (рис.6.21) розподільна камера 1 служить для розподілу потоку по теплообмінними трубами 6. Між ґратками теплообмінних 2 і кожухових труб 4 розміщена розподільна камера 3 для середовища, що проходить по кільцевому простору в кожухових трубах 7. Багатопотокові теплообмінники мають два ходи внутрішніми трубами і два зовнішніми.

В апараті цього типу легше забезпечити більші, ніж у кожухотрубних теплообмінниках, швидкості руху потоків, що дозволяє мати і більш високі коефіцієнти теплопередачі і великі значення теплонпруженості поверхні нагрівання. Крім того, в апаратах типу «труба в трубі» легше здійснити протитечійний рух між теплоносіями, що також сприяє підвищенню ефективності теплообміну.

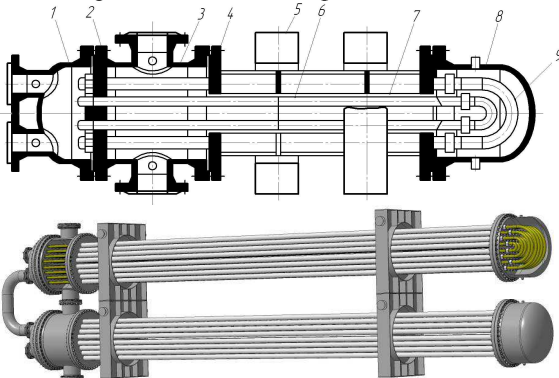


Рисунок 6.21 – Розбірний багатопотоковий теплообмінний апарат типу «труба в трубі»:

- 1 – перша розподільна камера; 2 – ґратка теплообмінних труб;
- 3 – друга розподільна камера; 4 – ґратка кожухових труб;
- 5 – опора; 6 – теплообмінна труба; 7 – кожухова труба;
- 8 – поворотна камера; 9 – двійник

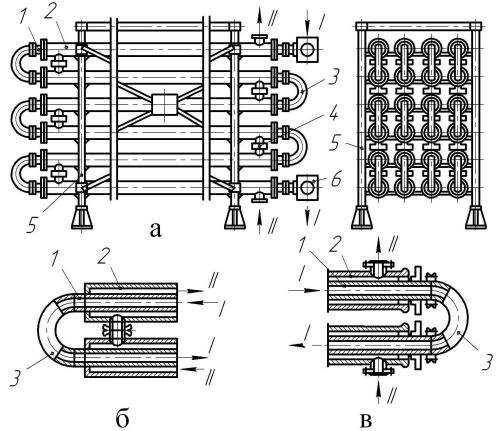


Рисунок 6.19 – Секційний теплообмінник типу «труба в трубі»:

- а – загальний вигляд; б – жорстке кріплення труб;
- в – сальникове ущільнення труб; 1 – гарячий теплоносіє; 2 – зовнішня труба; 3 – калач; 4 – фланцеве з'єднання; 5 – опорна рама; 6 – колектор

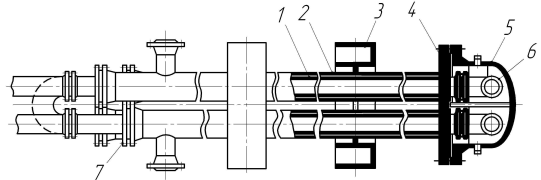


Рисунок 6.20 – Розбірний однопотоковий теплообмінний апарат типу «труба в трубі»:

- 1 – теплообмінна труба; 2 – кожухова труба; 3 – опора;
- 4 – ґратка кожухових труб; 5 – поворотна камера;
- 6 – двійник; 7 – ґратка теплообмінних труб

Поверхня теплообмінних апаратів розглянутого типу меншою мірою піддається забрудненню продуктами корозії і механічними домішками, що містяться в теплоносіях. У багатьох випадках апарати типу «труба в трубі» працюють з більш високими тепловими показниками, ніж кожухотрубні теплообмінники.

Кристалізатор типу «труба в трубі» (рис.6.22) значно поширений на установках депарафінації олів. Кристалізатор призначений для отримання і росту кристалів, тому в апараті повинен бути забезпечений оптимальний тепловий та гідродинамічний режим. Температурний напір, швидкість руху і тривалість

перебування продукту, який охолоджується, у кристалізаторі обирають з таким розрахунком, щоб забезпечити в апараті оптимальну швидкість охолодження даного продукту, необхідну для росту його кристалів (швидке охолодження, як правило, супроводжується утворенням дрібних кристалів).

У кристалізаторах по внутрішній трубі рухається розчин масла, який охолоджується, з нього викристалізуються парафінові вуглеводні, а по кільцевому простору охолодне середовище: для регенеративних кристалізаторів це холодний розчин депарафінованого масла, для власне кристалізаторів – спеціальний холодоагент (аміак, пропан та ін.)

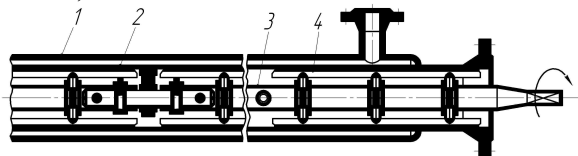


Рисунок 6.22 – Вузол секції кристалізатора типу «труба в трубі»: 1 – кожухова труба; 2 – теплообмінна труба; 3 – вал; 4 – скребок

Щоб уникнути відкладення парафіну на внутрішній поверхні труби, кристалізатори забезпечені обертальним валом зі скребками, що видаляють парафін. Це необхідно, щоб підвищити ефект теплообміну, що значно погіршується внаслідок низького коефіцієнта теплопровідності шару парафіну.

Вал зі скребками приводиться в обертання від електродвигуна за допомогою системи зубчастих коліс, зв'язаних ланцюговою передачею.

Перевагами теплообмінників типу «труба в трубі» є високий коефіцієнт теплопередачі, можливість за необхідності встановити додаткові секції та наростити поверхню теплопередачі. Недоліками таких теплообмінників є громіздкість, висока питома металоємність (найвища з усіх видів теплообмінних апаратів), а також складність очищення міжтрубного простору від відкладень солей.

Теплообмінні апарати типу «труба в трубі» жорсткої конструкції так само, як і кожухотруби з нерухомими ґратками, використовуються при порівняно невеликій різниці температур теплоносіїв і при теплообміні незабруднених рідин (часте очищення кільцевого простору не потрібне).

У теплообмінних апаратах типу «труба в трубі» розбірної конструкції порівняно легко очищаються внутрішня і зовнішня поверхні труб; ці апарати мають високий коефіцієнт теплопередачі і є надійними в експлуатації.

У зв'язку з дефіцитом прісної води, високою вартістю водооборотного водопостачання, втратами і забрудненням води на газонафтопереробних виробництвах все ширше застосовують **апарати повітряного охолодження** (АПО) як досить ефективне й надійне теплообмінне обладнання.

Як теплоносіїв, який відбирає тепло від середовищ, які охолоджуються, в АПО використовують атмосферне повітря, що примусово подається вентиляторами в зону теплообміну або надходить мимовільно за рахунок природної тяги. Застосування АПО дозволяє розміщувати газонафтопереробні заводи максимально наближеними до запасів сировини і незалежно від джерел водопостачання.

Принципова схема будови АПО (рис.6.23) передбачає наявність трубчатки, всередині якої під тиском проходить гарячий теплоносіїв, а також розвинутої зовнішньої поверхні теплообміну, що утворюється оребреними трубами, що обдуваються потоком холодного повітря.

За технологічним призначенням АПО використовуються як холодильники і конденсатори. Робоче середовище з колектора надходить у секції і охолоджується в багатোধодових трубних пучках.

На рис.6.24 поданий апарат повітряного охолодження типу АПГ.

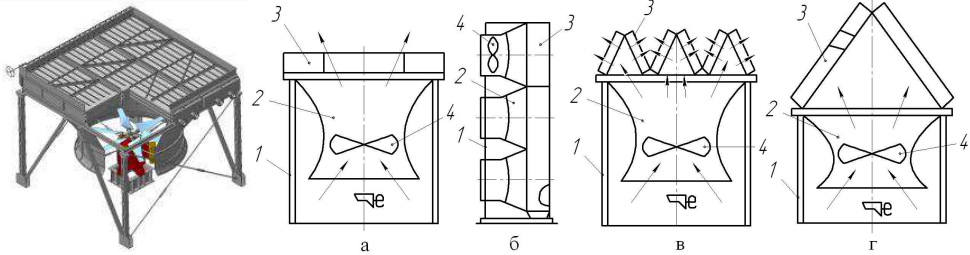


Рисунок 6.23 – Принципові схеми апаратів повітряного охолодження:

а – горизонтального (АПГ); б – вертикального (АПВ); в – зигзагоподібного (АПЗ); г – шатрового (АПШ);
1 – рама; 2 – корпус; 3 – теплообмінна секція; 4 – вентилятор із приводом

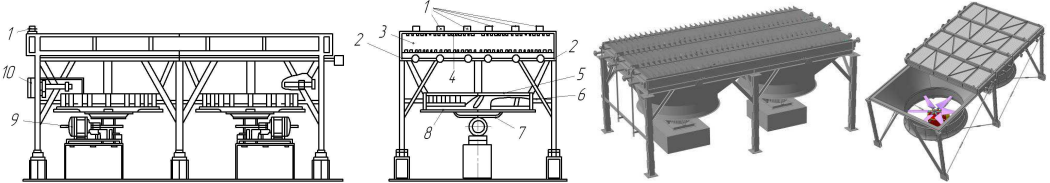


Рисунок 6.24 – Апарат повітряного охолодження типу АПГ:

1 – штуцер входу гарячого продукту; 2 – штуцер виходу охолодженого продукту; 3 – теплообмінна секція;
4 – дифузор вентилятора; 5 – колесо вентилятора; 6 – колектор вентилятора; 7 – розподільник; 8 – захисна сітка;
9 – електродвигун; 10 – зволожувач повітря

Апарат цього типу призначений для конденсації і охолодження пароподібних, газоподібних і рідких нафтопродуктів. Теплообмінник складається з горизонтально розташованих секцій оребрених труб, що встановлюються на металоконструкціях. Число труб у секції залежить від числа рядів і числа ходів трубами, коефіцієнта оребрення труб (відношення площі поверхні одного метра оребреної труби до зовнішньої площі поверхні гладкої труби). Труби у теплообмінній секції розміщені в шаховому порядку по вершинах рівносторонніх трикутників. Під цими секціями розміщуються осьові вентилятори, що нагнітають повітря для охолодження оребрених поверхонь труб, якими проходить середовище, що охолоджується. Застосування в АПО оребрених труб обумовлено необхідністю компенсації низького коефіцієнта тепловіддачі з боку повітря. Продуктивність вентилятора щодо об'ємної витрати повітря, що подається, можна варіювати за допомогою зміни кута нахилу лопатей, тим самим регулюється інтенсивність теплообміну з боку повітря і витрата електроенергії. Залежно від довжини труб встановлюється один або два вентилятори.

Для виключення температурних деформацій при нагріванні секції кріпляться до опорних металоконструкцій лише з одного боку. Для запобігання витіканню повітря передбачається пристрій з боків секцій дефлекторів.

Осьовий вентилятор складається з колеса, на маточині якого закріплені поворотні лопаті, редуктора, електродвигуна і аеродинамічних елементів.

Сьогодні найбільш широкого застосування набули апарати повітряного охолодження з безредукторним приводом.

Для зниження температури охолодного повітря в літній період передбачаються форсунки, за допомогою яких у повітря впорскується вода.

У зимовий період часу для підтримки постійної температури охолоджуваних продуктів використовується конструкція жалюзі, які автоматично відкриваються і закриваються. У тих випадках, коли температура повітря дуже низька і можливе переохолодження конденсованої рідини, практикується повне зупинення вентилятора або реверсування електродвигуна вентилятора для того, щоб вентилятор починав прокачування повітря зверху апарата.

На рис.6.25-6.27 наведено конструкції апаратів повітряного охолодження інших типів.

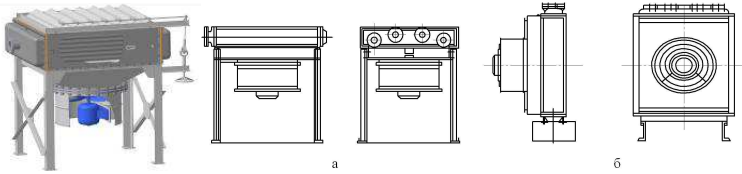


Рисунок 6.25 – Малопотоковий АПО:
а – горизонтальний; б – вертикальний

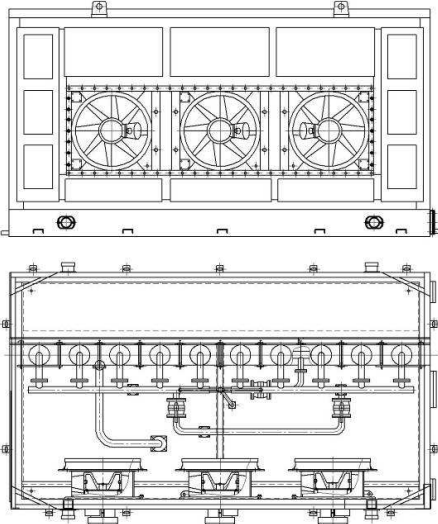


Рисунок 6.26 – Блок малопотокових пластинчастих апаратів повітряного охолодження

Використання АПО паралельно із теплообмінниками інших конструкцій дозволяє на підприємстві зменшити витрату води і витрати на експлуатацію оборотного водопостачання, зменшити кількість стічних вод, скоротити витрати праці на обслуговування, очищення і ремонт теплообмінного обладнання (повітря – чисте охолодне середовище, що не потребує спеціальної обробки). АПО практично не здатні до корозії. Використання систем охолодження на базі АПО дещо підвищує капітальні витрати при будівництві установок, але ці одноразові витрати швидко окупаються економією експлуатаційних витрат. Основною статтею витрат при експлуатації АПО є вартість споживаної електроенергії.

У теплообмінних апаратах розбірної конструкції внутрішні труби в ряді випадків із зовнішньої поверхні виконуються з ребрами, що дозволяє в 4 – 5 разів збільшити їх поверхню теплообміну (рис.6.28 – 6.30). Ребра внутрішніх труб

використовують, як правило, у тих випадках, коли з боку одного з теплоносіїв необхідно забезпечити високий коефіцієнт тепловіддачі (рухаються газ, в'язка рідина, потік мас ламінарний характер і т. п.). У цьому випадку ребро поверхні з боку такого теплоносія дозволяє значно збільшити кількість переданого тепла.

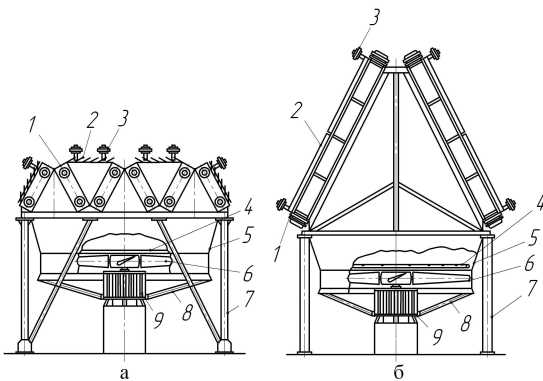


Рисунок 6.27 – Апарати повітряного охолодження:
а – зигзагоподібний; б – шатровий; 1 – теплообмінна секція; 2 – жалюзі; 3 – механізм дистанційного повороту жалюзі із пневматичним приводом; 4 – колектор уприскування хімічно чистої води; 5 – дифузор; 6 – колесо вентилятора; 7 – металічна несуча конструкція; 8 – стяжка; 9 – тихохідний електродвигун

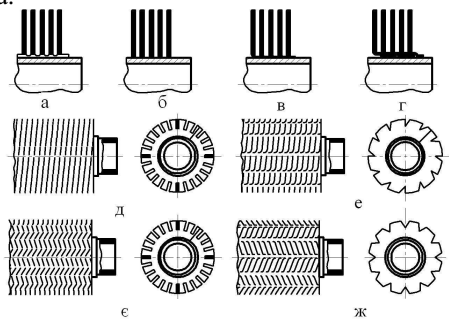


Рисунок 6.28 – Теплообмінні труби із поперечним оребренням:
а – накатаним; б – завальцьованим; в – L-подібною обгорткою; г – подвійною ступінчастою L-подібною обгорткою; д – накатаним із розрізними ребрами; е – накатаним із розрізними ребрами форми «півінтеграл»; є – накатаним із розрізними ребрами зигзагоподібною форми; ж – накатаним із розрізними ребрами форми «інтеграл»

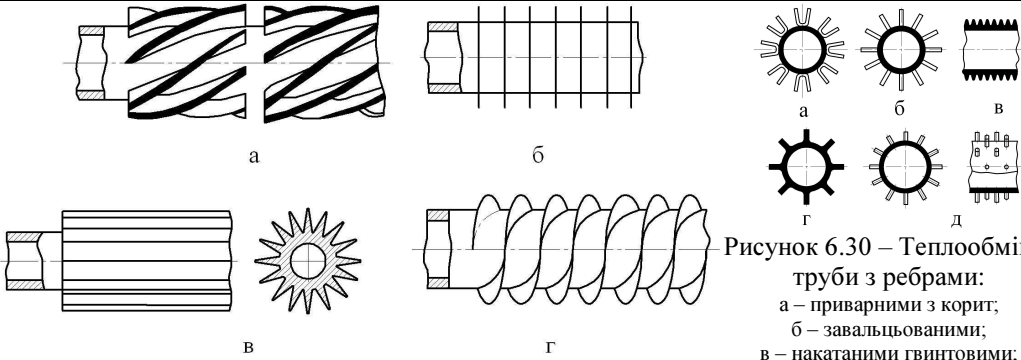


Рисунок 6.29 – Оребрення теплообмінних труб:

а – профільне; б – кільцеве; в – поздовжнє; г – спіральне

Рисунок 6.30 – Теплообмінні труби з ребрами:

а – приварними з корит;
 б – завальцьованими;
 в – накатаними гвинтовими;
 г – видавленими; д – приварними шипоподібними

Для підвищення ефективності теплообміну в трубному просторі використовують методи впливу на потік пристроями, що руйнують і турбулізують рух потоку в трубі (рис.6.31).

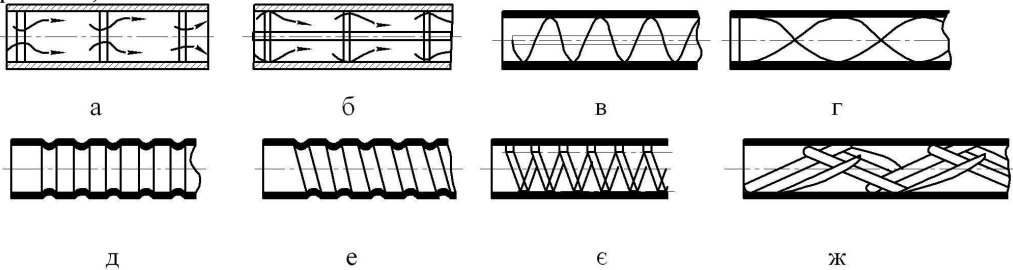


Рисунок 6.31 – Теплообмінні труби з турбулізаторами:

а – кільцевим завихрювачем; б – дискним завихрювачем; в – шнековим завихрювачем; г – стрічковим завихрювачем; д – діафрагмовою трубою із вертикальними канавками; е – діафрагмовою трубою з похилими канавками; з – труби зі спіральним дротом; ж – турбулізатор фірми «Sulzer»

6.3 Теплообмінники, що виготовляються з листового прокату [2,4,6,9]

Апарати, виготовлені з труб, мають ряд суттєвих недоліків. Основними з них є громіздкість, металоємність, порівняно невелика питома поверхня теплообміну. Зважаючи на це, в окремих вузлах технологічних установок нафтогазопереробних виробництв, особливо в блоках великої одиничної потужності, доводиться застосовувати кілька або паралельно, або послідовно працюючих апаратів, що недоцільно з точки зору економічних витрат, технології і регулювання процесу. Останнім часом усе більш широкого застосування набувають поверхневі теплообмінники з листового матеріалу, головним чином пластинчасті та спіральні з більш високими коефіцієнтами теплопередачі, які мають меншу питому металоємність порівняно з кожухотрубними.

Пластинчасті теплообмінники призначені для проведення теплопередачі без зміни агрегатного стану (нагрівачі, холодильники) і зі зміною агрегатного стану (випарники, конденсатори). Вони можуть застосовуватися для одночасного теплообміну між двома, трьома і більшою кількістю середовищ, а також придатні для теплообміну з двох- і трифазними робочими середовищами: рідина – рідина, пара – рідина, пара – газ – рідина, газ – рідина, газ – газ.

Пластинчасті теплообмінні апарати складаються з ряду паралельних тонких гофрованих металевих пластин, зібраних у спеціальній рамі і розміщених таким чином, що після їх складання і стиснення між ними залишаються щілиноподібні канали для робочих середовищ із різним напрямком руху в кожній з них. Ці канали між пластинами розділені на

дві системи: однією із них проходить гарячий теплоносіє, іншою – холодний. Кожна з пластин є елементом загальної поверхні теплообміну. Пластини, між якими одне з робочих середовищ рухається лише в одному напрямку, становлять пакет. Один або декілька пакетів, стиснутих між плитами, утворюють секцію теплообмінного апарата. Кожна пластина в апараті з одного боку контактує із охолодним середовищем, а з іншого – із середовищем, що охолоджується. Чергування міжпластинчастих каналів для кожного із середовищ у пакеті здійснюється відповідним набором пластин, що відрізняються між собою розташуванням прокладок ущільнення.

При такому конструктивному рішенні поверхня теплопередачі може бути виконана з листового матеріалу невеликої товщини, а канали для теплоносіїв можуть мати мінімальний переріз. До того ж завдяки паралельному розміщенню пластин і невеликій відстані між ними досягається така компактність, яка неможлива у кожухотрубному теплообміннику. Таким чином, основу конструкції пластинчастих теплообмінників складають гофровані пластини, що дозволяють турбулізувати приміжовий шар теплоносія, що призводить до поліпшення технологічної характеристики апарата.

За конструктивною ознакою з'єднання пластин між собою пластинчасті теплообмінні апарати можна розділити на розбірні, напіврозбірні і нерозбірні (зварні, блокові). Кожен із трьох типів застосовують залежно від ступеня доступності поверхні теплообміну для огляду і механічного чищення. У розбірних теплообмінниках міжпластинчасті канали ущільнюють за допомогою прокладок.

Розбірні пластинчасті теплообмінники застосовують у тих випадках, коли апарат часто піддається розбиранню і очищенню внаслідок утворення на теплообмінних стінках різних відкладень, пригару від термічно нестійких середовищ; коли є необхідність перекомпонувати поверхню теплообміну і зміни числа паралельно працюючих каналів, наприклад, у зв'язку зі зміною технологічного режиму; коли доводиться робити заміну деяких ділянок поверхні теплообміну за нерівномірного корозійного або ерозійного руйнування.

Напіврозбірні теплообмінники використовуються, коли одне із середовищ не утворює відкладень, що вимагають розбирання апарата для технологічного очищення (конденсуються пара, чистий газ).

Блокові і нерозбірні теплообмінники використовуються, як правило, у тих випадках, коли обидва теплоносії не дають відкладень на поверхні теплообміну, що вимагають механічного очищення.

Найбільш широко застосовують розбірні пластинчасті теплообмінники (рис.6.32), в яких гофровані пластини 2 відділені одна від одної прокладками 3. Пластини підвішуються на верхній горизонтальній стійці, а потім стискаються між нерухомою 1 і натискною 4 плитами, утворюючи теплообмінну секцію. Кінці верхньої та нижньої стійок закріплені в нерухомій і натискній плиті. У кожній пластині є чотири отвори: один для введення середовища в простір між пластинами, один – для виведення середовища і два – для наскрізного проходу середовища.

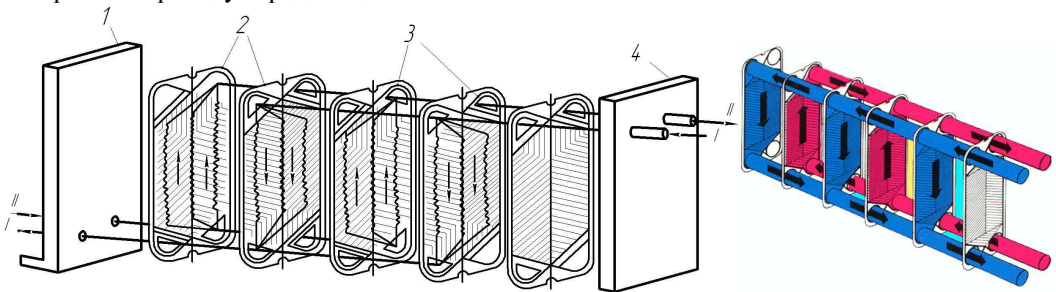


Рисунок 6.32 – Схема руху потоків у розбірному пластинчастому теплообміннику:

1 – нерухома пластина; 2 – гофровані пластини; 3 – натискна пластина; I – холодний теплоносіє; II – гарячий теплоносіє

Холодне робоче середовище входить в апарат через один зі штуцерів і через верхні кутові отвори, що утворюють колектор, потрапляє в усі непарні канали. Із протилежного від входу боку колектор обмежений нерухомою плитою. Під час руху вниз міжпластинчастим каналом теплоносій обтікає хвилясту поверхню пластин, що обігріваються із зворотного боку гарячим середовищем. Підігріте середовище збирається в нижньому поздовжньому колекторі, утвореному кутовими отворами, і виходить з апарата через відповідний штуцер.

Гаряче робоче середовище надходить до відповідного штуцера, розподіляється між парними каналами по нижньому колектору і рухається у міжпластинчастому зазорі вгору. Через верхній колектор і штуцер охолоджений теплоносій виходить із теплообмінника.

Мала товщина пластин і дуже висока турбулентність за рахунок рифлення поверхні забезпечують більш високі коефіцієнти теплопередачі порівняно з кожухотрубними теплообмінними апаратами. Від форми, розмірів і конструктивних особливостей пластини залежать ефективність теплопередачі, надійність апарата, технологічність його виготовлення, експлуатаційні дані.

Пластини виготовляють в основному двох типів: стрічково-потоківі і сітчасто-потоківі. Пластини стрічково-потоківого типу мають гофри по поверхні, які не лише збільшують жорсткість конструкції, але і завдяки щілиноподібним звивистим каналам значно турбулізують потік при малих швидкостях руху (0,3 – 0,9 м/с). У сітчасто-потоківих пластинах елементи турбулізації використовуються одночасно і для створення мережі рівномірно розподілених опор між пластинами, що значно підвищує жорсткість усього пакета і дає можливість роботи при більш високому тиску.

Монтаж і демонтаж цих апаратів здійснюються досить швидко, очищення теплообмінних поверхонь вимагає незначних витрат праці. Розбірні теплообмінники, що випускаються серійно, можуть працювати із забрудненими робочими середовищами при розмірі твердих включень не більше 4 мм.

Основним недоліком пластинчастих розбірних теплообмінників є велика кількість ущільнювальних з'єднань, у яких під дією тиску середовища може відбуватися вибивання прокладок, після чого потрібна їхня заміна. Для чистих робочих середовищ створені зварні пластинчасті теплообмінники, зібрані з окремих пакетів – секцій.

Напіврозбірний пластинчастий теплообмінник за конструкцією аналогічний розбірному. Відмінність полягає в тому, що пластини зварені попарно (рис.6.33). У результаті утворюється канал для того теплоносія, який не утворює відкладень. При цьому зварені пластини 1, 2 являють собою дзеркальне відображення одна одної.

За контуром кожної пластини виштампуваний U-подібний паз. При складанні двох пластин під зварювання одну з пластин перевертають на 180 ° так, щоб пази щільно прилягали один до одного, за ними і проводять зварювання. Пластини зварюються також у двох кутових отворах, призначених для транзитного проходу середовища. Два інших отвори, які використовуються для входу і виходу другого середовища в міжпластинчастий нерозбірний канал, виконуються без зварювання.

В отриманому блоці встановлюються прокладки – велика 5 і мала 4. Прокладки працюють як ті, що самостійно ущільнюються, що дозволяє використовувати цей апарат при більшому тиску, ніж у розбірних теплообмінниках аналогічної конструкції.

Блокові зварні пластинчасті теплообмінники призначені для підігрівання та охолодження рідкого або

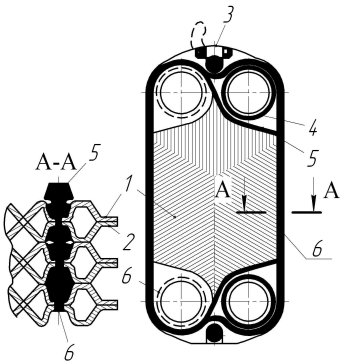


Рисунок 6.33 – Попарно зварені гофровані пластини напіврозбірного теплообмінного апарата:

- 1,2 – гофровані пластини;
- 3 – підвіска; 4 – мала прокладка;
- 5 – велика прокладка; 6 – втулка

газоподібного робочого середовища, а також для конденсації пари в умовах, коли жодний теплоносій не утворює на поверхнях теплообміну важкорозчинних відкладень.

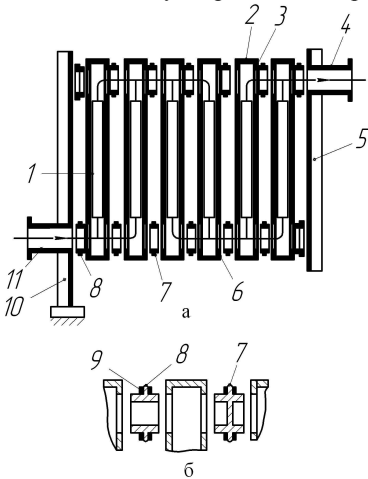


Рисунок 6.34 – Блоковий пластинчастий теплообмінник:

- 1 – зварені блоки; 2 – розподільна камера; 3 – гофрована пластина; 4, 11 – знімні патрубки; 5 – рухома плита; 6 – мала прокладка; 7 – глуха втулка; 8 – прохідна втулка; 9 – кільцева прокладка; 10 – нерухома плита

більшу силу стиснення прокладки. Принцип дії цих апаратів не відрізняється від роботи розбірних пластинчастих теплообмінників.

Пластинчасті зварні нерозбірні теплообмінники складаються з пластин, зварених у теплообмінний елемент (рис.6.35). Відстань між пластинами залежить від висоти гофр або спеціальних дистанційних штифтів. Зварний моноблок поміщують між парою кінцевих плит, що сприймають тиск робочих середовищ. Із торцевих боків блока приварені розподільні камери зі штуцерами. Через камери робочі середовища підводяться і відводяться від міжпластинчастих каналів. Працюють ці теплообмінники аналогічно описаним вище.

Однією з переваг пластинчастих теплообмінних апаратів є можливість створення різних схем руху робочих середовищ, які залежать від поєднання загального та окремого напрямків руху робочих середовищ у цілому через апарат і через міжпластинчасті канали. Розрізняють шість основних випадків (рис.6.36):

- окремий протитечійний рух при загальному протитечійному русі (протитечійний рух і в каналах і по апарату в цілому);
- змішаний рух;
- окремий змішаний рух при загальному протитечійному русі;
- окремий прямотечійний рух при загальному протитечійному русі;
- змішаний окремий рух при загальному прямотечійному русі;
- окремий прямотечійний рух при загальному прямотечійному русі.

Пластинчато-ребристі теплообмінники (теплообмінники із вторинними поверхнями) застосовують в основному у великих установках для розділення вуглеводневих газів.

Теплообмінник (рис.6.34) складений з уніфікованих зварних блоків 1, схема компонування та їх кількість визначаються тепловим і гідромеханічним розрахунками апарата. Блоки встановлені на рамі аналогічно розбірним пластинчастим теплообмінникам. У кутових розподільних камерах є отвори для входу і виходу робочих середовищ. Розподільні камери блоків з'єднані між собою прохідними 8 або глухими 7 втулками, ущільненими в отворах малими кільцевими прокладками 9. Застосування втулок дозволяє збирати пакети за паралельною, протитечійною або змішаною схемами руху робочих середовищ. Блоки розміщені на рамі між рухомою 5 і нерухомою 10 плитами і щільно стиснуті болтами.

На плитах встановлені знімні патрубки 4 і 11 відповідно для виходу і входу робочого середовища. Залежно від необхідного компонування їх можна встановлювати в будь-якому з кутів кінцевих плит. Кільцеві прокладки захищені від безпосереднього впливу середовищ втулками. Така конструкція дозволяє забезпечити

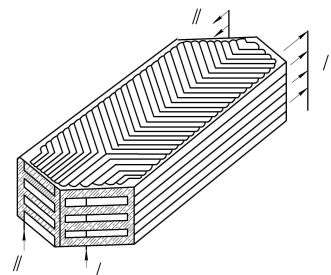


Рисунок 6.35 – Теплообмінний елемент пластинчастого звареного нерозбірного теплообмінника:

I, II – потоки теплоносіїв

Пластинчато-ребристий теплообмінник (рис.6.37) складається із розподільної камери 1 для теплоносія I, корпусу 2 прямокутного перерізу, приймальної камери 3 для теплоносія I, теплообмінного пакета розподільної камери 5 і приймальної камери для теплоносія II. Теплоносій I подається через штуцер, де розподіляється між оребреними каналами, проходить через канали, збирається з протилежного боку в приймальній камері і виводиться з апарату. Теплоносій II подається в камеру 5 і рухається каналами в режимі перехресного руху. Після контакту цей теплоносій також виводиться з теплообмінника.

Теплообмінний пакет пластинчато-ребристого теплообмінника виготовляють єдиним блоком (рис.6.38), що складається з окремих гладких пластин 1 і розміщених між ними гофрованих листів 2. Залежно від витрати теплоносіїв і їх властивостей відстані між гладкими пластинами в одному й тому самому теплообміннику можуть бути різними. Простір з двох боків закрито бічними ущільнювачами 3. Усі елементи з'єднують паянням. У результаті формується оребрена теплообмінна поверхня, на якій теплоносій розбивається на велику кількість потоків. Відносний рух теплоносіїв, організований за рахунок конструкції підвідних колекторів, може бути прямотечійним, протитечійним і перехресним.

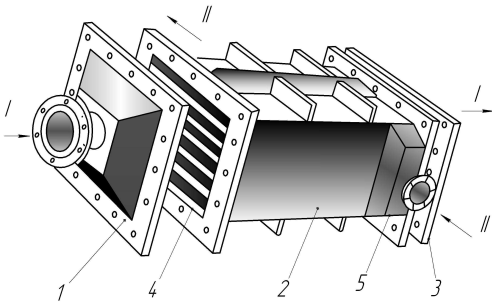


Рисунок 6.37 – Пластинчато-ребристий теплообмінний апарат: 1, 5 – розподільна камера; 2 – корпус; 3, 4 – приймальна камера; I, II – теплоносій

– невелика питома витрата металу, що особливо важливо при виконанні апаратів із легованих сталей або кольорових металів;

– можливість розміщення в одиниці об'єму максимальної поверхні теплообміну;

– можливість перекомпонування пакетів пластин для отримання оптимальної експлуатаційної характеристики апарату;

– широкі можливості нормалізації вузлів.

У **спіральних теплообмінниках** може здійснюватися теплообмін між робочими середовищами рідина – рідина, газ – газ і газ – рідина. Спіральні теплообмінники застосовують як конденсатори, випарники, а також для охолодження і нагрівання рідин, газів і парогазових сумішей. Ректифікаційні колони можуть компонуватися спіральними теплообмінниками як дефлегматори. Особливо ефективні спіральні теплообмінники для обробки високов'язких рідин, оскільки усувається проблема розподілу такої рідини по

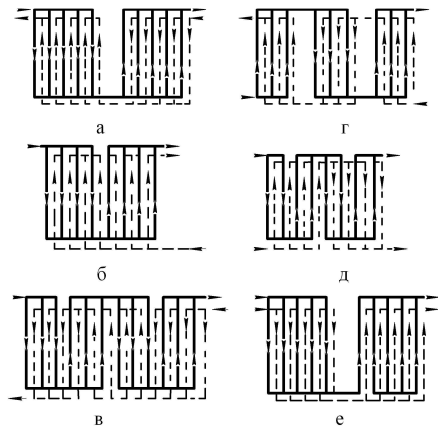


Рисунок 6.36 – Схеми відносного руху теплоносіїв у пластинчастому теплообміннику

Основні переваги пластинчастих теплообмінників:

– можливість значної інтенсифікації процесу теплообміну;

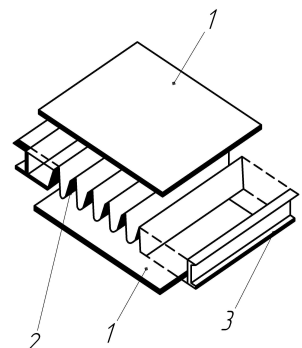


Рисунок 6.38 – Теплообмінний пакет пластинчато-ребристого теплообмінника: 1 – гладка пластина; 2 – гофрований лист; 3 – бічні ущільнювачі

трубах, а також при обробці шламів і рідин, що містять волокнисті матеріали.

Завдяки тому, що площа поперечного перерізу каналів по всій довжині залишається незмінною, забруднення на стінках в апараті під час його роботи краще змиваються потоком робочого середовища, і теплообмінник може тривалий час працювати без чищення. Конструкцією теплообмінників зі знімними кришками передбачене механічне чищення каналів.

Виділяють такі типи спіральних теплообмінних апаратів – одинарні, секційні, блокові.

Спіральний теплообмінник (рис.6.39 а) являє собою два плоских листи 1,2, навитих із рулонного матеріалу навколо центральної розділювальної перегородки (кern) 3 на спеціальному намотувальному верстаті у формі спіралі і закритих із торців кришкою 4 і дном 6. У результаті такого навивання утворюються два канали, в яких організується рух теплоносіїв (рис.6.39 б). Для збереження постійної ширини каналів і надання теплообміннику жорсткості на листах виконуються штамповані виступи або вони зміцнюються дистанційними бобишками. Після закінчення навивання листи на верхніх та нижніх торцях приварюють до дистанційної смугової вставки – шини та конструкцію герметизують за допомогою кришок і фланцевих з'єднань. Теплообмінник встановлено на опорній рамі 7.

Теплоносієй I надходить під тиском через штуцер у кришці в камеру центровиків, а потім по спіралі – у колектор, розміщений на периферії, і виходить із теплообмінника. Інший теплоносієй II подається у другий колектор і рухається по спіралі до центра, тобто протитечію першому, і виводиться з апарата через відповідний штуцер.

Відомі також спіральні теплообмінники, виготовлені з гофрованих листів (рис.6.39 в), що робить конструкцію апарата ще ефективнішою й компактнішою, але більш складною у виготовленні.

Спіральні теплообмінники також класифікують за видом ущільнення торців каналів: із тупиковими каналами, із глухими каналами, із наскрізними каналами (рис.6.40).

До тупикових каналів належать такі, в яких один канал заварюється за допомогою вставленої стрічки з одного боку, а другий канал – із протилежного боку (рис.6.40 а). Після зняття кришок обидва канали легко піддаються чищенню. Такий спосіб ущільнення каналів найбільш поширений.

До глухих каналів належать такі, в яких канал на торцях заварюється з обох боків (рис.6.40 б). У цьому випадку один канал не може бути очищений механічним способом. Можливий варіант, коли обидва канали заварюються з двох боків, тоді жоден канал не може бути очищений механічно.

Наскрізні канали – це канали, відкриті з торців (рис.6.40 в,г). Ущільнення досягається за допомогою листового матеріалу прокладки (рис.6.40 в) або манжет U-подібного перерізу (рис.6.40 г). При цьому способі обидва канали піддаються чищенню, але можливе потрапляння одного теплоносія в інший.

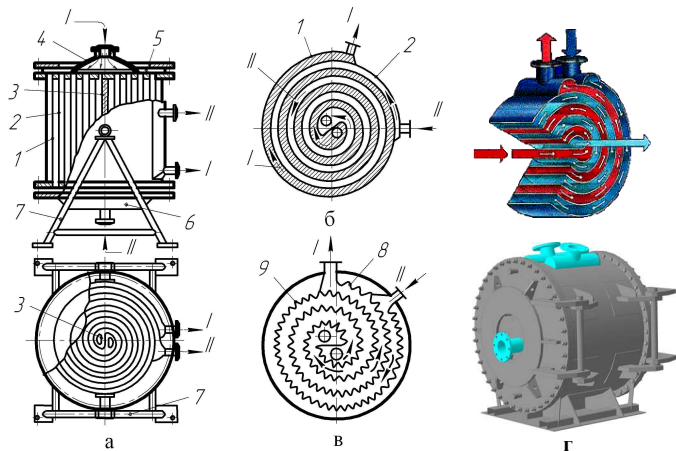


Рисунок 6.39 – Горизонтальний спіральний теплообмінник:

а – загальний вигляд апарата; б – схема руху потоків теплоносіїв; в – теплообмінник із гофрованих листів; г – 3D – модель; 1 – гарячий теплоносієй; II – холодний теплоносієй; 1, 2 – лист плоский; 3 – центральна перегородка – kern; 4 – кришка; 5 – прокладка; 6 – дно; 7 – рама опорна; 8, 9 – лист гофрований

Спіральні теплообмінники мають досить широке застосування в промисловості, що пояснюється такими перевагами: можливістю виготовлення з металевого рулонного матеріалу, що піддається холодній обробці і зварюванню; можливістю організації протитечіною руху теплоносіїв; меншою здатністю до забруднення поверхонь, оскільки відсутні різкі зміни напрямку потоку; компактність; легкість створення високих швидкостей руху теплоносіїв.

У спіральних теплообмінниках досягаються високі коефіцієнти теплопередачі, що робить їх дуже компактними й досить економічними щодо витрати металу, теплообмінники також мають малий гідравлічний опір.

Недоліками спіральних теплообмінників є складність виготовлення, обмеження щодо припустимого робочого тиску, труднощі в забезпеченні щільності з'єднань, а також неможливість ремонту при порушенні герметичності стінки.

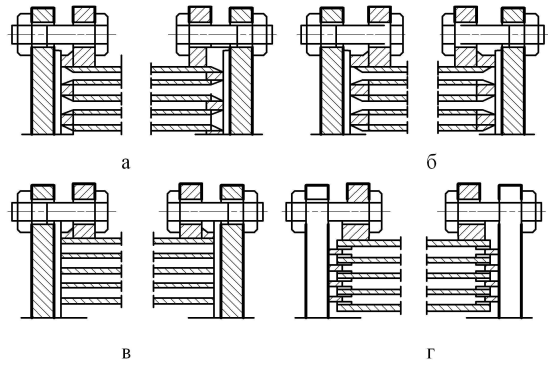


Рисунок 6.40 – Ущільнення торців каналів:

а – тупикове; б – глухе; в, г – наскрізне

Запитання для самоперевірки

1. Які галузі застосування знайшло обладнання для проведення теплообмінних процесів у нафто- і газопереробці?
2. Дайте визначення теплообмінного апарата, наведіть основи класифікації обладнання цього типу.
3. Які функціональні ознаки покладені в основу класифікації теплообмінних апаратів? Дайте їх короткий опис.
4. Перелічіть основні конструктивні ознаки теплообмінних апаратів. Які особливості конструкції враховуються у цій класифікації?
5. Які різновиди теплообмінників відносять до тих, що виготовлені з труб? Перелічіть основні конструкції апаратів цього типу.
6. Наведіть схематичні зображення основних кожухотрубних теплообмінників з описом їх конструкції та принципу дії.
7. Опишіть особливості встановлення перегородок, способів розміщення і закріплення труб у кожухотрубних теплообмінних апаратах, супроводжуючи опис розрахунковими схемами.
8. Які конструктивні рішення застосовуються для збільшення поверхні теплопередачі та інтенсифікації руху теплоносіїв у трубчастих теплообмінних апаратах.
9. Наведіть порівняльну характеристику основних конструкцій теплообмінних апаратів, що виготовляються з труб, визначте межі їх застосування, виділіть переваги та недоліки.
10. Подайте короткий опис теплообмінних апаратів, що виготовляються з листового прокату, опишіть принципи їх конструювання.
11. Продемонструйте основні конструкції пластинчастих теплообмінних апаратів у вигляді схем, опишіть їх будову та принцип дії.
12. Дайте опис конструкції та принципу дії спіральних теплообмінних апаратів, ілюструючи його схематичними зображеннями.
13. Які переваги та недоліки має кожна з конструкцій теплообмінних апаратів, що виготовляються з листового прокату? Наведіть межі застосування кожної з розглянутих конструкцій та їх порівняльну характеристику.
14. Порівняйте в різних умовах застосування ефективність теплообмінних апаратів, що виготовляються з труб та листового прокату.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 6.1. У групі теплообмінників за рахунок циркуляційного зрошення нафтоперегінної колони потоком нафтопродукту (відносна густина $\rho_{15}^{15} = 0,814$) підігрівається 370 т/годину нафти (відносна густина $\rho_{15}^{15} = 0,880$) від початкової температури 80 °С. Витрата циркуляційного зрошення становить 104 т/годину, а його температура при цьому знижується від 200 до 110 °С. Визначити кінцеву температуру нагрівання нафти. Обидва потоки проходять теплообмінні апарати у рідинному стані.

Тепло, що віддає гарячий теплоносієй (нафтопродукт), Q_1 , кВт [45,70]:

$$Q_1 = G_1(h_{1n} - h_{1к}),$$

де G_1 – масова витрата гарячого потоку (нафтопродукту циркуляційного зрошення колони), кг/с; h_{1n} та $h_{1к}$ – початкова та кінцева питомі ентальпії нафтопродукту відповідно, кДж/кг.

Якщо взяти втрати тепла такими, що дорівнюють приблизно 5 %, то тепло, отримане холодним потоком (нафтою), Q_2 , кВт, можна визначити з теплового балансу [45,70]:

$$Q_2 = G_2(h_{2к} - h_{2n}) \approx 0,95Q_1,$$

де G_2 – масова витрата холодного потоку (нафти), кг/с; $h_{2к}$ та h_{2n} – кінцева та початкова питомі ентальпії нафти відповідно, кДж/кг.

Для рідинних нафтових фракцій залежність питомої ентальпії h , кДж/кг, від температури t , °С, описується емпіричною залежністю Крега [55,60,70]:

$$h = \frac{1,687t + 0,0017t^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}},$$

$$h_{1n} = \frac{1,687 \cdot 200 + 0,0017 \cdot 200^2}{\sqrt{0,814}} = 449,$$

$$h_{1к} = \frac{1,687 \cdot 110 + 0,0017 \cdot 110^2}{\sqrt{0,814}} = 229,$$

$$h_{2n} = \frac{1,687 \cdot 80 + 0,0017 \cdot 80^2}{\sqrt{0,880}} = 156.$$

Тоді

$$Q_1 = (104 \cdot 10^3 / 3600)(449 - 229) = 6,35 \cdot 10^3,$$

$$Q_2 = 0,95 \cdot 6,35 \cdot 10^3 = 6,03 \cdot 10^3.$$

Кінцева питома ентальпія $h_{2к}$, кДж/кг, холодного потоку (нафти):

$$h_{2к} = h_{2n} + Q_2 / G_2 = 156 + 6,03 \cdot 10^3 / (370 \cdot 10^3 / 3600) = 215.$$

Для визначення кінцевої температури нафти за відомим значенням її питомої ентальпії наведемо емпіричну залежність Крега у вигляді квадратного рівняння:

$$0,0017t^2 + 1,687t - h\sqrt{\rho_{15}^{15}} = 0,$$

звідки визначаємо, що значенню питомої ентальпії $h_{2к} = 215$ кДж/кг відповідає кінцева температура нафти ($\rho_{15}^{15} = 0,880$) $t_{2к} = 108$ °С.

Приклад 6.2. Визначити необхідну поверхню охолодження та витрату води для холодильника заглибного типу, в якому охолоджується 10 т/годину гасу (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,850$) від 115 до 50 °С (тепловміст (ентальпія) гасу при відповідних температурах 234 кДж/кг та 95 кДж/кг). Охолоджувальна вода нагрівається в апараті від 20 до 40 °С. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 95$ Вт/(м²·К).

Визначимо теплове навантаження газового холодильника Q , кВт:

$$Q = G_1(h_{1n} - h_{1к}) = (10 \cdot 10^3 / 3600)(234 - 95) = 386,$$

де G_1 – масова витрата гарячого потоку (гас), кг/с; h_{1n} та $h_{1к}$ – початкова та кінцева питомі ентальпії гасу відповідно, кДж/кг.

Визначимо витрату охолоджувальної води G_2 , кг/с, з теплового балансу апарата:

$$G_2 = Q / (c_2(t_{2к} - t_{2n})) = 386 / (4,19 \cdot (40 - 20)) = 4,6,$$

де Q – теплове навантаження апарату ($Q=Q_1$), кВт; c_2 – середня питома теплоємність води (при середній температурі $t_{2сеп} = 30$ °С питома теплоємність води $c_2 = 4,19$ кДж/(кг·К) [45]), кДж/(кг·К); $t_{2к}$ та t_{2n} – кінцева та початкова температури повітря, °С.

Для визначення середньої різниці температур (рушійної сили процесу теплообміну) $\Delta t_{сеп}$, °С (К), складаємо схему теплообміну (беремо протитечійну схему руху потоків як найбільш ефективну) [45]:

$$\begin{array}{ccc} t_{1n} = 115 \text{ } ^\circ\text{C} & \longrightarrow & t_{1к} = 50 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ t_{2к} = 40 \text{ } ^\circ\text{C} & \longleftarrow & t_{2n} = 20 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ \Delta t_{\bar{6}} = 75 \text{ } ^\circ\text{C (К)} & & \Delta t_{\bar{м}} = 30 \text{ } ^\circ\text{C (К)}. \end{array}$$

$$\Delta t_{сеп} = \frac{\Delta t_{\bar{6}} - \Delta t_{\bar{м}}}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{6}}}{\Delta t_{\bar{м}}}} = \frac{75 - 30}{\ln \frac{75}{30}} = 49.$$

Розрахункова потрібна поверхня теплообміну F_p , м² [45,55,60,70]:

$$F_p = \frac{Q}{K \Delta t_{сеп}} = \frac{386 \cdot 10^3}{95 \cdot 49} = 83,$$

де Q – теплове навантаження апарата, Вт; K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К).

Труба $\varnothing 100$ мм та довжиною 3 м має поверхню теплообміну 1 м² (без урахування двійників-калачів). Відповідно, на холодильник потрібно 83 труби. При наближенні, що в довжину розміщуються по 2 труби, за висотою ящиків в 11 рядів та шириною в 4 ряди, в ящику холодильника розміститься $2 \times 11 \times 4 = 88$ труб, що забезпечує розрахункову поверхню із запасом.

Приклад 6.3. Підібрати кожухотрубні теплообмінні апарати із плаваючою головкою для підігріву 170 т/годину нафти (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,845$) від початкової температури 30 °С за рахунок охолодження 35 т/годину газового дистилату (фракція 180 – 240 °С, відносна густина $\rho_4^{20} = 0,812$) від 182 до 110 °С. Початкова та кінцева питомі ентальпії дистилату становлять відповідно 402 та 228 кДж/кг. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K=85$ Вт/(м²·К).

Для визначення фізико-хімічних властивостей нафти необхідно перевести значення стандартної відносної густини нафти ρ_4^{20} , що визначається при 20 °С щодо густини води при 4 °С, до значення густини нафти при 15,5 °С, віднесеної до густини води при цій самій температурі ρ_{15}^{15} , за залежністю [55,60,70]:

$$\rho_{15}^{15} \approx \rho_4^{20} + 0,0035 = 0,845 + 0,0035 = 0,849.$$

Визначення початкової ентальпії нафти h_{2n} , кДж/кг, при температурі $t_{2n} = 30$ °С можливе за залежністю Крега [55,60,70]:

$$h_{2n} = \frac{1,687 t_{2n} + 0,0017 t_{2n}^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} = \frac{1,687 \cdot 30 + 0,0017 \cdot 30^2}{\sqrt{0,849}} = 56,6.$$

Кількість тепла, що віддає гарячий потік (газовий дистилат), Q_1 , кВт, становить [45,70]:

$$Q_1 = G_1(h_{1n} - h_{1к}) = (35 \cdot 10^3 / 3600)(402 - 228) = 1,69 \cdot 10^3,$$

де G_1 – масова витрата дистилату, кг/с; h_{1n} та $h_{1к}$ – початкова та кінцева питомі ентальпії дистилату відповідно, кДж/кг.

З урахуванням втрат тепла (приблизно 5 %) кількість тепла, отриманого холодним потоком (нафтою), Q_2 , кВт, можна визначити з теплового балансу [45,70]:

$$Q_2 = G_2(h_{2к} - h_{2н}) \approx 0,95Q_1 = 0,95 \cdot 1,69 \cdot 10^3 = 1,61 \cdot 10^3,$$

де G_2 – масова витрата нафти, кг/с; $h_{2к}$ – кінцева ентальпія нафти, кДж/кг.

З іншого боку рівняння балансу визначаємо кінцеву ентальпію нафти $h_{2к}$, кДж/кг:

$$h_{2к} = h_{2н} + Q_2/G_2 = 56,6 + 1,61 \cdot 10^3 / (170 \cdot 10^3 / 3600) = 90,5.$$

За відомими значеннями кінцевої ентальпії нафти $h_{2к} = 90,5$ кДж/кг та відносної густини $\rho_{15}^{15} = 0,849$ визначаємо кінцеву температуру нафти $t_{2к}$, °C, з емпіричної залежності Крега у вигляді квадратного рівняння:

$$\begin{aligned} 0,0017t_{2к}^2 + 1,687t_{2к} - h_{2к}\sqrt{\rho_{15}^{15}} &= 0, \\ 0,0017t_{2к}^2 + 1,687t_{2к} - 90,5\sqrt{0,849} &= 0, \\ t_{2к} &= 48. \end{aligned}$$

Для визначення середньої різниці температур (рушійної сили процесу теплообміну) складаємо схему теплообміну:

$$\begin{aligned} t_{1н} &= 182 \text{ }^\circ\text{C} \longrightarrow t_{1к} = 110 \text{ }^\circ\text{C}, \\ t_{2к} &= 48 \text{ }^\circ\text{C} \longleftarrow t_{2н} = 30 \text{ }^\circ\text{C}, \\ \Delta t_{\sigma} &= 134 \text{ }^\circ\text{C (K)} \quad \Delta t_{\text{м}} = 80 \text{ }^\circ\text{C (K)}. \end{aligned}$$

Оскільки відношення $\Delta t_{\sigma} / \Delta t_{\text{м}} < 2$, обчислюємо різницю температур між теплоносіями як середньоарифметичну:

$$\Delta t_{\text{сеп}} = (\Delta t_{\sigma} + \Delta t_{\text{м}}) / 2 = (134 + 80) / 2 = 107 \text{ }^\circ\text{C (K)}.$$

Розраховуємо потрібну поверхню теплообміну F_p , м² [45,55,60,70]:

$$F_p = \frac{Q}{K \Delta t_{\text{сеп}}} = \frac{1,69 \cdot 10^6}{85 \cdot 107} = 185,$$

де Q – теплове навантаження апарата ($Q = Q_1$), Вт; K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К).

Обираємо кожухотрубний теплообмінник із плаваючою головкою, який має такі основні характеристики (відповідно до табл.А.6, додаток А): діаметр (внутрішній) корпусу $D = 600$ мм, поверхня теплообміну $F = 105$ м². Теплообмінні труби $\varnothing 25 \times 2,5$ мм та довжиною 6 м розміщені по вершинах трикутника, число ходів по трубах – 2. Площа прохідного перерізу трубним простором $S_1 = 0,034$ м², у міжтрубному просторі (у вирізі перегородки) $S_2 = 0,04$ м².

Необхідна кількість N , шт., таких теплообмінників:

$$N \geq F_p / F = 185 / 105 = 1,8.$$

Кожухотрубних теплообмінників із плаваючою головкою $N = 2$, тоді коефіцієнт запасу поверхні теплообміну дорівнюватиме:

$$\beta = \frac{NF - F_p}{F_p} \cdot 100\% = \frac{2 \cdot 105 - 185}{185} \cdot 100 = 13,5\%.$$

Приклад 6.4. Розрахувати пропановий холодильник-конденсатор газу (випарник пропану з паровим простором, рис.151) установки низькотемпературної ректифікації вуглеводневого конденсату. Гарячий теплоносій – вуглеводневий газ у кількості 34 тис. кг/годину при температурі 25 °C подається у трубний простір холодильника-конденсатора та виводиться з нього при температурі «мінус» 10 °C. Холодний теплоносій – рідинний пропан – випаровується у міжтрубному просторі при тиску 0,15 МПа. З розрахунків процесу однократної конденсації вуглеводневої суміші визначено її фазовий стан: 0,322 ваг.частки пари на вході в апарат та 0,179 ваг.частки пари на виході з нього відповідно. Теплофізичні параметри системи: при температурі 25 °C тепловміст парової фази 431 кДж/кг, рідинної – 189 кДж/кг; при температурі «мінус» 10 °C тепловміст парової фази 335 кДж/кг, рідинної – 96 кДж/кг. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 400$ Вт/(м²·К).

Для вибору стандартного типорозміру апарата необхідно визначити орієнтовну поверхню теплообміну пропанового холодильника з урахуванням того, що в ньому відбувається процес часткової конденсації вуглеводневої суміші.

Кількість тепла, що віднімається в апараті від газу, Q_1 , кВт, знаходиться за рівнянням [26]:

$$Q_1 = G_1 (e_n H_{1n} + (1 - e_n) h_{1n} - e_k H_{1k} - (1 - e_k) h_{1k}) = \\ = (34 \cdot 10^3 / 3600) \cdot (0,322 \cdot 432 + (1 - 0,322) \cdot 189 - 0,179 \cdot 335 - (1 - 0,179) \cdot 96) = 1210,$$

де G_1 – масова витрата вуглеводневого газу, кг/с; e_n та e_k – початкова та кінцева вагові частки парів; H_{1n} та h_{1n} – ентальпія парової та рідинної фаз відповідно при температурі $t_{1n} = 25$ °С, кДж/кг; H_{1k} та h_{1k} – ентальпія парової та рідинної фаз відповідно при температурі $t_{1k} = -10$ °С, кДж/кг.

Кількість газу G_{zn} , кг/с, та конденсату $G_{кн}$, кг/с, на вході в апарат:

$$G_{zn} = e_n G_1 = 0,322 \cdot 34 \cdot 10^3 / 3600 = 3,04,$$

$$G_{кн} = (1 - e_n) G_1 = (1 - 0,322) \cdot 34 \cdot 10^3 / 3600 = 6,40.$$

Кількість газу G_{zk} , кг/с, та конденсату $G_{кк}$, кг/с, на виході з апарата:

$$G_{zk} = e_k G_1 = 0,179 \cdot 34 \cdot 10^3 / 3600 = 1,69,$$

$$G_{кк} = (1 - e_k) G_1 = (1 - 0,179) \cdot 34 \cdot 10^3 / 3600 = 7,75.$$

Як холодний теплоносіє використовується пропан. Відповідно до завдання рідинний пропан подається в міжтрубний простір апарата під тиском $P = 0,15$ МПа. При такому тиску температура кипіння пропану буде дорівнювати $t_2 = -30$ °С, а його прихована теплота випаровування $r = 413$ кДж/кг [26].

Необхідна кількість пропану G_n , кг/с, що випаровується:

$$G_n = Q_1 / (r \eta_m) = 1210 / (413 \cdot 0,95) = 3,08,$$

де η_m – коефіцієнт використання тепла в апараті ($\eta_m = 0,95$ [26]).

Необхідна кількість рідинного пропану G_2 , кг/с, становить:

$$G_2 = G_n / \eta = 3,08 / 0,8 = 3,85,$$

де η – частка рідинного пропану, що випаровується ($\eta = 0,8$ [11]).

Розрахункова потрібна поверхня теплообміну F_p , м² [45,55,60,70]:

$$F_p = \frac{Q}{K \Delta t_{cp}} = \frac{Q_1}{q},$$

де $Q = Q_1$ – кількість тепла, що забирається в холодильнику від газу, що конденсується (теплове навантаження апарата), Вт; K – коефіцієнт теплопередачі в конденсаторі-випарнику, Вт/(м²·К); Δt_{cp} – середній температурний напір, °С (К); q – теплонпруженість поверхні теплообміну, Вт/м².

Будуємо схему руху потоків в апараті та визначаємо середньологарифмічну різницю температур Δt_{cp} , °С (К) [45,55,70]:

$$t_{1n} = 25 \text{ } ^\circ\text{C} \longrightarrow t_{1k} = -10 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ t_{2k} = -30 \text{ } ^\circ\text{C} \longleftarrow t_{2n} = -30 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ \Delta t_{\theta} = 55 \text{ } ^\circ\text{C (К)} \quad \Delta t_m = 20 \text{ } ^\circ\text{C (К)}, \\ \Delta t_{cp} = \frac{\Delta t_{\theta} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\theta}}{\Delta t_m}} = \frac{55 - 20}{\ln \frac{55}{20}} = 34,5. \\ F_p = \frac{1210 \cdot 10^3}{400 \cdot 34,5} = 88.$$

За галузевим стандартом ОСТ 26-02-434, галузевою нормаллю Н442-60 або ТУ 3612-013-00220302-99 береться випарник кожухотрубний з U-подібними трубками та жорстким кожухом. Основні технічні показники апарата (відповідно до табл.А.7, додаток А): діаметр

корпусу $D = 1400$ мм, один трубний пучок із 166 теплообмінними трубками $\varnothing 25 \times 2,5$ мм та довжиною $l = 6000$ мм, поверхня теплообміну $F = 135$ м².

Приклад 6.5. Розрахувати потрібну поверхню теплообміну горизонтального повітряного конденсатора-холодильника, призначеного для конденсації 14400 кг/годину парів нафтопродукту та подальшого їх охолодження від 120 до 40 °С. При цьому початкова та кінцева питомі ентальпії пари та конденсату нафтопродукту становлять відповідно 580 та 81 кДж/кг. Початкова температура повітря 25 °С, кінцева – 60 °С. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 46$ Вт/(м²·К). Визначити потрібну витрату повітря для охолодження апарата.

Тепло, що виділяється при конденсації та охолодженні нафтопродукту, Q_1 , кВт [45,70]:

$$Q_1 = G_1(H_{1n} - h_{1к}) = (14400/3600)(580 - 81) = 1,99 \cdot 10^3,$$

де G_1 – масова витрата гарячого потоку (нафтопродукту), кг/с; H_{1n} та $h_{1к}$ – початкова та кінцева питомі ентальпії парів та конденсату нафтопродукту відповідно, кДж/кг.

При перехресній або змішаній схемі руху потоків в апараті середньологарифмічна різниця температур $\Delta t_{сеп}$, °С (К) визначається як для протитечії (у попередніх розрахунках коригувальним коефіцієнтом можна знехтувати) [45,55,70]:

$$\begin{aligned} t_{1n} &= 120 \text{ } ^\circ\text{C} \longrightarrow t_{1к} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ t_{2к} &= 60 \text{ } ^\circ\text{C} \longleftarrow t_{2n} = 25 \text{ } ^\circ\text{C}, \\ \Delta t_{\bar{\sigma}} &= 60 \text{ } ^\circ\text{C (К)} \quad \Delta t_m = 15 \text{ } ^\circ\text{C (К)}, \\ \Delta t_{сеп} &= \frac{\Delta t_{\bar{\sigma}} - \Delta t_m}{\ln \frac{\Delta t_{\bar{\sigma}}}{\Delta t_m}} = \frac{60 - 15}{\ln \frac{60}{15}} = 32. \end{aligned}$$

Розрахункова потрібна поверхня теплообміну апарата повітряного охолодження F_p , м², [45,55,60,70]:

$$F_p = \frac{Q}{K \Delta t_{сеп}} = \frac{1,99 \cdot 10^6}{46 \cdot 32} = 1356,$$

де Q – теплове навантаження апарата ($Q = Q_1$), Вт; K – коефіцієнт теплопередачі, Вт/(м²·К).

Витрата повітря G_2 , кг/с, визначається з теплового балансу апарата:

$$\begin{aligned} Q &= G_1(H_{1n} - h_{1к}) = G_2 c_2 (t_{2к} - t_{2n}), \\ G_2 &= Q / (c_2 (t_{2к} - t_{2n})) = 1,99 \cdot 10^3 / (1,009 \cdot (60 - 25)) = 56, \end{aligned}$$

де c_2 – середня питома теплоємність повітря (при середній температурі $t_{2сеп} = 42,5$ °С питома теплоємність повітря $c_2 = 1,009$ кДж/(кг·К) [45]), кДж/(кг·К); $t_{2к}$ та t_{2n} – кінцева та початкова температури повітря, °С.

Об'ємна витрата повітря V_2 , м³/с:

$$V_2 = G_2 / \rho_2 = 56 / 1,18 = 47,5,$$

де ρ_2 – густина повітря при його початковій температурі $t_{2n} = 25$ °С питома та барометричному тиску $P_0 = 101,3$ кПа, кг/м³:

$$\rho_2 = \rho_0 \frac{T_0 P}{T P_0} = 1,293 \cdot \frac{273}{273 + 25} = 1,18,$$

де ρ_0 – густина повітря за нормальних умов (температура $T_0 = 273$ К та тиск $P_0 = 101,3$ кПа [45]); P та T – тиск, МПа, та температура, К, повітря в умовах роботи апарата повітряного охолодження.

Приклад 6.6. Провести попередні розрахунки та підібрати стандартизований апарат повітряного охолодження типу АПГ для охолодження 66 тис. кг/годину дистилляту дизельного пального (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,865$) від температури 140 до 60 °С. Апарат встановлюється в Охтирському районі Сумської області.

Теплове навантаження апарата повітряного охолодження, Q , кВт:

$$Q_1 = G_1(h_{1n} - h_{1k}),$$

де G_1 – масова витрата гарячого потоку (дистилят дизельного пального), кг/с; h_{1n} та h_{1k} – початкова та кінцева питомі ентальпії дистиляту відповідно, кДж/кг.

$$h_{1n} = \frac{1,687t_{1n} + 0,0017t_{1n}^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} = \frac{1,687 \cdot 140 + 0,0017 \cdot 140^2}{\sqrt{0,869}} = 289,$$

$$h_{1k} = \frac{1,687t_{1k} + 0,0017t_{1k}^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} = \frac{1,687 \cdot 60 + 0,0017 \cdot 60^2}{\sqrt{0,869}} = 115,$$

де t_{1n} та t_{1k} – початкова та кінцева температури дистиляту, $^{\circ}\text{C}$; ρ_{15}^{15} – значення густини нафти при $15,5^{\circ}\text{C}$, віднесене до густини води при цій самій температурі [55,60,70].

$$\rho_{15}^{15} \approx \rho_4^{20} + 0,0035 = 0,865 + 0,0035 = 0,869.$$

Тоді

$$Q_1 = (66 \cdot 10^3 / 3600)(289 - 115) = 3,2 \cdot 10^3.$$

Для попереднього підбору апаратів повітряного охолодження та їх перевірних розрахунків рекомендуються значення теплонапруженостей q , $\text{Вт}/\text{м}^2$, та коефіцієнтів теплопередачі K , $\text{Вт}/(\text{м}^2 \cdot \text{K})$, віднесені до повної зовнішньої оребреної поверхні F_p , м^2 [70].

Необхідна зовнішня оребрена поверхня апарата повітряного охолодження F_p , м^2 [70]:

$$F_p = Q/q,$$

де q – питома теплонапруженість апарата, $\text{Вт}/\text{м}^2$.

За довідковими метеорологічними даними для географічного регіону встановлення апарата (<http://uk.wikipedia.org/wiki/Суми>) беремо розрахункову початкову температуру повітря, що відповідає найвищій середньорічній температурі повітря (в липні) $t_{2n} = 19^{\circ}\text{C}$. За рекомендаціями [70] кінцева температура повітря, що виходить з апарата повітряного охолодження, повинна бути в межах $t_{2k} = 45\text{--}60^{\circ}\text{C}$, але не вищою від кінцевої температури охолоджуваного продукту t_{1k} , $^{\circ}\text{C}$. Крім того, використання апаратів повітряного охолодження найбільш ефективно в тих випадках, коли $t_{1k} \geq 60^{\circ}\text{C}$, а різниця $t_{1k} - t_{1n} \geq 15\text{--}20^{\circ}\text{C}$. За даними [70] при різниці температур підігріву повітря $t_{2k} - t_{2n} = 20\text{--}75^{\circ}\text{C}$ ($t_{2k} - t_{2n} = 60 - 19 = 41^{\circ}\text{C}$) відповідає орієнтовне значення питомої теплонапруженості апарата $q = 700 - 1750 \text{ Вт}/\text{м}^2$ (беремо $q \approx 1000 \text{ Вт}/\text{м}^2$).

Тоді

$$F_p = 3,2 \cdot 10^6 / 1000 = 3,2 \cdot 10^3.$$

Відповідно до табл. А.8 (додаток А) беремо один апарат типу АПГ з повною зовнішньою поверхнею $F_p = 3500 \text{ м}^2$, який складається з $n_c = 3$ восьмирядових трубних секцій із біметалічними трубами (внутрішня основна труба $\text{Ø}25 \times 2$ мм, зовнішнє оребрення з умовним зовнішнім діаметром за коренем ребер $\text{Ø}28$ мм, коефіцієнт оребрення $\varphi = 9$ ($\psi = 12$) довжиною $l = 8$ м. Кількість труб у секції $n = 188$ шт., прохідний переріз усіх труб однієї секції $S_1 = 0,0651 \text{ м}^2$, кількість можливих ходів продукту трубною секцією $n_x = 1, 2, 4$ або 8 . Сумарна площа найбільш вузького міжтрубного перерізу апарата $S_y = 11,02 \text{ м}^2$.

Вибраний апарат повітряного охолодження оснащений двома однаковими вентиляторами із пропелером діаметром $D = 2800$ мм та кутом встановлення лопатей $\alpha = 10, 15, 17, 20$ та 23° . Частота обертання колеса $n_0 = 3,55$ та $7,1$ рад/с.

У подальшому необхідно провести перевірний розрахунок вибраного апарата з визначенням робочих параметрів вентилятора, витрати повітря, уточнення значення його кінцевої температури, розрахунком значень коефіцієнтів тепловіддачі та теплопередачі, а також середньої різниці температур з метою уточнення значення необхідної поверхні теплообміну та визначенням коефіцієнта її запасу.

Задача 6.1. У групі теплообмінників за рахунок охолодження нафтопродукту (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,810$) циркуляційного зрошення нафтоперегінної колони від 160 до 120 °С підігрівається 600 т/годину нафти (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,876$) від 20 до 80 °С. Визначити необхідну кількість нафтопродукту циркуляційного зрошення нафтоперегінної колони. Обидва потоки проходять теплообмінні апарати у рідинному стані.

Задача 6.2. Визначити необхідну поверхню охолодження та витрату води для холодильника заглибного типу, в якому охолоджується 15 т/годину нафтопродукту від 90 до 30 °С (тепловміст (ентальпія) гасу при відповідних температурах 215 кДж/кг та 85 кДж/кг). Охолоджуюча вода нагрівається в апараті від 20 до 35 °С. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 85$ Вт/(м²·К).

Задача 6.3. У гасові теплообмінники надходить 100 тис. кг/годину нафти (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,900$) із температурою 20 °С та підігрівається за рахунок охолодження 80 тис. кг/годину гасу (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,820$) від 180 до 110 °С. Визначити кінцеву температуру нафти та потрібну поверхню теплообміну. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 116$ Вт/(м²·К).

Задача 6.4. Визначити потрібну поверхню теплообміну теплообмінників, в яких підігрівається 60 тис. кг/годину нафти (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,878$) за рахунок охолодження 28 тис. кг/годину мазуту (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,920$) від 300 до 220 °С. Початкова температура нафти 125 °С. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 139$ Вт/(м²·К).

Задача 6.5. Нафта (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,846$) у кількості 65 т/годину надходить у теплообмінники із температурою 30 °С, де підігрівається за рахунок тепла, що виділяється при охолодженні 19 т/годину гасового дистилляту (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,834$) від температури 265 до 100 °С. Визначити потрібну поверхню теплообміну та підібрати кожухотрубні теплообмінні апарати із плаваючою головкою. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 70$ Вт/(м²·К).

Задача 6.6. Визначити необхідну кількість стандартних теплообмінників поверхнею 500 м² для нагрівання від 52 до 200 °С нафти за рахунок охолодження від 335 до 250 °С 760 т/годину мазуту (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,970$). Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 152$ Вт/(м²·К), а втрати тепла 5 % від теплового навантаження апаратів. Розглянути всі можливі випадки схеми руху потоків (прямотечійних, протитечійних, змішаного руху).

Задача 6.7. Розрахувати витрату повітря та потрібну поверхню конденсатора-холодильника повітряного охолодження, в якій при 125 °С потрапляють з колони такі продукти: 102 тис. кг/годину парів нестабільного бензину (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,740$), 18 тис. кг/годину жирного газу та 9,5 тис. кг/годину водяної пари. Кінцева температура продуктів 40 °С. Теплоємність жирного газу 1,91 кДж/(кг·К). Температура повітря на вході та виході з апарата 20 та 60 °С відповідно. Коефіцієнт теплопередачі взяти таким, що дорівнює $K = 232$ Вт/(м²·К). Підібрати стандартизований апарат повітряного охолодження типу АПГ.

РОЗДІЛ 7 ТРУБЧАСТІ ПЕЧІ ДЛЯ ПРОВЕДЕННЯ ТЕРМОТЕХНОЛОГІЧНИХ ПРОЦЕСІВ

7.1 Класифікація трубчастих печей та їх маркування

Процеси спалювання палива з метою одержання гарячого теплоносія – димових газів – із подальшим використанням їх у теплообмінних установках знайшли широке застосування в нафтохімічній і нафтопереробній галузях промисловості. У процесі високотемпературного спалювання палива основна кількість тепла передається до теплообмінної поверхні за допомогою променевого теплообміну, що значною мірою підвищує інтенсивність теплопередачі і дозволяє створити теплогенеруючі установки значної енергетичної потужності [6].

Трубчасті печі – складова частина багатьох установок, що застосовуються в різних технологічних процесах (перегонка нафти, мазуту, каталітичний крекінг і риформінг, гідроочищення, очищення масел та ін.). Трубчасті печі призначені для вогневого нагріву, випару і розкладання нафти і вторинних продуктів її переробки. За необхідності можуть нагріватися вуглеводневі гази, вода, інертний газ та інші середовища. У деяких процесах (піроліз, крекінг) трубчаста піч виконує роль реакторного пристрою для перетворень рідких та газоподібних нафтопродуктів [33,35].

Компактність конструкції, велика теплова потужність, мала затримка продукту і пов'язана з цим менша пожежна небезпека, простота обслуговування та інші показники зумовили широке застосування трубчастих печей у зазначених процесах.

Сучасна піч являє собою синхронно працюючий пічний комплекс, упорядковану сукупність, що складається із безпосередньо печі (пічного агрегату), засобів забезпечення пічного процесу, а також систем автоматизованого регулювання і управління пічним процесом і засобами його забезпечення.

Трубчаста піч – апарат, призначений для передачі продукту, що нагрівається, тепла, що виділяється при спалюванні палива, безпосередньо в цьому самому апараті [16].

Особливістю використання трубчастих печей у нафтопереробці є те, що продукти спалювання палива не змішуються з оброблюваним середовищем, і процеси теплопередачі відбуваються через поверхню теплообміну, що розділяє продукти згоряння і технологічне середовище.

Трубчаста піч належить до апаратів безперервної дії із зовнішнім вогневим обігрівом.

Вибір типу печі, рішення з проектування окремих вузлів, матеріальне оформлення, система спалювання палива, оснащення приладами контролю та автоматичного управління, а також інші конструктивні й технологічні особливості опрацьовуються на стадії проектування печей з урахуванням властивостей вуглеводневих середовищ і робочих умов експлуатації.

Сучасна тенденція вдосконалення трубчастих печей характеризується створенням компактних агрегатів великої одиничної потужності цільового призначення для здійснення технологічного процесу. Ці агрегати відрізняються високою ефективністю використання тепла палива, надійністю експлуатації, оснащені засобами автоматичного контролю та управління режимом роботи. Вони мають ряд переваг і більш високі техніко-економічні показники порівняно з печами малої продуктивності:

- значно зменшуються капіталовкладення на спорудження та експлуатацію;
- великі печі компактні, займають набагато менше виробничих площ;
- скорочується необхідне число додаткового обладнання і трубопроводів;
- істотно знижуються питомі витрати дорогих конструкційних матеріалів;
- значно скорочуються строки будівництва печей, адже їх споруджують із великих блоків із використанням індустріальних методів, що передбачають широке застосування

засобів механізації монтажних робіт;

– більш оперативно й чітко здійснюється експлуатація печей, чому сприяє наявність сучасної системи автоматичного контролю й регулювання технологічного режиму їх роботи;

– створюються більш сприятливі умови для підтримки оптимальних режимів роботи печі і всієї установки і отримання максимальних виходів цільових продуктів при мінімальних енергетичних витратах;

– скорочується кількість обслуговуючого персоналу.

У трубчастих печах технологічних установок різного призначення реалізуються термотехнологічні, теплотехнічні та гідродинамічні процеси [6].

Основою термотехнологічної теорії печей є складний процес, що відбувається в сировині трубчастих печей унаслідок теплового впливу.

Основою теплотехнічної теорії печей є процеси отримання тепла при спалюванні палива, передачі тепла до сировини, теплової роботи футерівки (кладки).

Основою гідродинамічної теорії печей є закони руху димових газів і рідкої сировини.

Незважаючи на різноманітність типів і конструкцій трубчастих печей, загальними і основними елементами для них є робочі камери 8, 9, трубчастий змійовик, вогнетривка футерівка 2, обладнання для спалювання палива (пальники) 6, димохід 9, димова труба 10 (рис.7.1).

Піч працює так. Мазут або газ спалюється за допомогою пальників, розміщених на стінах або на поді радіантної камери. Гази згорання з радіантної камери надходять у конвективну камеру, спрямовується в димохід і по димовій трубі виходять в атмосферу.

Сучасна трубчаста піч, як правило, має дві камери: радіантну, в якій згорає паливо і тепло передається по трубах в основному випромінюванням від нагрітих продуктів згорання і кладки стін, і конвективну, в якій тепло передається по трубах головним чином при зіткненні гарячих продуктів згорання з трубами, тобто конвекцією.

Сировина одним або декількома потоками надходить у труби конвективного змійовика, послідовно проходить через конвективні і радіантні труби і поглинає тепло і виходить із печі, як правило, радіантна поверхня сприймає більшу частину тепла, що виділяється при згоранні палива.

Тепловий вплив на вихідні матеріали в робочій камері печі є одним з основних технологічних прийомів, які ведуть до отримання заданих цільових продуктів.

Головною частиною трубчастої печі є радіантна секція, що одночасно є і камерою згорання.

Передача тепла в радіантній секції здійснюється переважно випромінюванням унаслідок високих температур газів у цій частині печі.

Тепло, передане в цій секції конвекцією, є лише невеликою частиною від загальної кількості переданого тепла, оскільки швидкість газів, що рухаються навколо труб, здебільшого визначається лише місцевою різницею питомої ваги газів і передача тепла природною конвекцією незначна.

Продукти згорання палива є первинним і головним джерелом тепла, що поглинається в радіантній секції трубчастих печей. Тепло, що виділилося при горінні, поглинається трубами радіантної секції, що створюють так звану поглинаючу поверхню. Поверхня

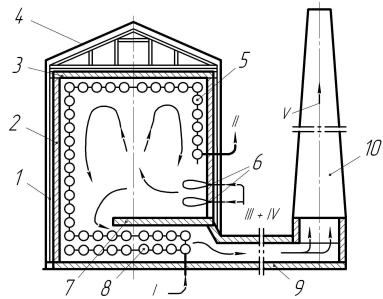


Рисунок 7.1 – Конструктивна схема трубчастої печі:

- 1 – каркас печі; 2 – футерівка; 3 – верхнє зведення; 4 – покрівля; 5 – труби радіантної камери; 6 – форсункі-пальники; 7 – перевальна стінка; 8 – труби конвективної камери; 9 – димохід; 10 – димова труба;
- I – подача сировини; II – відведення продуктів; III – повітря; IV – паливний газ; V – димові гази

футерівки радіантної секції створює так звану відбивну поверхню, яка (теоретично) не поглинає тепла, переданого їй газовим середовищем печі, а лише випромінюванням передає його на трубчастий змійовик.

Тепло, виділене при згоранні палива, витрачається на підвищення температури димових газів і частинок палаючого палива, які розжарюються і утворюють світний факел. Зіткнення факела з поверхнею стіни зумовлює підвищення її температури; випромінювання відбувається не лише від факела, але й від цієї розпеченої стіни.

Частина променів через простір між трубами потрапляє на поверхню кладки, уздовж якої розміщені ці труби; промені розігрівають кладку, і вона, в свою чергу, випромінює; при цьому частина енергії поглинається тією частиною поверхні труб, яка звернена до стінки кладки.

Настильну стіну, а також інші стіни кладки, у яких розміщені труби (екранована частина кладки) або вони вільні від труб (незаекрановані), прийнято називати вторинними випромінювачами.

Зовнішня поверхня труб, у свою чергу, випромінює деяку кількість тепла, тобто має місце процес взаємовипромінювання, проте температура поверхні труб унаслідок безперервного відведення тепла сировиною, що проходить через радіантні труби, значно нижча від температури інших джерел випромінювання, і тому в результаті взаємовипромінювання через поверхню радіантних труб сировини передається невелика кількість тепла.

Радіантні труби отримують тепло не лише випромінюванням (85 – 90 %), але також і від зіткнення димових газів із поверхнею труб, що мають більш низьку температуру (теплопередача вільною конвекцією).

Температура продуктів згорання на виході з радіантних камери досить висока (600 – 900 °С). Тепло цих газів може бути ефективно використане для початкового нагрівання сировини в конвективних трубах, отримання перегрітої водяної пари і підігріву повітря для спалювання палива.

У результаті теплопередачі, яка здійснюється в камері згорання, димові гази охолоджуються і надходять у камеру конвекції, де відбувається їх пряме зіткнення з більш холодною поверхнею конвективних труб (вимушена конвекція).

Призначення конвективних труб – використовувати тепло димових газів, що відходять із камери згорання. Якщо тепло цих газів може бути використане для інших цілей, то необхідність у конвективних трубах може відпасти. При невеликій продуктивності іноді застосовують печі без конвективної поверхні, які є простішими в конструктивному відношенні, але мають невисокий ККД.

У конвективній камері тепло до сировини передається в основному конвекцією, а також за рахунок радіації трьохатомних компонентів димових газів (20 – 30 %) та від випромінювання стінок кладки (близько 10 %).

Величина конвективної секції, як правило, підбирається з таким розрахунком, щоб температура продуктів згорання, що виходять в лежак, була на 150 °С вищою, ніж температура речовин, що нагріваються, при вході в піч. Зважаючи на це, теплове навантаження труб у конвективній секції менше, ніж у радіантній, що зумовлено низьким коефіцієнтом тепловіддачі з боку димових газів. Із зовнішнього боку іноді ці труби забезпечуються додатковою поверхнею – поперечними або поздовжніми ребрами, шипами і т.п.

Труби конвективної і радіантних камер печі з'єднані в один трубчастий змійовик, через який проходить сировина, що нагрівається.

Для змійовиків застосовують безшовні труби, які з'єднують крутовигнутими фітингами зварюванням або за допомогою двійників, що допускають механічне чищення внутрішньої поверхні труби від коксу.

Близько 60 – 80 % усього використовуваного тепла в печі передається в радіантній

камері, решта – в конвективній.

Унаслідок великої різноманітності трубчастих печей їх важко класифікувати; загальноприйнятої системи класифікації поки що немає. Проте є можливість класифікації трубчастих печей за деякими параметрами. Головними характеристиками для класифікації печей є такі ознаки [1,6,16,46,63,66,68]:

- технологічні;
- теплотехнічні;
- конструктивні.

1. Технологічні ознаки.

За видом виробництв, в якому застосовується трубчаста піч – стабілізація нафти, первинна перегонка, вторинна перегонка, каталітичний крекінг, риформінг, коксування і т. д.

За продуктивністю – малі, середні, великі.

За тиском – атмосферні, вакуумні, високого тиску.

За технологічним призначенням – нагрівальні і реакційні.

Нагрівальні печі служать для нагріву і випарювання сировини чи інших потоків (печі установок перегонки нафти і мазуту, стабілізації нафти, каталітичного крекінга, риформінгу, коксування, каталітичного дегідрування і полімеризації та ін.). Печі цього типу можна завантажувати однофазною сировиною, якщо його необхідно лише нагріти, або двофазною, якщо сировина не лише нагрівається, а й частково або повністю випаровується. Однак при цьому склад суміші не змінюється.

У реакційних трубчастих печах сировина не лише нагрівається до певної температури, але й піддається повному перетворенню, що призводить до зміни складу вихідної сировини (печі піролізу, дегідрування, уповільненого коксування та ін.)

2. Теплотехнічні ознаки.

За максимальною температурою нагріву сировини – низькотемпературні і високотемпературні.

За корисним тепловим навантаженням – малі, середні, великі.

За способом передачі тепла потоку сировини – конвективні, радіантно-конвективні і радіантні.

Конвективні печі – це один із найстаріших типів печей. Вони є перехідними від нафтоперегінних установок до печей радіантно-конвективного типу.

На сьогодні печі практично не застосовуються, оскільки в порівнянні із радіантними або радіантно-конвективними печами вони вимагають більших витрат як на їх будівництво, так і під час їх експлуатації. Виняток становлять лише спеціальні випадки, коли необхідно проводити нагрівання чутливих до температури речовин порівняно холодними димовими газами.

Піч складається з двох основних частин (рис.7.2) – камери згорання і трубчастого простору, відокремлених один від одного стіною так, що труби не піддаються прямому впливу полум'я, і велика частина тепла передається речовині, яка нагрівається, шляхом конвекції.

У радіантних печах усі труби, через які проходить речовина, що нагрівається, поміщені на стінах камери згорання і піддаються прямому впливу газоподібного середовища, яке має високу температуру. Тому у радіантних печах камера згорання значно більша, ніж у конвективних. У печах цього типу основне значення має передача тепла радіацією, а конвективна камера відіграє допоміжну роль або може взагалі бути відсутньою.

Радіантні печі через простоту конструкції і велике теплове навантаження труб мають найнижчі капітальні витрати на одиницю переданого тепла. Однак вони не дають

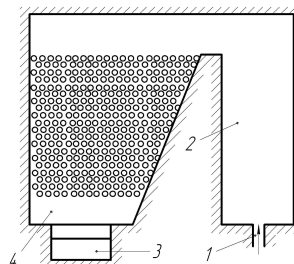


Рисунок 7.2 – Конвективна піч:
1 – палички; 2 – камера згорання;
3 – канал для відведення димових газів; 4 – конвективна камера

можливості використовувати тепло продуктів згорання, як це має місце у радіантно-конвективних печах. Тому радіантні печі працюють із меншою тепловою ефективністю.

Печі радіантного типу витіснили печі конвективного типу, і подальший розвиток трубчастих печей відбувається шляхом удосконалення конструкції печей радіантного типу.

Радіантно-конвективна піч (рис.7.3) має дві відокремлені одна від одної секції: радіантну і конвективну. У

печах цього типу теплопередача радіації має допоміжне або підлегле значення, а передача тепла конвекцією має значну питому вагу.

Майже всі печі, що експлуатуються на сьогодні на нафтопереробних заводах, є радіантно-конвективними. У печах такого типу трубні змійовики розміщені і в конвективній, і в радіантній камерах.

У конвективних печах тепло передається при зіткненні продуктів згорання із трубами, якими прокачується сировина. Радіацією передається приблизно 20 – 30 % загальної кількості тепла, яке випромінюється продуктами згорання, що омивають труби. Топка винесена окремо і не має трубних екранів. Печі цього типу застосовують у тих випадках, коли потрібно забезпечити більш м'які умови нагрівання сировини.

За способом передачі радіантного тепла – печі, в яких основне значення має променеве тепло факела (випромінювання кладки і газів є допоміжним); печі, в яких процес горіння відбувається за межами камери випромінювання; печі із використанням променевого тепла від твердого тіла.

3. Конструктивні ознаки.

За формою корпусу – коробчасті ширококамерні, коробчасті вузькокамерні, кільцеві, секційні, із похилим зведенням.

За кількістю камер радіації – однокамерні, двокамерні, багатоканерні.

За розміщенням трубного змійовика – горизонтальні, вертикальні, гвинтові.

За розташуванням труб - шахові, коридорні.

За способом спалювання палива - безполуменеві, факельні.

За місцем розташування трубних екранів – зі стельовим екраном, розміщеним паралельно перевальній стіні; зі стельовим екраном, розміщеним перпендикулярно до перевальної стіни; зі стельовим і бічним екранами; зі стельовим і подовими екранами; з екрануванням усієї поверхні обмурівки; із настінним бічним екраном.

За направленням підведення тепла випромінювання до екрана - однобічного, двобічного опромінення.

За відносним розміщенням осей факела і труб – паралельне, перпендикулярне.

За розміщенням пальників – бічне, подове.

За розміщенням конвективної камери – збоку, у центрі печі.

За розміщенням конвективної камери щодо радіантної – верхнє, нижнє, бокове, середнє.

За способом підведення повітря – з підгрівом повітря і печі без його підгріву.

За способом регулювання температурного режиму – із рециркуляцією газу і без його рециркуляції.

За паливною системою – на рідкому паливі, на газоподібному паливі, на рідкому і газоподібному паливі.

За розміщенням димової труби – за межами трубчастої печі, над камерою конвекції.

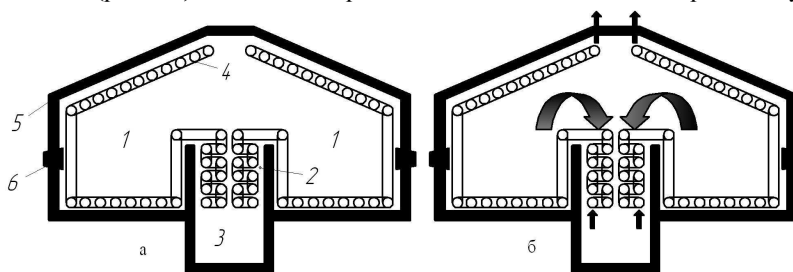


Рисунок 7.3 – Радіантно-конвективна трубчаста піч (а) та схема її роботи (б): 1 – радіантна камера; 2 – конвективна камера; 3 – димар; 4 – змійовик; 5 – футерівка; 6 – пальник

За напрямком руху димових газів – із висхідним потоком газів, із низхідним потоком газів, із горизонтальним потоком газів.

Існують й інші ознаки, за якими проводиться класифікація трубчастих печей (число потоків сировини і змійовиків, тип пальника, вид обмурівки, види пристроїв для утилізації тепла димових газів, гідравлічні ознаки і т. п.).

Трубчасті печі випускаються відповідно до каталогу, в якому проектними організаціями розроблена їх практична класифікація.

Маркування наведено як для трубчастих печей, що випускаються у цей час, так і для трубчастих печей, знятих із виробництва, але таких, які використовуються на нафтопереробних заводах [16,46,63,66,68].

В умовному позначенні трубчастої печі перша буква шифру об'єднує кілька ознак, що характеризують конструктивне виконання трубчастої печі:

А – вузькокамерна трубчаста піч із верхнім відведенням димових газів і горизонтальним центральним екраном;

Б – вузькокамерна трубчаста піч із нижнім відведенням димових газів і горизонтальним розміщенням труб;

В – вузькокамерна секційна трубчаста піч із вертикальними трубами змійовика;

Г – вузькокамерна трубчаста піч із верхнім відведенням димових газів і горизонтальними настінними екранами;

З – вузькокамерна трубчаста піч із верхнім відведенням димових газів і зональним регулюванням величини тепловіддачі;

К – циліндрична трубчаста піч із бічною кільцевою конвективною камерою і вертикальним розміщенням труб;

Р – радіантно-конвективна трубчаста піч із декількома камерами радіації і загальною камерою конвекції з вертикальним розміщенням конвективних труб;

С – секційна трубчаста піч із прямокутно і горизонтально крученим трубним змійовиком;

Ц – циліндрична трубчаста піч із вертикальним і горизонтальним розміщенням труб;

Ш – ширококамерна трубчаста піч.

Для печей деяких типів залежно від способу спалювання палива та деяких особливостей конструкції передбачаються кілька видів виконання.

Цифра після першої букви в індексі позначає число рядів екрана (при однорядному екрані індекс не зазначається).

Друга буква шифру позначає спосіб спалювання палива:

Б – безполуменеве горіння із випромінювальними стінами з панельних пальників;

В – вільний вертикальний факел із позонним підведенням повітря по висоті факела;

Г – вільний факел із позонним підведенням газу по висоті факела;

Д – настільний факел із диференціальним підведенням повітря по висоті факела;

Н – настільний факел;

П – полуменеве факельне горіння;

Р – безполуменеве горіння із резервним рідким паливом;

С – вільний вертикальний факел;

Щ – безполуменеве горіння із стінами із щільних панельних пальників.

Знак «'» (штрих) до другої літери – зміщення пальників від центру у бік входу продукту.

Цифра після літерного позначення означає число радіантних камер або секцій печі, за відсутності цифри піч однокамерна або односекційна.

Дріб із цифр у кінці позначення: чисельник – площа поверхні нагрівання радіантних труб; знаменник – довжина або висота топки (у більшості випадків довжина топки збігається з довжиною радіантних труб).

Наприклад, позначення А₂Б2115/6 – вузькокамерна трубчаста піч із центральним горизонтальним дворядним екраном і верхнім відведенням димових газів, безполуменевим горінням, із випромінювальними стінами із панельних пальників, двома радіантними

камерами, із площею поверхні нагріву радіантних труб 115 м^2 і довжиною радіантних труб 6 м.

Нижче на рис.7.4-7.8 наведено схеми деяких типів трубчастих печей.

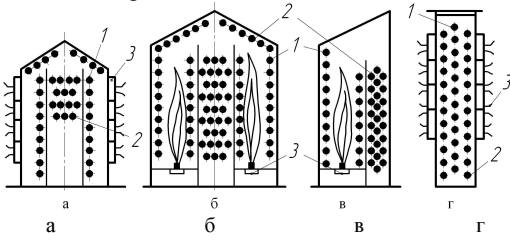


Рисунок 7.4 – Трубчасті печі типу Б:

а – ББ2; б – БС2; в – БС1; г – БЩ; 1 – радіантні труби;
2, 2' – конвективні труби (гладкі та оребрені відповідно);
3 – пальник

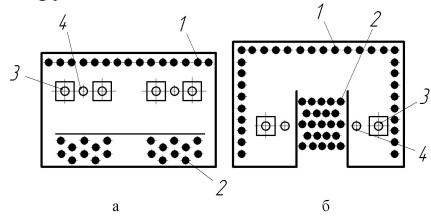


Рисунок 7.5 – Трубчасті печі типу Ш:

а – ШС1; б – ШГ2; 1 – радіантні труби;
2 – конвективні труби; 3 – пальник; 4 – пристрій для
додаткового подавання газу в факел

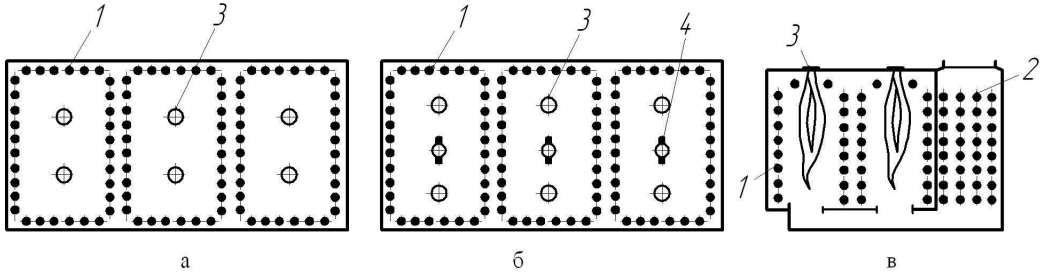


Рисунок 7.6 – Трубчасті печі типу В:

а – ВС3; б – ВГ3; в – ВС2; 1 – радіантні труби; 2 – конвективні труби; 3 – пальник; 4 – пристрій для
додаткового подавання газу в факел

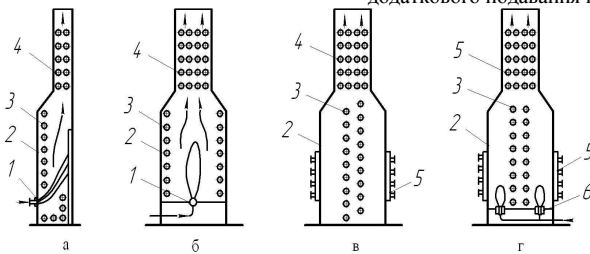


Рисунок 7.7 – Трубчасті печі типу Г:

а – ГН1; б – ГС1; в – ГБ2; г – ГР2; 1 – пальник; 2 – корпус;
3 – радіантні труби; 4 – конвективні труби; 5 – панельні
пальники; 6 – пальники резервного рідкого палива

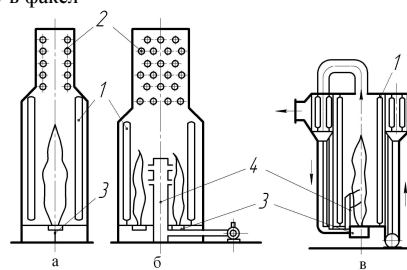


Рисунок 7.8 – Трубчасті печі типу Ц:

а – ЦС1; б – ЦД4; в – ЦВ1; 1 – радіантні труби;
2 – конвективні труби; 3 – пальник; 4 – пристрій
для додаткового подавання повітря в факел

7.2 Елементи конструкції трубчастих печей

Конструктивно трубчаста піч складається з таких основних деталей і вузлів: трубчастих змійовиків, вогнетривкої футерівки і теплової ізоляції, фундаменту і металевого каркаса, системи паливних трубопроводів та арматури, обладнання для спалювання палива, димоходів та димової труби, гарнітури, а також допоміжних пристроїв для обслуговування (майданчиків, сходів, систем трубопроводів стисненого повітря та ін.) [6,16,46,57, 68].

Трубчастий змійовик є найбільш відповідальною частиною печі. Його збирають із гарячекатаних безшовних пічних труб і сполучних частин. Використання труб із розвиненою зовнішньою поверхнею (оребраних і ошипованих) у конвекційних секціях дозволяє набагато збільшити теплопередачу і підвищити економічність експлуатації печі лише тоді, коли поверхня труб не забруднена.

Труби можуть з'єднуватися у змійовики двома способами: ретурбендами (з'єднання здійснюється за допомогою розвальцьовування кінців труб у гніздах); калачами або двійниками (з'єднання проводиться за допомогою зварювання). Ці з'єднувальні частини дають можливість очищати внутрішні поверхні труб від відкладень солей і різних забруднень, оглядати їх і заміряти товщину стінок труб у різних місцях змійовика.

Змійовик печі може мати і комбіноване виконання: у конвективній камері або на початковій її ділянці – зварний, а на всіх інших ділянках, які мають велику теплонапруженість, – на ретурбендах. Суцільнозварний змійовик застосовується за повної відсутності забруднення внутрішньої поверхні змійовика і наявності надійних способів контролю товщини стінки труби. У цьому випадку його повністю розміщують у радіантних і конвективних камерах печі, що дозволяє краще герметизувати топку і ліквідувати підсмоктування повітря з навколишнього середовища.

Ретурбенди являють собою сталеві литі або ковані коробки, що з'єднують труби у змійовик. Напрямок потоку в них змінюється на прямо протилежний. Кінці труб із ретурбендами, як правило, виносять за межі топки (у спеціальні ретурбендні камери).

Існують кутові ретурбенди, в яких напрямок руху потоку змінюється під прямим кутом. Їх застосовують при переході змійовика з однієї камери в іншу або з одного екрана на інший.

Двійники ковані відкриті двотрубні (рис.7.9 а) складаються з корпусу з чотирма отворами, з яких два призначені для кріплення труб із розвальцьовуванням, а два закривають конусними пробками, які притискають болтами через траверси, що упираються заплечиками в підковоподібний виступ корпусу.

До цього самого типу двійників відносять і чотиритрубні двійники, що випускаються з тими самими основними розмірами, за винятком довжини елемента, що визначається кількістю отворів (чотири отвори для труб замість двох).

Двійники ковані закритого типу (рис.7.9 б) мають у верхній частині суцільний кільцевий упор для траверси, а пробка має два невеликих хвостовики.

Двійники литі (рис.7.9 в) мають у верхній частині корпусу два вухка із прорізами, що служать упором для траверси. Ці двійники виготовляють тих самих серій і для тих самих розмірів труб, що й ковані відкриті.

Особливістю двійників розбірного типу є кульової стик, що забезпечує необхідну герметичність при відносно меншому тиску, ніж плоский стик. Плавний рух потоку при повороті скорочує гідравлічний опір.

При горизонтальному розміщенні труб змійовика у печі вони або спираються на кронштейни, або поміщені на підвісках, прикріплених до каркаса печі. У конвекційних камерах, де труби змійовика зібрані в багаторядний пучок, вони спираються на трубні решітки, через які пропущені труби.

Змійовик із вертикальними трубами підвішують до каркаса печі спеціальними підвісками.

Вогнетривка футерівка печі – це конструкція із вогнетривких, кислототривких, теплоізоляційних та облицювальних матеріалів і виробів, призначена для захисту каркаса

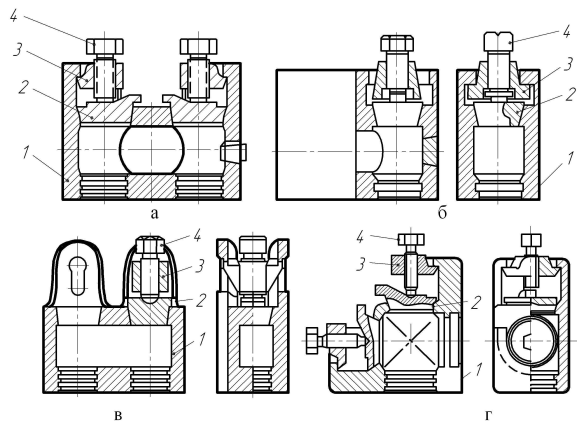


Рисунок 7.9 – Пічні двійники:

а – двотрубний кований відкритий; б – двотрубний кований закритий; в – двотрубний литий; г – кутовий;
1 – корпус; 2 – пробка; 3 – траверса; 4 – натискний болт

від впливу високих температур продуктів згорання палива та ефективного використання тепла в камерах печі. Для зниження втрат тепла через футерівку та створення безпечних умов експлуатації печі із зовнішнього боку футерівка покривається шаром теплоізоляції.

Конструкцію, а також вогнетривкі матеріали для футеровки вибирають залежно від технологічних умов роботи печі, температури в різних частинах та агресивності топкових газів.

Футеруванню (обмуруванню) піддають бічні стіни, під, стельове зведення, перевальну стіну і лежак.

Футерівка може бути непідвісною, коли вона виконується у вигляді стіни, і підвісною, яку у вертикальному і горизонтальному напрямках кріплять на спеціальних підвісках і кронштейнах, з'єднаних із каркасом печі. Футерівку кріплять до металевих елементів каркаса печі штирями і шайбами. Парні поверхні сусідніх блоків обладнані виступами і відповідними їм западинами, що утворюють замки-лабіринти. Грані блоків, звернені всередину печі, гладкі та забезпечують утворення внутрішньої гладкої поверхні стіни печі. Бічні поверхні цегли також іноді виконують хвилястими для забезпечення більшої герметичності печі.

Усе навантаження від футерівки сприймається несучим каркасом печі, до якого футерівка кріпиться штирями.

Для з'єднання окремих шарів багатошарових панелей застосовують керамічні та металеві анкери, що кріплять до основи панелей.

Елементи технологічного обладнання, що проходять через футерівку (штуцери, патрубки), кріплять до кожуха печі або до металевої основи панелі.

Для додавання міцності і захисту від атмосферних впливів футерівку зовні закривають сталевим кожухом.

Футерівка трубчастої печі залежно від її сучасності виконується з таких матеріалів або їх набору:

- вогнетривкої цегли, фасонної цегли і звичайної цегли підвищеної міцності;
- фасонної вогнетривко-ізоляційної цегли;
- жароміцного ізоляційного бетону;
- жароміцного ізоляційного бетону та залізобетону;
- збірних теплоізоляційних плит і жароміцного бетону;
- армованих металевими сітками з дроту керамічних панелей;
- шамотно-волокнистих матів і матів з мінеральної вати.

Конструктивно футерівка печі може бути монолітною або блоковою (панельною) (рис.7.10).

Зведення трубчастих печей підтримується спеціальними підвісками. На рис.7.11 наведена конструкція зведення, складеного з попарно стикованих цеглин, що підвішуються на гаках до каркаса печі.

Найбільшою герметичністю і довговічністю відрізняються широко застосовані в цей час підвісні зведення, зібрані з фасонних вогнетривких блоків на замках, зубчиках або безліччю лабіринтових з'єднань (рис.7.12).

Каркас печі являє собою систему вертикальних колон, зв'язаних між собою горизонтальними і похилими балками, що утворюють жорстку просторову конструкцію. Каркас печі сприймає навантаження від трубного зміювика, трубних ґраток і підвісок,

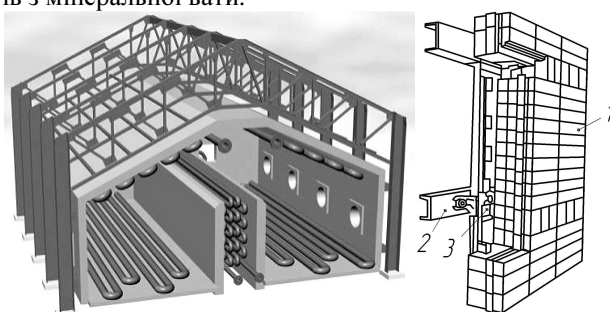


Рисунок 7.10 – Конструкція стін трубчастої печі:
1 – елемент блокової футерівки; 2 – несучі горизонтальні швелери;
3 – кронштейни для блоків

покрівлі, підвісного зведення і стін печі, обслуговуючих майданчиків та інших елементів. У багатьох типах печей на каркасі монтують димові труби і допоміжні пристрої.

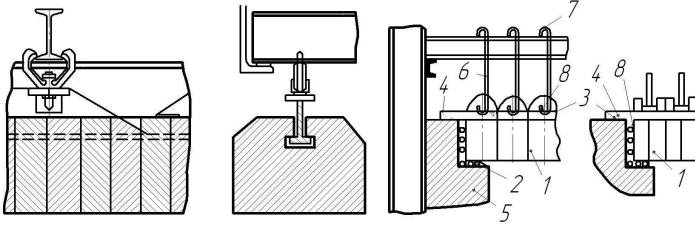


Рисунок 7.11 – Конструкція зведення печі та кріплення на ньому цегли:

1 – підвісна цегла, 2 – ізоляційний шнур, 3 – штукатурка; 4 – ізоляція, 5 – футерівка стін; 6 – підвісний гак; 7 – утримувальні прутьи; 8 – палець

прольотами ферм мають шарнірні з'єднання для компенсації лінійного подовження балок, яке виникає при нагріванні. У малих печах шарнірні вузли рам відсутні, а подовження балок компенсуються їх пружною деформацією.

Ферми каркаса з'єднані між собою горизонтальними балками і прогонами для покрівлі. По нижньому поясу балок закріплені трубні підвіски для продуктивних змійовиків, підвіски і кронштейни для обмуровочних цеглин.

При малих прольотах, коли обмурівка із спеціальної цегли є несучою конструкцією, каркас використовується для обслуговуючих площадок, металевого облицювання й інших другорядних елементів конструкції. У цих випадках каркас виконують у вигляді окремо розміщених стійок або розкосів системи.

Елементи каркаса печі винесені із зони високих температур і захищені від їх впливу футерівкою і тепловою ізоляцією.

Фундамент печі споруджують із монолітного або збірного залізобетону і конструктивно ізолюють від впливу високих температур. На фундамент через несучі стійки каркаса печі спирається вся маса печі. Для захисту бетону від руйнування ґрунтовими водами передбачають при зведенні фундаментів дренажні пристрої і гідроізоляцію.

Система паливних трубопроводів та арматури включає обладнання для підготовки, зберігання і подачі палива до пальників. Для нормальної роботи печей необхідне паливо стабільного складу, без баласту (золи, забруднень механічними домішками і вологи).

Рідке паливо подається до печей технологічних установок за двома схемами: місцевим чи централізованим паливостачанням.

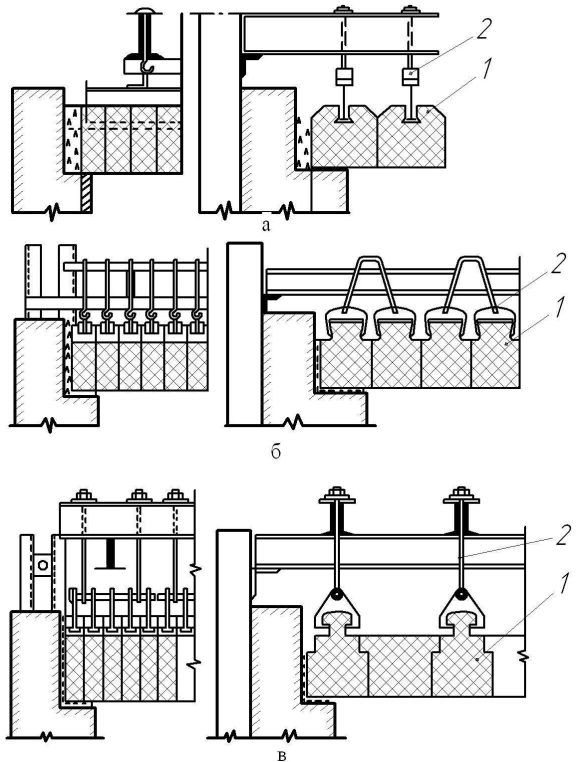


Рисунок 7.12 – Підвісні зведення:

а – із секційним кріпленням цегли; б – з індивідуальною підвіскою; в – комбінована підвіска;

1 – фасонна цегла; 2 – конструкція підвіски

При місцевому паливостачанні на кожній технологічній установці монтують мірні паливні бачки, розраховані на 8 – 10-годинну потребу роботи печей. Мірні бачки зовні мають теплову ізоляцію, а всередині парові змійовики для підтримки високої температури рідкого палива. Всі старі установки мають місцеве паливостачання.

При централізованому паливостачанні рідке паливо зберігають і готують для подачі до печей у резервуарах паливного парку підприємства. По головних циркуляційних трубопроводах, що мають надійну теплову ізоляцію і паровий обігрів, підігріте паливо закачується безпосередньо до печей. Централізоване паливостачання дозволяє знизити капітальні експлуатаційні витрати і застосовуються на всіх заводах, що споруджуються сьогодні.

Газ подають у пальники печі найчастіше за централізованою схемою. Тиск газу регулюється і зрівнюється в газорегулювальних пунктах. Сухий газ із технологічних установок перед подачею у загальнозаводську газову мережу звільняється від конденсату, вологи і сірчистих сполук.

Розподільний колектор паливного газу, який розташовується по фронту пальників, підключається до газової магістралі через регулятор витрати газу, терморегулятор, якими автоматично підтримується встановлений тепловий режим роботи печі.

Для рівномірного постачання паливним газом пальників кожен горизонтальний ряд топки обладнаний окремим газовим колектором. Колектори всіх рядів панельних пальників з'єднані із підвідним газопроводом через окремі стояки, на вході в які розміщені манометри і запірні арматури.

Кожен пальник забезпечений комплектом запірної арматури – вентилями або кранами.

Вентилі в основному застосовують для зміни витрати газоподібного палива, їх встановлюють поблизу пальників.

Для спалювання рідкого палива застосовуються форсунки, а для газоподібного палива – пальники.

У трубчастих печах застосовують також форсунки, розраховані на рідке і газоподібне паливо.

Як паливо для трубчастих печей нафтопереробних заводів використовують рідке нафтове паливо (в основному мазут або інші продукти нафтопереробки) і нафтовий або природний газ.

Вид палива, яке застосовується, визначає конструкцію і особливості обладнання для його спалювання.

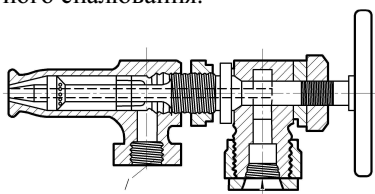


Рисунок 7.13 – Форсунка із паровим розпиленням:
I – пара; II – рідке паливо

Рідке паливо розпилюють водяною парою, стисненим повітрям або механічно. У трубчастих печах знайшли застосування в основному два перших способи розпилення рідкого палива.

У нафтозаводській практиці найбільш поширені форсунки із паровим розпиленням (рис.7.13) унаслідок їх простоти. У форсунках із повітряним розпилюванням (рис.7.14) розпилювальним агентом є стиснене повітря.

Форсунки механічного розпилення, що працюють за принципом закінчення палива під високим тиском через малі отвори, значно економічніші за парові форсунки. Вони діють безшумно, мають незначні витрати енергії на розпилення, під час їх роботи відсутні втрати тепла, пов'язані із застосуванням пари. Проте в експлуатації форсунки механічного розпилення недостатньо надійні. Малі вихідні отвори при поганій фільтрації або підвищеній в'язкості палива швидко забиваються відкладеннями, тому їх доводиться постійно очищати. Через складність промислової експлуатації механічні форсунки на нафтопереробних заводах не застосовуються.

Газові пальники, які застосовуються у промислових печах, поділяють на дві групи:

безполуменеві, із попереднім змішуванням повітря і газу; атмосферні, в яких газ і близько половини повітря, необхідного для горіння, змішуються до початку горіння, а решта повітря додається у процесі горіння.

Газові пальники інжекційного типу, які застосовувалися упродовж багатьох років, не забезпечують належного змішування палива з повітрям.

Безполуменеві пальники є більш досконаліми пристроями для спалювання газоподібного палива і знаходять більш широке застосування, ніж атмосферні (інжекційні).

На сьогодні значне поширення набули безполуменеві панельні пальники, призначені для спалювання у трубчастих печах газоподібного палива, яке не містить конденсату і механічних домішок.

На рис.7.15 наведена конструкція одного з безполуменевих панельних пальників, що являють собою випромінювальні стінки топків відповідних печей. У зварену розподільну камеру 1 вмонтовані трубки 5, вільні кінці яких входять у керамічні призми 6. Між призмами і стінкою камери є ізоляційний шар із діатомової крихти.

Газоповітряна суміш подається в камеру трубою інжектора 2. Газ надходить до сопла 3 із газопроводу 8. Подача повітря регулюється засувкою 4 шляхом збільшення зазору між її торцем і трубою інжектора.

Після виходу із сопла зі швидкістю 200-400 м/с струмінь газу підсмоктує необхідну кількість атмосферного повітря. Газоповітряна суміш через інжектор надходить у розподільну камеру, а звідти по трубках 5 – у керамічні тунелі.

Панель пальника збирається з керамічних призм 6 і зазором між призмами. У кожній призмі є один, два, чотири чи дев'ять тунелів; довжина тунелю залежить від його діаметра. В тунелях відбувається нагрівання газоповітряної суміші до температури займання та її горіння.

Безполуменевий щілинний пальник типу ГБЦ призначений для спалювання природного газу.

Конструктивно пальники типу ГБЦ (рис.7.16) значно подібні до пальників типу ГБПш.

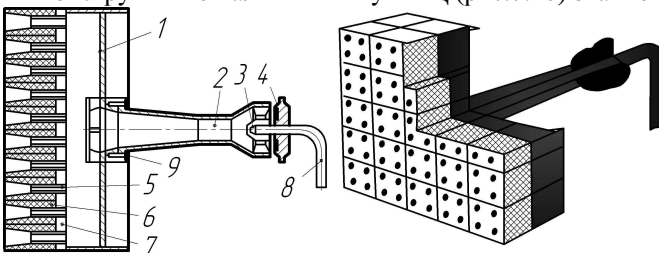


Рисунок 7.15 – Безполуменевий панельний пальник типу ГБПш: 1 – зварна розподільна камера; 2 – інжекторна труба; 3 – газове сопло; 4 – повітряна регулювальна заслінка; 5 – панельні трубки; 6 – керамічна призма; 7 – ізоляційний шар; 8 – газопровідна труба; 9 – кріплення інжекторної труби

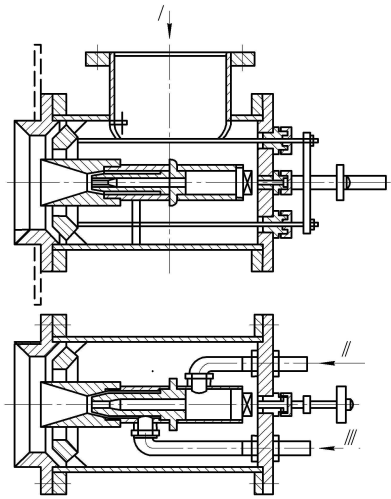


Рисунок 7.14 – Форсунка з повітряним розпиленням: I – повітря; II – рідке паливо; III – пара (аварійна)

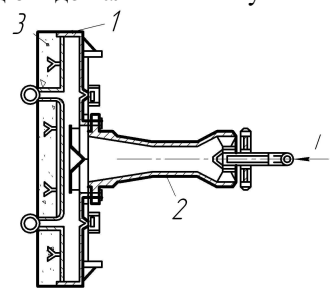


Рисунок 7.16 – Безполуменевий щілинний пальник типу ГБЦ: 1 – короб; 2 – інжектор; 3 – вогнетривка ізоляція; 1 – газ

На базі інжектора і короба пальника ГБПш в новому пальнику виконані три розподільних щілинних канали. На кожну вихідну частину щілини встановлена трубка з прорізами на двох діаметрально протилежних стінках. Трубка одним боком з щілиною встановлена співвісно на вихідну щілину короба, а інший бік зі щілиною утворює вихідні

кратери пальнової частини. Три таких трубки призначені для стабілізації процесу спалювання палива та формування потоку продуктів згорання і надання такому потоку спрямованого руху.

Пальник типу ГВН (рис.7.17) призначений для роботи у трубчастих печах із використанням різних горючих газів: природного, заводського і газових сумішей із вмістом водню до 40 %.

За принципом сумішоутворення пальник є інжекційним із неповним попереднім змішуванням і підведенням вторинного повітря до кореня факела. У пальнику передбачено роздільне регулювання подачі первинного і вторинного повітря. Первинна газоповітряна суміш надходить через секторну конусну головку із багаторядно розміщеними соплами. Конусність головки забезпечує настій факела на стіну топки. Висока рівномірність температури зони настилу факела (відхилення не більше 50 °С) обумовлена диференційованим розподілом сопел по секторній насадці.

Пальники ГВН мають велику теплопродуктивність і можуть замінити газові пальники типу ГБПш, які надійно працюють лише на природному газі.

Комбінованими (газомазутними) форсунками обладнано більшість сучасних трубчастих печей, що застосовуються для нагрівання рідких і газоподібних середовищ. Ці форсунки зручні в експлуатації, оскільки перехід від спалювання одного виду палива до іншого експлуатаційно не складний і здійснюється у короткий проміжок часу.

Форсунки типу ГП парового розпилення призначені для спалювання газоподібного або рідкого палива (або того й іншого одночасно) у горизонтальному або вертикальному положенні при розпиленні водяною парою або стисненим компресорним повітрям.

Форсунка (рис.7.18) складається із трьох основних вузлів – рідинного, газового і повітряного.

Газовий вузол являє собою тороподібний колектор із розосередженими по колу отворами більшого і меншого розмірів.

Газопровід з'єднаний з колектором нарізним з'єднанням.

Рідинний вузол складається з двох частин – вузла подачі рідкого палива із регулювальним вентиляем і вузла введення пари для розпилення. Рідинний вузол розміщений по осі пальника і на виході його є розпилювальне сопло.

Повітряний вузол складається з двох частин корпусу з вікнами, що перекриваються регістром, через який проходить атмосферне повітря, і патрубку з фланцями для подачі повітря від вентилятора.

Корпус 1 такої форсунки кріпиться до кожуха печі і всередині його розміщений кільцевий колектор для газу 2 з отвором для виходу газу в амбразуру печі. На корпусі форсунки є кілька отворів для підсмоктування вторинного повітря V. Переріз цих отворів може бути змінено поворотом регістра 3. По центру корпусу в нього входить повітровід 5 первинного повітря IV, кількість якого регулюється поворотом шиберу (засувки) 7, а перед входом в амбразуру печі цей потік повітря закручується по осі завихрювача 4. У повітровід 5 по його осі введена мазутна форсунка 6, пристрій якої дозволяє тонко розпилувати рідке паливо водяною парою високого тиску.

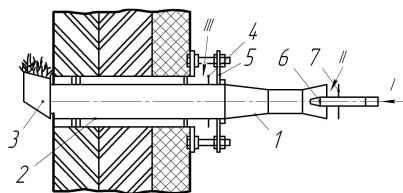


Рисунок 7.17 – Пальник в'яловий настільний типу ГВН:

- 1 – інжектор; 2 – змішувач;
3 – розподільна головка; 4 – регулювальний диск вторинного повітря; 5 – фланцеве з'єднання; 6 – сопло; 7 – регулювальний диск первинного повітря;
I – газ; II – первинне повітря;
III – вторинне повітря

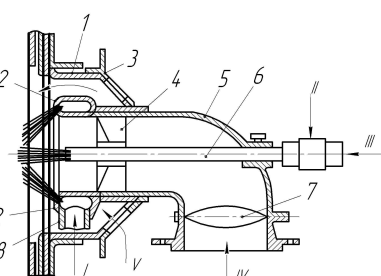


Рисунок 7.18 – Форсунка типу ГП:

- 1 – корпус; 2 – газовий колектор;
3 – регістр; 4 – лопатка завихрювача;
5 – форсунка мазутна; 6 – поворотний шибер; 7 – газопідвідна труба;
I – газ; II – мазут; III – водяна пара;
IV – первинне повітря; V – вторинне повітря

Форсунка працює так. На рідкому паливі – по зовнішній трубі вводиться мазут, а водяна пара подається по внутрішній, їх витрату регулюють запірною арматурою. Підігріта парорідинна емульсія спрямовується до сопла. Потім дрібнодисперсна паромазутна емульсія, утворена всередині вузла, спрямовується двома потоками до завихрювача форсунки: один (зовнішній) спрямовується через отвір розподільника, а інший (внутрішній) – через рефлектор. Із форсунки емульсія розпилюється в повітряні потоки, які інжектуються через повітряний вузол. Створення паливоповітряної суміші і її займання починаються в амбразурі камери згорання.

На газоподібному паливі форсунка працює так. Паливний газ через отвір газового колектора розподіляється в центральний закручений і периферійний прямотечійні повітряні потоки, які інжектуються у паливник через повітровід і вікна корпусу. Газоповітряна суміш запалюється і згорає в амбразурі. Витрату атмосферного повітря регулюють шибером і регістром.

Конструкцією форсунки передбачена можливість подачі в неї повітря від вентилятора через повітровід. Необхідність подачі повітря у форсунку може бути викликана двома причинами: недостатнім розрідженням у топці, при якому не забезпечується підсмоктування необхідної кількості повітря, і використанням підігрітого повітря для спалювання палива.

Форсунки типу ГП працюють стійко при спільному спалюванні рідкого і газоподібного палива в будь-яких співвідношеннях.

Комбіновані форсунки типу ГВ відрізняються від форсунок типу ГП наявністю дифузора. Рідинна частина працює так. Парорідинна суміш надходить у форсунку і через дифузор виходить назовні, де підхоплюється повітрям від вентилятора, закрученим у лопатках завихрювача, потім прямує в амбразуру і запалюється. Поряд із первинним повітрям для тонкого регулювання процесу горіння за допомогою реєстра в топку інжектуються вторинне атмосферне повітря через вікна в корпусі форсунки.

Форсунка типу ГУ скомпонована з трьох вузлів – рідинного, газового і повітряного (рис.7.19). Газовий вузол являє собою дві коаксialно розміщені труби, заглушені в кінці, в міжтрубний простір яких подається газ. В амбразуру топки газ надходить через два ряди отворів.

Рідинний вузол складається з деталей, аналогічних деталям форсунок типів ГП і ГВ, але має ковпачок, що формує факел. Дефлектор із завихрювачем забезпечують тонке розпилення рідкого палива при мінімальних витратах водяної пари. Повітряний вузол форсунки пристосований для прийняття повітря від вентилятора, він складається із зварених разом корпусу і повітроводу, що є основою всієї форсунки. В повітроводі розміщений завихрювач, що закручує повітряний потік.

Рідинний вузол форсунки працює так. Мазут і водяна пара, що надходять у нього роздільними потоками, змішуються усередині ствола і утворюють емульсію. Одна частина емульсії спрямовується у вихрову камеру завихрювача через епіциклоїдні канали, а інша частина надходить туди ж через канали дефлектора. Центральний потік емульсії відхиляється до стінки вихрової камери, де зустрічається з іншими потоками емульсії. На виході з форсунки емульсія палива змішується з повітрям від вентилятора, запалюється в амбразурі і згорає у вигляді факела.

Невід'ємною частиною форсунки є пілотний паливник, що встановлюється в амбразурі;

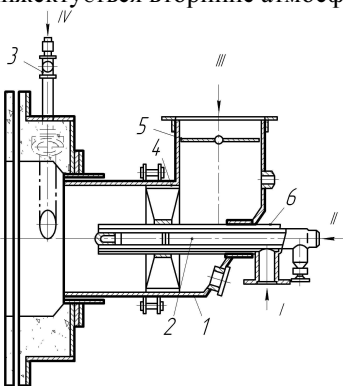


Рисунок 7.19 – Форсунка типу ГУ:

- 1 – емulsionно-вихрова ультразвукова форсунка; 2 – повітровід; 3 – газовий пілотний паливник; 4 – повітряний завихрювач; 5 – шибер;
- 6 – газова частина форсунки;
- I – газ; II – пара; III – повітря;
- IV – газ на пілотний паливник

він служить для розпалювання мазутного і газового пальників. Сам пілотний пальник (газовий), що запалюється переносним пальником, повинен працювати і після розпалювання основної форсунки. Він стабілізує процес горіння і покращує характеристики факела мазутного і газового пальників.

На рис.7.20 зображена комбінована газонафтова форсунка типу ГНФ. Рідке паливо надходить по внутрішній трубці 1 в камеру 2 і через отвори 3 у спіральні канали на зовнішній поверхні камери. Пара надходить по кільцевому простору, розпилює завихрене паливо, і паромазутна суміш потрапляє у топку.

Отвори і канали можна продувати паром через голчастий клапан 4. Газ надходить по кільцевому колектору 5 крізь жиклери 6 в топку. В жиклерах 6 просвердлені центральний канал і один або декілька вихідних отворів 7.

Сьогодні замість комбінованих форсунок типу ГНФ створені комбіновані газомазутні факельні форсунки типу ФГМ. Форсунки призначені для спалювання рідкого або газоподібного палива і можуть працювати на обох паливах одночасно.

На рис.7.21 показано універсальну газомазутну форсунку типу ФГМ. Форсунка забезпечена спеціальним завихрювачем 1 (кожух із лопатками), який надає потоку повітря обертального руху. Повітряне розпилення палива регулюється заслінкою 3, яка відкривається рукояткою 4, створюючи кільцевий зазор між завихрювачем і корпусом форсунки. Подача рідкого палива регулюється вентилям 6 у парорідинній камері 5. Частина форсунки для спалювання газу складається з газового кільцевого колектора 9, в який вкручені наконечники 10. Повітря для горіння газу надходить через розміщені на корпусі форсунки вікна 7, прикриті регістром 8.

Розміщення і число форсунок у печі залежать від її типу та загальної теплопродуктивності. Форсунки можуть розміщуватися внизу печі, на її бокових стінках або зверху радіантної камери.

При нижньому розташуванні (у поді печі) в один ряд або в шаховому порядку всі комунікації (підведення мазуту, газу та повітря з регульовальними пристроями) поміщають під піччу.

Якщо форсунки розміщені в бічних стінах печі, то залежно від числа форсунок вони встановлюються в один або два ряди по висоті, перпендикулярно або під кутом до площини стінки. Обслуговуються такі форсунки з бічних майданчиків, прикріплених до каркаса печі.

У деяких конструкціях печей із коробчастою формою топки і нижнім відведенням димових газів (через під печі) форсунки розміщуються у склепінні печі, і факели від них спрямовані зверху вниз. В експлуатації таке розміщення виявилось дуже незручним (усі комунікації і обслуговуючий персонал перебувають у зоні високих температур від гарячого склепіння), тому печі із таким розміщенням форсунок поширення не набули.

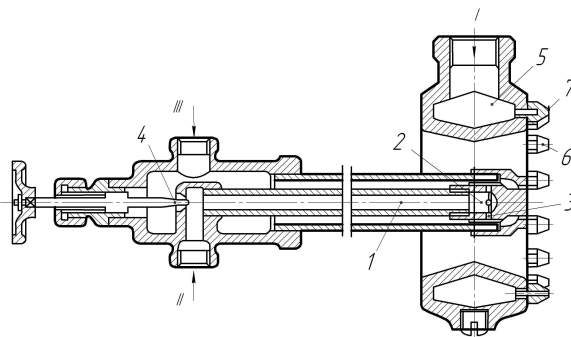


Рисунок 7.20 – Комбінована газонафтова форсунка типу ГНФ:

- 1 – трубка; 2 – камера; 3 – отвір; 4 – голчастий клапан;
5 – кільцевий колектор; 6 – жиклери; 7 – вихідний отвір;
I – нафтовий газ; II – мазут; III – пара

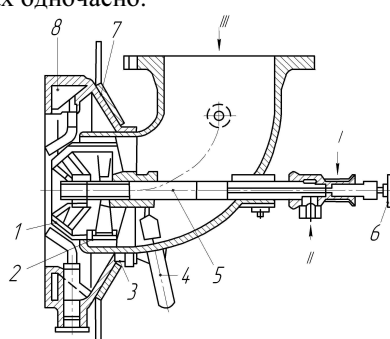


Рисунок 7.21 – Комбінована форсунка типу ФГМ:

- 1 – завихрювач; 2 – кріплення завихрювача; 3 – повітряна заслінка;
4 – рукоятка заслінки;
5 – парорідинна камера;
6 – паливний вентиль; 7 – повітряні вікна;
8 – кільцевий газовий колектор;
9 – наконечники газового колектора;
I – рідке паливо; II – пара; III – повітря

Димова труба виконує дві основні функції – створює необхідну природну або штучну тягу в топці печі і відводить шкідливі димові гази (що містять оксиди вуглецю, азоту і сірки і вуглеводні) на велику висоту для кращого їх розсіювання в атмосфері.

Природна тяга створюється лише одними димовими трубами, а штучна – димососами (вентиляторями), які змонтовані додатково до наявних димарів, коли розрідження, яке створюється одними лише димовими трубами, недостатньо для подолання всіх опорів на шляху руху потоків, що спрямовуються до топкових газів.

Димові труби мають основні конструктивні елементи: фундамент, цоколь, ствол, оголовок, зольні перекриття, бункер, вводи лежаків, антикорозійний захист, теплоізоляцію, футерівку, сходи, захист від блискавки, світлофорні площадки.

За своєю конструкцією та компонуванням із піччю димові труби бувають трьох типів – металеві індивідуальні, металеві загальні і залізобетонні.

Індивідуальні металеві димові труби, як правило, обслуговують одну піч і встановлюються або безпосередньо на печі (якщо конвективна камера розміщена над топкою), або поруч із піччю (якщо димові гази відводяться через газохід під подом печі).

Загальні металеві димові труби встановлюються на землі для обслуговування групи печей (2 – 4 печі), незалежно від напрямку виведення димових газів із печі. У цьому випадку система відведення димових газів із кожної печі об'єднується в загальний газохід (під землею або над печами), і ним гази вводяться у димову трубу.

Димові труби, виготовлені з металу, облицьовують із середини футерівкою з торкрет – бетону. Футерівка складається із теплоізоляційного та армованого шарів. Армування багатшарових торкрет – бетонних футерівок здійснюється панцирним шаром.

Залізобетонні димові труби встановлюють на сучасних потужних установках для обслуговування всієї групи із 4 – 5 печей із загальним для всіх печей димососом.

Димохід (лежак) – це футерований канал для транспортування газового пічного середовища, яке виходить із печей. Димохід з'єднує вихід з конвекційної камери з димовою трубою.

Конструкції димоходів типізовані, вони вибираються залежно від кількості газового пічного середовища, її температури і хімічного складу. У них передбачають люки-лази для огляду і чищення під час ремонтів.

Для регулювання тяги на димоходах або у самому низу димової труби встановлюють шибери.

Шибери – плоскі засувки, що частково прикривають переріз тракту, яким проходять димові гази; вони призначені для достатньо щільного відключення печей від тягової установки, а також для досягнення легкого і чутливого регулювання кількості газового пічного середовища, що виходить з печі, і його тиску. Шибер ставиться на виході газів, що відходять із камери печі, і являє собою чавунну, керамічну заслінку, опущену в лежак і підвішену на тросі, перекинутому через блок із противагою або безпосередньо на барабан ручної або електричної лебідки.

До гарнітури трубчастих печей належать деталі, призначені для утримання труб від провисання, для складання блоків футерівки стін і підвісних зведень, а також оглядові та запобіжні вікна та майданчики.

Деталі для утримання труб від провисання відрізняються різноманітністю форм і конструкцій, що залежать від розміщення екранів, довжини і ваги труб, температурних режимів і т. д.

Число рядів цих деталей залежить від ваги і довжини кожної труби, а також умов, у яких вона працює.

Трубні решітки та підвіски служать для підтримки труб радіантної і конвекційної секцій.

Їх кріплять до спеціально виконаної для цього ділянки фундаменту печі.

Решітки конвекційних труб однокамерних печей можна з одного боку кріпити до металоконструкцій, а із протилежного боку закладати у кладку перевальних стін.

Для високих конвекційних камер решітки складають із кількох частин, з'єднаних болтами з нержавіючої сталі. Нижні ділянки отворів решіток забезпечені припливами, що збільшують площі спирання труб.

Для печей трубні решітки виготовляють трьох типів: трубні решітки радіантної секції, що встановлюються біля торців печі (рис.7.22); трубні решітки конвективної секції, що встановлюються в торцях печі (рис.7.23); трубні решітки конвективної секції, що встановлюються в середині печі (рис.7.24).

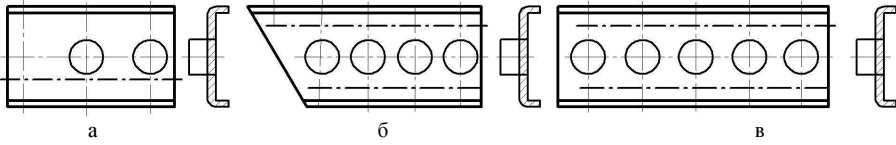


Рисунок 7.22 – Трубна решітка: а – на дві труби; б – на чотири труби; в – на п'ять труб

Залежно від кількості труб трубні решітки радіантних секцій діляться на дво-, три-, чотири-, п'яти- і шеститрубні. Решітки покривають шаром термоізоляції.

Трубні підвіски підтримують радіантні труби у прольоті між трубними решітками і запобігають їх провисанню. Їх прикріплюють до елементів каркаса. Трубні підвіски бувають суцільнолитими, або нерозбірними, і складовими, або розбірними.

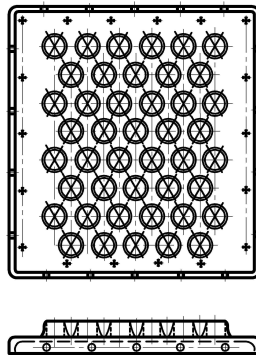


Рисунок 7.23 – Трубна решітка конвекційної секції

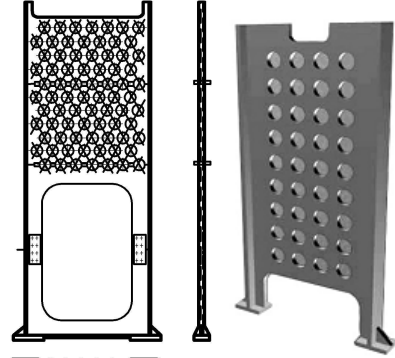


Рисунок 7.24 – Трубна опора конвекційної секції

У радіантних камерах печей розміщено по кілька рядів трубних підвісок, що служать для запобігання процесу провисання радіантних труб. За конструкцією їх поділяють на глухі, або закриті, і відкриті (рис.7.25). Недоліком застосування глухих підвісок є необхідність вирізання труб у разі зміни дефектної підвіски.

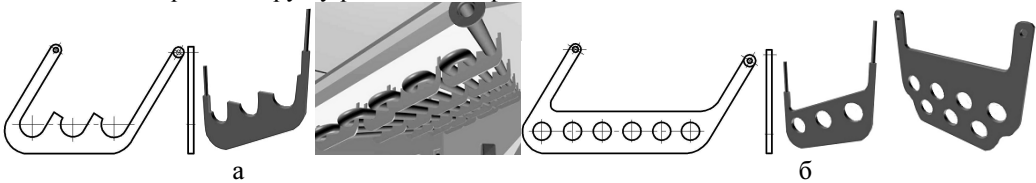


Рисунок 7.25 – Підвіска для труб: а – відкрита; б – закрита

У високотемпературних трубчастих печах вертикальні змійовики радіантних камер вільно підвішуються за вушка калачів за допомогою штанг і пружинних підвісок і можуть подовжуватися на 150 – 200 мм. Підвіски розміщують поза камерами згорання палива, тому вони не піддаються впливу агресивних середовищ і високому нагріву.

При нагріванні і охолодженні змійовики розширюються і стискаються неоднаково. Вхідні ділянки розширюються менше, ніж вихідні. Тому пружинні підвіски призначені для сприйняття частини навантажень, що виникають від розширення і стиснення та зменшення внутрішньої напруги в металі труб.

За кількістю підтримуваних рядів труб підвіски бувають однорядні і дворядні. Для підтримки бічних екранних пічних труб застосовують розбірні або нерозбірні кронштейни.

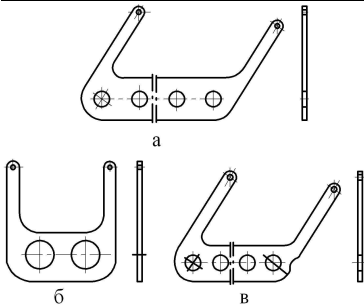


Рисунок 7.26 – Трубні підвіски для двоскатних трубчастих підігрівачів:

а – для похилої ділянки склепіння;
 б – для горизонтальної ділянки склепіння; в – для похилої ділянки, прилеглої до горизонтальної ділянки склепіння

Запобіжні (вибухові) вікна відрізняються від оглядових великими розмірами (рис.7.29). Вони призначені для ослаблення сили хлопку (вибуху) в топці печі в разі порушення нормального режиму, для інспекції топкової камери, при ремонтах ними користуються як лазами, через які обслуговуючий персонал проникає всередину печі.

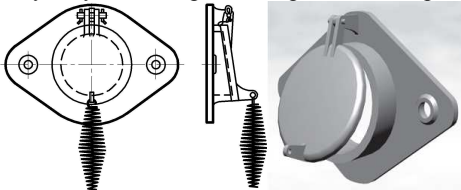


Рисунок 7.28 – Оглядове вікно

Запобіжні вікна розміщують по бічних стінках печі в один або декілька рядів (залежно від об'єму топки і висоти печі).

Кришки оглядових і запобіжних вікон у робочому стані повинні щільно прилягати до корпусу під дією власної ваги. Для цього поверхні їх сполучення нахилені до вертикалі. Кришки запобіжних вікон ізсередини покривають ізоляцією для запобігання великим деформаціям і втратам тепла.

7.3 Конструкції типових трубчастих печей та основні показники їх роботи [16,46,63,66,68]

Кубові трубчасті печі (рис.7.30), що збереглися в первинному своєму вигляді на багатьох газонафтопереробних заводах, є найстарішим типом радіантно-конвективних печей.

У радіантній секції печей такого типу трубами покриті лише склепіння і стіни, паралельні полум'ю. На двох інших стінах у верхній половині розміщені пальники. Під радіаційної секції викладений вогнетривкою цеглою, яка не піддається корозії. Цегла укладається на балках так, щоб через щілини між нею могли проходити продукти згорання.

Трубні підвіски для двоскатних типових трубчастих печей поділяються на два типи: тип I - підвіски, розміщені на похилій ділянці склепіння (рис.7.26 а); тип II – підвіски, розміщені на горизонтальній ділянці склепіння (рис.7.26 б) або прилегли до нього (рис.7.26 в).

Розміри і форма підвісок для цегли визначаються їх місцем розташування і числом цеглин, що підвішуються. На рис.7.27 а показана нижня підвіска для цегли, на рис.7.27 б – верхня підвіска для цегли вертикальної стіни печі, а на рис.7.27, в – підвіска для цегли склепіння.

Кронштейни використовують для кріплення труб бокового екрана. Кронштейни кріпляться до елементів каркаса.

Оглядові вікна (рис.7.28) використовуються для планового огляду трубчастих печей.

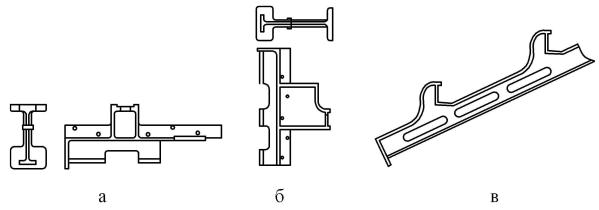


Рисунок 7.27 – Підвіски для цегли:
 а – нижня; б – верхня; в – для зведення

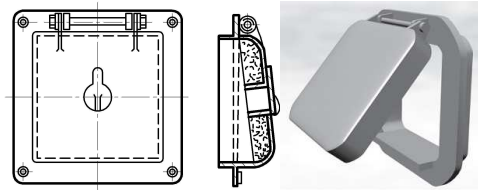


Рисунок 7.29 – Запобіжне (вибухове) вікно

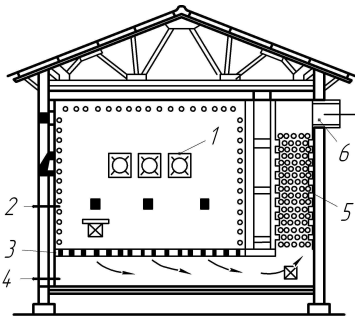


Рисунок 7.30 – Кубова трубчаста піч:

- 1 – пальники; 2 – радіантна секція;
- 3 – під з отворами; 4 – осаджувальна камера; 5 – конвективна секція;
- 6 – труба виходу димових газів

У конвективній секції, як правило, розміщується обладнання для зрошення труб водою, яке при зупиненні печі використовується для видалення частини осаду, розчинного в воді; подача і відведення води повинні бути спроектовані так, щоб вода не стикалася із вогнетривкою футерівкою.

Трубчаста піч типу A_2B_2 (рис.7.31) – вузькокамерна із верхнім відведенням димових газів, центральним горизонтальним екраном і випромінювальними стінами із панельних безполумєневих пальників.

Пальники розміщені у фронтальних стінах радіантних камер по п'ять рядів у кожній стіні, утворюючи два протилежних випромінювальних блоки. Між випромінювальними стінками встановлений трубний екран двостороннього опромінення. Трубний екран може бути дворядним, однорядним, однорядним і дворядним із

змінним кроком. Для забезпечення незалежного регулювання теплопродуктивності для пальників кожного ряду передбачений свій газовий колектор. Залежно від довжини труб радіантної камери, що має два виконання (із кладкою з підвісної шамотної цегли і футерівкою із легковагової жаротривкої цегли), печі виготовляють п'яти типорозмірів. Печі цього типу передбачають безполумєнєве спалювання чистого знесірчистого газу.

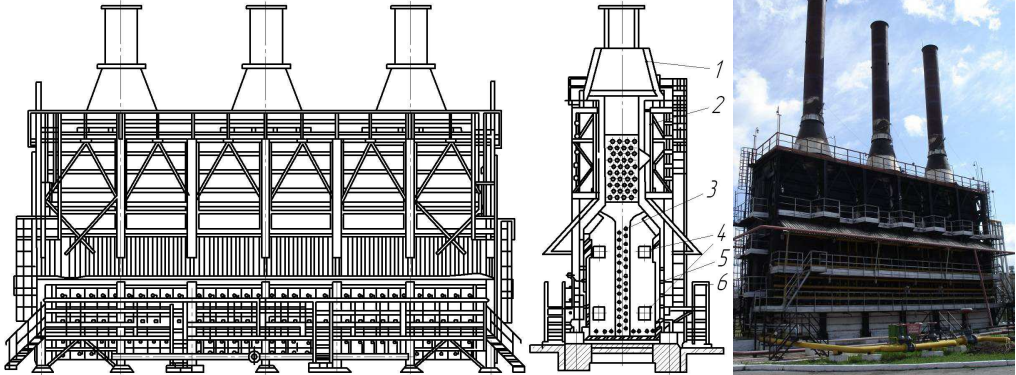


Рисунок 7.31 – Трубчаста піч типу A_2B_2 :

- 1 – футерівка; 2 – каркас; 3 – змійовик; 4 – запобіжне і оглядове вікна; 5 – безполумєневий пальник;
- 6 – сходова площадка

Трубчаста піч типу A_2B_2 – вузькокамерна із верхнім відведенням димових газів, центральним горизонтальним екраном, настільного віялового спалювання газового палива. Конструкція печей A_2B_2 і A_2B_2 аналогічна і відрізняється лише випромінювальними стінами. У печах типу A_2B_2 випромінювальна стіна із безполумєневих пальників замінена на віялові пальники, які розташовані в два яруси на фронтальних стінах радіантних камер, що утворюють два протилежних випромінювальних блоки. Трубний екран може бути дворядним, однорядним і дворядним із змінним кроком. Відмінною особливістю печей цього типу є те, що вони можуть працювати на паливному газі змінного складу.

Трубчасті печі вузькокамерні з нижнім відведенням димових газів і горизонтальним розташуванням труб типу Б мають такі різновиди: безполумєневого горіння (одно- та двокамерні) – ББ1, ББ2 (рис.7.32); безполумєневого горіння з резервним рідким паливом (одно- та двокамерні) – БР1, БР2; із вертикальним вільним полум'ям і подовими пальниками (одно- та двокамерні) – БС1, БВ2; із настільним полум'ям (одно- та двокамерні) – БН1, БН2.

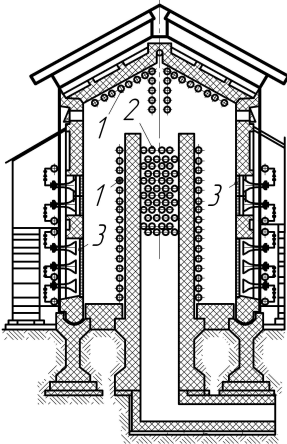


Рисунок 7.32 – Трубчаста піч типу ББ2: 1 – радіантні труби; 2 – конвективні труби; 3 – пальники

Печі типу ВС – вузькокамерна секційна із верхнім відведенням димових газів і вертикальними трубами змійовика, вільного вертикально-факельного спалювання комбінованого палива (рис.7.33).

Комбіновані форсунки встановлені в поді печі, обслуговування пальників проводять із двох боків. Вертикальні труби радіантного змійовика розміщені у всіх чотирьох стінах радіантної камери, а між ними – дворядні екрани двостороннього опромінення.

Над кожною радіантною камерою розміщена конвективна камера прямокутного перерізу із горизонтальними гладкими трубами. У крайніх секціях біля стін радіантні труби розміщені в один ряд.

Печі футеровані легковаговим жароміцним бетоном.

Передбачено чотири типорозміри цих печей, кожен типорозмір відрізняється кількістю однакових радіантних камер. У багатосекційних трубчастих печах радіантні камери окремих секцій об'єднані у загальному корпусі.

Вузькокамерні трубчасті печі із верхнім відведенням димових газів і горизонтальними настінними екранами типу Г мають кілька видів виконання.

Печі типу ГС – вузькокамерні трубчасті печі з верхнім відведенням димових газів і горизонтальними настінними дво- або чотиритрубними екранами вільного вертикально-факельного спалювання комбінованого палива (рис.7.34). Комбіновані форсунки встановлені в один ряд у поді печі в шаховому порядку. При горінні палива утворюється стіна вертикальних факелів, що випромінюють тепло сировинним змійовикам, розміщеним на кронштейнах біля стін топки із вогнетривкої кладки. Обслуговування пальників проводиться з одного боку печі, завдяки чому на загальному фундаменті можна встановити поряд дві однокамерні печі і таким чином створити двокамерну піч (тип ГС2).

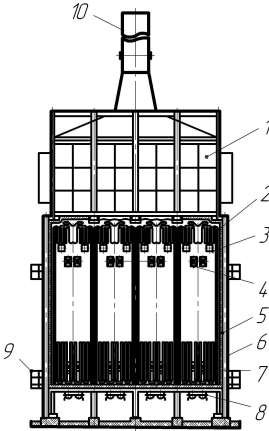


Рисунок 7.33 – Трубчаста піч типу ВС:

- 1 – конвективна камера; 2 – змійовик радіантних труб;
- 3 – запобіжне вікно; 4, 7 – оглядові вікна; 5 – футерівка;
- 6 – каркас; 8 – форсунка; 9 – сходова площадка;
- 10 – димова труба

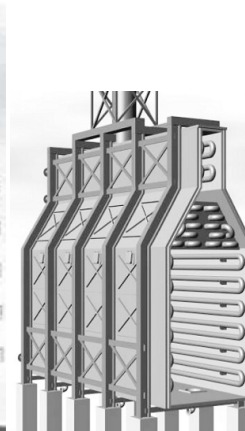


Рисунок 7.34 – Трубчаста піч типу ГС:

- 1 – форсунка; 2 – змійовик радіантних труб;
- 3 – змійовик конвективних труб; 4 – підігрівач повітря; 5 – димова труба; 6 – сходова площадка; 7 – футерівка; 8 – каркас

Димові гази відводяться вгору у конвективну камеру, яка розміщена над радіантною.

Каркас печей виготовлений із металевих рам. Для спостереження за станом змійовиків у радіантних камерах і для розпалювання пальників є оглядові вікна. На торцевих і бічних стінах печей розміщені вихлопні вікна.

Передбачено сім типорозмірів печей із великоблочною футерівкою із легковагового жаротривкого бетону.

Печі типу ГН – вузькокамерні трубчасті печі з верхнім відведенням димових газів і горизонтальними настінними екранами у двох радіантних камерах, коробчата, об'ємно-настильного спалювання комбінованого палива (рис.7.35).

При виконанні печі за варіантом I форсунки розміщені в два ряди на фронтальних стінах під кутом 45° . По осі печі розміщена настільна стіна, що розділяє піч на дві однакові камери із незалежним температурним режимом, на яку настеляються похилі факели комбінованого палива.

За варіантом II форсунки розміщені ярусами на фронтальних стінах, а дворядний горизонтальний екран – по осі печі. Тепло до екранів передається від фронтальних стін, на які настеляються факели в'ялових пальників.

Конвективна камера печі розміщена над радіантними.

Каркас печі виготовлений із металевих рам. Для спостереження за станом змійовиків у радіантних камерах і для розпалювання пальників призначені оглядові вікна. На торцевих і бічних стінах печей розміщені вихлопні вікна. У цих печах передбачено факельне спалювання рідкого і газоподібного палива в комбінованих пальниках, розміщених у поді печі. Циліндрична радіантна камера встановлена на стовпчастому фундаменті для обслуговування пальників, що створюють вільний вертикальний факел.

Обслуговування пальників печі проводиться з двох боків.

Футерівка печей двох варіантів: легкий вогнетривкий вермікулітокерамзитобетон на глиноземистому цементі і шамотна цегла. Передбачено сім типорозмірів печі.

Піч типу ГД-2 – двокамерна, із дворядним центральним екраном, із настільним вертикальним факелом і зонним підведенням повітря по висоті топки (форсунки подові) (рис.7.36).

Вузькокамерні трубчасті печі із верхнім відведенням димових газів і зональним регулюванням величини тепловіддачі мають два виконання – безполуменевого горіння із резервним рідким паливом (ЗР) і з диференційованим підведенням повітря по висоті факела (ЗД) (рис.7.37).

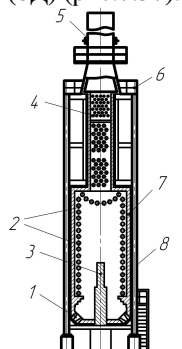


Рисунок 7.35 – Трубчаста піч типу ГН:

- 1 – форсунка;
- 2 – змійовик радіантних труб;
- 3 – настільна стінка;
- 4 – змійовик конвективних труб;
- 5 – димова труба;
- 6 – сходова площадка;
- 7 – футерівка;
- 8 – каркас

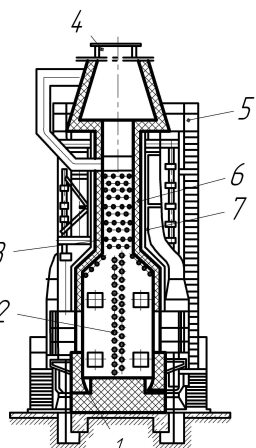


Рисунок 7.36 – Трубчаста піч типу ГД:

- 1 – форсунка;
- 2 – змійовик радіантних труб;
- 3 – змійовик конвективних труб;
- 4 – димова труба;
- 5 – сходова площадка;
- 6 – футерівка;
- 7 – каркас

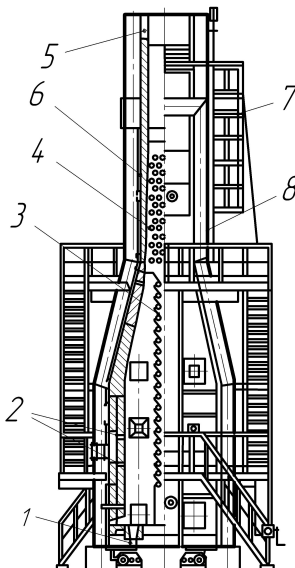
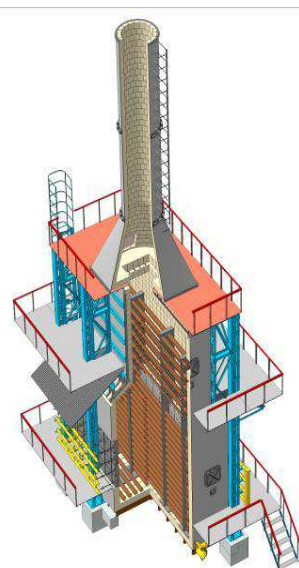


Рисунок 7.37 – Трубчаста піч типу ЗД:

- 1 – форсунка;
- 2 – канали для підведення повітря;
- 3 – змійовик радіантних труб;
- 4 – змійовик конвективних труб;
- 5 – димова труба;
- 6 – сходова площадка;
- 7 – футерівка;
- 8 – каркас



Циліндричні трубчасті печі з бічною кільцевою конвективною камерою і вертикальним розміщенням радіантних і конвективних труб типу К проектується у двох виконаннях.

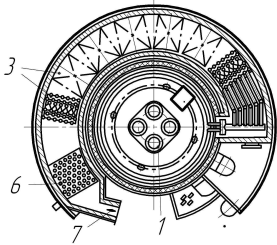
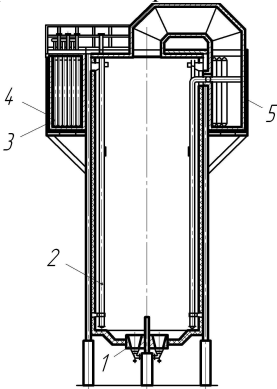


Рисунок 7.38 –

Трубчаста печі типу КС:

- 1 – пальник; 2 – змійовик радіантних труб; 3 – змійовик конвективних труб; 4 – каркас; 5 – футерівка; 6 – підігрівач повітря; 7 – шибер

розсікача-розподільника, встановленого в центрі печі. Розсікач виготовлений у вигляді піраміди з увігнутими гранями, що являють собою настільні стіни для факелів – пальників кожної камери радіації. Розсікач виконує такі функції: ділить об'єм радіантних камер на чотири автономні зони теплообміну, що дозволяє здійснювати диференційоване підведення тепла по довжині радіантного змійовика; є поверхнею настільну факелів пальників, які мають стабільну товщину, що дозволяє наблизити трубні екрани до пальників і скоротити об'єм камери. У печі здійснюється двостадійне спалювання палива. Первинне повітря (близько 70 % об'єму) подається примусово до пальників, а решта – по висоті настільу, для чого в кладці граней розміщені канали прямокутного перерізу, а в каркасі розсікача – окремі повітроводи, кількість яких удвічі перевищує кількість граней. Кожен повітроводе оснащений поворотним шибером. Двостадійне спалювання палива дає можливість розтягнути факели по висоті граней і підвищити рівномірність випромінювання по висоті радіантних труб. Конвективний змійовик, як і підігрівач повітря, набирають секціями і розміщують у кільцевій камері конвекції, розміщеної співвісно із циліндричною радіантною камерою. На стінах радіантної камери встановлені однорядні настільні екрани, а між радіантними камерами – дворядні радіальні екрани двостороннього опромінювання. Відведення газів згорання – через димову трубу і збирач газу.

Піч типу КС – циліндрична трубчаста печі із бічною кільцевою конвективною камерою і вертикальним розміщенням радіантних і конвективних труб, вбудованим підігрівачем повітря, вільного вертикально-факельного спалювання палива (рис.7.38).

Комбіновані форсунки розміщені в поді печі.

Піч типу КС' відрізняється від печі типу КС розміщенням форсунки, встановленої не в центрі, а зміщеної у бік входу продукту. На стінах радіаційної камери встановлено однорядний або дворядний настільний трубний екран. Конвективний змійовик також як і підігрівач повітря, набирається секціями і розміщується в кільцевій камері конвекції, встановленої співвісно із циліндричною радіантною камерою. Відведення газів згорання – через димову трубу і збірник газу.

Піч типу КД – циліндрична трубчаста печі із бічною кільцевою конвективною камерою конвекції і вертикальним розміщенням радіантних і конвективних труб, вбудованим підігрівачем повітря, диференційованим підведенням повітря по висоті факела, настільним спалюванням комбінованого палива (рис.7.39). Конструктивне виконання печі – із димоходом, встановленим на печі, із димоходом, що стоїть окремо. Комбіновані пальники розміщені в поді печі. Осі пальників нахилени у бік

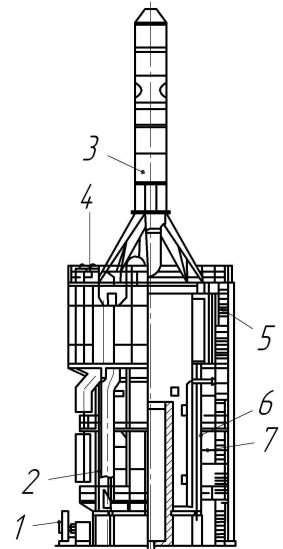


Рисунок 7.39 –

Трубчаста печі типу КД:

- 1 – вентилятор; 2 – каркас; 3 – димову трубу; 4 – підігрівач повітря; 5 – конвективний змійовик; 6 – радіантний змійовик; 7 – футерівка

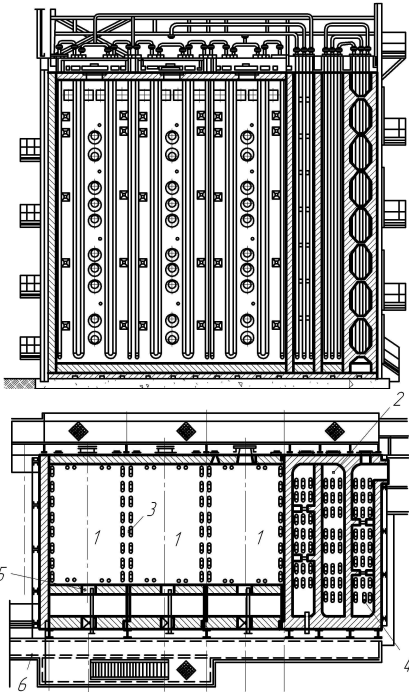


Рисунок 7.40 – Трубчаста піч типу Р:
 1 – радіантна камера; 2 – конвективна камера;
 3 – змійовик радіантних труб; 4 – змійовик
 конвективних труб; 5 – вікно для відведення
 продуктів згорання з радіантної камери; 6 – канал
 для димових газів

для ремонту або очищення без зупинення всієї установки.

Печі типу СС – секційні із горизонтально розміщеним змійовиком, окремою конвекційною камерою, вбудованим підігрівачем повітря і вільним вертикально-факельним спалюванням палива (рис.7.41). Трубний змійовик кожної секції складається з двох або трьох транспортбельних пакетів заводського виготовлення. Змійовик кожної секції самонесучий і встановлюється безпосередньо на поді печі. Стіни топки збирають із легких рам. Комбіновані форсунки розміщені в поді печі в один ряд по чотири пальники в кожній секції.

Циліндричні трубчасті печі типу Ц конструюють у декількох виконаннях.

Піч типу ЦС – циліндрична з вертикальним розміщенням труб змійовика в одній радіантній камері, вільним вертикально-факельним спалюванням комбінованого палива (рис.7.42). Комбіновані форсунки розміщені по подові печі. На стінах радіантної камери встановлені

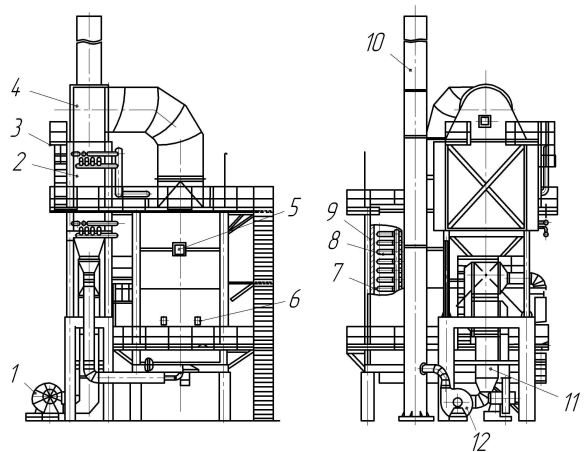


Рисунок 7.41 – Трубчаста піч типу СС:
 1 – вентилятор; 2 – конвективна камера; 3 – сходовая площадка;
 4 – газохід; 5, 6 – запобіжне і оглядове вікна; 7 – радіантний
 змійовик; 8 – трубна решітка; 9 – каркас; 10 – димова труба

однорядні або дворядні настінні трубні екрани. Піч типу ЦС' відрізняється від печі типу ЦС тим, що форсунка встановлена не в центрі, а зміщена в бік входу продукту. Відведення газів згорання – через димову трубу, встановлену на печі, у збирач газу. Передбачено два виконання печей цього типу: радіантна (без конвективної камери) і радіантно-конвективна (із конвективною камерою). У радіантних печах до шифру додається літера Р. Труби розміщуються на поді і склепінні печі з таким розрахунком, щоб при нагріванні вони не могли деформуватися, і лише великі труби зміцнюються посередині. Циліндрична камера радіації встановлена на стовпчастому фундаменті для зручності обслуговування газових пальників, розмішених у поді печі. Радіантний змійовик зібраний із вертикальних труб на приварених калачах. Змійовики впираються на під печі, вхід і вихід продукту здійснюється зверху. Радіантна секція являє собою сталевий циліндр, викладений із середини ізоляційним матеріалом, іноді вогнетривкою футерівкою і поміщена у сталевий кожух. Прямо над радіантною секцією розміщена конвективна і далі знімна сталева димова труба. Якщо на установці розміщений блок печей, то димові гази виводять через окремо розміщену трубу, з'єднану з печами газоходами.

Піч типу ЦД – циліндрична із вертикальним розміщенням труб змійовика у радіантній камері, із диференційованим підведенням повітря, настільним спалювання комбінованого палива (рис.7.43).

Усередині печі в центрі розміщений розсікач-розподільник у вигляді піраміди з увігнутими гранями. Грані є настільними стінами для факелів – форсунок.

Розсікач-розподільник створює кілька зон теплообміну в камері радіації, що дозволяє регулювати теплонапруженості поверхні трубчастого змійовика по його довжині.

Металевий каркас розсікача-розподільника футерований

шамотною цеглою. Внутрішня порожнина його розбита на окремі повітроводи, при цьому витрату повітря, що проходить ними, можна регулювати шиберами. У кладці граней розсікача на двох ярусах по висоті граней зроблені канали прямокутного перерізу для підведення вторинного повітря з повітроводів до настільного факела кожної грані. У кладку закладаються металеві анкери з дроту, розміщені по вертикальних стінах каркасу-розсікача. Комбіновані форсунки розміщені в поді печі. Осі їх нахилені в бік розсікача-розподільника. Трубчасті змійовики радіантних камер – настінні і підвісні. Підвісні змійовики підвішуються тягами до конусного перехідника корпусу печі. Основним екраном радіантних камер є настінні змійовики. Піч забезпечена камерою конвекції або шахтного

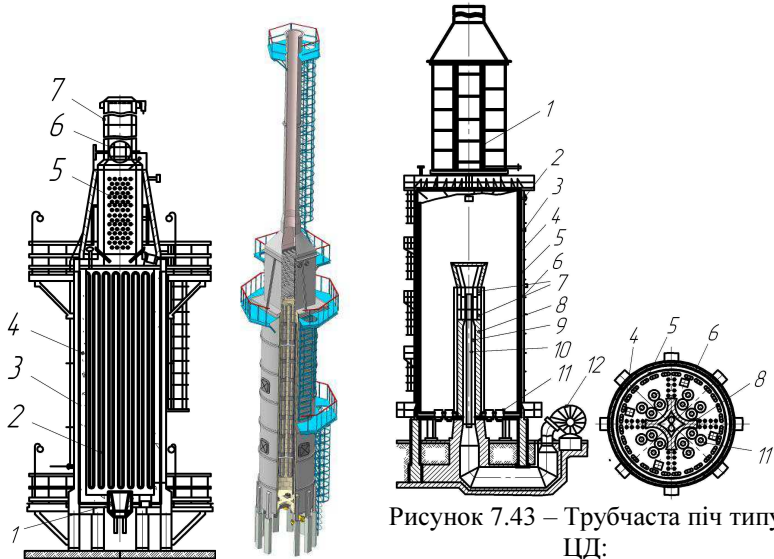


Рисунок 7.42 – Трубчаста піч типу ЦС:

- 1 – форсунка; 2 – змійовик радіантних труб; 3 – каркас; 4 – футерівка;
- 5 – змійовик конвективних труб;
- 6 – шибер; 7 – димова труба

Рисунок 7.43 – Трубчаста піч типу ЦД:

- 1 – конвективна камера; 2 – запобіжне вікно; 3 – оглядове вікно; 4 – змійовик радіантних труб; 5 – футерівка; 6 – каркас; 7 – камера для підведення вторинного повітря; 8 – футерівка розсікача-розподільника; 9 – повітровід;
- 10 – розсікач-розподільник; 11 – форсунка; 12 – повітродувка

типу із горизонтально розміщеними трубчастими змійовиками, або кільцевого типу із вертикально розміщеними змійовиками. Змійовики камери конвекції обслуговуються через отвори в каркасі, які закриваються знімними кришками.

Піч типу ЦГ – циліндрична з горизонтальним розміщенням труб змійовика в радіантній камері.

На діючих установках нафтогазопереробки значно поширені шатрові печі типу Ш (рис.7.44), які сьогодні віднесені до печей застарілої конструкції.

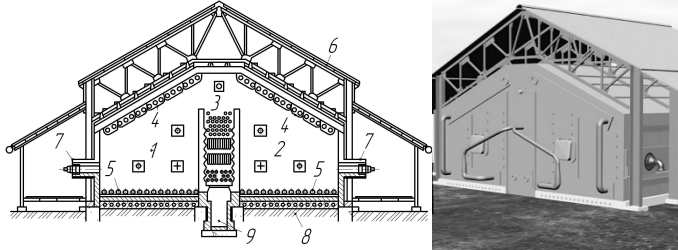


Рисунок 7.44 – Трубчаста піч типу Ш: 1, 2 – радіантні камери; 3 – конвективна камера; 4 – стельові труби; 5 – подові труби; 6 – каркас печі; 7 – форсунки; 8 – шахти для подачі повітря; 9 – димар

Піч складається із двопотокових камер радіації та однієї загальної конвекційної камери з нижнім відведенням димових газів, має одну або частіше дві радіантні секції зі склепінням, нахиленим від центра до зовнішньої стіни, в якій горизонтально встановлені форсунки. Труби в радіантних секціях укладені на подові і на склепінні. У печі на стінах радіантних камер є муфелі, в яких розміщуються форсунки. Горіння палива практично завершується в муфельному каналі, і в топку надходять розпечені продукти згорання. Через високі питомі витрати металу і вогнетривів і низьку ефективність експлуатації будівництво двоскатних печей припинено, замість них споруджуються більш ефективні трубчасті печі.

Для характеристики трубчастої печі найбільш важливі такі основні показники:

– *продуктивність печі* – кількість сировини, що подається в піч для нагрівання за одиницю часу. На сучасних установках продуктивність за нафтою досягає 1000 тонн/годину;

– *теплова потужність печі* визначає ту кількість тепла, яке може бути прийнято сировиною у печі. Теплова потужність сучасних печей становить 7 – 60 МВт, а на великих установках досягає 100 МВт;

– *теплова напруженість поверхні нагрівання* характеризується кількістю тепла, переданого через одиницю поверхні труб за одиницю часу. Чим більша теплова напруженість поверхні нагрівання, тим менших розмірів потрібна піч для передачі заданої кількості тепла. Однак дуже висока теплонапруженість поверхні нагрівання може викликати коксування продукту і прогар труб унаслідок надмірного підвищення температури стінки труби. При переганянні нафти теплонапруженість радіантних труб становить приблизно 45 – 60 кВт/м², у печах сповільненого коксування – 25 – 35 кВт/м². Для конвекційних труб теплонапруженість у середньому становить 10 – 20 кВт/м²;

– *теплова напруженість топкового простору* відповідає кількості тепла, яке виділяється при згоранні палива за одиницю часу на одиницю об'єму топкового простору. У сучасних трубчастих печах ця величина становить приблизно 50 – 100 кВт/м³ і визначається можливістю розміщення необхідної радіантної поверхні в камері згорання, а не процесом горіння палива;

– *ККД* трубчастої печі являє собою відношення корисно використаного тепла до загальної кількості тепла, виділеного при згоранні палива. ККД печі залежить від коефіцієнта надлишку повітря, температури відхідних продуктів згорання і якості теплової ізоляції печі. Сучасні трубчасті печі мають к.к.д. у межах 0,65 – 0,85.

Запитання для самоперевірки

1. У яких галузях нафтохімічної і нафтопереробної промисловості знайшов застосування вогневий підігрів вуглеводневих середовищ?
2. Дайте визначення трубчастої печі та опишіть особливості вибору її типу і конструктивного оформлення.
3. Подайте загальну схему будови трубчастої печі, опишіть призначення основних конструктивних елементів і принцип дії.
4. Наведіть основні класифікаційні ознаки трубчастих печей.
5. опишіть будову та принцип дії конвективних, радіантних та радіантно-конвективних трубчастих печей із зображенням їх розрахункової схеми.
6. Які принципи маркування закладені в назву трубчастих печей? Перелічіть основні умовні позначення трубчастих печей відповідно до каталогу, наведіть приклади позначень.
7. Зобразіть схеми найбільш застосовуваних у нафтопереробній і нафтохімічній промисловості трубчастих печей із коротким їх описом.
8. Перелічіть основні елементи конструкції трубчастих печей, наведіть їх короткий опис та опишіть призначення.
9. Виділіть особливості конструкції трубчастого змійовика, наведіть його принципову схему і перелічіть основні складові, дайте короткий опис зображеної схеми.
10. Яке призначення має футеровка печі? Наведіть схему футерівки, опишіть її, надайте перелік основних матеріалів, із яких вона виготовляється.
11. Наведіть особливості конструкції склепіння трубчастих печей, надайте його схему та короткий опис.
12. Як конструюється каркас трубчастої печі? Перелічіть основні елементи каркаса та назвіть особливості його збирання.
13. Що являє собою фундамент трубчастої печі? Дайте опис його конструктивних елементів.
14. Яке призначення мають пальники та форсунки у трубчастій печі? Наведіть основи їх класифікації, подайте схеми найбільш застосовуваних із коротким описом будови та принципу дії.
15. Назвіть основні функції димової труби трубчастої печі, опишіть принципи її проектування та особливості конструкції. Надайте опис димоходу трубчастої печі.
16. Які елементи належать до гарнітури трубчастої печі? Надайте схеми основних елементів гарнітури, дайте їх опис.
17. Проаналізуйте конструкції типових трубчастих печей та галузь їх застосування, проілюструйте опис схематично.
18. Дайте порівняльну характеристику типових конструкцій трубчастих печей, визначте їх переваги й недоліки.

Приклади та контрольні завдання

Приклад 7.1. Визначити теплоту згоряння сухого нафтозаводського газу такого складу, % об.: $H_2 = 26,3$; $CH_4 = 36,3$; $C_2H_4 = 15,0$; $C_2H_6 = 17,5$; $C_3H_6 = 2,5$; $C_3H_8 = 2,4$. Густина газу за нормальних умов $\rho = 0,8 \text{ кг/м}^3$.

Нижча теплота згоряння палива Q_u , кДж/кг, за Менделєєвим [52,60,70]:

$$Q_u = 339C + 1030H - 109(O - S) - 25 W,$$

де C , H , O , S та W — вміст у паливі вуглецю, водню, кисню, сірки та води відповідно, % (мас.).

Нижча теплота згоряння 1 м^3 газоподібного палива за нормальних фізичних умов $(Q_u)_{об}$, ккал/м³, може бути розрахована за його складом, % об., та відомими теплотами згоряння, МДж/м³ [1]:

$$\begin{aligned} (Q_u)_{об} &= 30,18CO + 25,79H_2 + 85,55CH_4 + 141,07C_2H_4 + 152,26C_2H_6 + 205,41C_3H_6 + \\ &+ 217,95C_3H_8 + 283,38n - C_4H_{10} + 271,11C_4H_8 + 348,90C_5H_{12} + 55,85H_2S = \\ &= 25,79 \cdot 26,3 + 85,55 \cdot 36,3 + 141,07 \cdot 15 + 152,26 \cdot 17,5 + 205,41 \cdot 2,5 + 217,95 \cdot 2,4 = \\ &= 9629 \text{ ккал/м}^3 = 40,4. \end{aligned}$$

Нижча теплота згоряння 1 кг газоподібного палива Q_p'' , МДж/кг [1]:

$$Q_u = (Q_u)_{об} / \rho = 40,4 / 0,8 = 50,5.$$

Приклад 7.2. Розрахувати процес нагрівання 400000 кг/год частково відбензиненої нафти (із відносною густиною $\rho_4^{20} = 0,8994$) у трубчастій печі атмосферної секції нафтоперегонної установки. Початкова температура нафти 225 °С, кінцева температура нафти 350 °С. Відносна густина мазуту (паливо) $\rho_{15}^{15} = 0,9747$, вологовміст $W = 1,8$ % (мас.). Визначити корисне теплове навантаження трубчастої печі, витрату палива та повітря.

Відносна густина нафти ρ_{15}^{15} [55,60,70]:

$$\rho_{15}^{15} = \rho_4^{20} + 5\gamma = 0,8994 + 5 \cdot 0,00065 = 0,906,$$

де γ — середня температурна поправка відносної густини на 1 К (°С).

$$\gamma = 0,00138 - 0,00132 \cdot \rho_4^{20} = 0,00138 - 0,00132 \cdot 0,8994 = 0,00065.$$

Початкова h_n , кДж/кг, та кінцева h_k , кДж/кг, ентальпії нафти [55,60,70]:

$$h_n = \frac{1,687t_n + 0,0017t_n^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} = \frac{1,687 \cdot 225 + 0,0017 \cdot 225^2}{\sqrt{0,906}} = 489;$$

$$h_k = \frac{1,687t_k + 0,0017t_k^2}{\sqrt{\rho_{15}^{15}}} = \frac{1,687 \cdot 350 + 0,0017 \cdot 350^2}{\sqrt{0,906}} = 839.$$

Корисне теплове навантаження $Q_{кор}$, кВт, трубчастої печі

$$Q_{кор} = G(h_k - h_n) = \frac{400000}{3600} \cdot (839 - 489) = 38,9 \cdot 10^3,$$

де G – витрата сировини (нафти), що нагрівається, кг/с.

Температуру газів, що виходять із конвективної камери трубчастої печі, t_b , °С, рекомендується брати на 150–250 °С вище від початкової температури сировини (нафти) t_n , °С, [13,55,70]:

$$t_b = t_n + (150 - 250) = 225 + 200 = 425.$$

Втрати тепла q_b , кДж/кг, з газами, що виходять із конвективної камери трубчастої печі (при значенні коефіцієнта надлишку повітря $\alpha = 1,2$), визначаються за даними [60] (додаток А):

$$H_{425} = q_b \approx 8,5 \cdot 10^3.$$

Нижча теплота згоряння палива (мазуту) Q_u , кДж/кг [52]

$$Q_H = \left(46423 + 3169\rho_{15}^{15} - 8792(\rho_{15}^{15})^2 \right) (1 - 0,01W) = \\ = (46423 + 3169 \cdot 0,9747 - 8792 \cdot 0,9747^2) \cdot (1 - 0,01 \cdot 1,8) = 40050.$$

Втрати тепла крізь теплоізоляцію печі $q_{втр}$, кДж/кг:

$$q_{втр} = 0,05 \cdot Q_H = 0,05 \cdot 40050 = 2002,5.$$

ККД печі η з урахуванням значення втрат від неповноти згорання палива $q_{незг} = 0$ [70]:

$$\eta = \frac{Q_H - (q_{втр} + q_{незг})}{Q_H} = \frac{40050 - (2002,5 + 8,5 \cdot 10^3)}{40050} = 0,74.$$

Витрата палива B , кг/с [70]:

$$B = \frac{Q_{кор}}{\eta \cdot Q_H} = \frac{38,9 \cdot 10^3}{0,74 \cdot 40050} = 1,31.$$

Елементарний склад палива (за воднем та вуглецем і вологою)

$$H = (26 - 15\rho_{15}^{15})(1 - 0,01W) = (26 - 15 \cdot 0,9747)(1 - 0,01 \cdot 1,8) = 11,18\%;$$

$$C = 100 - (H + W) = 100 - (11,18 + 1,8) = 87,02\%;$$

$$n_C = C / (100M_C) = 87,2 / (100 \cdot 12) = 0,0725 \text{ кмоль C/кг палива};$$

$$n_H = H / (100M_H) = 11,18 / (100 \cdot 2) = 0,0559 \text{ кмоль H}_2\text{/кг палива};$$

$$n_W = W / (100M_W) = 1,8 / (100 \cdot 18) = 0,001 \text{ кмоль H}_2\text{O/кг палива}.$$

Теоретична витрата повітря l_m , кмоль повітря/кг палива:

$$l_m = n_C + 0,5n_H = 0,0725 + 0,5 \cdot 0,0559 = 0,1005 \text{ кмоль повітря/кг палива}.$$

Витрата повітря l , кмоль повітря/кг палива :

$$l = \alpha \frac{l_m}{0,21} = 1,2 \cdot \frac{0,1005}{0,21} = 0,574,$$

або

$$L = l \cdot M_n = 0,574 \cdot 29 = 16,65.$$

Приклад 7.3. Обрати трубчасту піч типу Н_дЦВ4 для атмосферної секції нафтоперегінної установки. В печі нагрівається 350000 кг/годину частково відбензиненої нафти з відносною густиною $\rho_4^{20} = 0,8994$ ($\rho_{15}^{15} = 0,9029$), від початкової температури 230 °С, якій відповідає ентальпія рідинної сировини 503 кДж/кг. Кінцева температура (на виході з пічного змішувача) 270 °С, а кінцева питома ентальпія суміші рідини та пари 917 кДж/кг.

Корисне теплове навантаження $Q_{кор}$, кВт, трубчастої печі (тепло, що витрачається на нагрівання сировини (нафти)):

$$Q_{кор} = G(h_k - h_n) = \frac{350000}{3600} \cdot (917 - 503) = 40,23 \cdot 10^3,$$

де G – витрата сировини (нафти), що нагрівається, кг/с; h_n та h_k – початкова та кінцева питомі ентальпії нафти, кДж/кг.

Температуру газів, які виходять із конвективної камери трубчастої печі, t_g , °С, з метою забезпечення достатньо високої середньої різниці температур між газом та сировиною рекомендується брати на 150–250 °С вище від початкової температури сировини (нафти) t_n , °С, [13,55,70]:

$$t_g = t_n + (150 - 250) = 230 + 220 = 450.$$

Втрати тепла q_g , кДж/кг, з газами, які виходять із конвективної камери трубчастої печі, (при значенні коефіцієнта надлишку повітря $\alpha = 1,2$), визначаються за графіком $H-t$ [60] (додаток А):

$$q_g = H_{450} = 8,92 \cdot 10^3.$$

При нормальній експлуатації печі у разі застосування газового чи рідинного палива втрати тепла від неповноти згоряння $q_{незг}$ незначні і при звичайних розрахунках ними можна знехтувати ($q_{незг} = 0$ [70]).

Втрати тепла крізь теплоізоляцію печі $q_{втр}$, кДж/кг:

$$q_{втр} \approx 0,05Q_n = 0,05 \cdot 40050 = 2002,$$

у тому числі крізь теплоізоляцію радіантної камери $q'_{втр}$, кДж/кг:

$$q'_{втр} \approx 0,75q_{втр} = 0,75 \cdot 2002 = 1500,$$

де Q_n – нижча (робоча) теплота згоряння палива (для мазуту $Q_n = 40050$ кДж/кг, див. приклад 7.2), кДж/кг.

ККД печі η [70]:

$$\eta = \frac{Q_n - (q_{втр} + q_v + q_{незг})}{Q_n} = \frac{40050 - (2002 + 8920 + 0)}{40050} = 0,727.$$

Витрата палива B , кг/с [70]:

$$B = \frac{Q_{кор}}{\eta \cdot Q_n} = \frac{40,23 \cdot 10^3}{0,727 \cdot 40050} = 1,38.$$

За відомим значенням $Q_{кор} = 40,23$ МВт обираємо найближчу (більшу за потужністю) піч Н_дЦВ4-946/15 (табл.А.9, додаток А) та проводимо її перевірений розрахунок.

Температура газів згоряння на виході з радіантної секції печі береться в межах $t_{z3} = 800 - 850$ °С [70] (беремо $t_{z3} = 815$ °С). За даними графіка $H-t$ [60] (додаток А) визначається ентальпія газів згоряння $H_{z3} = 17000$ кДж/кг.

Кількість корисного тепла, що вноситься в топку, q_m , кДж/кг [70]:

$$q_m \approx Q_n - q'_{втр} = 40050 - 1500 = 38550.$$

Кількість тепла, одержане сировиною в радіантній Q_p , кВт, і конвективній Q_k , кВт, секціях печі відповідно [70]:

$$Q_p = B(q_m - H_{z3}) = 1,38(38550 - 17000) = 29,7 \cdot 10^3,$$

$$Q_k = Q_{кор} - Q_p = 40,23 \cdot 10^3 - 29,7 \cdot 10^3 = 10,53 \cdot 10^3.$$

Середня теплонапруженість радіантних труб q_p , кВт/м² [70]:

$$q_p = \frac{Q_p}{F_p} = \frac{29,7 \cdot 10^3}{946} = 31,5,$$

де F_p – поверхня нагрівання радіантних труб печі Н_дЦВ4-946/15 (табл.А.9, додаток А), м².

Для сировинних труб трубчастих печей застосовуються труби таких розмірів [4]: $\varnothing 76 \times 8$ мм, $\varnothing 89 \times 8$ мм, $\varnothing 102 \times 8$ мм, $\varnothing 114 \times 8$ мм, $\varnothing 127 \times 8$ мм, $\varnothing 152 \times 8$ мм, $\varnothing 159 \times 10$ мм, $\varnothing 219 \times 12$ мм.

Зовнішня поверхня нагрівання f_m , м², однієї труби зовнішнім діаметром $d = 152$ мм та довжиною $l = 15$ м становить:

$$f_m = \pi dl = 3,14 \cdot 0,152 \cdot 15 = 7,16.$$

Загальна кількість радіантних труб у печі N_p , шт.:

$$N_p = F_p / f_m = 946 / 7,16 = 132.$$

Схема теплообміну у конвекційній секції пічного змішувача:

$$t_{z3} = 815 \text{ } ^\circ\text{C} \longrightarrow t_v = 450 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$t_k = 270 \text{ } ^\circ\text{C} \longleftarrow t_n = 230 \text{ } ^\circ\text{C},$$

$$\Delta t_\sigma = 545 \text{ } ^\circ\text{C (K)} \quad \Delta t_M = 220 \text{ } ^\circ\text{C (K)}.$$

Середньологарифмічна різниця температур $\Delta t_{ср}$, °C [26,45,55,70]:

$$\Delta t_{ср} = \frac{\Delta t_{\delta} - \Delta t_{\mu}}{\ln \frac{\Delta t_{\delta}}{\Delta t_{\mu}}} = \frac{545 - 220}{\ln \frac{545}{220}} = 359.$$

Коефіцієнт теплопередачі для конвекційних труб при використанні рідинної сировини знаходиться в межах $K=23 - 52$ Вт/(м²·К) [70].

Розрахункова потрібна поверхня конвекційної секції труб F_p , м² [70]:

$$F_p = \frac{Q_k}{K \Delta t_{ср}} = \frac{10,46 \cdot 10^6}{45 \cdot 359} = 647.$$

Задача 7.1. Визначити теплоту згоряння сухого нафтозаводського газу такого складу, % об.: CO = 2,05; CH₄ = 94,1; C₂H₆ = 2,75; C₃H₈ = 1,05; H₂S = 0,05.

Задача 7.2. Визначити теплоту згоряння палива та теоретично необхідний об'єм повітря для спалювання 1 кг палива складу, % об.: H₂ = 4,6; CH₄ = 70,4; C₂H₆ = 16,6; C₃H₈ = 2,4; C₄H₁₀ = 6,0. Густина газу 0,730 кг/м³.

Задача 7.3. Визначити дійсну витрату повітря для спалювання 1 кг сухого газу складу, % мас.: C = 81,5; H₂ = 18,5. Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1,2$.

Задача 7.4. Визначити к.к.д. печі, що працює за таких умов: нижча теплота згоряння палива 41900 кДж/кг, температура димових газів, що залишають трубчасту піч, 310 °C, коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1,2$, втрати тепла в зовнішнє середовище 10 %.

Задача 7.5. Знайти к.к.д. печі, якщо спалюється газ, що має такий склад, % мас.: C = 81,5 та H₂ = 18,5. Димові гази виходять із печі з температурою 350 °C. Коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1,2$. Втрати тепла в зовнішнє середовище 4 %.

Задача 7.6. Визначити необхідну витрату палива в печі із к.к.д. печі 0,74 та корисним тепловим навантаженням 9070 кВт. Паливо – мазут із нижчою теплотою згоряння палива 41860 кДж/кг.

Задача 7.7. Теплове навантаження печі $138 \cdot 10^6$ кДж/годину. Паливо має нижчу теплоту згоряння 41860 кДж/кг. Втрати тепла з газами, що відходять, 7049 кДж/кг, а в зовнішнє середовище 4186 кДж/кг. Визначити необхідну витрату палива.

Задача 7.8. Визначити потрібну поверхню радіантних і конвекційних труб печі безполуменового горіння продуктивністю 125 т/годину за нафтою (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,850$), яка підігрівається від 170 до 330 °C. Нижча теплота згоряння палива (мазуту) $Q_u = 40050$ кДж/кг.

Задача 7.9. Визначити поверхню та кількість труб печі безполуменового горіння для термічного крекінгу дистильної сировини (флегми). Продуктивність печі 50 тис. кг/годину за сировиною (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,880$, молекулярна маса $M = 230$). Вихід газу – 6 %, бензину – 21 % (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,750$, молекулярна маса $M = 110$). Температура на вході в піч 350 °C, на виході з печі 505 °C.

Задача 7.10. Визначити поверхню камери конвекції, якщо теплове навантаження камери 50 МВт, температура сировини на вході в камеру 160 °C, на виході – 230 °C. Витрата газоподібного палива $B = 4250$ кг/годину. Теоретична витрата повітря для спалювання 1 кг палива 15,75 кг/кг палива, коефіцієнт надлишку повітря $\alpha = 1,2$. Температура димових газів на виході з радіанної секції 850 °C, а з камери конвекції 300 °C. При розрахунках взяти труби $\varnothing 159 \times 10$ мм і довжиною 18 м.

РОЗДІЛ 8 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПІДГОТОВКИ ДО ПЕРЕРОБКИ, ПЕРЕГОНКИ ТА ФРАКЦІОНУВАННЯ

8.1 Класифікація обладнання для підготовки до переробки, перегонки та фракціонування

Масообмінні процеси нафтогазопереробних виробництв належать до найбільш енерго- і металомістких: понад 50 % енергії витрачається на їх здійснення [8,9].

Для розділення рідких та газоподібних продуктів у процесах підготовки сировини до переробки, її перегонки та фракціонування в газо- і нафтопереробній промисловості використовується масообмінна апаратура різноманітних конструкцій; найбільш широке застосування набуло колонне масообмінне обладнання. Близько 15 % від загальної маси обладнання технологічних ліній становлять колонні апарати [1,6].

Масообмінні колонні апарати можуть бути класифіковані за кількома ознаками [8,9,37,42,49,50,54].

За технологічним призначенням розрізняють абсорбційні, десорбційні і ректифікаційні колонні апарати.

Технологічне призначення колони визначає як робочі параметри процесу, так і особливості роботи контактних пристроїв і конструктивного оформлення основних вузлів колони.

Залежно від тиску, який застосовується, колонні апарати поділяються на атмосферні, вакуумні і такі, що працюють під тиском.

До атмосферних колон відносять колони, у верхній частині яких робочий тиск незначно перевищує атмосферний і визначається опором комунікацій та апаратури, розміщених на потоці руху суцільної фази та після колони. Тиск у нижній частині колони залежить в основному від опору її внутрішніх пристроїв і може значно перевищувати атмосферний (колона для поділу суміші етилбензолу і ксилолів).

У вакуумних колонах тиск нижчий від атмосферного (створено розрідження), що дозволяє знизити робочу температуру процесу і уникнути розкладання продукту. Величина залишкового тиску в колоні визначається фізико-хімічними властивостями продуктів, які розділяються, і головним чином допустимою максимальною температурою їх нагрівання без помітного розкладання (вакуумна колона перегонки мазуту).

У колонах, що працюють під тиском, величина останнього може значно перевищувати атмосферний (колони газофракціонувальних установок, стабілізатори, абсорбери та ін.)

Залежно від будови контактних пристроїв, способу організації міжфазової взаємодії потоків та створення розвиненої поверхні контакту фаз виділяють тарілчасті, насадкові, плівкові, розпилювальні (порожністі) і роторні колонні апарати.

У тарілчастій колоні (рис. 8.1 а) контакт між фазами відбувається при проходженні газу крізь шар рідини, що знаходиться на контактному пристрої тарілчастого типу.

У насадковій колоні (рис. 8.1 б) контакт між газом або паром (далі газова та парова фази спрощено позначені як газ) і рідиною здійснюється на поверхні спеціальних насадкових тіл, а також у вільному просторі між ними.

У плівковій колоні (рис. 8.1 в) фази контактують на поверхні тонкої плівки рідини, що стікає по вертикальній або похилій поверхні.

У розпилювальній (порожністій) колоні (рис. 8.2) поверхня контакту фаз створюється шляхом розпилення рідини в масі газу на дрібні краплі.

У роторній колоні (рис. 8.3) контакт між фазами відбувається у плівковому режимі між конічними нерухомими і рухомими тарілками, що обертаються на центральному валу колони.

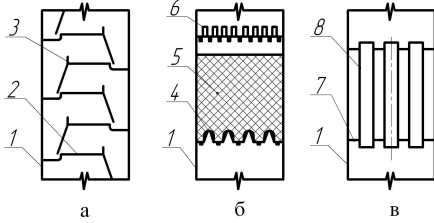


Рисунок 8.1 – Типи колонних апаратів:

- а – тарілчастий; б – насадковий; в – плівковий;
- 1 – корпус колони; 2 – полотно тарілки;
- 3 – перетікаючий пристрій; 4 – опорна решітка;
- 5 – насадка; 6 – розподільник; 7 – трубна решітка;
- 8 – трубка

За відносним напрямом руху потоків виділяють колонні апарати із протитечійним рухом (рис. 8.4 а), прямотечійним рухом (рис. 8.4 б), перехресним рухом (рис. 8.4 в), перехресно-прямотечійним рухом (рис. 8.4 г).

За способом організації контакту між газом і рідиною виділяють плівкові, емульгуючі, барботажні, ежекторні та інші типи колонних апаратів.

Крім того, виділяють також конструктивні особливості колонних апаратів, зумовлені специфікою проведеного процесу розділення. У випадках, коли навантаження за газом і рідиною значно змінюються по висоті колони (абсорбційно-відпарна колона, десорбер, колона стабілізації), її доцільно виконувати з частин різного діаметра. При

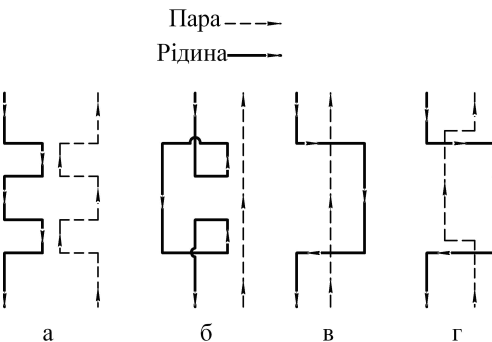


Рисунок 8.4 – Основні схеми руху потоків у колонних апаратах:

- а – протитечійний рух; б – прямотечійний рух;
- в – перехресний рух;
- г – перехресно-прямотечійний рух

Залежно від способу створення поверхні контакту фаз розрізняють колонні апарати з фіксованою поверхнею (насадкові та плівкового типу) або з поверхнею, утвореною в процесі роботи (тарілчасті, розпилувальні та роторні).

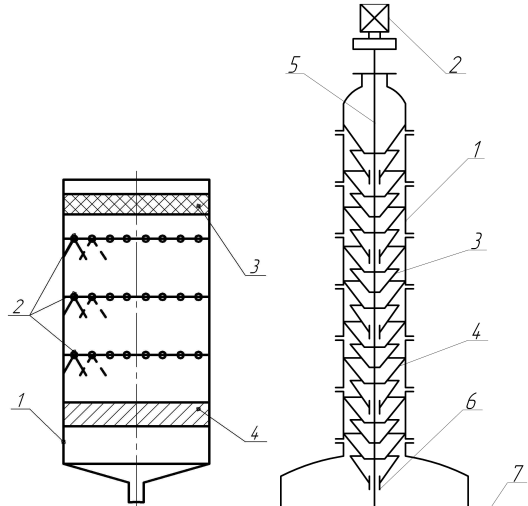


Рисунок 8.2 – Розпилувальний колонний апарат:

- 1 – корпус; 2 – форсунковий колектор зрошувальної рідини;
- 3 – бризковідбійник;
- 4 – газорозподільник

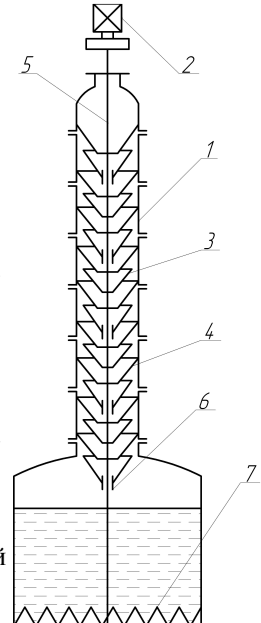


Рисунок 8.3 – Роторний колонний апарат:

- 1 – корпус колони;
- 2 – привід; 3 – тарілка, що обертається; 4 – нерухома тарілка; 5 – вал;
- 6 – підшипниковий вузол;
- 7 – нагрівальний змійовик

значній висоті колонних апаратів, коли товщина стінки корпусу визначається ваговими і вітровими навантаженнями, корпус колон виконують таким чином, що товщина стінки обичайок по висоті апарата в напрямку знизу вгору поступово зменшується. Використовуються також складні колони, що мають більше одного сировинного і більше двох продуктивних потоків, проміжне підведення і (або) знімання тепла, а також комбіновані апарати типу абсорбер-десорбер, абсорбційно-відпарної колони, багатофункціонального абсорбера і т. п.

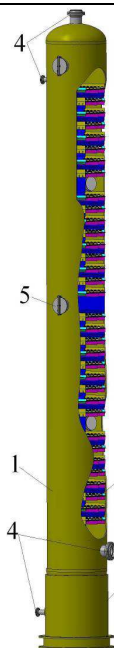


Рисунок 8.5 –
Принципова
схема
колонного
апарата:

- 1 – корпус;
- 2 – опора;
- 3 – контактний пристрій;
- 4 – технологічні штуцери;
- 5 – обслуговуючі люки

Принципово апарати колонного типу мають схожу конструкцію (рис. 8.5), відмінність між ними полягає в типі контактних пристроїв, встановлених усередині апарата, наявності або відсутності всередині апарата додаткових вузлів, наявності додаткових патрубків для уведення сировини в колону і відведення проміжних потоків і продуктів. Особливості конструкції колони визначаються специфікою процесу розділення нафтових або газових сумішей.

Ефективність роботи колони залежить від конструктивних особливостей контактних масообмінних пристроїв, а також від режиму роботи колони (тиску, температури, гідродинамічних умов, стабільності за навантаженням, фізико-хімічних властивостей середовищ, які беруть участь у масообмінному процесі, та ін.).

8.2 Внутрішні пристрої масообмінних колон

Внутрішні пристрої масообмінних колонних апаратів, до яких належать масообмінні елементи, пристрої уведення сировини і продуктів, пристрої для перетікання рідини, розподільники і перерозподільники потоків, краплевідбійники і т. д., мають широке розмаїття конструкцій [1,6,8,9,21,37,42,49,50,54]. Їх розміщення усередині апарата має як специфічні особливості, так і загальні принципи. Способи їх розміщення в апаратах, як правило, регламентуються нормативними документами.

8.2.1 Контактні пристрої масообмінних колон

На контактних пристроях колони відбувається змішування нерівноважних складів газу і рідини, що супроводжується тепло- і масообміном, встановлення рівноваги і перебіг процесу розділення газової або рідинної системи на окремі компоненти.

У колонних апаратах застосовуються сотні різних конструкцій тарілчастих і насадкових контактних пристроїв, які істотно відрізняються за своїми характеристиками і техніко-економічними показниками. При цьому в експлуатації перебувають поряд із найсучаснішими конструкціями контактні пристрої таких типів, які хоча і забезпечують отримання цільових продуктів, вже морально застаріли і не можуть бути рекомендовані для сучасних і перспективних виробництв [6,9,21,37,42,49,50,54,71].

Сфери застосування контактних пристроїв визначаються властивостями сумішей, які розділяються, робочим тиском в апараті, навантаженнями за газом, рідиною і т. п.

До контактних пристроїв ставляться такі вимоги [9,49,50]:

- необхідна продуктивність, широкий діапазон робочих навантажень за газом і рідиною;
- низький гідравлічний опір (особливо у вакуумних колонах);
- високий ККД (для тарілок) або низька висота, еквівалентна теоретичній тарілці (для насадок);
- можливість роботи на середовищах, здатних до утворення смолистих або інших відкладень, забруднених речовинах;
- низька матеріаломісткість;
- простота конструкції;
- зручність виготовлення, монтажу і ремонту.

Відповідно до відмічених найбільш поширених типів колонних апаратів за будовою

контактних пристроїв розглянемо їх класифікацію та типові конструкції.

Тарілка – тип контактної пристрою, на якому здійснюється контакт газової та рідкої фаз. При цьому газ із великою швидкістю проходить крізь шар рідини, що знаходиться на тарілці, відбувається його подрібнення на дрібні бульбашки і струмені [49].

У тарілчастій колоні цей контакт дискретно здійснюється на кожній тарілці, після чого обидві фази розділяються і вступають у новий контакт на суміжних тарілках – газ на розміщеній вище, а рідина – на розміщеній нижче.

Для руху потоків газу і рідини тарілки повинні мати канали відповідних розмірів і конфігурацій.

Тарілчасті контактні пристрої класифікують за такими ознаками [6,50,54,71].

Залежно від конструкції пристроїв для уведення газу в рідину розрізняють ґратчасті, сітчасті, ковпачкові, клапанні й інші типи тарілок.

За способом організації відносного напрямку руху потоків тарілки охоплюють усі типи, які зазначено у класифікації масообмінних колон (рис. 8.4).

Напрямок уведення газу в рідину і характер взаємодії фаз у зоні контакту істотно впливають на продуктивність і ефективність роботи тарілки, а також на залежність ефективності тарілки від навантаження за газом.

Протитечійні тарілки (ґратчасті, сітчасті, хвилясті й ін.) відрізняються високою продуктивністю за рідиною, простотою конструкції і порівняно невеликою металоємністю. Недоліки тарілок цього типу – невисока ефективність і вузький діапазон стійкої роботи, тенденція до нерівномірного розподілу потоків і зниження ефективності при збільшенні продуктивності або діаметра колони.

Прямотечійні тарілки (вихрові, відцентрові, з обертальним клапаном і т.д.) відрізняються підвищеною продуктивністю, мінімальною відстанню між тарілками, малим винесенням рідини, але підвищеним гідравлічним опором і трудомісткістю виготовлення; вони кращі для застосування у процесах розділення під тиском. Швидкісні прямотечійні тарілки забезпечують контактування газу і рідини у закрученому висхідному потоці. Ефективність контакту при прямотечійному русі дещо менша, ніж при протитечійному або перехресному русі.

Тарілки із перехресним рухом потоків (ковпачкові, клапанні, сітчасто-клапанні, «Глітч» і т.д.) мають найбільшу роздільну здатність. Це пов'язано із великим часом перебування рідини на них.

У сучасних колонних апаратах набули поширення перехресно-прямотечійні тарілки (жалюзійно-клапанні, клапанні прямотечійні й ін.), які використовують поєднання перехресного струму і прямотечії в зоні контакту фаз, що в цілому забезпечує високі показники за продуктивністю і ефективністю. У перехресно-прямотечійних тарілках використовується енергія газу для організації руху рідини по тарілці і відділення рідини від газу після здійснення контакту. Перехресно-прямотечійний рух виключає поперечну нерівномірність, повністю або частково усуває зворотне перемішування рідини на тарілці, покращує сепарацію рідини і таким чином підвищує продуктивність тарілки.

Контакт між рідкою і газовою фазами здійснюється головним чином за схемами перехресного руху (тарілки з переливними пристроями) або протитечії (провальні тарілки).

Тарілки із перехресним рухом потоків, у свою чергу, поділяються на такі види:

- тарілки з постійним вільним перерізом для проходження газу (ситчасті, ковпачкові і т. д.);
- тарілки з регульованим перерізом для проходження газу (клапанні, ковпачково-клапанні і т. д.).

Для збільшення продуктивності тарілки необхідно використовувати контактування фаз у прямотечійному русі. Однак чистий прямотечійний рух не забезпечує високої ефективності контакту фаз. Тому прагнуть затримати розвиток прямотечійного руху, встановлюючи відбійники або вертикальні перегородки в напрямку, поперечному потоку рідини, змінюючи напрямку уведення газу на суміжних елементах тарілки, застосовуючи спеціальні

конструктивні модифікації клапанів, комбінуючи різні контактні елементи в межах контактної зони і т. п.

Як робочі елементи тарілки, які застосовуються для уведення газу в рідину, можуть бути використані просічки, клапани, язички різних типів (рис. 8.6).

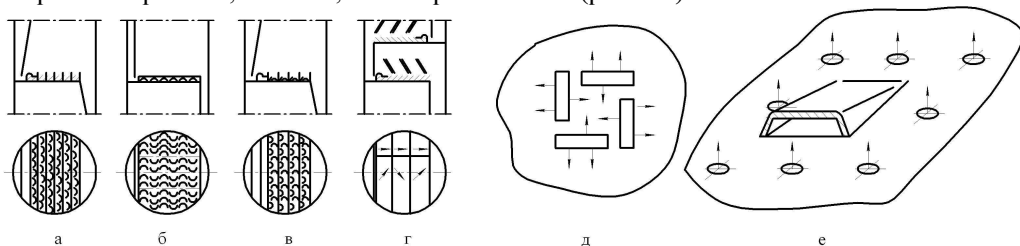


Рисунок 8.6 – Способи локалізації прямотечійного руху фаз у зоні контакту: а – установка вертикальних поперечних секціонованих перегородок; б – уведення газу в напрямку, поперечному напрямку потоку рідини і установка поздовжніх перегородок; в – уведення газу в напрямку, поздовжньому і поперечному напрямку потоку рідини і установка вертикальних поперечних перегородок; г – установка похилих відбійних пристроїв із прямотечійними (верхня частина) і прямотечійно-змінним (нижня частина) напрямками руху рідини і газу; д – уведення пари по взаємно пересічних напрямках для групи з чотирьох клапанів; е – застосування прямотечійного елемента і сітчастих полотен (поєднання елементів з прямотечійним і перехресним рухом)

Для підвищення ефективності взаємодії фаз перевагу віддають перехресному або протитечійному руху потоків. Оптимальне поєднання зазначених типів руху забезпечує реалізацію найбільш високих експлуатаційних показників тарілчастих контактних пристроїв.

Ефективність тарілок будь-яких конструкцій значною мірою залежить від гідродинамічних режимів їх роботи.

За характером диспергування взаємодіючих фаз і гідродинамічного режиму роботи розрізняють тарілки барботажного, струмінного і вихрового типів. Ці режими контакту визначаються конструктивним пристроєм тарілки.

На тарілках барботажного типу створюється такий режим взаємодії фаз, коли газ є дисперсною фазою, а рідина суцільною фазою; газ диспергується в рідині, і на полотні тарілки утворюється шар піни, в якій здійснюється процес масообміну між фазами. Елементи конструкції таких контактних пристроїв (ковпачки, клапани, отвори) створюють у шарі рідини рух газу майже у вертикальному напрямку, контакт фаз здійснюється за схемою перехресного руху потоків. Барботажний режим має місце при відносно невеликих швидкостях пари.

Тарілки барботажного типу можуть працювати у декількох режимах залежно від швидкості пари і щільності зрошення. Ці режими відрізняються структурою барботажного шару, яка в основному визначає його гідравлічний опір і висоту, а також величину поверхні контакту фаз.

Бульбашковий режим спостерігається при невеликих швидкостях газу, коли він рухається крізь шар рідини у вигляді окремих бульбашок. При цьому поверхня контакту фаз на тарілці невелика.

Зі збільшенням витрати газу, який виходить з отвору, окремі бульбашки зливаються в суцільний струмінь, який на певній відстані від місця закінчення руйнується з утворенням великої кількості бульбашок. При цьому на тарілці виникає двофазна дисперсна система – піна. Контакт газу і рідини відбувається на поверхні бульбашок і струменів пари, а також на поверхні краплин рідини, які у великій кількості утворюються при виході бульбашок пари із барботажного шару і руйнуванні їх оболонок. При пінному режимі поверхня контакту фаз на барботажних тарілках максимальна.

Залежно від величини навантажень за газом і рідиною в межах цього режиму виділяють такі випадки:

- нерівномірний режим, коли лише частина рідини на полотні тарілки пронизується газом;
- рівномірний режим, коли на всій площі тарілки відбувається інтенсивний барботаж.

Серед барботажних можна виділити тарілки з обмеженим і вільним дзеркалом барботажу (рис. 8.7). У тарілках із обмеженим дзеркалом барботажу (рис. 8.7 а) частина поверхні рідини (приблизно від 50 до 75 %) зайнята пристроями для уведення пари в рідину (ковпачками). У тарілках із вільним дзеркалом барботажу (рис. 8.7 б) пристрої для уведення пари в рідину розміщені практично на одному рівні з полотном тарілки (отвори, клапани, язички і т. п.). Тому площа для виходу пари з рідини становить приблизно 70–90 % робочої площі тарілки.

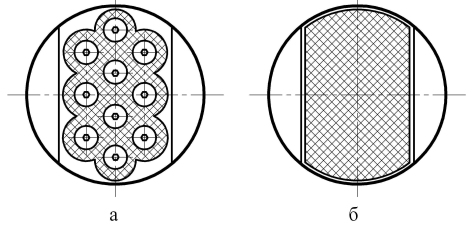


Рисунок 8.7 – Схеми барботажних тарілок: а – із обмеженим дзеркалом барботажу; б – із вільним дзеркалом барботажу

На тарілках струминного типу створюється режим, що виникає при великих швидкостях газу, коли рідина стає дисперсною фазою, а газ – суцільною. Контакт між фазами при цьому здійснюється на поверхні краплин і струменів рідини, які виходять на верхню частину рідинного шару, не руйнуючись, і рухаються в потоці газу у просторі між тарілками із високою швидкістю, створюючи велику кількість великих бризок.

При струминному режимі контакт між газом і рідиною здійснюється у прямооточній русі.

У межах цього режиму величини навантажень за газом і рідиною також впливають на рух фаз, виділяючи такі випадки:

- факельний режим, коли струмені газу прориваються крізь шар рідини і виходять на її поверхню;
- режим винесення, коли значна частина рідини захоплюється потоком газу і перекидається на розміщену вище тарілку.

Тарілки вихрового типу характеризуються інтенсивним контактом газу і рідини у вісесиметричному спіралеподібному газовому потоці, який створюється різними розгінними елементами, тангенціальним уведенням газу в зону контакту з рідиною або вихровими елементами у відцентрових патрубках.

За способом передачі рідини розрізняють тарілки провальні, зі спеціальними переливними пристроями й комбіновані.

У тарілок провального типу (гратчасті, дірчасті і т. д.) газ і рідина проходять через одні й ті самі отвори (канали), при цьому місця стикання рідини і проходження пари переміщуються по площі тарілки випадковим чином (рис.8.8). Провальні тарілки застосовуються значно рідше, ніж переливні. Основні їх переваги – простота виготовлення і монтажу, висока продуктивність, особливо при великих навантаженнях за рідиною. До недоліків відносять відносно невеликий діапазон стійкої роботи, проте в оптимальному режимі вони забезпечують досить високу якість розділення.

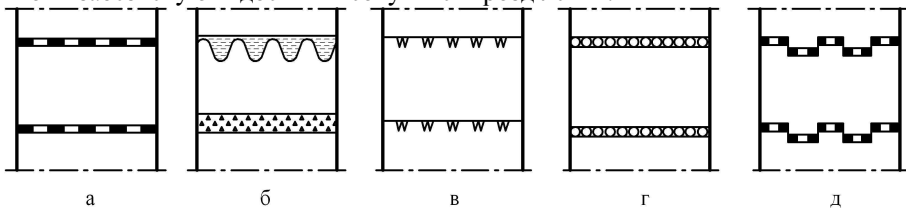


Рисунок 8.8 – Схеми тарілок провального типу: а – із плоского листа; б – хвиляста (гофрована); в – із відігнутими крайками щілин; г – трубчато-гратчаста; д – ступінчаста

На тарілках зі спеціальними переливними пристроями (ковпачкові, клапанні і т. д.) рідина перетікає з тарілки на тарілку окремо від потоку газу через спеціальні канали

(рис.8.9). Залежно від навантаження за рідиною і технологічного призначення колони перетікання рідини може здійснюватися одним, двома і більше потоками (рис.8.9 а-г). При застосуванні тарілок із великим числом потоків необхідно враховувати, що при цьому зменшується довжина шляху рідини на тарілці і, як наслідок, знижується ефективність масопередачі. Колона розбивається на декілька самостійних відсіків, що перешкоджає перерозподілу газу по перерізу апарата в цілому і погіршує рівномірність роботи тарілок. Застосовують також багатозливні тарілки (рис. 8.9 д) із рівномірно розподіленими по площі переливними і тарілки із каскадним розміщенням полотна.

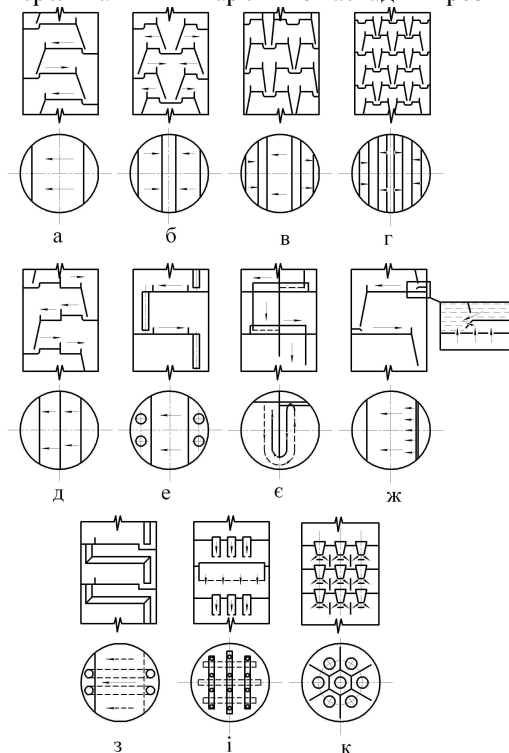


Рисунок 8.9 – Схеми тарілок з

переливними пристроями: а – однопотокова; б – двопотокова; в – трипотокова; г – чотирьопотокова; д – багатозливна; е – каскадна; є – з переливними трубами; ж – з кільцевим рухом рідини на тарілці; з – тарілка NYE фірми «Глітч»; і – з двома зонами контакту; к – з односпрямованим рухом рідини на суміжних тарілках

навантаження за рідиною на одиницю довжини зливної перегородки.

Намагання до збільшення продуктивності колони за газовою фазою привело до розроблення переливних пристроїв, оснащених у місці уведення рідини на тарілку додатковою горизонтальною перегородкою, під якою розміщуються контактні елементи (отвори, клапани і т. д.) (рис.8.9 з). Така конструкція усуває «мертві» зони під зливним пристроєм, що дозволяє збільшити продуктивність колони.

Конструкції тарілок, наведених на рис.8.9 з, і, оснащені спеціальними переливними пристроями, розподіленими по полотну і не доходять до розташованої нижче тарілки. Застосування таких тарілок доцільно при підвищених навантаженнях за рідиною. Тарілки із двома зонами контакту фаз (рис.8.9 і) забезпечують взаємодію рідини і пари як барботажному шарі на полотні тарілки, так і стікають у струменях, що збільшує

Багатопотокові і багатозливні тарілки використовують у колонах великого діаметра при значних витратах рідини. Такі тарілки забезпечують більш стабільний рівень рідини і розподіл газу по площі контактних пристроїв. Це пов'язано зі зменшенням навантаження зливу рідини в гідравлічному відношенні і довжини шляху рідини на тарілці. У колонах зі значною зміною по висоті рідинного навантаження встановлюють тарілки із різним числом потоків.

У межах полотна тарілки рух рідкої фази можна спрямувати по горизонтальній поверхні або по злегка похилій у бік зливу як на одному рівні, так і каскадом (рис.8.9 е). Застосування каскадних тарілок дозволяє зменшити значення градієнта рівня рідини, що забезпечує в колонах великого діаметра більш ефективну роботу тарілок. Проте у цьому випадку збільшується відстань між тарілками і ускладнюється конструкція полотна.

При низьких значеннях навантаження за рідиною знайшли застосування переливні труби (рис.8.9 є) або спеціальні конструкції переливів із кільцевим рухом рідини на тарілці (рис.8.9 ж). У останньому випадку корпус апарата і полотно тарілки поділяються вертикальною перегородкою на дві частини, що дозволяє удвічі зменшити довжину зливної перегородки і збільшити

ефективність масопередачі.

У промисловості також знайшли конструкції тарілок, що забезпечують односпрямований рух рідини на суміжних контактних ступенях (рис.8.9 к).

Комбіновані тарілки поєднують конструкції провальних тарілок із насадкою, клапанні провальні тарілки та багат шарові пакети із провальних тарілок. Відсутність спеціальних переливних пристроїв на провальних клапанних тарілках дозволяє використовувати всю площу тарілки і підвищити її питому продуктивність.

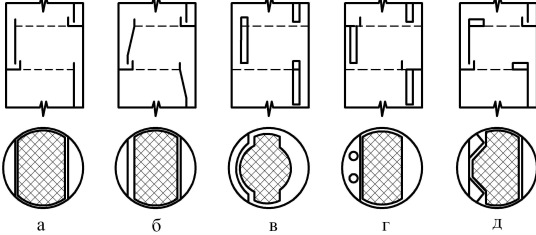


Рисунок 8.10 – Варіанти конструкції переливного пристрою:

- а – сегментні із прямими переливними перегородками;
- б – сегментні із похилими зливними перегородками за заглибленим дном зливної кишені;
- в – арочні;
- г – із труби;
- д – сегментні із фігурною переливною планкою

Для виведення і уведення рідини приймальні кишені у зливних пристроїв тарілок виконують поглибленими. Рівномірність барботажу по площі тарілки визначає її ефективність. У напрямку, перпендикулярному до напрямку руху рідини на тарілці, рівномірність барботажу залежить від точності горизонтальної установки полотна тарілки, а також приймальної і зливної планок. Нерівномірність барботажу уздовж руху рідини пов'язана із градієнтом рівня рідини на тарілці від точки уведення до зливної кишені. Градієнт рівня рідини залежить від щільності зрошення тарілки – часового об'єму рідини, віднесеного до довжини зливної перегородки. Для тарілок із перехресним рухом потоків барботажа газу також є додатковим опором руху рідини. При підвищенні допустимого градієнта рівня рідини барботажна зона зміщується в напрямку зливної кишені, де висота шару рідини менша.

При цьому з боку уведення рідини на тарілку газ не барботує, що призводить до провалу частини рідини і зниження ефективності. У зоні інтенсивного барботажу частина газів не встигає відокремитися і захоплюється рідиною у зливну кишеню; густина двофазної суміші в кишені зменшується, що призводить до збільшення висоти шару рідини в кишені і заливання тарілки. Для кращої сепарації фаз необхідна заспокійлива зона перед зливною кишеню; переріз кишені виконується змінним по висоті і становить у верхній частині 11 %, а в нижній – 7 % перерізу колони.

Залежно від діаметра апарата тарілки виконують із суцільним полотном або розбірної конструкції.

При порівняно невеликих діаметрах апаратів застосовують тарілки нерозбірної конструкції із суцільним полотном.

Тарілки розбірної конструкції (рис.8.12) збирають з окремих полотен, ширина яких дозволяє заносити їх у колону через люки.

Відстань між тарілками (крок тарілок) у колоні встановлюють з урахуванням таких чинників:

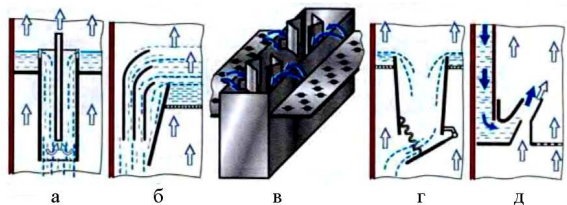


Рисунок 8.11 – Варіанти конструкції переливного пристрою: а – із дегазацією рідини; б – з інерційною і відцентровою сепарацією; в – із деаератором рідини; г – із клапанним гідрозатвором; д – з інжектором

– сепарації бризок рідини з газового потоку, який виходить із барботажного шару, і скорочення за рахунок цього винесення рідини на розміщену вище тарілку;

– можливості доступу людини в простір між тарілками під час ремонту та огляду тарілок.

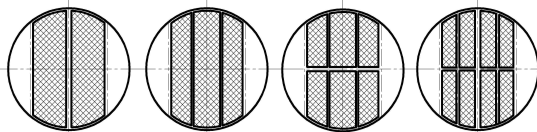


Рисунок 8.12 – Варіанти розміщення секцій тарілки при збільшенні діаметра колонного апарата

Проведемо огляд типових конструкцій масообмінних тарілчастих контактних пристроїв, що засовуються на діючих установках та для проектування нових.

У процесах підготовки та поділу вуглеводневої сировини на газо- і нафтопереробних установках ковпачкові тарілки набули найбільшого поширення, про їх роботу накопичено значний обсяг дослідних даних, тому вони, як правило, служать еталоном для порівняння із тарілками інших конструкцій. При порівнянні різних типів тарілок можна використовувати лише ті дані, що отримані в однакових або близьких умовах.

Ці дані показують, що ковпачкові тарілки за рядом показників є гіршими за інші тарілки. Тому на багатьох споруджуваних і діючих установках тарілки нових типів витісняють ковпачкові.

Принципову будову тарілки із круглими (капсульними) ковпачками наведено на рис. 8.13. Така тарілка являє собою перфороване полотно 1 з патрубками 4, прикритими ковпачками 3 зі щілинами 5 (прорізами) або зубцями різної форми (трикутної, прямокутної, трапецієподібної), які при роботі колони затоплені рідиною і забезпечують диспергування і барботування газу через шар рідини. Використовується також варіант конструкції ковпачка із гладким нижнім краєм. Раніше надавали велике значення особливостям конструкції зубців або прорізів, вважаючи, що вони сприяють кращому подрібненню газу на окремі струмені і бульбашки. Однак більш пізні дослідження показали, що при швидкостях газу, що застосовуються на практиці, прорізи не чинять помітного впливу на процес масопередачі і при гладкому нижньому краї ковпачка досягається той самий ефект. Основне призначення зубців і прорізів – усунути односторонній вихід газу з-під ковпачка у разі відхилення площини його нижнього краю від горизонталі внаслідок перекосу при монтажі. Ковпачки з прорізами, а також із зубцями і нижнім гладким краєм встановлюють з деяким зазором по відношенню до площини тарілки. Ковпачки із прорізами можуть бути встановлені і без зазору. Кріплення ковпачків на тарілці можна виконати індивідуальним і груповим (на загальному металі кутового профілю) способами. При цьому застосовують варіанти кріплення ковпачка стаціонарно або з можливістю регулювання його по висоті.

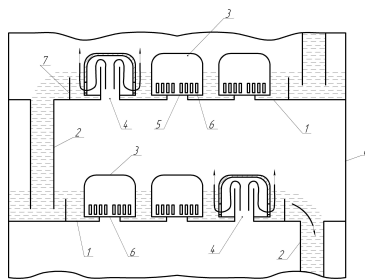


Рисунок 8.13 – Тарілка із круглими (капсульними) ковпачками:

- 1 – перфороване полотно; 2 – зливний патрубок; 3 – ковпачок; 4 – паровий патрубок; 5 – прорізи (щілини) або зубці ковпачка; 6 – кільцевий простір; 7 – переливна планка; 8 – корпус колони

На тарілках парові патрубки розміщують у шаховому порядку. По патрубках, кільцевому простору 6 і через щілини газ, розбиваючись при цьому на велике число окремих струменів, вводиться під шар рідини на тарілці. У просторі між суміжними ковпачками зустрічні газові і рідинні струмені, стикаючись, деформуються, утворюючи шар газорідинної системи (піни) з сильно розвиненою поверхнею контакту фаз. Уведення газу відбувається внаслідок різниці тисків між двома суміжними тарілками і наявності гідрозатвору в переливному пристрої.

Далі газ проходить через шар рідини, що надходить на полотно тарілки з переливного пристрою, і йде від припливного боку тарілки до стічного; при цьому на тарілці виникає

градієнт рівня рідини. Стінка переливного пристрою занурена в рідину, що знаходиться на тарілці, розміщеній нижче; це забезпечує в колоні відповідний гідрозатвор, що виключає можливість проходження газу через переливний пристрій. Рівень рідини в переливному пристрої вищому від рівня рідини на тарілці, що забезпечує необхідну витрату рідини.



Рисунок 8.14 – Схема барботажу на ковпачковій тарілці

Під час руху через шар рідини значна частина дрібних струменів розпадається, і газ розподіляється в рідині у вигляді бульбашок. Стальість рівня рідини, в якій затоплені ковпачки, забезпечується переливною планкою 7 (змінюючи висоту зливної перегородки, можна змінювати рівень рідини на тарілці). Надлишок флегми по зливних пристроях 2 перетікає на розміщену нижче тарілку.

Спостереження за роботою ковпачків тарілки на прозорих моделях показали, що весь простір між суміжними ковпачками може бути розбитий на такі основні зони: 1) рідини, що не барботує (зона I); 2) недеформованих струменів (зона II); 3) деформованих струменів – піни (зона III); 4) газового простору зі зваженими краплями рідини (зона IV) (рис.8.14).

Зона рідини I, що не барботує, утворюється між полотном тарілки і нижньою межею відкритих прорізів. Безпосередньо через цей шар рідини газ не проходить, тому масообмін в цій зоні малоефективний. Він обумовлений головним чином молекулярною дифузією в шарі рідини, а також перемішуванням рідини внаслідок наявності градієнта тиску. Для зменшення висоти зони рідини, що не барботує, необхідне більш глибоке занурення ковпачка в рідину, залишаючи зазор між нижнім перерізом прорізів ковпачків і дном тарілки. При цьому газове навантаження, що припадає на один проріз, повинне бути таким, щоб по можливості забезпечити більш повне відкриття прорізів.

До зони недеформованих струменів II належить частина простору між ковпачками від місця виходу газових струменів із прорізів ковпачків до місця зіткнення струменів, що виходять із двох суміжних ковпачків. У цій зоні поверхня контакту фаз обумовлена в основному поверхнею струменів. Висота цієї зони залежить від відстані між ковпачками і швидкості виходу газу із прорізів ковпачків. Зі збільшенням швидкості парів у прорізах ковпачків збільшується виліт газового струменя в рідині і скорочується шлях струменів до моменту їх зіткнення, що призводить до зменшення висоти зони недеформованих струменів. Зменшення відстані між ковпачками також призводить до скорочення зони недеформованих струменів. Однак надмірне зменшення цієї відстані ускладнює рух рідини по тарілці, збільшує градієнт рівня рідини і може привести до підвищення винесення рідини з тарілки потоком газу внаслідок збільшення швидкості виходу парів із рідини між ковпачками в зоні барботажу.

Для зони піни III характерні найбільш розвинена поверхня контакту і найбільш ефективний масообмін. Висота зони піни зростає зі збільшенням шару рідини на тарілці і швидкості потоку газу. Висота шару піни на тарілці залежить від фізичних властивостей рідини, що характеризують її здатність до піноутворення (поверхневий натяг, густина фаз). Разом із тим при збільшенні висоти шару піни збільшується гідравлічний опір руху потоку газу, і внаслідок зменшення висоти сепараційного простору (відстані від поверхні піни до розміщеної вище тарілки) зростає винесення рідини на розміщену вище тарілку.

У міжтарілчастий сепараційний простір разом із потоком газу потрапляють краплі рідини різних розмірів. Великі краплі внаслідок того, що швидкість парів у міжтарілчастому просторі менша від їх швидкості витання, як правило, під дією сили тяжіння знову повертаються в шар рідини. Дрібні краплини, швидкість витання яких менша

від швидкості руху газу у міжтарілчастому просторі, а також частина великих краплин, які набули більшої початкової швидкості, транспортуються потоком парів на розміщену вище тарілку, що і призводить до їх винесення. Концентрація краплин рідини у міжтарілчастому просторі зменшується в напрямку руху парів. Поверхня контакту фаз у сепараційному просторі барботажних тарілок в основному визначається поверхнею краплин рідини, внесок цієї складової в масообмін незначний.

Для нормальної роботи барботажної тарілки, в тому числі і ковпачкової, повинен бути забезпечений рівномірний розподіл потоку газу по всій робочій площі тарілки, тобто гідравлічний опір кожного контактного елемента повинен бути однаковим. Цього можна досягти зануренням контактних елементів у шар рідини на одну й ту саму глибину. Якщо висота шару рідини на тарілці змінюється незначно, що характерно для колон відносно невеликого діаметра, то ковпачки можуть бути встановлені на одному горизонтальному рівні. Для колон великого діаметра і при значних витратах рідини, коли висота шару рідини на тарілці істотно змінюється, застосовують різний рівень установки ковпачків (більш високий у ковпачків, розміщених ближче до входу рідини на тарілку). Крім того, влаштовують кілька каскадів шляхом руху рідини або ділять загальний потік рідини на кілька потоків (рис.8.9 б–д).

У просторі між суміжними ковпачками рідина інтенсивно перемішується за висотою шару, і концентрації її в цих зонах вирівнюються. Склад рідини вздовж потоку за рахунок масообміну змінюється. На ефективність контакту фаз ступінь перемішування пари в міжтарільчастому просторі має значно менший вплив, ніж ступінь перемішування рідини на полотні тарілки.

Колони із ковпачковими тарілками менш чутливі до забруднень і відрізняються більш високим інтервалом стійкої роботи.

До недоліків ковпачкових тарілок необхідно віднести низьку питому продуктивність, більшу металоємність, складність і високу вартість виготовлення. Крім розглянутої вище, існує велика кількість модифікацій ковпачкової тарілки, що розрізняються будовою або формою ковпачків (рис.8.15).

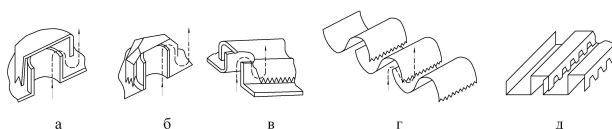


Рисунок 8.15 – Типи ковпачків:

а – круглий; б – шестигранний; в – прямокутний;
г – жолобчастий; д – S-подібний

У ряді діючих колон різного призначення встановлені тарілки із жолобчастими ковпачками (рис.8.16).

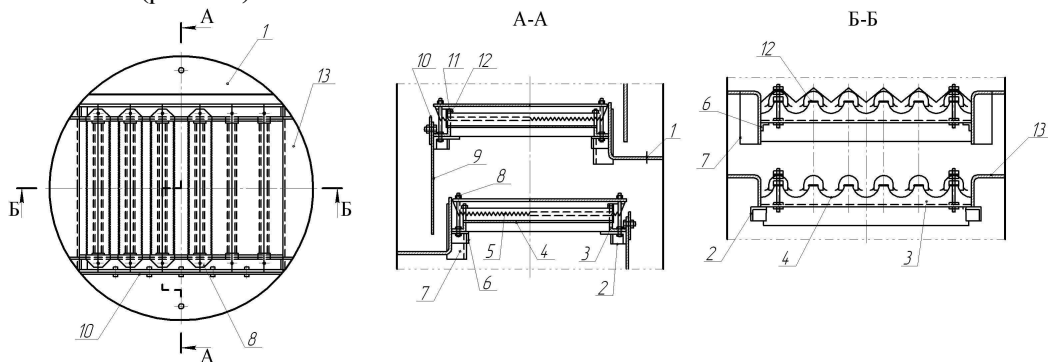


Рисунок 8.16 – Тарілка із жолобчастими ковпачками:

1 – сегментний зливний лист; 2 – металевий профіль кутового типу; 3, 6, 7; – опорний металевий профіль кутового типу; 4 – жолоб; 5 – ковпачок; 8, 11 – шпилька; 9 – переливна перегородка; 10 – зливна планка; 12 – шайба; 13 – глухий сегмент

Особливістю жолобчастої тарілки є відсутність полотна. Замість нього встановлені сталеві жолоби 4, між якими створюються щілини для проходження парів. Щілини накриті

ковпачками 5, довжина кожного ковпачка відповідає довжині щілини між жолобами (рис. 8.15 г). Рідина рухається уздовж жолобів до зливу, а гази барботують через щілини ковпачків.

Недоліки жолобчастих тарілок – порівняно невисока ефективність, мала продуктивність і велика металоємність. Сьогодні ці тарілки виготовляють лише для ремонту діючих колон завдяки універсальності областей практичного використання та невибагливості в експлуатації.

Порівняно із жолобчастими ковпачкові капсульні тарілки мають більшу продуктивність, високу ефективність, широкий робочий діапазон і меншу металоємність.

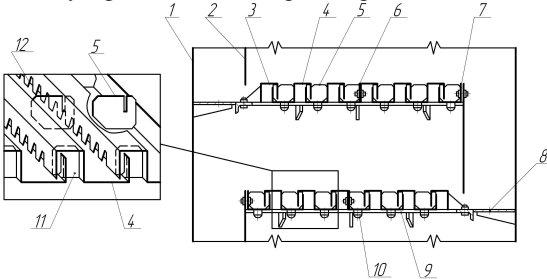


Рисунок 8.17 – Тарілка з S-подібних елементів:
 1 – корпус колони; 2 – зливна перегородка; 3 – паровий (газовий) елемент; 4 – S-подібний елемент; 5 – поперечна перегородка; 6 – рознімний S-подібний елемент; 7 – рідинний елемент; 8 – отвір для зливання рідини; 9 – опорне кільце; 10 – струбцина; 11 – заглушка; 12 – проріз у S-подібному елементі

Тарілки із S-подібних елементів (рис.8.17) є різновидом ковпачкових тарілок і складаються з окремих елементів, кожен з яких утворює одночасно простір для газів і рідини. На початку тарілки встановлений паровий елемент 3, в місці зливання рідини з тарілки – рідинний елемент 7. Вертикальна стінка частини S-подібного елемента 4, що виконує роль ковпачка, забезпечена трапецієподібними прорізами 12. У зібраному вигляді зубчаста кромка ковпачкової частини одного елемента занурена в жолобчасту частину іншого елемента. Парова частина S-подібного елемента з торців перекрита

заклушками 11, які перешкоджають виходу газу в цьому напрямку. Для підвищення жорсткості конструкції і спрощення монтажу тарілки по довжині S-подібних елементів приварюються поперечні перегородки 5. Унаслідок одностороннього виходу газу з-під ковпачка створюється спрямований рух рідини, що рухається єдиним потоком по тарілці в напрямку до зливу, проходячи над S-подібними елементами і переливаючись через них. Пари проходять через прорізи S-подібних елементів, барботують через рідину і при цьому сприяють її руху по тарілці. Профіль перерізу S-подібного елемента має підвищену жорсткість порівняно з елементами жолобчастої тарілки, що дозволяє виконати S-подібні елементи з невеликою товщиною стінки. Конструкція S-подібних елементів дозволяє демонтувати будь-яку частину тарілки, не вдаючись до розбирання іншого. При великому числі елементів уздовж потоку рідини всередині ділянки передбачають рознімний S-подібний елемент, що дозволяє починати розбирання тарілки також і в середній частині. Відсутність жорсткого зв'язку з корпусом колони, як у капсульних ковпачків, мала вага, досить високий ККД порівняно з ковпачковими тарілками, зручності при монтажі і демонтажі роблять такі тарілки зручними в експлуатації.

Каскадна тарілка (рис.8.18) являє собою ступеневу систему S-подібно вигнутих жолобів 1 із вертикальними перегородками – решітками 2. По цим жолобах стікає рідина, створюючи кілька каскадів. На кожному жолобі стікаючу рідину підхоплює струмінь газу, що надходить із розміщеної нижче тарілки, утворюючи піноподібну масу, яка, вдаряючись об вертикальні перегородки, сепарується і перетікає в черговий жолоб, де процес повторюється. Пройшовши останній каскад, рідина через зливний патрубок 3 перетікає на розміщену нижче тарілку. Вертикальні гратчасті перегородки нагорі загнуті, що покращує сепарацію краплинок рідини.

Тарілки Вентурі є вдосконаленими каскадними тарілками (рис.8.19).

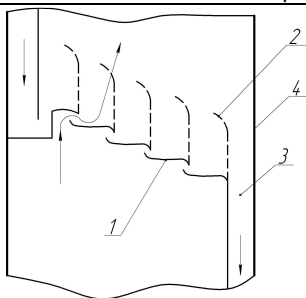


Рисунок 8.18 – Каскадна тарілка:

1 – S-подібний жолоб; 2 – ґратчаста перегородка; 3 – зливний патрубок; 4 – корпус колони

виконують у вигляді круглих отворів по всій площі, крім двох протилежних сегментів, де розміщені зливні труби. Ці труби підведені над полотном тарілки на висоту зливу (висоту барботажного шару рідини на тарілці), а іншим (нижнім) своїм кінцем не доходять до полотна тарілки.

Для того щоб потік газу не потрапляв у зливну трубу, нижній її кінець занурений у шар рідини, який створюється підпірною планкою перед перфорованою частиною тарілки. Утворений при цьому гідрозатвор не дозволяє газу потрапляти у зливну трубу. Рівень рідини на тарілці підтримується переливним пристроєм, аналогічним застосовуваному у ковпачкових тарілках.

При нормальних навантаженнях за газом рідина через отвори не протікає, оскільки вона підтримується знизу тиском газу. При низьких навантаженнях за газом його тиск не може утримати шар рідини, що відповідає висоті переливу. При цьому рівень рідини встановлюється нижче переливу, і рідина проходить через ті самі отвори, через які рухається газ, тобто тарілка працює у провальному режимі аналогічно тарілкам провального типу. У разі ще більш низьких навантажень за газом на тарілці відсутній шар рідини, і вона вимикається з роботи. Таким чином, порівняно з ковпачковими сітчасті тарілки мають більш вузький діапазон роботи.

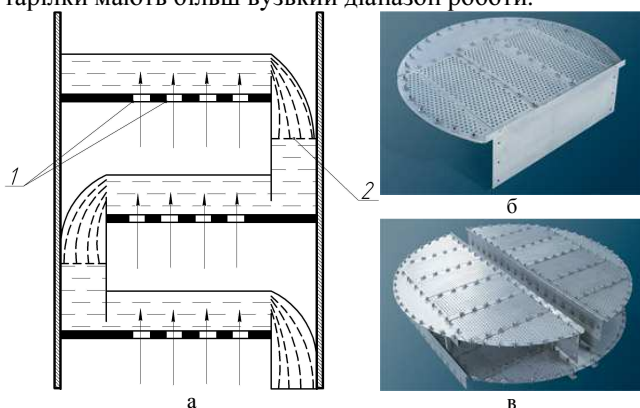


Рисунок 8.20 – Сітчасті тарілки:

а – схема руху потоків; б – сітчаста однопотокова тарілка; в – сітчасті двопотокові тарілки; 1 – отвори; 2 – перелив

похилі тарілки не набули поширення.

Для зменшення винесення дрібнодисперсної рідини з тарілки і швидкості газу в отворах

Вони складаються з похилих паралельних лопаток, що змінюють напрямок потоку газу з вертикального на горизонтальний. Напрямок руху рідини на тарілці збігається з напрямком потоку газу, що дозволяє використовувати їх кінетичну енергію для переміщення рідини в напрямку зливу і дещо знизити гідравлічний опір. Для сепарації рідини на тарілках встановлені ґратчасті перегородки 2. На тарілках забезпечується інтенсивне контактування фаз, що підвищує їх ККД.

Сітчасті тарілки являють собою плоский перфорований лист із зливними пристроями (рис.8.20). Перфорацію

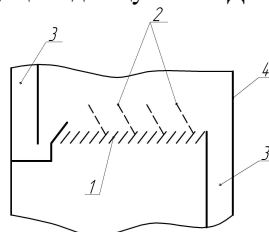


Рисунок 8.19 – Тарілка Вентурі:

1 – лопатка; 2 – перфорована перегородка; 3 – зливний патрубок; 4 – корпус колони

Іноді, щоб запобігти забиванню тарілки відкладеннями (при забруднених рідинах) і знизити гідравлічний опір, застосовують сітчасті тарілки, встановлені під невеликим нахилом до горизонтальної площини. На похилих тарілках зливний поріг відсутній, і рідина надходить у переливний пристрій безпосередньо з площини тарілки. За ефективністю масо-передачі похилі сітчасті тарілки значно поступаються горизонтальним унаслідок зменшення шару рідини на тарілці. Тому

на полотні тарілки може монтуватися сітчаста насадка, а над полотном, безпосередньо перед розміщеною вище тарілкою може встановлюватися подвійний ряд гофрованої рулонної сітки, що є другою зоною контакту і сепаратором рідини.

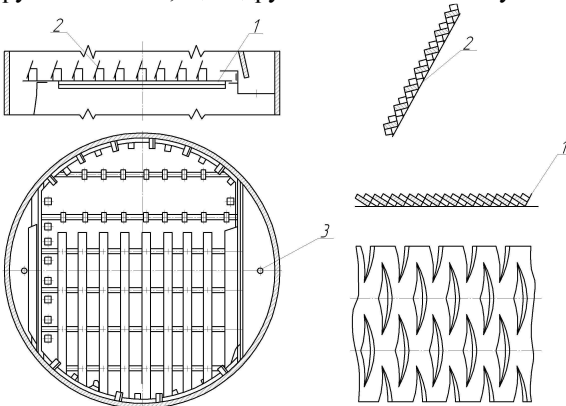


Рисунок 8.21 – Сітчасті тарілки із відбійними елементами:

а – загальний вигляд; б – елемент тарілки із просічно-втяжних листів; 1 – полотно тарілки; 2 – відбійний елемент; 3 – дренажний отвір

просічно-втяжного металу з великим вільним перерізом. Напрямок просічки відбійних елементів орієнтований так, що газорідний потік, потрапляючи на них, відкидається вниз до полотна. Відбійні елементи організують зону контакту фаз, сприяють сепарації рідини і знижують її винесення.

Існує модифікація тарілок із просічно-втяжних листів із різним напрямком просічки в окремих секціях полотна. Це забезпечує взаємодію потоків у контактній зоні і сприятливо позначається на роботі тарілки.

Порівняно з ковпачковими продуктивність цих тарілок вища. При однаковій відстані між тарілками і однакових швидкостях потоку парів винесення краплинок рідини в колонах із сітчастими тарілками значно менше, ніж із ковпачковими. Недоліком колон із сітчастими тарілками є високий гідравлічний опір і можливе закупорювання отворів сітки продуктами корозії. Крім того, сітчасті тарілки особливо чутливі до коливань режиму в колоні: зниження швидкості парів може призвести до зниження рівня рідини на тарілці аж до її «осушення» і, таким чином, до порушення контакту між рідиною і газом. При оптимальному режимі сітчасті тарілки працюють ефективно. Одним із недоліків таких тарілок є те, що при найменшій негоризонтальності або місцевих опуклостях чи вм'ятинах полотна тарілки вона працює нерівномірно по всій площі – у розміщених нижче точках рідина провалюється, а в розміщених вище газ проскакує без барботажу. В результаті ефективність тарілки знижується.

Пластинчасті тарілки (рис.8.22) працюють при односпрямованому русі фаз, тобто кожний ступінь працює за принципом прямотечії, що дозволяє різко підвищити навантаження за газом і рідиною, в той час як колона в цілому працює із протитечею фаз. Рідина надходить з розміщеної вище тарілки в гідрозатвор 1 і через переливну перегородку 2 потрапляє на тарілку 3, що складається з ряду похилих пластин 4. Дійшовши до першої щілини, утвореної похилими пластинами, рідина стикається з газом, що з великою швидкістю проходить крізь щілини. При цьому рідина ежектується і диспергується газовим потоком на дрібні краплі і відкидається уздовж тарілки до наступної щілини, де процес повторюється. У результаті рідина з великою швидкістю рухається уздовж тарілки від переливної перегородки 2 до зливної кишені 5.

Переваги конструкцій з перехресним рухом потоків (висока ефективність розділення) і прямотечійних тарілок (підвищена продуктивність) використані у клапанній тарілці з комбінованим режимом взаємодії фаз (рис. 8.23). Ця тарілка є видозміною сітчастої, що пристосована для роботи при великих коливаннях навантаження за газом.

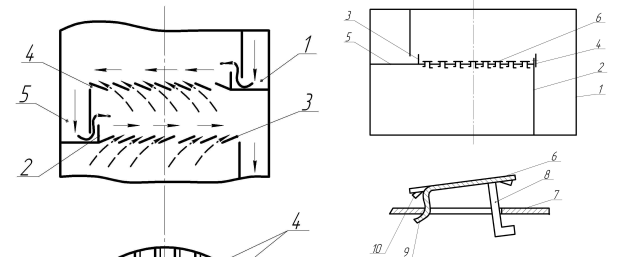


Рисунок 8.23 – Клапанна тарілка:

- 1 – корпус колони; 2 – стінка переливної кишені;
- 3 – підпірна перегородка;
- 4 – зливна перегородка;
- 5 – приймальна кишеня;
- 6 – клапан; 7 – полотно тарілки; 8 – довга обмежувальна ніжка;
- 9 – коротка обмежувальна ніжка; 10 – виступ, що забезпечує початковий зазор під клапаном

Рисунок 8.22 – Пластинчаста тарілка: 1 – гідравлічний затвор; 2 – переливна перегородка; 3 – тарілка; 4 – пластини; 5 – зливна кишеня

високих навантаженнях за газом відбувається поворот клапанів, який забезпечує вихід газу в бік зливання рідини, тобто на тарілці створюється перехресно-прямотечійний режим. Висота підняття клапана обмежується висотою обмежувача довгої обмежувальної ніжки 8. Наявність важелів на клапанах переміщує перехід від перехресного до перехресно-прямотечійного режиму в бік підвищених швидкостей газового потоку. Початковий зазор між кромкою диска клапана і полотном тарілки отримують за допомогою виступу 10.

Основними робочими елементами клапанної тарілки (рис.8.25) є дискові, прямокутні (пластинчасті) або трапецієподібні клапани. Отвори на полотні тарілки розміщені у шаховому порядку. Клапани на тарілці встановлюють рядами перпендикулярно до потоку

рідини із зазором від полотна тарілки. Клапан може підніматися на певну висоту під дією напору газу, висота підняття клапана встановлюється автоматично пропорційно витраті газу. Максимальне підняття клапана обмежене за допомогою кронштейна, що закріплюється над клапаном (клапани типу «Флексітрей») (рис.8.26 а), або за допомогою обмежувальних L-подібних планок (ніжок) однакової чи різної довжини, відігнутих під отвором тарілки (клапани типу «Глітч») (рис. 8.23, 8.26 б).

Відмінною особливістю клапанних тарілок є збільшення їх вільного перерізу у міру збільшення швидкості газу (рис.8.24).

Завдяки цьому швидкість газу при його вході в шар рідини залишається приблизно сталою аж до повного відкриття клапана. Перекриття отворів тарілки саморегульованими клапанами дозволяє розширити інтервал робочих навантажень. При низьких і середніх навантаженнях за газом клапани піднімаються вертикально до того часу, поки обмежувачі на короткій обмежувальній ніжці 9 не упруться в полотно тарілки. При цьому тарілка працює в режимі перехресного руху фаз. При

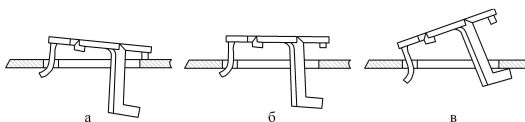


Рисунок 8.24 – Схема роботи клапана при різних навантаженнях за газом: а – малим; б – середнім; в – великим

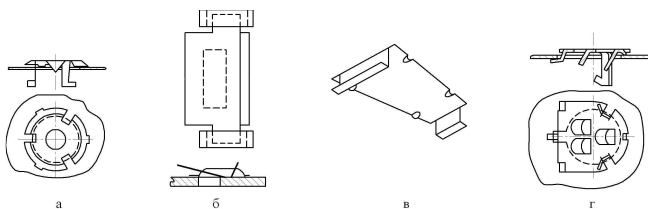


Рисунок 8.25 – Варіанти конструкції клапанів: а – дисковий; б – прямокутний (пластинчастий); в – трапецієподібний; г – дисковий перфорований

Використання прямокутних і трапецієподібних клапанів (рис.8.25, б, в) замість дискових дозволило знизити відходи металу при виготовленні тарілок, а завдяки великим розмірам клапанів (один прямокутний клапан еквівалентний восьми дисковим) скоротилися трудові витрати на збирання тарілки.

У клапанних ежекційних тарілках при їх повному піднятті забезпечується додатковий контакт фаз за рахунок ежекції газом газорідної суміші, що знаходиться над клапанами, через спеціальні канали, які виштампувані в клапанах (рис.8.25 г).

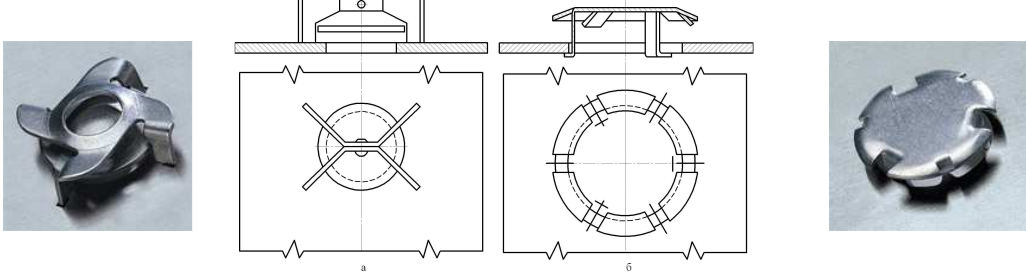


Рисунок 8.26 – Різновиди регулювання підняття клапана: а – кронштейн, що закріплюється над клапаном («Флексітрей»); б – обмежувальні L-подібні ніжки, загнуті під отвором тарілки («Глітч»)

Клапани можуть бути різними за вагою; більш легкі розміщують ближче до зливу рідини з тарілки, вони відкриваються при малих швидкостях руху пари.

Тарілки мають переливні пристрої звичайної конструкції такого самого типу, як на ковпачкових і сітчастих тарілках.

Інша конструкція клапанної тарілки – клапанна баластова (рис.8.27). Основна особливість її полягає в тому, що на полотні тарілки 1 розміщені клапани прямокутної форми 2, над якими розміщений загальний для всіх клапанів або встановлений на коротких стійках індивідуальний рухомий баласт 3. Наявність рухомого баласту забезпечує рівномірне відкриття всіх клапанів при мінімальних навантаженнях за газом і регульований перехід від перехресного руху фаз до

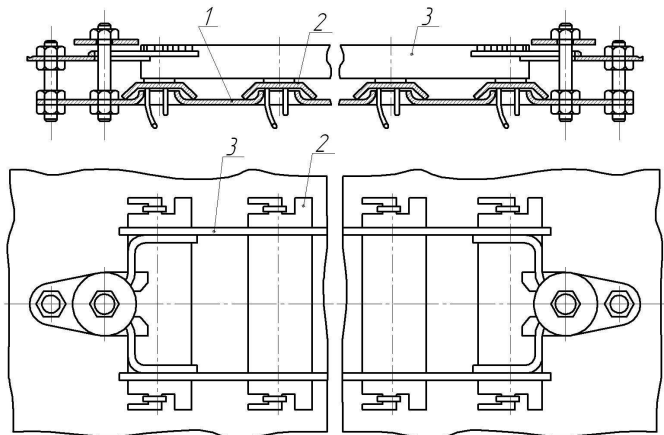


Рисунок 8.27 – Клапанна баластова тарілка:
1 – полотно тарілки; 2 – клапан; 3 – баласт

односпрямованого при великих навантаженнях за газом. При малих навантаженнях за газом тарілка працює як звичайна із дисковими клапанами меншої маси. При збільшенні навантаження дисковий клапан упирається в баласт і працює разом із ним як один клапан.

Завдяки такому конструктивному рішення клапанна баластова тарілка порівняно зі звичайною клапанною відрізняється більш рівномірною роботою і повною відсутністю провалу рідини в усьому інтервалі швидкостей газу, має більш високу ефективність розділення і менший гідравлічний опір.

Клапанні тарілки знаходять все більш широке застосування завдяки високій ефективності, великій продуктивності, можливості роботи в широкому діапазоні змін навантаження за газом завдяки регульованому перерізу, меншій вартості виготовлення порівняно з ковпачковими.

Клапанні тарілки порівняно з ковпачковими мають меншу масу і меншу здатність до забруднень, підвищену пропускну здатність.

Загальним недоліком клапанних тарілок є перекокс і заклинювання частини клапанів в одному положенні або їх виліт з отворів полотна тарілки при різкому підвищенні газowego навантаження, що призводить до перетікання частини рідини без взаємодії з газом і зниження ефективності колони.

При конструюванні колонних масообмінних апаратів також набули застосування тарілки комбінованого типу, що поєднують різні конструкції, розглянуті вище.

У конструкції тарілки Веста поєднуються елементи ковпачкової і сітчастої тарілок, тому вона здатна працювати у широкому діапазоні навантажень за газом і рідиною (рис. 8.28). Вона складається із штампованого піддона 3 з довгими щілинами для проходження газу. Щілини покриті тунельними ковпачками 1 без прорізів, замість них нижні кромки сусідніх ковпачків з'єднані між собою перфорованими

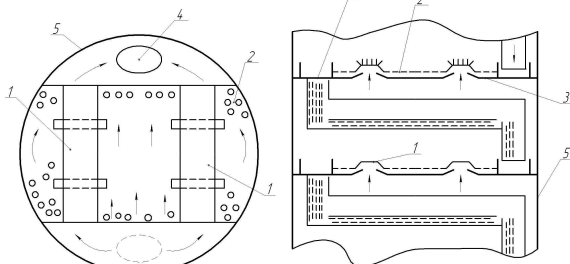


Рисунок 8.28 – Тарілка Веста:

1 – тунельний ковпачок; 2 – перфорований лист; 3 – піддон;
4 – зливний стакан; 5 – корпус колони

листами 2, розміщеними паралельно полотну тарілки.

Рідина рухається перфорованим днищем над піддоном, перетворюючи цю частину тарілки в сітчасту. Колони з тарілками Веста мають більшу продуктивність, ніж колони зі звичайними ковпачковими тарілками. Однак під час роботи із забрудненими рідинами тарілки Веста поступаються ковпачковим.

У комбінованих сітчasto-клапанних тарілках (рис.8.29) поєднуються контактні елементи двох типів: сітчасте полотно і отвори або клапани, що відкриваються у бік зливу. Таке комбінування дозволяє поліпшити характеристику ефективності в області великих і малих навантажень при збереженні високої продуктивності, притаманної клапанним прямотечійним тарілкам.

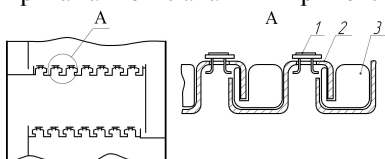


Рисунок 8.30 – S-подібна тарілка

з клапанами: 1 – клапан;

2 – S-подібний елемент; 3 – пластина

Для розширення робочої межі навантажень і підвищення продуктивності стандартних S-подібних тарілок вони були обладнані прямокутними клапанами, розміщеними на верхній площадці S-подібного елемента, що відкриваються за ходом руху рідини (рис.8.30). Тарілка працює так: при низьких швидкостях газ барботує переважно через прорізи S-подібних елементів, а при досягненні деякої швидкості газу повністю включаються в роботу і клапани. Вагу клапанів підбирають так, щоб вони відкривалися, коли прорізи елементів вже розпочали роботу. Така двостадійна робота тарілки дозволяє підвищити продуктивність колони і зберегти високу ефективність розділення в широкому діапазоні навантажень.

На рис.8.31 показано елемент жалюзійно-клапанної тарілки, в якому щілина для входження газу на тарілку 1 утворюється при повороті плоских клапанів-жалюзі 3 навколо їх осі, укріпленої в рамці 2.

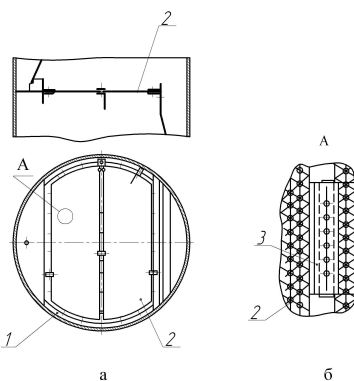


Рисунок 8.29 – Сітчasto-клапанна тарілка:

а – загальний вигляд, б – будова полотна; 1 – опорна рама; 2 – сітчаста секція тарілки; 3 – клапан

Тарілки провального типу перекривають весь переріз колони і складаються з окремих секцій, укріплених на опорному кільці і балках каркаса. Для проходження газової та рідкої фаз виконані отвори або прорізи.

Тарілки цього типу набагато більш чутливі до зміни навантажень за рідиною та газом і мають більш вузький діапазон робочих навантажень, ніж тарілки зі спеціальними переливними пристроями, оскільки при малих навантаженнях на тарілці відсутній шар рідини (при невеликому навантаженні за газом його напір недостатній для утворення шару рідини на тарілці). При великих навантаженнях за газом опір течії рідини через отвори тарілки стає настільки значним, що піна заповнює практично весь міжтарілчастий простір, і нормальне перетікання рідини з тарілки на тарілку порушується. При цьому різко зростає гідравлічний опір потоку газу. Такий режим роботи називається захлинанням і визначає граничні газове і рідинне навантаження колони.

На провальних тарілках відбувається повне перемішування рідини, внаслідок чого вони за ефективністю поступаються тарілкам перехресного типу. У той самий час, їх продуктивність може бути дуже високою порівняно із переливними тарілками, особливо при великих витратах щодо рідини у зв'язку з можливістю виконання великих вільних перерізів для проходження взаємодіючих фаз.

Дірчасті провальні тарілки (їх називають також сітчастими провальними тарілками) за конструкцією близькі до сітчастих тарілок, відрізняючись лише відсутністю переливного пристрою.

Гратчасті провальні тарілки також є різновидом сітчастих.

Секція тарілки являє собою сталевий лист зі щілинами прямокутної або іншої форм (рис.8.8 а). На двох суміжних тарілках прорізи виконують у взаємно перпендикулярних напрямках.

При дуже малих швидкостях газу рідина повністю протікає через отвори. Із підвищенням швидкості газу рідина починає затримуватися на тарілці, і газ барботує крізь рідину. Барботажа на провальних тарілках відбувається нерівномірно: через частину отворів рухається газ, а через інші отвори проходить рідина; при цьому газ і рідина по черзі проходять через одні й ті самі отвори.

Щоб рідина проходила через отвори, на тарілці повинен бути певний її шар, який залежить від швидкості газу. При її підвищенні проходження рідини у перший момент припиняється і стає можливим лише після того, як унаслідок надходження на тарілку свіжої рідини установиться новий, більш високий рівень рідини.

Рідину виводять зі спеціальної тарілки, полотну якої не має прорізів. На цій тарілці встановлено ряд патрубків для проходження газу. Якщо рідину забирають із тарілки не повністю або вводять у колону, то на тарілці встановлюють патрубки двох розмірів за висотою; через низькі рідина стікає вниз, а високі патрубки служать для вільного проходження газу.

Щоб розширити діапазон зміни навантажень і підвищити продуктивність тарілок, їх роблять хвилястими (гофрованими) (рис.8.8 б). Гофр має тим більші розміри, чим більше навантаження щодо рідини.

Розміщення отворів у полотні провальної тарілки на різних рівнях за синусоїдальним профілем дозволяє дещо розширити діапазон її стійкої роботи. При цьому відбувається роздільна робота отворів: отвори, розміщені нижче (на нижніх вигинах тарілки), служать для стікання рідини, а через отвори, розміщені вище (на верхніх вигинах тарілки), де є менший гідрозатвор, барботує газ. Хвилі на сусідніх тарілках розміщені хрест-навхрест.

Гратчасті тарілки також можуть бути утворені просічкою щілин із відгинанням кромки у

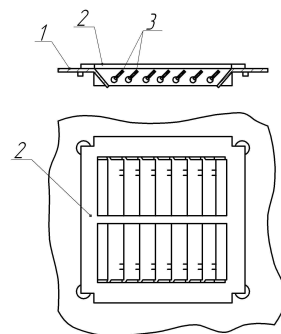


Рисунок 8.31 – Елемент жалюзійно-клапанної тарілки: 1 – тарілка; 2 – рамка; 3 – клапан-жалюзі

різні боки або кромками, відігнутими вниз (назустріч потоку газу або пари). Відігнуті вниз кромки щілин надають полотну тарілки великої жорсткості, що дозволяє застосовувати метал меншої товщини.

Виконання провальних тарілок прутків і труб (рис. 8.8 г), розміщених паралельними рядами або згорнутих у спіраль, створює більш сприятливі умови для стікання рідини. У зазорі між трубами розміщена гофрована сталева стрічка, ширина якої дорівнює величині зазору. Газ проходить через зазор між трубами у місцях, де горизонтальні ділянки стрічки виступають над поверхнею труб, оскільки опір на цих ділянках мінімальний. У тих місцях, де горизонтальні ділянки стрічки розміщені під трубами, проходить рідина. У разі необхідності відведення (підведення) тепла по трубах може бути пущений холодоагент (теплоносіє).

Можливість реалізації великого вільного перерізу на провальних трубчастих тарілках збільшує їх продуктивність порівняно з відомими конструкціями переливних тарілок. Модифікація трубчасто-гратчастої тарілки із сіткою характеризується більш високою ефективністю і широким діапазоном стійкої роботи. Наявність об'ємної сітки дозволяє рівномірно розподіляти швидкість газового потоку по перерізу тарілки і підвищити ефективність контакту взаємодіючих фаз.

Тарілки з різною перфорацією являють собою різновид дірчастих тарілок. Тарілки з подвійною перфорацією у центральній частині мають отвори малого діаметра, а на кільцевій площі тарілки – отвори великого діаметра. У цих тарілках через дрібні отвори проходить лише газ, а через великі – газ і рідина. Таким чином, великі отвори відіграють роль переливного пристрою. У клапанних провальних тарілках круглі отвори або щілини перекриті клапанами. Підняття клапанів, як і у випадку клапанних тарілок із переливами, залежить від навантаження за газом. Застосування клапанів і в цьому випадку призводить до збільшення діапазону роботи тарілки.

Запропоновано велику кількість різних конструкцій тарілок цього типу з односпрямованим рухом газу і рідини. У тарілці Кіттеля (рис.8.32) отвори утворюються попарно двома паралельними прорізами, причому

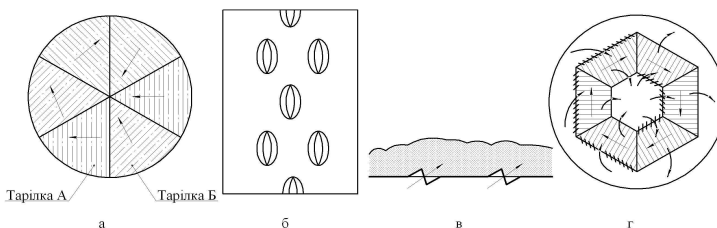


Рисунок 8.32 – Тарілка Кіттеля:

а – загальний вигляд; б – конфігурація прорізів; в – напрямок руху газу; г – багатокутна тарілка Кіттеля

смузка між цими прорізами згинається так, що один її бік лежить нижче, а інший вище площини тарілки. Таким чином площини отворів розміщені вертикально, а газ, який виходить крізь отвори, рухається спочатку горизонтально, унаслідок чого рідина на тарілці набуває руху в тому самому напрямку.

Напрямок руху рідини визначається розміщенням отворів. На тарілці А із круговим рухом рідина тече в напрямку, зазначеному стрілками від сектора до сектора. На тарілці Б рідина рухається радіально від периферії до центру. Як правило, тарілки Кіттеля встановлюють попарно, причому на нижній рідина має радіальний, а на верхній – круговий рух. Між парою тарілок іноді завантажують насадку з кільцевої насадки Рашига. Над кожною парою цих тарілок встановлюють бризковідбійну тарілку такої самої конструкції, але з більш широкими щілинами. Особливістю тарілки Кіттеля є відносно тонкий шар рідини, який добре розподіляється по всьому перерізу тарілки, і низький гідравлічний опір.

У струминних тарілках контактні елементи (просічки, пелюстки і т. д.) розміщені так, що газ, що виходить в рідину під деяким кутом до горизонту, набуває горизонтальної складової швидкості, який збігається з напрямком руху рідини по тарілці або під деяким

кутом до нього.

Її базою служить сталевий лист, на якому в шаховому порядку виштампувані напівкруглі пелюстки, відігнуті в бік зливної кишені. Варіюючи число пелюсток, їх радіус і кут згину, можна домогтися різного відносного вільного перерізу тарілки.

Через кожні два ряди перпендикулярно напрямку потоку рідини встановлені вертикальні перегородки, у нижній основі яких зроблені прямокутні прорізи.

На цих тарілках, як і на клапанних прямотечійних, кінетична енергія пари використовується для інтенсифікації контакту з рідиною (рис.8.33).

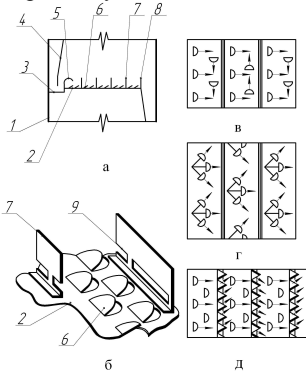


Рисунок 8.33 – Струминно–спрямована тарілка: а – загальний вигляд; б – схема контактної зони; в – уведення частини потоку газу поперек потоку рідини; г – уведення частини потоку газу під кутом до потоку рідини; д – установка поперечних перегородок у формі гребінки; 1 – корпус колони; 2 – полотно тарілки; 3 – переливна кишеня; 4 – стінка переливної кишені; 5 – підпірна перегородка; 6 – пелюстка (язичок); 7 – вертикальна перегородка; 8 – зливна перегородка; 9 – проріз у вертикальній перегородці

Завдяки цьому можна створити найбільш сприятливі умови для ефективного контакту фаз при високій продуктивності контактної пристрою. При чисто прямотечійному русі фаз і великій швидкості пари відбувається знесення рідини в напрямку зливної кишені, що ускладнює роботу переливної пристрою і призводить до зниження ефективності роботи тарілки. У перегородках біля полотна тарілки виконують проріз 9 для проходження рідини. Вертикальні перегородки 7 поділяють полотно тарілки на ряд секцій, у межах яких і на тарілці в цілому забезпечується інтенсивна взаємодія фаз.

Щоб уникнути цього, вдаються до різних прийомів, які дозволяють локалізувати (компенсувати) прямотечійний рух фаз і не допустити його поширення на всю тарілку (рис.8.6 а-в; рис.8.33 в-д).

Різновидом струминних тарілок є кільцеві або тангенціальні тарілки. На таких тарілках просічки орієнтовані тангенціально, і газ, виходячи з них, надає рідині колового руху. Під дією напору і відцентрових сил рідина рухається від центру до периферії. З кругового зливу на периферії рідина надходить перетічними трубами в центр на розміщену нижче тарілку.

До струминних належать пластинчасті тарілки, полотно яких складається з набору похило розміщених пластин.

Струминні тарілки розраховані на застосування в тих випадках, коли навантаження колони по потоку парів досить високе. За рахунок уведення газів у шар рідини під кутом до площини тарілки винесення крапель рідини на вище розміщену тарілку значно нижче, ніж у тарілку із перехресним рухом потоків.

Вихрова тарілка – приклад тарілки з інтенсивним змішуванням газу і рідини при зниженому бризковинесенні крапель із неї.

Інтенсивний рух газового потоку на полотні тарілки може бути розданий тангенціальними і багатолопатовими завихрювачами різної конфігурації (рис.8.34).

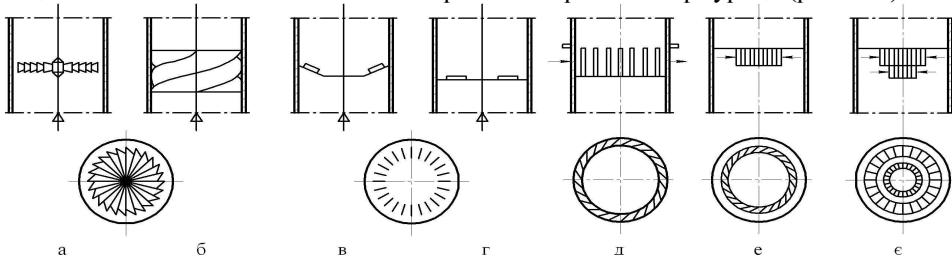


Рисунок 8.34 – Схеми вихрових контактних ступенів із різними типами завихрювачів:

а – лопатевий; б – стрічковий; в, г – осьові багатолопатові; д-е – тангенціальні

Примусовий транспорт і розподіл рідини здійснюється на вихрових тарілках із прямотечійними відцентровими елементами (рис.8.35), у яких при проходженні газу в центр частини патрубку утворюється розрідження, куди подається рідина з вище розміщеного ступеня контакту.

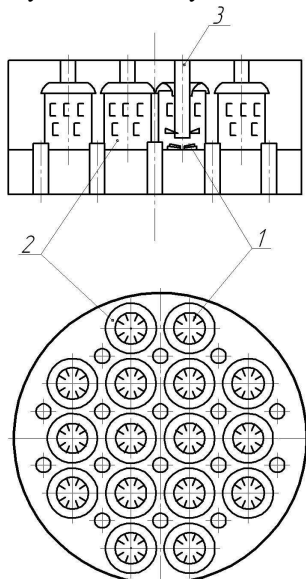


Рисунок 8.35 – Вихрова тарілка: 1 – лопатевий завихрювач; 2 – сепарційна обичайка; 3 – перетічна труба із відбивачем

Раніше насадки знаходили застосування лише у виробництвах малої потужності і вузького асортименту продукції, що випускається. Сьогодні різко зріс інтерес до проектування насадкових колонних апаратів у зв'язку із появою значної кількості високопродуктивних та ефективних контактних пристроїв насадкового типу, що дозволяють значно знизити затримку рідини в контактній зоні. При цьому стає перспективним застосування насадок для великотоннажних виробництв, особливо для вакуумних процесів.

На відміну від тарілок, де відбувається ступінчасте контактування між газовою і рідкою фазами, в насадках контакт газу і плівки рідини безперервний уздовж усієї висоти шару контактного пристрою [9,21,50]. Основними конструктивними характеристиками насадки є її питома поверхня та вільний об'єм.

Тарілка складається з контактних елементів з центральним або тангенціальним уведенням рідини в кожен елемент і пристрою для закручування газового потоку різної конструкції (рис.8.36). Газ, проходячи через щілини у завихрювач, набуває обертального руху, розбризкує рідину і відкидає її на сепарційну обичайку. За рахунок відцентрової сили відбувається відділення рідини від газу, рідина через отвори в сепарційній обичайці переходить в міжелементний простір і потім по трубах – на тарілку, розмішену нижче.

Випробування вихрових тарілок показали, що вони мають більш високу продуктивність порівняно з тарілками барботажного типу. Гідравлічний опір швидкохідних тарілок дещо вищий, ніж у барботажних.

При проектуванні нових установок у зв'язку із завданням поглиблення процесу підготовки та розділення вуглеводневої сировини на газо- і нафтопереробних заводах необхідні контактні пристрої, що мають високу ефективність розділення і одночасно низький гідравлічний опір. Такі характеристики мають контактні пристрої насадкового типу – тіла різного розміру певної геометричної форми з максимально можливою розвиненою зовнішньою поверхнею. За рахунок такої розвиненої поверхні створюється відповідна поверхня плівки рідини, що стікає по насадці, і інтенсифікуються процеси тепло- і масообміну в одиниці об'єму колони.

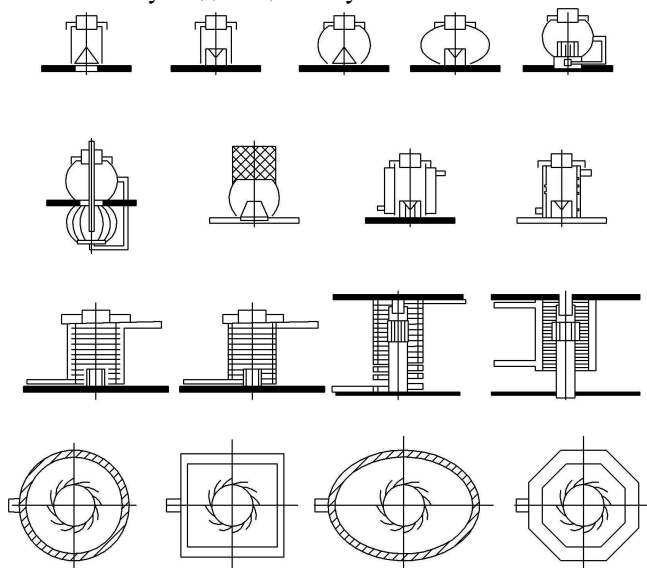


Рисунок 8.36 – Конфігурації завихрювачів

Питома поверхня насадки – сумарна поверхня насадок тіл в одиниці об'єму апарата, що зайнята насадкою. Чим більша питома поверхня насадки, тим вища ефективність колони, але нижча продуктивність і більше гідравлічний опір.

Вільний об'єм насадки – сумарний об'єм пустот між насадковими тілами в одиниці об'єму, що зайнятий насадкою. Чим більший вільний об'єм насадки, тим вища її продуктивність і менший гідравлічний опір, однак при цьому знижується ефективність роботи насадки.

Інтенсивність процесу масопередачі при контакті газової і рідкої фаз досягається підбором насадки належних розмірів. Зі збільшенням розмірів насадок тіл збільшується продуктивність колони, знижується гідравлічний опір, але одночасно зменшується ефективність насадки. Чим дрібніші насадкові тіла, тим краще здійснюється контакт між газом і рідиною, але тим вищий гідравлічний опір руху газу в колоні.

Насадка повинна чинити малий опір газовому потоку, добре розподіляти рідину, бути механічно міцною і мати корозійну стійкість у відповідних середовищах при коливанні температури. Для зменшення тиску на підтримуючий пристрій і стінки насадка повинна мати малу об'ємну вагу.

Недоліками колонних апаратів із насадковими контактними пристроями є невисокі швидкості газового потоку, нерівномірність зрошення шару насадки і можливість її забивання при надходженні забруднених газів та спікання при кислих властивостях газової фази.

Класифікація насадок проводиться за кількома характеристиками [6,21,50,54,71].

Залежно від матеріалу, що використовується для виготовлення насадки, вони поділяються на металеві (із листа, сіток і з просічно-витяжного листа), керамічні, пластмасові, скляні, склопластикові й ін. У зв'язку з тим, що у деяких процесах (абсорбція вуглеводневих газів) спостерігалось спікання керамічних насадок і вилугування, що призводить до руйнування, останнім часом все ширше застосовують металеву насадку, а також полімерні насадки.

За способом виготовлення елементи насадки бувають штамповані, литі, прокатні, отримані методом екструзії і т. п.

Залежно від способу укладання в колоні виділяють нерегулярні (завантажені в навал), регулярні і комбіновані типи насадок.

Завантаження насадок у навал здійснюють одним із наведених на рис.8.37 способів. Більш рівномірний розподіл рідини по перерізу колони забезпечує спосіб завантаження, показаний на рис.8.37 в. У результаті в колоні утворюється складна просторова структура, що забезпечує значну поверхню контакту фаз.

Як насипні насадки використовують тверді тіла, які відрізняються за формою (кільця, півкільця, сідлоподібні форми, сферичні), розміром, наявністю на поверхні додаткових елементів турбулізації потоків (пелюсток, просічок) і перфорації.

Насадки нерегулярного типу мають істотний недолік – нерівномірне розподілення контактуючих фаз по висоті шару. Через хаотичне розподілення насадкових тіл в об'ємі насадки утворюються виборчі канали, по яких переважно проходить газ або рідина.

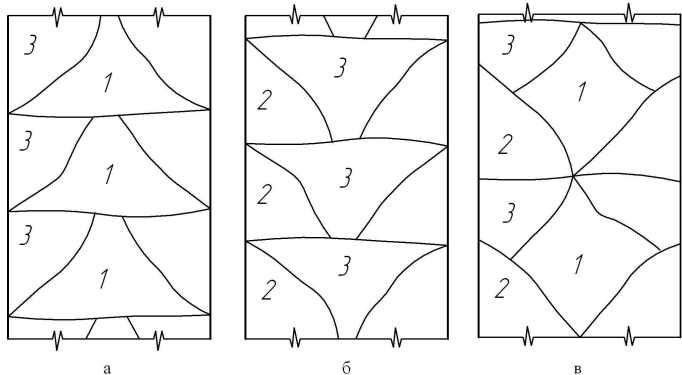


Рисунок 8.37 – Способи засипання насадки в колону:

1 – шар, засипаний по центру колони; 2 – шар, засипаний від стінок колони; 3 – додаткова засипка до горизонтального рівня

Зазначений вище недолік насадок нерегулярного типу усувається в конструкціях насадок регулярного типу, які являють собою укладені регулярно насадкові елементи або просторові структури. Розміщення елементів у певному порядку забезпечує рівномірне розподілення контактуючих фаз по площі колони і дозволяє одержати високу ефективність масопередачі і одночасно низький гідравлічний опір.

Регулярну насадку поділяють на дві групи – з індивідуальним укладанням і блокові. Регулярна насадка з індивідуальним укладанням складається з окремих елементів (кільця, трикутні призми із постійним або змінним за висотою перерізом), які розміщують у корпусі колони шарами. У суміжних по висоті шарах для запобігання утворенню наскрізних каналів вони зміщені один щодо одного. Для спрощення монтажу такої насадки окремі елементи можуть бути попередньо зібрані в контейнери, які потім встановлюють у корпусі колони. Широкого застосування у промисловості насадки з індивідуальним укладанням не набули, оскільки це різко збільшує трудоемність і собівартість монтажу.

Блокова регулярна насадка може проектуватися з сіток, просічно-витяжних листів, гофрованих і регулярно деформованих листів, а також рулонованих матеріалів.

Підвищення ефективності масообміну і збільшення продуктивності насадок колон може бути досягнуто в результаті комбінування різних видів насадок (регулярної листової і насипної насадок і т. д.). Особливого значення набуває використання різних насадок в одному апараті при розробленні тих колон, у яких навантаження за взаємодіючими фазами і діаметром значно змінюються по висоті апарата (деетанізатор, абсорбційно-відпарна колона і т. д.) Використання декількох типів насадок по висоті колони дозволяє запроєктувати апарат постійного діаметра за наявності широкого інтервалу зміни навантажень за фазами. Можливі поєднання конструкції тарілок і насадок, чергування яких дозволяє використовувати переваги цих систем і зменшити недоліки при розподілі фаз: шар насадки зменшує утворення піни в системі, тарілки – поперечну нерівномірність розподілу рідини.

Нерівномірність розподілу рідини в насадкових контактних елементах пов'язана з висотою шару і діаметром апарата. Практика показала, що досягнутий спочатку рівномірний розподіл рідини порушується в міру її стікання, оскільки газ відтісняє рідину до стінок колони і переміщається через центр насадки. У зв'язку з цим рекомендується не використовувати високі шари насадки (висота шару залежить від діаметра апарата і типу насадки) без проміжних пристроїв для перерозподілення потоків.

Рівномірності розподілу газового потоку по перерізу колони сприяє однорідності тіла насадки і вертикальності колони.

На ефективність роботи насадки значною мірою впливає змочуваність рідиною поверхні елементів насадки. Для поліпшення змочуваності елементів насадки їх часто піддають спеціальній обробці, створюють штучним шляхом шорсткості або роблять на поверхні просічки виступи і т. д.

Інтенсивність взаємодії фаз у шарі насадки залежить від їх властивостей, тиску і температури в процесі, а також від гідродинаміки потоків.

При протічній русі газу і рідини гідродинамічний режим роботи насадкових

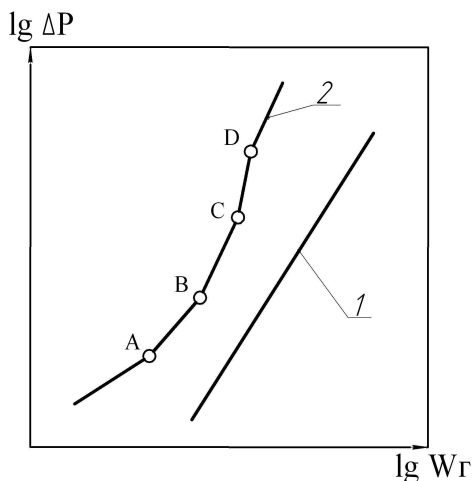


Рисунок 8.38 – Залежність гідравлічного опору насадки від швидкості газу в абсорбері: 1 – суха насадка; 2 – зрошувана насадка; режими роботи: АВ – плівковий; ВС – підвисання; CD – емульгування (інверсії фаз); D – точка початку винесення рідини

масообмінних колон залежить від швидкості газу і від щільності зрошування, при цьому також змінюється й інтенсивність міжфазної взаємодії потоків.

Залежно від швидкості руху газу, щільності зрошування й опору шару зрошуваної насадки розрізняють чотири режими роботи апаратів і руху фаз у насадкових колонах (рис.8.38).

Плівковий режим роботи масообмінних колон спостерігається на ділянці *AB* при малих швидкостях газу, невеликих питомих витратах рідини, невеликих щільностях зрошення. У цьому режимі рідина рівномірно змочує насадку і стікає її поверхнею у вигляді тонкої плівки. Кількість рідини, яка затримується в насадці, майже не залежить від швидкості газу, процес масопередачі між газовою і рідкою фазою відбувається на поверхні плівки, поверхню контакту фаз в апараті в цьому випадку беруть такою, що дорівнює поверхні насадки, що змочується. Як правило, плівковому режиму роботи відповідає ламінарний режим руху газу і рідини в каналах шару насадки.

У міру збільшення швидкості руху газу і щільності зрошення насадки відбувається гальмування стікаючої рідини висхідним потоком газу, у результаті чого швидкість руху рідини зменшується, товщина плівки на поверхні насадки і кількість рідини, що утримується в насадці, збільшуються, що призводить до порушення спокійного руху плівки, появи завихрень плівки і утворення дрібнодисперсних бризок рідини. Такий режим роботи насадкових колон називають режимом підвисання, він відбувається на ділянці *BC* і характеризується високими швидкостями взаємодії фаз. Як правило, в міру збільшення швидкості газу на ділянці *BC* спостерігається турбулентний режим руху газу і рідини в шарі насадки, при цьому здебільшого зростає опір шару насадки.

Із подальшим збільшенням швидкості руху газу при роботі колони в режимі підвисання в шарі насадки відбувається інверсія фаз – режим роботи, коли суцільна газова фаза розбивається на велику кількість струменів і пухирців газу, які барботують через шар потоку рідини. У цьому випадку газова фаза стає дисперсною, а потік рідини – суцільною фазою. Робота колонних апаратів у режимі підвисання характеризується високою інтенсивністю масообміну.

При швидкостях газу, що відповідають положенню точки *C*, у насадковій колоні настає режим емульгування – утворення газорідинного пінного шару. Режим емульгування розвивається на ділянці *CD* у міру збільшення швидкості газу і накопичення рідини у вільному об'ємі насадки. В колонних апаратах, що працюють у режимі емульгування, навіть при порівняно невеликих швидкостях газу, зростає опір насадки і підсилюється поздовжнє перемішування рідини, що зменшує рушійну силу процесу масопередачі. Швидкість газу, при якій взаємодія потоків переходить у режим емульгування, як правило, вважають верхньою межею усталеної роботи колони. Хоча режим емульгування відповідає максимальній ефективності роботи насадкових колон, він відрізняється нестійкістю; тому робочу швидкість газу вибирають дещо меншою за швидкість, що відповідає цьому режиму.

При збільшенні швидкості газу більше від значення, що відповідає положенню точки *D*, у шарі насадки настає режим захлинання і винесення рідини потоком газу. Режим захлинання характеризується тим, що через високий напір потоку газу рідина практично припиняє рух донизу і у вигляді газорідинної системи рухається вгору та виноситься із апарата. Робота колон у режимі захлинання практично не використовується.

Нижче розглянуто основні конструкції насадок нерегулярного і регулярного типів.

Як нерегулярну насадку використовують шматки коксу або кварцу, що засипаються навалом у колону. Кускова насадка відрізняється низькою вартістю і хімічною стійкістю, однак унаслідок ряду недоліків (мала питома поверхня, високий гідравлічний опір і т. д.) кускову насадку у цей час застосовують рідко. Кварц, крім того, має велику об'ємну вагу, а кокс легко кришиться, що веде до забруднення рідини і збільшення опору.

Значно поширена насадка у вигляді тонкостінних керамічних кілець висотою, що дорівнює діаметру (кілець Рашига) (рис.8.39 а), яка може бути засипана навалом або укладена регулярно (рис.8.40), що робить цей тип насадки універсальним.

Поряд із гладкими циліндричними кільцями використовують насадки із ребристими зовнішньою та (або) внутрішньою поверхнями (рис.8.39 б). Дослідження ребристих кілець не показали їх перевагу порівняно зі звичайними; це можна пояснити тим, що рідина тече в основному по жолобках між сусідніми рифленнями, і поверхня таких кілець змочується гірше, ніж у звичайних.

Для інтенсифікації процесу масообміну розроблені конструкції циліндричних насадок з перегородками (діаметрально розташованими, хрестоподібними або виконаними у вигляді лопатей), зображеними на рис.8.39 в.

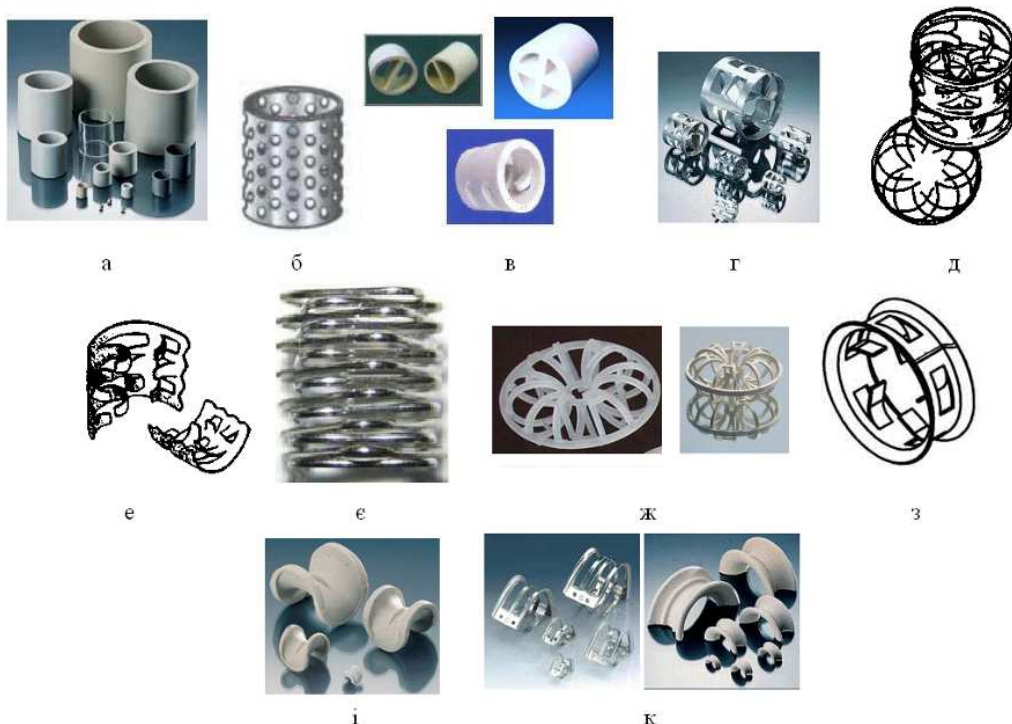


Рисунок 8.39 – Основні типи нерегулярних насадок:

а – кільця Рашига; б – кільця Рашига з оребренням; в – кільця Рашига з перегородками (кільця Лессінга); г – кільця Палля; д – призматична насадка; е – насадка Ну-Пак; є – насадка Levarак; е – насадка Теллера; з – насадка Cascade Mini-Rings; і – сідла Берля; к – сідла Інталлок

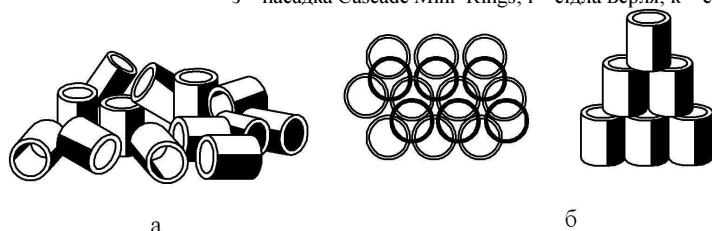


Рисунок 8.40 – Укладання кільцевої насадки:

а – навалом; б – регулярно

Низька вартість і проста виготовлення кілець Рашига роблять їх одним із найпоширеніших типів насадок. Порівняно з іншими типами насадок кільця Рашига мають відносно невисоку продуктивність і порівняно високий опір.

Створені останніми роками різні модифікації кілець Рашига – кільця Палля, кільця Борад та інші дозволили отримати кращі робочі характеристики, ніж при кільцях Рашига.

Широке промислове використання сьогодні знайшли кільця Палля, що мають розвинену поверхню всередині елемента і більш рівномірне заповнення об'єму шару цими елементами (рис.8.39 г). При виготовленні таких кілець на бічних стінках зроблені два ряди прямокутних, зміщених щодо один одного надрізів, пелюстки яких відігнуті всередину насадки. Є вдосконалені різновиди насадки цього типу – насадка Ну-Рак фірми «Norton» (рис.8.39 д) і Levapak (рис.8.39 е).

Насипна призматична насадка (рис.8.39 є), що складається з декількох порожнистих фігур, являє собою порожнистий елемент із перфорованими бічними і відкритими торцевими поверхнями й може бути складена з декількох елементів, встановлених аксіально один над одним зі зміщенням їх на різний кут. Зсув елементів дозволяє збільшити вільний об'єм насадки, уникнути застійних зон рідини при зіткненні насадки і розірвати плівку стікаючої рідини. Для виключення можливості дотику насадок бічними поверхнями багатогранників на зовнішній поверхні елементів встановлені ребра. Ця насадка порівняно з кільцями Палля має велику продуктивність і значно менший гідравлічний опір.

На рис.8.39 з показана насипна насадка Cascade Mini-Rings фірми «Glitsch». На бічній стінці таких кілець виконаний один ряд просічок, пелюстки відігнуті всередину кільця. При завантаженні елементів насадки в апарат здійснюється принцип автоорієнтації, тобто кільця в шарі орієнтуються переважно у відкритому для потоку газу положенні, що забезпечує рівномірний розподіл потоку рідини по поверхні насадки, високу пропускну здатність і малий гідравлічний опір.

Для колон малого діаметра може використовуватися насадка Теллера, утворена із прямокутної смуги, що має форму об'ємної розетки (рис.8.39 ж).

Основною відмінністю сідлоподібних насадок від циліндричних є їх висока здатність до перерозподілу потоків рідини по перерізу апарата. Найпоширенішими конструкціями насадок цього типу є сідла Берля (рис.8.39 і) і сідла Інталлокс (рис.8.39 к).

Порівняно з кільцями Рашига сідлова насадка при однакових розмірах насадкових тіл має велику питому поверхню і має менший гідравлічний опір.

Є безліч інших конструкцій насадок тіл (пружинні, гвинтові, сферичні і т. д.), які не набули значного поширення в колонних апаратах газо- і нафтопереробних виробництв.

Хордова насадка (рис.8.41) належить до насадок регулярного типу і складається з поставлених на ребро дошок 2, що утворюють решітку. Решітки укладаються одна на одну, тому в суміжних решітках дошки повернені на кут 90° (іноді 45°). У нижній частині дошок роблять трикутні вирізи, які розривають струмінь стікаючої рідини і не допускають її

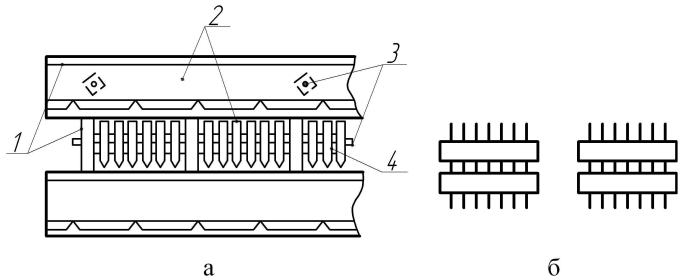


Рисунок 8.41 – Хордова насадка:
а – будова насадки; б – схеми розташування решіток;
1 – рейка; 2 – дошка; 3 – штир; 4 – прокладка

стікання в один бік при перекосі насадки. Нижню частину дошок, в якій розташовані ці вирізи, часто зрізають під кутом. Окремі дошки з'єднують за допомогою штирів 3 або тяг з установкою прокладок 4. Через кожні 10 – 12 дошок встановлюють потовщені рейки 1, що виступають нижче і вище за інші дошки. Ці рейки служать для укладання окремих решіток насадки одна на одну, а нижньої решітки – на підтримуючий пристрій. Таким чином, між дошками суміжних решіток залишаються зазори, які сприяють поліпшенню роботи насадки. Знайшли застосування хордові насадки, виготовлені з графіту, пластмаси та металу. Основна її перевага – простота виготовлення, недоліки – відносно невелика питома

Абсорбційні та ректифікаційні колони. Тарілчасті та насадкові контактні пристрої поверхня та малий вільний об'єм. Їх застосовують тоді, коли треба обробити великі кількості газу порівняно малою кількістю рідини.

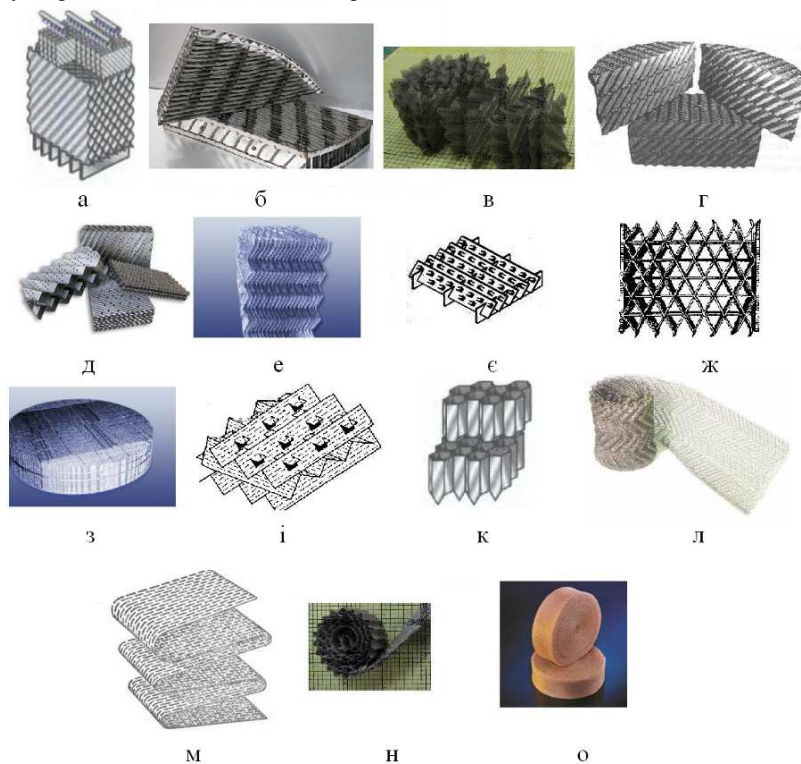


Рисунок 8.42 – Регулярні сітчасті насадки:

а – плоскопаралельна; б – пластинчаста; в – «Зульцер»; г – «Інталокс»; д – «Меллапак»; е – «Ваку-пак»; є – «Ролі-пак»; ж – «Спрейпак»; з – «Кедр»; і – «Перформ-Грід»; к – стільниковий; л – «Гудлоу» (Панченкова); м – складчастий кубик; н – «Стедман»; о – «Матліфіл»

Останніми роками з'явилася велика кількість насадок, виготовлених із сіток перфорованого листового матеріалу (плоскопаралельна, «Зульцер», «Перформ-Грід», «Матліфіл», «Гудлоу», «Стедман», «Спрейпак» і т. д.) (рис.8.42). Ці насадки мають малий опір і високу ефективність, проте чутливі до забруднень і легко забиваються.

Блокова насадка (рис.8.43) складається з окремих елементів великого розміру (блоків). Перевагою блокової насадки перед іншими регулярними насадками є значне спрощення робіт з укладання насадки.

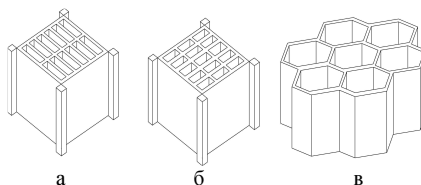


Рисунок 8.43 – Блочна насадка:
а – щілинні блоки; б – ґратчасті блоки;
в – сотові блоки

8.2.2 Внутрішні вузли колонних апаратів [6,8,49,50,54,71]

Пристрої для уведення потоків у тарілчасту колону передбачають їх різний агрегатний стан – рідина, газ та газорідинна система. Основні вимоги, що висуваються до конструкції внутрішніх вузлів для уведення і руху газового та рідинного потоків:

- плавне безударне уведення потоку в колону;
- сепарація рідкої фази від газової (для газорідинної системи);

- забезпечення рівномірної роботи масообмінних пристроїв;
- рівномірний розподіл газу по перерізу колони і рідини на вході в розміщену нижче тарілку (для рідкого потоку);
- запобігання підвищеному винесенню рідини.

У тарілчастих колонах, де рух рідини відбувається організовано, вирішальне значення має уведення рідини на тарілку так, щоб не порушити гідродинаміку руху потоків на тарілці.

Найбільш поширені варіанти такого уведення показані на рис.8.44. Спільним для них є

те, що потік рідини ззовні вводиться у зливну кишеню тарілки і, змішуючись із робочим внутрішнім потоком рідини, потрапляє на розміщену нижче тарілку. Якщо тарілки двопотокові (рис.8.44 б), то потік рідини, який вводиться, повинен потрапляти на тарілку симетрично: або через центральну зливну кишеню 5, або двома потоками в обидві бічні зливні кишені 6.

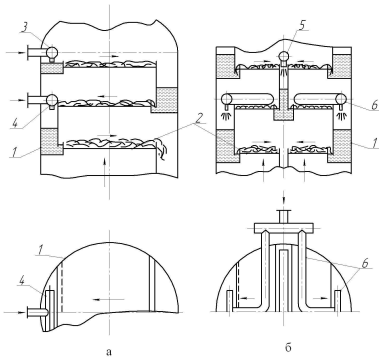
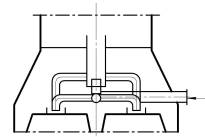


Рисунок 8.44 – Вузол уведення рідкого потоку:

- а – однопотокова тарілка,
- б – двопотокова тарілка; 1 – корпус колони; 2 – тарілка; 3 – патрубок уведення рідини на верхню тарілку; 4 – патрубок уведення рідини на проміжну тарілку; 5 – патрубок уведення рідини на тарілку із центральним зливом рідини; 6 – патрубок уведення рідини на тарілку з бічним зливом рідини

Однофазний рідинний потік також може вводиться в колонний апарат за схемою, наведеною на рис.8.45.



На рис.8.46 показано будову вузлів для уведення в колону газової або газорідинної системи.

Основне завдання таких пристроїв – відокремлення рідкої фази від газової за рахунок відцентрових сил, що виникають при тангенціальному уведенні

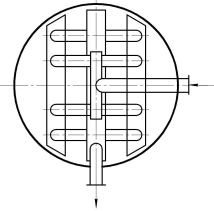


Рисунок 8.45 – Уведення рідкого потоку в колону

сировини одним (рис.8.46 а, б) або двома (рис.8.46 в, г) потоками, а також рівномірно перерозподілити потік по перерізу колони.

При цьому важливо, щоб обидва потоки не стикалися один з одним, для чого

використовується або циліндрична перегородка, або два короби, розміщені на різному рівні. Відсепарована на стінку рідина збирається у спеціальну кишеню і спрямовується у приймальні кишені розташовані нижче тарілки. Газовий потік спрямовується вгору і рівномірно розподіляється по площі колони. Для подачі в колону газу можуть бути передбачені колекторні

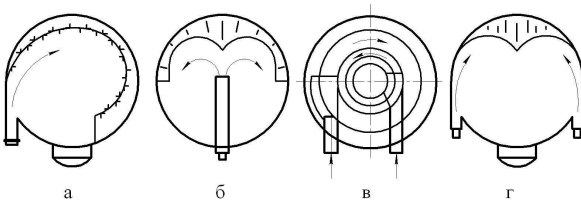


Рисунок 8.46 – Уведення газового або газорідинного потоку в колону:

- а, б – тангенціальне уведення сировини одним потоком;
- в, г – тангенціальне уведення сировини двома потоками

розподільні пристрої. Конструкція вузла уведення повинна забезпечити пропускання рідини з розміщеної вище на розміщену нижче тарілку. На рис.8.47 наведена конструкція пристрою уведення зі збірником рідкої фази сировини, що забезпечує її подачу безпосередньо в кишені розміщеної нижче тарілки.

Вузли виведення рідини з колони є невід'ємною частиною складних колон із відведенням бічних продуктів і циркуляцією рідких потоків. Варіанти виконання таких вузлів наведені на рис.8.48. Його конструкція повинна передбачати достатню ємність, щоб

забезпечити нормальну роботу насоса, і не повинна допускати пропуск газової фази при великих відбираннях рідини. На рис. 8.48 а рідина виводиться безпосередньо зі зливної кишені, причому ця кишеня в такому випадку робиться більшого об'єму за рахунок збільшення його ширини (стріли сегмента) і пониження його днища. Якщо тарілка однопотокова, то вихід рідини здійснюється через звичайний патрубок у корпусі колони, а якщо двопотокова, то зливні кишені з'єднуються між собою всередині колони зрівняльною трубою 7, а рідина виводиться з обох кишень і об'єднується в загальний потік поза колоною. На рис. 8.48 б між двома робочими тарілками встановлюється збірна (накопичувальна) тарілка 4, на якій підтримується певний запас рідини (висотою, що дорівнює висоті переливної планки), а газ, не контактуючи із рідиною, через патрубки 5 пропускається на вищорозміщену тарілку. Рідина з такої тарілки відводиться через донний патрубок 6. Якщо рідина з колони виводиться самопливом (наприклад, у стріпінг-секціях складної ректифікаційної колони) і її витрата в цьому випадку регулюється за рівнем у стріпінг-секції, то усередині кишені 3 або на тарілці 4 жодних додаткових пристроїв, як правило, не монтують. Якщо ж рідина з колони відкачується насосом (циркуляційне зрошення), то для стабільної роботи останнього в кишені 3 або на тарілці 4 встановлюється датчик рівня, який керує витратою виведеної рідини.

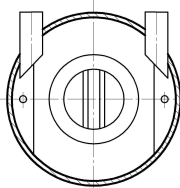
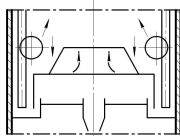


Рисунок 8.47 – Вузол уведення двофазного потоку з організованим відведенням рідини

У колонних апаратах насадкового типу найбільш повне змочування насадки і найбільша ефективність досягаються при рівномірному розподіленні рідини по поперечному перерізу колони. Для досягнення хорошого розподілу рідини по всій висоті насадки, подачі її в достатній кількості точок, забезпечення мінімального значення бризковинисення зрошення необхідно подавати на неї рівномірно. Для рівномірної подачі зрошувальної рідини застосовують різні розподільні пристрої, які можна поділити на дві групи:

– пристрої, що подають рідину окремими струменями (струминні зрошувачі); до цієї групи належать розподільні

плити і тарілки, жолоби, дірчасті труби, бризкалки і зрошувачі типу сегнерова колеса;

– пристрої, в яких рідина, що подається на насадку, розбивається на краплі (розбризувальні зрошувачі) в результаті удару струменя об тарілку (тарілчасті зрошувачі) або торець насадки (багатокорпусні зрошувачі), або під дією відцентрової сили (обертальні відцентрові зрошувачі).

Вибір типу розподільного пристрою залежить від діаметра колони, типу насадки, витрат зрошення та інших факторів.

Найбільш простим із перелічених пристроїв є бризкалка, що застосовується при великих кількостях рідини, яка зрошує насадку (рис.8.49). Рідина з неї витікає через отвори, просвердлені в стінках. Відповідним розміщенням отворів на поверхні бризкалки можна здійснити необхідний розподіл струменів по перерізу колони. Бризкалки – простий і дешевий пристрій, придатний для зрошення колон великого діаметра. Недоліком бризкалок є засмічення отворів, особливо при їх малому діаметрі.

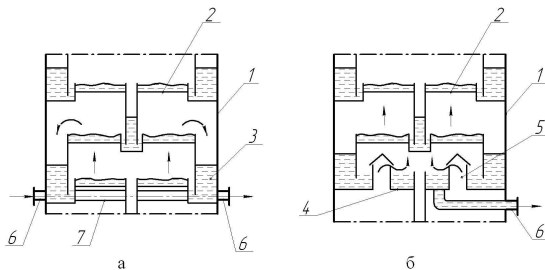


Рисунок 8.48 – Вузол виведення рідини з колони: а – зі зливної кишені; б – зі збірної тарілки; 1 – корпус колони; 2 – тарілка; 3 – зливна кишеня збільшеного розміру; 4 – збірна тарілка; 5 – патрубок для проходження газу; 6 – патрубок для відведення рідини

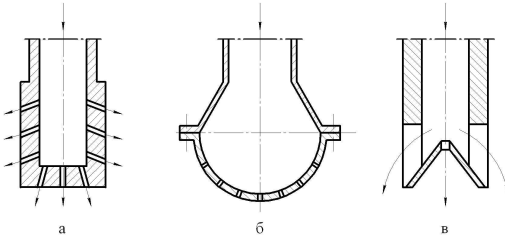


Рисунок 8.49 – Бризкалки:
а – циліндрична; б – напівкульова;
в – щілинна

розміщений над іншими. Рідина, що витікає з вирізів основного жолоба, стікає в розташовані під ним допоміжні жолоби і розподіляється по насадці. Жолобчасті зрошувачі конструктивно прості, але для їх надійної роботи повинна бути забезпечена висока точність виготовлення і розташування.

При малих витратах рідини з високою густиною і в'язкістю застосовують трубчастий зрошувач (рис.8.51).

У колонах для розділення нафти використовують пневматичні розподільники, виконані у вигляді колектора з форсунками.

Серед струминних зрошувачів також виділяють розподільні плити із затопленими отворами (рис.8.52) і розподільні тарілки (рис.8.53).

Характер і структура розподілення рідини по перерізу колони не зберігаються при подальшому її рухові по насадці. Для зменшення нерівномірності розподілення потоків по висоті апарата при розбитті загальної висоти насадки на окремі шари між ними встановлюють перерозподільну тарілку, яка коригує рівномірність руху рідини в насадці (рис.8.54).

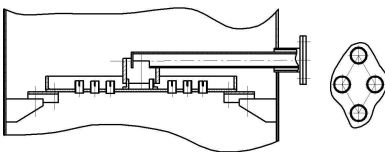


Рисунок 8.53 – Розподільна тарілка

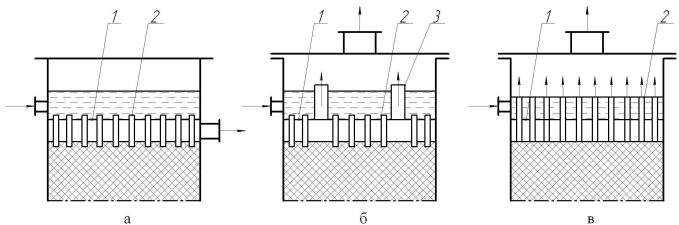


Рисунок 8.52 – Розподільні плити: а, б – із затопленими отворами; в – із вільним зливом; 1 – решітка; 2 – патрубок для рідини; 3 – патрубок для газу

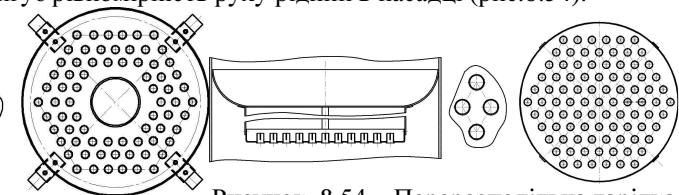


Рисунок 8.54 – Перерозподільна тарілка

Насадку укладають на опорно-розподільні решітки або плити. Вільний переріз цих пристроїв повинен по можливості наближатися до величини вільного об'єму насадки, а розміри отворів виключати провал насадкових тіл. Насадку часто укладають на решітки, виконані зі сталевих смуг, поставлених на ребро. Застосування як опорної конструкції під насадку різних сіток і перфорованих плит із дрібними отворами повинне бути виключене, оскільки подібні пристрої приводять до передчасного захлинання колони.

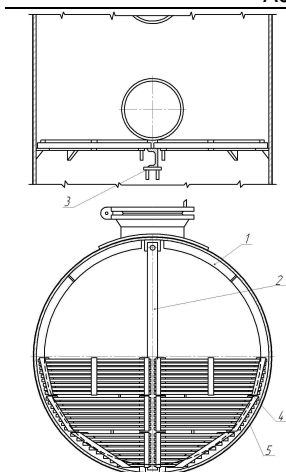


Рисунок 8.55 – Решітка під насадку:

- 1 – опорне кільце; 2 – балка;
- 3 – столик; 4 – колосник;
- 5 – планка

конструкцію лабіринтового типу, виконану з пластин, куточків, дротяної простої або гофрованої сітки, просічно-витяжних гофрованих листів тощо (рис.8.56). Їх розташування залежить від місця установки і виконується за схемами, наведеними на рис.8.57.

У місці уведення газового потоку наявність крапельловлювача необхідна для сепарації

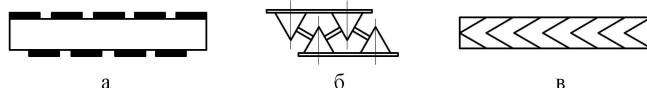


Рисунок 8.56 – Схема секцій крапельловлювачів:

- а – пластинчаста; б – виконана з профілю у вигляді кута;
- в – жалюзійна

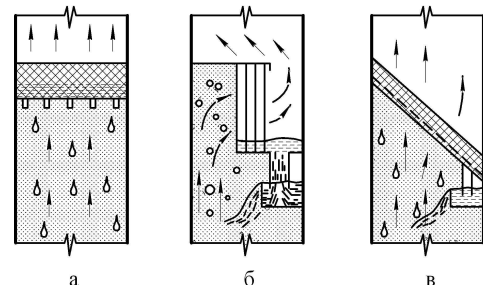


Рисунок 8.57 – Крапельловлювачі:

- а – горизонтальні; б – вертикальні; в – похилі

укріплювальної частини погіршується колір нижнього бічного погона колони (він темніє), підвищуються його в'язкість і коксованість.

Над верхньою тарілкою колон крапельловлювачі встановлюють там, де висувуються підвищені вимоги до чистоти верхнього продукту. Крапельловлювачі також встановлюють над кожною тарілкою, якщо контакт фаз відбувається у струминному режимі із підвищеним винесенням крапель рідини на вище розміщену тарілку (клапанні прямооточійні і струминні тарілки).

Конструкція крапельловлювача характеризується двома основними показниками: часткою вільного перерізу і питомою (в одиниці об'єму) поверхнею. Збільшення частки вільного перерізу крапельловлювача підвищує його продуктивність, збільшення поверхні покращує сепарацію крапель.

Решітка (рис.8.55) складається з окремих секцій, які можна монтувати через люк. Секції спираються на кільце 1, приварене до корпусу, і балку 2. Балки встановлені на столиках 3 так, що поверхня балки, на яку спирається секція, знаходиться на одному рівні з опорним кільцем.

Насадку укладають на тарілки, забезпечені отворами двох видів: малими – для стоку флегми і великими – для проходження газу.

Секцію виготовляють зі смуг (колосників) 4, установлених на ребро і приварених до планок 5. Відстань між смугами не повинна перевищувати 0,75 найменшого розміру елемента насадки, щоб виключити можливість її просипання.

Для завантаження і вивантаження насадки безпосередньо на рівні засипки і над підтримуючою насадку тарілкою в колоні встановлюють люки.

У колонних апаратах для відділення крапель рідини (бризок) від газу і зниження винесення рідини в місці уведення газового потоку (низ колони) над уведенням сировини і у верхній частині колони встановлюють крапельловлювачі (відбійні пристрої). Вони являють собою насадку або

рідини на стадіях підготовки природного газу, оскільки наявність рідини в газі поряд із наявністю кислих компонентів у ньому веде до гідратуутворення.

Вище уведення сировини встановлюють крапельловлювач у тих колонах, де винесення крапель рідини у верхню частину апарата неприпустиме, а це головним чином вакуумні колони. Це пояснюється тим, що рідка фаза мазуту (сировина вакуумних колон) являє собою концентрат асфальто-смолистих речовин, і при потраплянні таких крапель на нижні тарілки

Робота краплевлловлювача розділяється на дві стадії: при проходженні потоку газу через відбійник краплі рідини виділяються з потоку внаслідок зіткнення з поверхнею елементів, а потім відводяться з цієї поверхні. У ряді конструкцій (краплевлловлювачі з організованим відведенням рідини) передбачені спеціальні пристрої для відведення рідини. Краплевлловлювачі працюють ефективно лише при швидкостях газу, що не викликають режиму захлинання, при якому рідина затримується на відбійнику, і починається винесення парами її крапель.

Значного поширення набули краплевлловлювачі ударного типу, показані на рис.8.58, які зібрані з профілю у вигляді кута, утворюють складний лабіринт для проходження парів. На поворотах, б'ючись об стінки профілю, краплини рідини відокремлюються від парів і стікають униз.

Найбільш поширені сітчасті краплевлловлювачі (рис.8.59), що являють собою багат шаровий пакет із рукавної сталеві сітки рукавної в'язки із великою питомою поверхнею, що збільшує ефективність уловлювання крапель. Перевагою їх є мала витрата металу і порівняно низька вартість. Гідралічний опір краплевлловлювача невисокий, а добре стікання рідини виключає закоксовування. Як правило, такі краплевлловлювачі збирають з окремих секцій, які укладають на каркас з балок. У ряді випадків над сітчастим краплевлловлювачем для періодичного промивання його від забруднень встановлюють колектор, через який подають промивну рідину (менш важку фракцію).

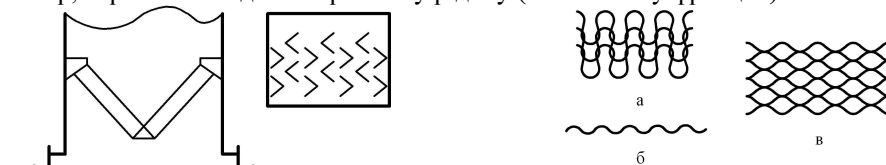


Рисунок 8.58 – Краплевлловлювач із профілю у вигляді кута

Рисунок 8.59 – Сітчастий краплевлловлювач:
а – сітка в плані (спосіб в'язки); б – профіль сітки після гофрування; в – розташування стоку в пакеті краплевлловлювача;
1 – верхній шар; 2 – нижній шар

Широко застосовують також струнні краплевлловлювачі з пакетів, що складаються з рядів щільно натягнутого дроту (струн). Уловлені краплі рідини періодично відокремлюються за рахунок вібрації струн і падають униз. Успішно застосовуються також краплевлловлювачі зі скловати.

8.3 Колонне обладнання для процесів абсорбції і ректифікації [1,6,8,42,49,50]

Основне призначення масообмінного колонного апарата – забезпечення високої ефективності протитечійної взаємодії потоків рідини і газу (в абсорберах) або потоків пари і рідини (в десорберах, відпарній і ректифікаційних колонах) [1,6,8].

До сучасних ректифікаційних і абсорбційних апаратів висуваються такі вимоги: високі роздільна здатність і продуктивність, достатні надійність і гнучкість в роботі, низькі експлуатаційні витрати, невелика вага, простота і технологічність конструкції.

Абсорбційні колони призначені для поглинання окремих компонентів газової суміші абсорбентом (поглиначем), яким є рідина. Абсорбент вибирають з умови розчинності в ньому газу, що підлягає видаленню з газової суміші. Абсорбції піддають здебільшого не окремі гази, а газові суміші, складові частини яких (одна або декілька) можуть поглинатися даними поглиначем у помітних кількостях.

Процес абсорбції відбувається в тому випадку, коли парціальний тиск компонента, що видобувається, в газовій суміші вище, ніж у рідкому абсорбенті, що вступає в контакт із цим газом, тобто для проходження абсорбції необхідно, щоб газ і абсорбент не перебували

у стані рівноваги. Різниця у парціальному тиску компонента, який видобувається, в газі і рідині є тією рушійною силою, під дією якої відбувається поглинання даного компонента рідкою фазою із газової. Чим більша ця рушійна сила, тим інтенсивніше переходить цей компонент із газової фази в рідку.

Абсорбери використовуються в газо- та нафтопереробній промисловості для розділення, осушення і очищення вуглеводневих газів. Із природних, попутних газів та газів нафтопереробки в абсорберах видобувають етан, пропан, бутан, легкі бензинові фракції.

Крім класифікаційних ознак, наведених у п. 8.1, абсорбційні колони також мають свої специфічні особливості.

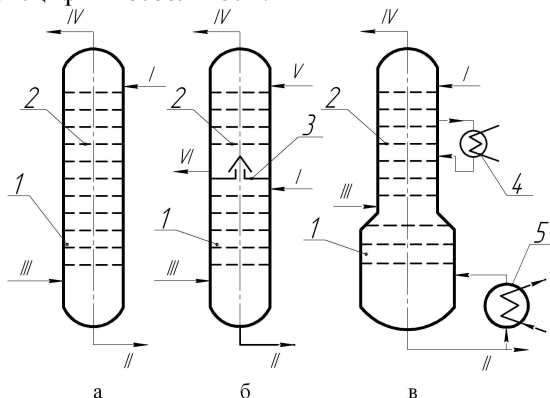


Рисунок 8.60 – Схеми абсорбційних колон:

- а – проста; б – двоступенева; в – фракціонувальна; 1 – корпус;
- 2 – тарілка; 3 – напівлугла тарілка; 4 – холодильник;
- 5 – підігрівач I – абсорбент; II – насичений абсорбент;
- III – сирий газ; IV – сухий газ; V – абсорбент;
- VI – насичений абсорбент

потім із напівлуглої тарілки відводиться на десорбцію. Легкий абсорбент (наприклад, гас) зрошує нижню секцію, поглинає вуглеводні і одночасно проводить десорбцію низькокиплячих компонентів вуглеводневої фракції.

Останніми роками у промисловості широко використовуються комбіновані апарати різного призначення типу абсорбер-десорбер. Характерним комбінованим апаратом такого типу є абсорбційно-відпарна колона (фракціонувальний абсорбер), який складається із двох частин (рис.8.60 в): верхньої, в якій відбувається власне процес абсорбції пропану, і нижньої, в якій відбувається процес відпарювання низькокиплячих компонентів (метану і етану) від насиченого абсорбенту. У середній абсорбційній секції може бути організований один або два проміжних відведення частини рідини на охолодження у виносних холодильниках і повернення її в колону. У нижній (фракціонувальній) секції проводиться часткове відділення поглинутих компонентів з абсорбенту. Крім того, на тарілки нижньої секції може подаватися рідка сировина (наприклад, конденсат).

Промислове проведення абсорбції може поєднуватися або не поєднуватися із десорбцією.

Процеси десорбції – виділення поглинутих компонентів із рідини, по суті, являють собою зворотні процеси щодо прямих, тому швидкість їх проходження збільшується з підвищенням температури і при зниженні тиску в системі.

Якщо десорбцію не проводять, то поглинач використовується одноразово. При цьому в результаті абсорбції отримують готовий продукт або напівпродукт.

Поєднання абсорбції з десорбцією дозволяє багаторазово використовувати поглинач і виділяти абсорбований компонент у чистому вигляді. Для цього розчин після абсорбера спрямовують на десорбцію, де відбувається виділення компонента, а регенований (звільнений від компонента) розчин знову повертають на абсорбцію. При такій схемі

Абсорбери бувають прості і складні (рис.8.60).

У простому абсорбері (рис.8.60 а) газовий потік вводиться у нижню частину колони, очищений газ відводиться зверху, абсорбент подається вгору і відводиться знизу.

У складній двоступеневій колоні (рис.8.60 б) по висоті колони відбувається організація зрошення двома абсорбентами. Частково очищений газ через напівлуглу тарілку надходить у верхню секцію, де контактує на тарілках із важким абсорбентом (наприклад, із дизельним паливом), що подається на зрошення уверх абсорбера. Важкий абсорбент, поглинувши фракції легкого абсорбента та легких вуглеводнів,

(коловий процес) поглинач не витрачається, якщо не вважати деяких його втрат, і весь час циркулює через систему абсорбер-десорбер-абсорбер.

Із відхідним із десорбера жирним газом може нестися частина легких фракцій абсорбенту. У цьому випадку застосовують комбіновану колону з ректифікаційною секцією вгору. Якщо десорбція проводиться лише шляхом підігріву низу колони, то десорбер буде схожий на звичайну ректифікаційну колону.

Застосування двоступеневих абсорберів, абсорбційно-відпарних колон і десорбера з ректифікаційною секцією дозволяє досягти високого ступеня видобування цільових компонентів із газу на сучасних абсорбційних установках газо- та нафтопереробних заводів, а на газофракціонувальних і абсорбційно-газофракціонувальних із абсорбцією вуглеводневих газів – проводити стабілізацію широких фракцій.

Простий тарілчастий абсорбер (рис.8.61) являє собою вертикальний апарат, у верхній частині корпусу 1 якого встановлено краплевіддільник 2, який запобігає винесенню абсорбенту потоком газу. Контактуювання газового потоку та абсорбенту здійснюється на контактних тарілках 3 тієї чи іншої конструкції. Для ремонту та монтажу внутрішніх пристроїв абсорбера через 4 – 5 тарілок встановлені люки-лази 4. У нижній частині корпус апарата приварений до опорної обичайки 5.

Простий насадковий абсорбер (рис.8.62) у верхній частині оснащений розподільником 2 регенованого абсорбенту. Шар насипної або регулярної насадки спирається на опорні решітки 4. Для завантаження і вивантаження насадки служать люки 5 і 7.

На рис.8.63 наведена конструкція багатофункціонального апарата, що складається із трьох секцій. Вихідний газ тангенціально розташованим штуцером надходить у першу за ходом газу секцію сепарації. Відділення краплинної рідини в цій секції здійснюється при проходженні газу через сітчастий відбійник 1 і сепараційну тарілку 2, на якій встановлені відцентрові сепарувальні елементи. Друга секція призначена для осушення газу і містить чотири тарілки 4 із контактними елементами відцентрового типу.

Кожен прямотечійний відцентровий елемент складається із циліндричного корпусу 12 і оснащений у нижній частині тангенціальним завихрювачем 17. У різних модифікаціях таких елементів тангенціальний завихрювач може бути замінений на осьовий або комбінований. На невеликій відстані від полотна тарілки 11 відцентровий елемент оснащений трубкою 15, що служить для подачі рідини в центр елемента. Над трубкою у центральній частині по осі елемента встановлена конічна чашка 14, що забезпечує звуження потоку газу, який створює область зниженого тиску. Завдяки зменшенню тиску всередині елементів рідина по трубці 15, що має отвір 16 у нижній частині, подається всередину

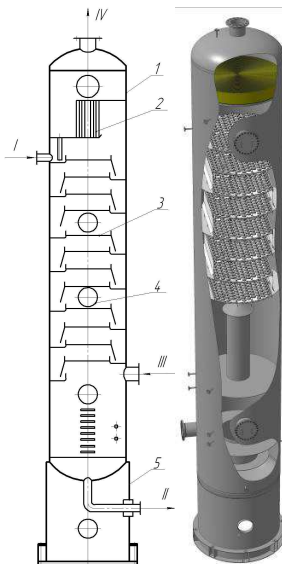


Рисунок 8.61 – Тарілчастий абсорбер: 1 – корпус колони; 2 – краплевіддільник; 3 – тарілка; 4 – люк; 5 – опора; I – абсорбент; II – насичений абсорбент; III – сирий газ; IV – сухий газ

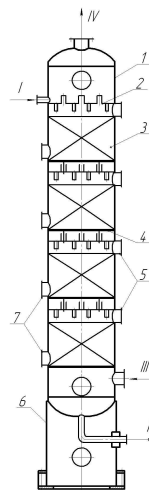


Рисунок 8.62 – Насадковий абсорбер: 1 – корпус колони; 2 – розподільна тарілка; 3 – насадка; 4 – опорна решітка; 5 – завантажувальні люки; 6 – опора; 7 – люки вивантаження насадки; I – абсорбент; II – насичений абсорбент; III – сирий газ; IV – сухий газ

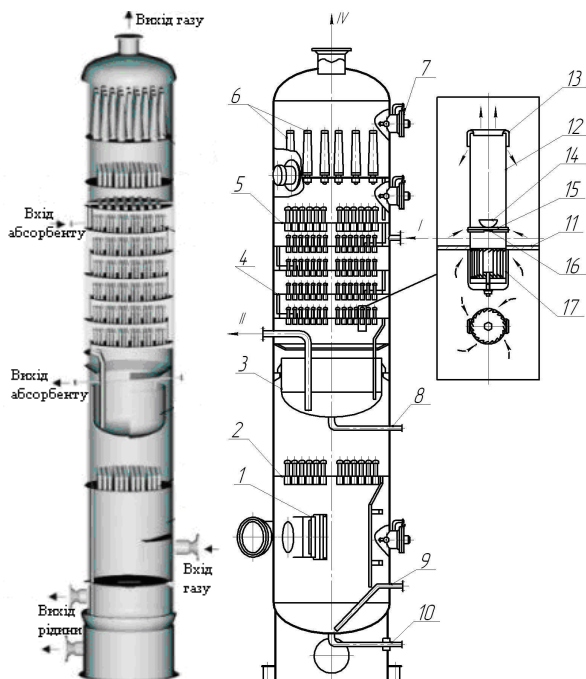


Рисунок 8.63 – Багатофункціональний абсорбер для очищення і осушення природного газу:

- 1 – сітчастий відбійник; 2, 5 – сепаратійні тарілка; 3 – внутрішня смінь насиченого абсорбенту; 4 – тарілка з контактними елементами відцентрового типу; 6 – фільтр-патрони; 7 – люк-лаз; 8, 10 – штуцер для дренажу; 9 – штуцер відведення рідини; 11 – полотно тарілки; 12 – циліндричний корпус відцентрового елемента; 13 – відбійник; 10 – штуцер відведення рідини; 11 – полотно тарілки; 12 – циліндричний корпус відцентрового елемента; 13 – відбійник; 14 – конічна чашка; 15 – трубка для подачі рідини; 16 – отвір; 17 – тангенціальний завихрювач; I – абсорбент; II – насичений абсорбент; III – сирий газ; IV – сухий газ

одним або групою компонентів.

Принцип роботи ректифікаційної колони базується на міжфазній взаємодії парової та рідкої фаз. Парова фаза утворюється в результаті кипіння рідини на тарілці, при цьому парова фаза збагачується низькокиплячим компонентом. Рідка фаза перетікає із вищерозташованих тарілок на нижче – розташовані, при цьому за рахунок конденсації парів виділяється тепло конденсації, під дією якого рідина закипає і виділяє пари, збагачені низькокиплячим компонентом.

У ректифікаційних колонах можна виділити такі частини або секції:

- випарну (секція живлення) – де здійснюється уведення продукту, випарювання легких фракцій і опускання важких фракцій у нижню частину колони;
- верхню – концентраційну (зміцнювальну);
- відпарну (внутрішню або виносну), де відбувається додаткове відділення легких нестабільних фракцій від готового

елемента. При контакті із закрученим потоком газу рідина розподіляється по стінці елемента і піднімається вгору. Для відділення плівки рідини від потоку газу служить відбійник 13 у формі напівтора. Насичений абсорбент збирається у внутрішній ємності 3, звідки він відводиться на регенерацію. Остання за ходом газу секція уловлювання абсорбенту утворена сепаратійною тарілкою 5 і тарілкою, на якій встановлені фільтр-патрони 6. Фільтр-патрони виконані у вигляді перфорованого циліндричного каркаса із намотуванням 10–15 шарів скловолокна. Зсередини і зовні шар фільтрувального матеріалу закріплений двома-трьома шарами рукавної сітки.

Багатофункціональний абсорбер (БФА) із комбіне-ваними контактними пристроями (рис.8.64) відрізняється від описаного вище наявністю насадок контактних пристроїв між тарілками.

Ректифікаційна колонна апаратура призначена для розділення однорідних бінарних і багатокомпонентних сумішей на окремі компонент и або на фракції, збагачені

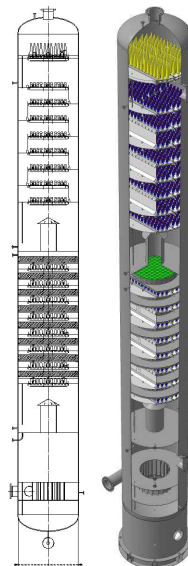


Рисунок 8.64 – БФА із комбінованими контактними пристроями (виробник СумДУ)

продукту (у випадках відбору готових продуктів із проміжних тарілок);

– відгінну – де відбувається відгін легких фракцій, захоплених рідиною, що стікає із нижньої тарілки концентраційної частини;

– нижню, що служить ємністю важких невідпарених фракцій, що відкачуються насосом.

Кількість і взаємне розташування внутрішнього обладнання в колоні залежать від технологічних вимог.

Ректифікаційні колони, крім класифікаційних ознак, наведених у п.6.1, також мають додаткові показники, що характеризують періодичність їх дії, призначення, особливості конструкції і т. д.

Призначення колон визначається стадією переробки нафти або газу. За цією ознакою виділяють такі основні типи колон:

– атмосферної і вакуумної перегонки нафти і мазуту;

– вторинної перегонки бензину;

– стабілізації нафти; газоконденсату, нестабільних бензинів;

– фракціонування нафтозаводських, нафтових і природних газів;

– перегонки продуктів реакцій на установках хімічної переробки вуглеводневої сировини (каталітичний крекінг, термічний крекінг, гідрокрекінг, коксування і т. д.).

За періодичністю роботи ректифікаційні колони для поділу простих і складних сумішей поділяються на періодичні та безперервні.

Ректифікація простих та складних сумішей здійснюється в колонах періодичної або безперервної дії.

Колони періодичної дії застосовують на установках малої продуктивності за необхідності відбору великої кількості фракцій і високої чіткості поділу (рис.8.65). Складовими частинами таких установок є перегінний куб 1, ректифікаційна колона 2, конденсатор 3, холодильник 5 і ємності.

Початкову сировину заливають у куб, підігрів проводять глухим паром. У перший період роботи ректифікаційної установки відбирають найбільш леткий компонент суміші, потім компоненти із більш високою температурою кипіння (бензол, толуол і т. д.). Найбільш висококиплячі компоненти суміші залишаються у кубі, утворюючи кубовий залишок. По закінченні процесу ректифікації цей залишок охолоджують і відкачують. Куб знову заповнюють сировиною і ректифікацію відновлюють.

Періодичністю процесу обумовлені більша витрата тепла, менша продуктивність установки і менш ефективне використання обладнання.

Установки з колонами безперервної дії цих недоліків не мають. Принципова схема такої установки наведена на рис.8.66. Установка складається з підігрівача сировини 1, ректифікаційної колони 2, теплообмінників 3, конденсатора-холодильника 4 і кип'ятильника 5. Нагріта сировина вводиться в ректифікаційну колону, де відбувається її розділення на рідку і парову фази. У результаті ректифікації зверху колони відбирається головний продукт і знизу колони – залишок.

У газо- і нафтопереробці в основному застосовують ректифікаційні колони безперервної дії. Залежно від числа одержуваних продуктів при розділенні багатоконпонентних сумішей розрізняють прості і складні ректифікаційні колони.

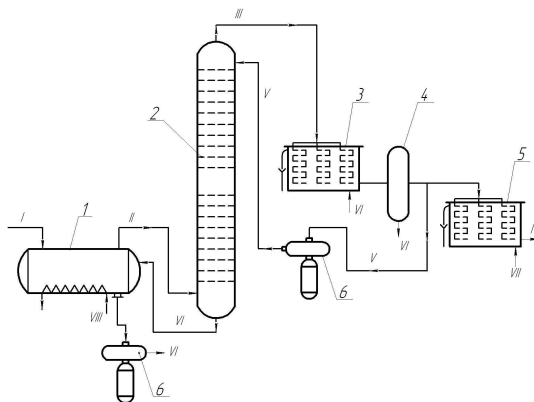


Рисунок 8.65 – Установка з періодичною ректифікаційною колоною:

- 1 – куб; 2 – ректифікаційна колона; 3 – конденсатор-холодильник; 4 – акумулятор; 5 – холодильник; 6 – насос;
 I – сировина; II – пари; III – пари верхнього продукту;
 IV – верхній продукт; V – зрошення; VI – нижній продукт; VII – вода; VIII – водяна пара

Простою називають колону, в якій вихідна суміш розділяється на два продукти: дистилят – продукт, збагачений легколетким (низькокиплячим) компонентом, що відводиться з верхньої частини колони; кубовий залишок – продукт, збагачений важколетким (високиплячим) компонентом, що відбирається з нижньої частини колони. До них відносять колони стабілізації, вторинної перегонки бензину і дизельного палива. Прості колони, у свою чергу, поділяються на повні і неповні. У повній ректифікаційній колоні (рис.8.67 а) передбачається наявність концентраційної і відгонної частин, крім того, є регламентовані вимоги до якості верхнього та нижнього продуктів. У неповній ректифікаційній колоні наявна лише одна частина: концентраційна, або відгонна (рис.8.67 б, в). У першому випадку особливих вимог до нижнього продукту не висувають, у другому – немає регламентації якості верхнього продукту. У зміцнювальну колону сировина подається в паровій фазі під нижню тарілку (рис.8.67 б), у відгінну – в рідкій фазі на верхню тарілку колони (рис.8.67 в).

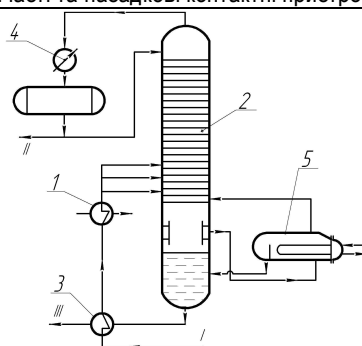


Рисунок 8.66 – Установка з ректифікаційною колоною безперервної дії:

- 1 – підігрівач; 2 – ректифікаційна колона; 3 – теплообмінник;
- 4 – конденсатор-холодильник;
- 5 – кип'ятильник;
- I – сировина; II – верхній продукт; III – нижній продукт

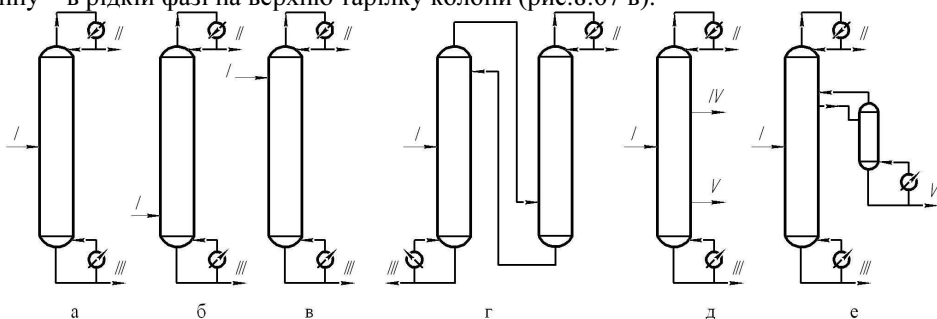


Рисунок 8.67 – Схеми ректифікаційних колон:

- 1 – проста повна; 2 – проста неповна концентраційна; 3 – проста неповна відгінна;
- г – проста розрізна; д – складна із відбором проміжних фракцій боковими погонями;
- е – складна з відбором додаткового продукту через зовнішню відпарну колону (стрипінг-секцію);
- I – сировина; II – верхній продукт; III – нижній продукт; IV – проміжна фракція дистиляту;
- V – проміжна фракція кубового залишку; VI – додатковий продукт зі стріпінг-секції

Якщо вихідна суміш складається із компонентів із близькими температурами кипіння, то для її розділення необхідна ректифікаційна колона з великим числом контактних елементів. У таких випадках для зменшення загальної висоти і зниження експлуатаційних витрат колону виготовляють і встановлюють як розрізну (наприклад, ізопентанова колона газофракціонуальної установки) (рис.8.67 г).

Складні ректифікаційні колони розділяють вихідну суміш більш ніж на два продукти. Розрізняють складні колони з відбором додаткових фракцій безпосередньо з колони у вигляді бічних погонів (рис.8.67 д) та колони, у яких додаткові продукти відбирають із спеціальних відпарних колон, які мають назву стріпінг-секції (рис.8.67 е). Останній тип колон знайшов широке застосування на установках первинної перегонки нафти, каталітичного крекінгу та ін.

У відпарних колонах (стрипінг-секціях) відбувається відпарювання легких фракцій водяною парою. Подібним чином досягають одержання дистилятів, що відповідають вимогам стандартів за температурами спалаху, початком кипіння, в'язкістю й іншими властивостями. Конструктивно відпарні колони можуть бути розміщені всередині ректифікаційних колон (внутрішні) або у вигляді самостійних колонок (виносні).

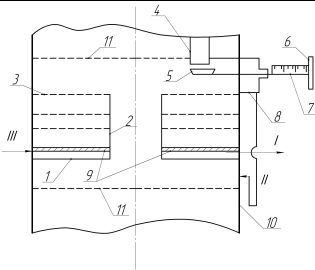


Рисунок 8.68 – Внутрішня відпарна секція: 1 – глуха тарілка; 2 – паровий патрубок; 3 – ректифікаційна тарілка; 4 – зливний стакан; 5 – жолоб; 6 – маховик; 7 – шток; 8 – збірник зрошення; 9 – маточина водяної пари; 10 – гідрозатвор; 11 – тарілка; I – бічна фракція; II – зрошення; III – водяна пара

у днищі апарата. Пари нафтових фракцій і водяної пари повертаються назад в основну колону. Залежно від необхідної чіткості розділення бічного погона виносні колони мають від чотирьох до восьми тарілок. Висота основної колони в цьому випадку є меншою.

Для утворення зустрічних потоків пари і рідини на верху ректифікаційних колон відводять тепло, внизу – підводять. Теплопідведення здійснюють трьома основними способами: за допомогою парціального конденсатора; холодним (гострим) зрошенням, яке випарюється; циркуляційним зрошенням, яке не випарюється. Підведення тепла здійснюється за допомогою парціального кип'ятильника або гарячим струменем.

Для розділення бінарних чи багатокомпонентних сумішей на два компоненти досить однієї простої колони (якщо не висуваються високі вимоги до чистоти продукту). Для розділення багатокомпонентних неперервних або дискретних сумішей на більш ніж два компоненти (фракції) може застосовуватися одна складна колона або система простих або складних колон, з'єднаних між собою у певній послідовності прямими або зворотними паровими або (та) рідинними потоками. Вибір конкретної схеми і робочих параметрів процесів перегонки визначається техніко-економічними і технологічними розрахунками з урахуванням заданих вимог щодо асортименту та чіткості розділення, термостабільності сировини і продуктів, можливості використання доступних і дешевих холодильних агентів, теплоносіїв і т. п.

Основні принципові схеми колонних апаратів наведені нижче. Залежно від специфіки проведення процесу розділення, технологічних параметрів роботи і навантаження за фазами ректифікаційні колони виконуються із постійним і змінним за висотою діаметром корпусу (рис.8.70).

Як правило, перегонку нафти і мазуту проводять відповідно при атмосферному тиску й у вакуумі при максимальній (без крекінгу) температурі нагріву сировини з відпарюванням легких фракцій водяною парою (рис.8.71). Багатокомпонентний склад залишків перегонки вимагає також організації чіткого відділення від них фракцій дистилатів, у тому числі і високоефективної сепарації фаз при одноразовому випарюванні сировини. Для цього

Внутрішні відпарні колони (рис.8.68) містять у середньому дві-три масообмінні тарілки і одну глуху з горловиною. З цієї горловини нафтові пари переводяться з нижньої секції у верхню. Подача водяної пари здійснюється по маточині, розташованій над глухою тарілкою. З цієї ж тарілки відбирається бічна фракція. Перетікання флегми з секції в секцію здійснюється гідрозатвором 10. Кількість флегми, яку подають у секцію, регулюють за допомогою маховика 6. При внутрішніх стріпінг-секціях колони має велику висоту.

Виносні відпарні колони бувають односекційні (рис.8.69 а) і багатосекційні (рис.8.69 б). В обох випадках бічний погон з основної колони перетікає на верхню тарілку відповідної відпарної. Рухаючись униз, дистилат обробляється водяною парою, що надходить через маточину, розташовану

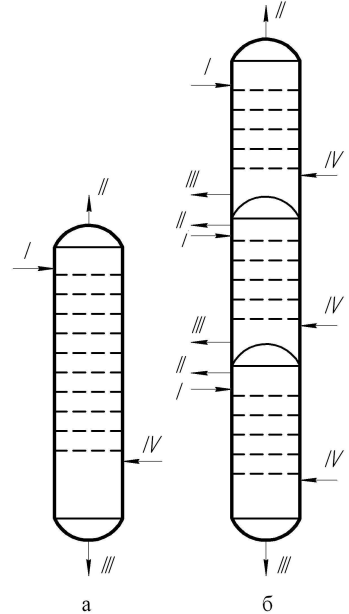


Рисунок 8.69 – Виносна відпарна колона:

а – односекційна; б – багатосекційна; I – вхід фракції; II – вихід парів; III – вихід фракції; IV – вхід парів

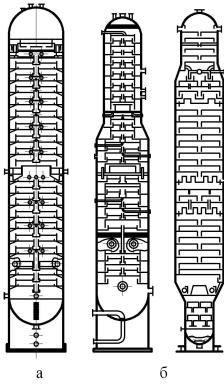


Рисунок 8.70 – Ректифікаційні колони:
а – із постійним по висоті діаметром корпусу;
б – зі змінним по висоті діаметром корпусу

встановлюють відбійні елементи, що і дозволяє уникнути винесення крапель паровим потоком.

Нафта, нагріта в печі, надходить у секцію живлення 1 складної колони 3, де відбувається однократне її випарювання з відділенням у сепараційній секції 2 парів дистильованої фракції від мазуту. Пари, піднімаючись із секції живлення назустріч флегмі (зрошенню), розділяються ректифікацією на цільові фракції, а з мазуту за рахунок відпарювання водяною парою в нижній відпарній секції 5 виділяються легкокиплячі фракції. Відпарювання легкокиплячих фракцій бічних погонів виробляють у бічних відпарних секціях (колонах) 4 водяною парою або «глухим» підігрівом. Зрошення у складній колоні 3 створюється конденсацією пари вгорі колони і в проміжних її перерізах. Аналогічно організовується і процес розділення мазуту у вакуумній колоні.

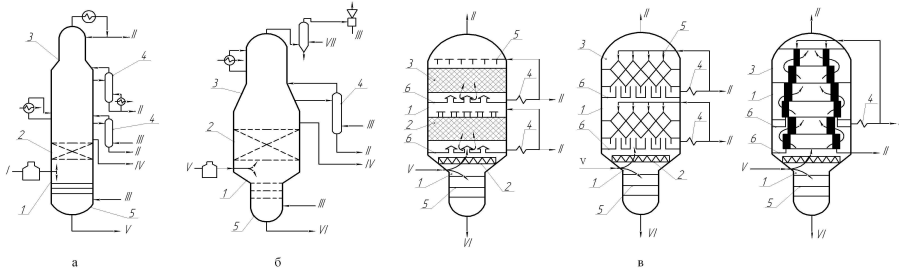


Рисунок 8.71 – Принципові схеми колон перегонки нафти і мазуту:

а – атмосферна колона для перегонки нафти; б – вакуумна колона для перегонки мазуту; в – варіанти вакуумних насадок колон для перегонки мазуту; 1 – секція живлення; 2 – сепараційна секція; 3 – складна колона; 4 – бічні відпарні секції; 5 – нижня відпарна секція; I – нафта; II – дистильовані фракції; III – водяна пара; IV – затемнений продукт; V – мазут; VI – гудрон; VII – вода

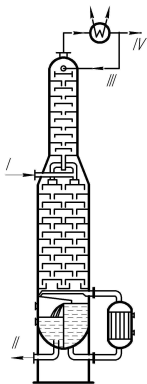


Рисунок 8.72 – Стабілізаційна колона:
I – початкова нафта;
II – стабільна нафта;
III – нестабільний газовий бензин (газовий конденсат);
IV – сухий газ

Стабілізаційна колона (рис.8.72) призначена для відгону з нафти нестабільної легкої частини (пропан-бутанових і частково бензолних фракцій) з метою зменшення втрат нафти при її подальшому транспортуванні. Процес стабілізації здійснюється під тиском і при підвищених температурах. Після відділення легких вуглеводнів з нафти вона стає стабільною і може транспортуватися до нафтопереробних заводів без втрат. Відокремившись у стабілізаційній колоні, легкі фракції конденсуються і перекачуються на газофракціонуючі установки для подальшої переробки. При цьому як основний продукт також отримують конденсат або регенований абсорбент. Конденсат далі йде на переробку в колону стабілізації конденсату, що працює за тим самим принципом. Колони фракціонування газів мають схожу конструкцію, відрізняючись лише технологічними параметрами проведення процесу, кількістю контактних ступенів, навантаженнями за вихідною сировиною і характеристиками продукції, що одержується. Як правило, вони виконуються із постійним за висотою діаметром корпусу (рис.8.70 а).

Запитання для самоперевірки

1. Дайте загальну характеристику колонних апаратів газо- і нафтопереробних виробництв, наведіть їх класифікаційні ознаки.
2. Наведіть схематично основні конструкції колонних апаратів за типом контактних пристроїв та опишіть принцип їх дії.
3. Які основні способи організації контакту між газом і рідиною та їх взаємного руху використовують у колонних апаратах? Наведіть їх короткий опис.
4. Перелічіть основні внутрішні пристрої колонних апаратів та їх функції.
5. Які конструкції контактних пристроїв застосовуються в колонних апаратах? Наведіть основні їх види, визначте сферу застосування. Які вимоги висуваються до контактних пристроїв колонних апаратів?
6. Що таке масообмінна тарілка? Наведіть класифікацію тарілчастих контактних пристроїв за конструктивними ознаками. Наведіть схематично приклади тарілок різних типів.
7. опишіть принцип дії тарілчастих контактних пристроїв барботажного, струминного і вихрового типів, супроводжуючи опис схематичним зображенням. Виділіть основні режими роботи наведених контактних пристроїв.
8. У чому відмінність у конструкції і принципі дії провальних тарілок і тарілок із переливними пристроями? Зобразіть схематично кожен з цих типів тарілок із коротким описом.
9. Яким чином обирається відстань між тарілками?
10. Наведіть схеми типових конструкцій тарілок, які знайшли найбільше поширення в колонних апаратах газо- і нафтопереробних виробництв, дайте опис принципу їх дії.
11. Наведіть порівняльну характеристику розглянутих типів тарілок, визначте їх переваги та недоліки.
12. Перелічіть основні характеристики тарілок колонних апаратів.
13. Дайте визначення насадки, відзначте особливості її роботи порівняно з тарілкою та дайте їх класифікацію.
14. Перелічіть основні характеристики насадок та опишіть режими роботи насадкових апаратів зі схематичним зображенням зміни швидкості руху газу і опору апарата.
15. Розкрийте відмінність між насадками регулярного і нерегулярного типів, дайте їх порівняльну характеристику, опишіть переваги й недоліки кожного із зазначених типів.
16. Наведіть схематично основні типи насадок, які застосовуються в колонних апаратах газо- і нафтопереробних виробництв, подайте їх короткий опис.
17. Порівняйте характеристики тарілчастих і насадкових колон, визначте переваги та недоліки в їх конструкції і роботі.
18. Яким вимогам повинна відповідати конструкція пристроїв для уведення потоків у колонний апарат? Наведіть схеми основних конструкцій цих вузлів і дайте їх опис.
19. Які пристрої для забезпечення змочування насадки встановлюються в колонні апарати? Викладіть критерії вибору цих пристроїв, схематично зобразіть їх конструкцію.
20. Поясніть схематично будову, принцип дії та основні конструкції краплевловлювачів для колонних апаратів.
21. Наведіть основні схеми абсорбційних колон, поясніть їх принцип дії та сфера застосування.
22. Представте схематично конструкції найбільш поширених колонних апаратів для проведення процесів ректифікації, наведіть їх опис та визначте сферу застосування.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 8.1. Розрахувати основні розміри (діаметр та висоту) абсорбційної колони для осушування 300 тис. $\text{м}^3/\text{годину}$ природного газу (молекулярна маса $M = 23$) диетиленгліколем (ДЕГ). Тиск в апараті 1,47 МПа. Температура контакту сирого природного газу (на вході в абсорбер) 27°C (початковий вологовміст $250 \cdot 10^{-5} \text{ кг}/\text{м}^3$), температура точки роси осушеної вуглеводневої газової суміші «мінус» 10°C (кінцевий вологовміст $23 \cdot 10^{-5} \text{ кг}/\text{м}^3$). Вміст ДЕГ у свіжому (концентрованому) розчині 0,98 мас. часток. Втрати ДЕГ при його випаровуванні та винесенні з колони осушеним газом, а також розчинність вуглеводневих компонентів у ДЕГ не враховувати.

Об'ємна витрата вуглеводневої сировини за робочих умов в абсорбері V , $\text{м}^3/\text{с}$ [45]:

$$V = V_0 \frac{zP_0T}{PT_0} = \frac{300 \cdot 10^3}{3600} \cdot \frac{0,95 \cdot 0,1 \cdot (273 + 27)}{1,47 \cdot 273} = 5,92,$$

де V_0 – об'ємна витрата природного газу за нормальних умов, $\text{м}^3/\text{с}$; z – коефіцієнт стисливості газу в абсорбері (визначається залежно від значень наведених температури та тиску, беремо $z = 0,95$ [60,70]); P_0 та T_0 – тиск, МПа, та температура, К, газу відповідно за нормальних умов ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_0 = 273$ К [60]); P та T – тиск, МПа, та температура, К, газу відповідно в робочих умовах абсорбції (в абсорбері).

Масова витрата природного газу G , $\text{кг}/\text{с}$:

$$G = V\rho = 5,92 \cdot 14,2 = 84,06,$$

де ρ – густина природного газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$\rho = \frac{M}{22,4} \cdot \frac{PT_0}{zP_0T} = \frac{23}{22,4} \cdot \frac{1,47 \cdot 273}{0,95 \cdot 0,1 \cdot (273 + 27)} = 14,2.$$

Кількість води, що поглинається G_w , $\text{кг}/\text{с}$:

$$G_w = (C_n - C_k)V = (250 \cdot 10^{-5} - 23 \cdot 10^{-5}) \cdot 5,92 = 13,4 \cdot 10^{-3},$$

де C_n та C_k – початковий та кінцевий вологовміст вуглеводневого газу, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Витрата свіжого (концентрованого) розчину ДЕГ $G_{\text{ДЕГ}}$, $\text{кг}/\text{с}$, що подається в абсорбційну колону [26]:

$$G_{\text{ДЕГ}} = G_w x_2 / (x_1 - x_2) = 13,4 \cdot 10^{-3} \cdot 0,97 / (0,98 - 0,95) = 0,43,$$

де x_1 та x_2 – концентрація ДЕГ у свіжому (концентрованому) та насиченому (розбавленому) розчині відповідно (припускаємо, що $x_2 = 0,95$), мас. частки.

Витрата насиченого розчину ДЕГ $G_{\text{ДЕГн}}$, $\text{кг}/\text{с}$ (втрати ДЕГ при його випаровуванні та винесенні з колони осушеним газом, а також розчинність вуглеводневих компонентів у ДЕГ не враховуємо) [26]:

$$G_{\text{ДЕГн}} = G_{\text{ДЕГ}} + G_w = 0,43 + 13,4 \cdot 10^{-3} = 0,443.$$

Кількість зволоженої газової сировини G_c , $\text{кг}/\text{с}$:

$$G_c = G + C_n V = 84,06 + 250 \cdot 10^{-5} \cdot 5,92 = 84,07.$$

Діаметр абсорбційної колони D , м, в найбільш навантаженому перетині (під нижньою тарілкою) розраховують за залежністю [26]:

$$D = \frac{\frac{1800 G_{\text{ДЕГн}}}{\rho_{\text{ДЕГ}}} + \sqrt{(K_0 C + 35) \frac{3600 G_c}{\sqrt{\rho(\rho_{\text{ДЕГ}} - \rho)}}}}{K_0 C + 35},$$

де K_0 та C – коефіцієнти, що визначаються типом масообмінних тарілок та відстанню між ними в абсорбційній колоні (для тарілок з S-подібними елементами та при відстані між ними $h_m = 0,6$ м беремо $K_0 = 0,25$, $C = 480$ [26]); $\rho_{\text{ДЕГ}}$ – густина розчину гліколю ($\rho_{\text{ДЕГ}} = 1110 \text{ кг}/\text{м}^3$ [26]), $\text{кг}/\text{м}^3$.

$$D = \frac{1800 \cdot 0,443}{1110} + \frac{\sqrt{(0,25 \cdot 480 + 35) \cdot 3600 \cdot 84,07}}{\sqrt{14,2(1110 - 14,2)}} = 3,93.$$

Беремо найближче більше стандартне значення $D = 4,0$ м.

Робоча висота апарата H , м:

$$H = h_1 + h_2 + h_3,$$

де h_1 – висота кубової (нижньої) частини апарата (беремо $h_1 = 1,5$ м), м; h_2 – висота тарілчастої (середньої, зайнятої тарілками) частини апарата, м; h_3 – висота сепараційної (верхньої) частини апарата (беремо $h_3 = 1,5$ м), м.

$$h_2 = (N-1)h_m,$$

де N – кількість робочих тарілок у колоні, шт.

$$N = N_m / \eta,$$

де N_m – кількість теоретичних тарілок (визначається графічним способом – побудуванням ступінчастої лінії між робочою та рівноважною лініями процесу абсорбції, за практичним даними для абсорбера осушування природного газу допустимо брати $N_m = 2$ [11]), шт.; η – ККД тарілок (ККД тарілок промислових абсорберів гліколевого осушування лежить у межах $\eta = 0,25 \div 0,4$ [26]).

Тоді

$$N = 2/0,25 = 8 \text{ шт.},$$

$$h_2 = (8-1) \cdot 0,6 = 4,2 \text{ м},$$

$$H = 1,5 + 4,2 + 1,5 = 7,2 \text{ м}.$$

Приклад 8.2. Розрахувати абсорбер установки гідрокрекінгу для очищення 30 тис. $\text{м}^3/\text{годину}$ газу із вмістом водню (молекулярна маса $M = 7,83$) від сірководню (молекулярна маса $M = 34$) розчином моноетаноламіну (МЕА, молекулярна маса $M = 61,1$). Тиск в абсорбері 3,0 МПа. Температура газу на вході в абсорбер 35 °С, температура очищеного газу 40 °С. Ентальпія газу на вході в апарат 421 кДж/кг, на виході – 462 кДж/кг. Склад вихідного газу, мольн. частки: H_2 – 0,700; CH_4 – 0,224; C_2H_6 – 0,022; C_3H_8 – 0,016; C_4H_{10} – 0,008; H_2S – 0,030. Ступінь видалення сірководню 99 %. Концентрація розчину МЕА 15 % (мас.). Температура регенованого розчину МЕА 42 °С.

Витрата розчину МЕА $G_{\text{МЕА}}$, кг/с, що циркулює в установці [65]:

$$G_{\text{МЕА}} = 6,3 \frac{yV_0M}{cx} = 6,3 \cdot \frac{0,03 \cdot (30 \cdot 10^3 / 3600) \cdot 61,1}{0,3 \cdot 15} = 21,4,$$

де V_0 – об'ємна витрата газу за нормальних умов ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_0 = 273$ К [60]), $\text{м}^3/\text{с}$; y – мольна частка кислих компонентів (H_2S) у газі; x – масова частка МЕА в розчині, % (мас.); M – молекулярна маса МЕА; c – відношення числа молей кислих газів до числа молей МЕА (відповідно до рекомендацій [65] беремо $c = 0,3$ моль/моль).

Об'єм поглинутого сірководню $V_{\text{H}_2\text{S}}$, $\text{м}^3/\text{с}$:

$$V_{\text{H}_2\text{S}} = G_{\text{МЕА}}(y_1 - y_2) = (30 \cdot 10^3 / 3600)(0,03 - 0,0003) = 0,25,$$

де y_1 та y_2 – мольна (об'ємна) частка сірководню у вихідному та очищеному газі відповідно.

Густина газу, що очищується, ρ_0 , $\text{кг}/\text{м}^3$, та сірководню $\rho_{\text{H}_2\text{S}}$, $\text{кг}/\text{м}^3$, за нормальних умов [45]:

$$\rho_0 = M/22,4 = 7,83/22,4 = 0,35,$$

$$\rho_{\text{H}_2\text{S}} = M/22,4 = 34/22,4 = 1,52.$$

Масова витрата газу G , кг/с:

$$G = V_0 \rho_0 = (30 \cdot 10^3 / 3600) \cdot 0,35 = 2,9.$$

Кількість тепла, що виділяється при поглинанні сірководню Q_1 , кВт [65]:

$$Q_1 = q V_{\text{H}_2\text{S}} \rho_{\text{H}_2\text{S}} = 1905 \cdot 0,25 \cdot 1,52 = 724,$$

де q – тепловий ефект реакції взаємодії (хемосорбції) H_2S та МЕА ($q = 1905$ кДж/кг [65]),

кДж/кг.

Кількість тепла, необхідного для нагрівання газу, що очищається, Q_2 , кВт [65]:

$$Q_2 = V_0 \rho_0 (I_1 - I_2) = (30 \cdot 10^3 / 3600) \cdot 0,35 \cdot (462 - 421) = 120,$$

де I_1 та I_2 – ентальпія газу на вході в абсорбер та виході відповідно, кДж/кг.

За рекомендаціями [65] температура насиченого розчину MEA на виході з абсорбера повинна бути не вище 50 °С. Температура регенованого розчину, що подається на верх абсорбера, повинна бути на 1 – 6 °С вищою від температури газу, що виходить з абсорбера (за умови задачі $t_{MEA} = 42$ °С).

Підвищення температури поглинального розчину (абсорбенту) Δt , °С:

$$\Delta t = \frac{Q_1 - Q_2}{G_{MEA} c_{MEA}} = \frac{724 - 120}{21,4 \cdot 3,97} = 7,$$

де c_{MEA} – питома теплоємність абсорбенту (при середній температурі 45 °С $c_{MEA} = 3,97$ кДж/(кг·К) [26]), кДж/(кг·К).

Температура насиченого розчину абсорбенту $t_{MEAн}$, °С:

$$t_{MEAн} = t_{MEA} + \Delta t = 42 + 7 = 49 < 50,$$

відповідно кількість розчину MEA, що циркулює, є достатньою.

Діаметр абсорбера D , м, з ковпачковими капсульними тарілками [65]:

$$D = \frac{\frac{1800 G_{MEA}}{\rho_{MEA}} + \sqrt{(K_0 C + 35) \frac{3600 G}{\sqrt{\rho(\rho_{MEA} - \rho)}}}}{K_0 C + 35},$$

де K_0 та C – коефіцієнти, що визначаються типом масообмінних тарілок та відстанню між ними в абсорбційній колоні (для ковпачкових капсульних тарілок та при відстані між ними $h_m = 0,6$ м беремо $K_0 = 0,25$, $C = 480$ [65]); ρ – густина газу за робочих умов, кг/м³; ρ_{MEA} – густина розчину гліколю ($\rho_{MEA} = 1018$ кг/м³ [26, 65]), кг/м³.

$$\rho = \rho_0 \frac{PT_0}{P_0 T} = 0,35 \frac{3,0 \cdot 273}{0,1 \cdot (273 + 35)} = 9,31,$$

$$D = \frac{\frac{1800 \cdot 21,4}{1018} + \sqrt{(0,25 \cdot 480 + 35) \frac{3600 \cdot 2,9}{\sqrt{9,31(1018 - 9,31)}}}}{0,25 \cdot 480 + 35} = 1,09 \text{ м.}$$

Беремо найближче більше стандартне значення $D = 1,2$ м.

Робоча висота апарата H , м:

$$H = h_1 + h_2 + h_3,$$

де h_1 – висота кубової (нижньої) частини апарату (беремо $h_1 = 1,5$ м), м; h_2 – висота тарілчастої (середньої, зайнятої тарілками) частини апарата, м; h_3 – висота сепараційної (верхньої) частини апарата (беремо $h_3 = 1,5$ м), м.

$$h_2 = (N - 1) h_m,$$

де N – кількість робочих тарілок у колоні (необхідний ступінь очищення газу забезпечується при 4 – 5 теоретичних (15 – 20 робочих) тарілках в абсорбері [65]), шт.

$$h_2 = (20 - 1) \cdot 0,6 = 11,4 \text{ м,}$$

$$H = 1,5 + 11,4 + 1,5 = 14,4 \text{ м.}$$

Приклад 8.3. Визначити діаметр ректифікаційної колони установки каталітичного крекінгу, якщо припустити, що максимальний об'єм пари знаходиться у верхній частині колони. Кількість парів нафтопродукту 50 тис. кг/годину (молекулярна маса $M = 120$), кількість газу 7,5 тис. кг/годину (молекулярна маса $M = 40$), кількість водяної пари 3 тис. кг/годину. Абсолютний тиск зверху колони 950 мм рт. ст. Температура зверху колони 150 °С. Густина рідини на верхній тарілці $\rho_{150} = 689$ кг/м³.

Максимальна витрата пари V , м³/с, що проходить по перерізу зверху колони [13]:

$$V = 22,4 \frac{P_0 T}{P T_0} \left(\frac{G_1}{120} + \frac{G_2}{40} + \frac{G_6}{18} \right) =$$

$$= 22,4 \cdot \frac{760 \cdot (273 + 150)}{950 \cdot 273} \left(\frac{50 \cdot 10^3 / 3600}{120} + \frac{7,5 \cdot 10^3 / 3600}{40} + \frac{3 \cdot 10^3 / 3600}{18} \right) = 6,1,$$

де P_0 та T_0 – тиск та температура пари відповідно за нормальних умов ($P_0=760$ мм рт. ст., $T_0 = 273$ К [60]); P – абсолютний тиск у колоні, мм рт. ст.; T – температура пари, К; G_1 та G_2 – масова витрата нафтових парів та газу, кг/с; G_6 – масова витрата водяної пари, кг/с.

Густина парів ρ_n , кг/м³, визначається з рівняння:

$$\rho = \frac{G_1 + G_2 + G_6}{V} = \frac{(50 + 7,5 + 3) \cdot 10^3}{3600 \cdot 6,1} = 2,73.$$

Допустима швидкість пари w , м/с [7]:

$$w = 0,0344 \cdot \sqrt{\frac{\rho_p}{\rho_n}} = 0,0344 \cdot \sqrt{\frac{689}{2,73}} = 0,547,$$

де ρ_p та ρ_n – густина рідини при температурі в колоні та парів (нафтові та водяні), кг/м³.

Діаметр колони D , м:

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 6,1}{3,14 \cdot 0,547}} = 3,74.$$

Беремо найближче більше стандартне значення $D = 4,0$ м. У цьому випадку швидкість пари в колоні буде менша від припустимої, і розрахована колона не буде лімітувати несуттєве збільшення продуктивності.

Приклад 8.4. Визначити основні розміри колони стабілізації бензину установки АВТ. Сировина – нестабільний бензин (характеризуючий фактор $K = 12$, коефіцієнт стисливості парів $z = 0,89$) у кількості 60 т/годину потрапляє в колона в рідкому стані при температурі 150 °С. Тиск у колоні 0,9 МПа, температура верху 90 °С, низу – 170 °С. Трикратне гостре зрошення подається з температурою 40 °С (молекулярна маса $M = 53$). Вихід стабільного бензину (відносна густина $\rho_4^{20} = 0,702$, молекулярна маса $M = 97$, коефіцієнт стисливості парів $z = 0,78$) становить 53 т/годину. Ентальпії рідинних та парових потоків визначити за ентальпійними графіками [65].

З матеріального балансу колони–стабілізатора визначається кількість дистиляту (головка стабілізації) G_D , кг/с:

$$G_D = G_F - G_W = (60 \cdot 10^3 - 53 \cdot 10^3) / 3600 = 1,94,$$

де G_F та G_W – масові витрати нестабільного (сировини) та стабільного бензину, кг/с.

Витрата пари, що виходить верху колони, G_V , кг/с:

$$G_V = G_D + G_R = G_D(R+1) = 1,94 \cdot (3+1) = 7,76,$$

де G_R – масова витрата зрошення колони (флегма), кг/с; R – кратність зрошення (флегмове число).

Тепло, що переходить від конденсатора до холодильника, Q_1 , кВт:

$$Q_1 = G_V(H_V - h_D) = 7,76(577 - 99) = 3,71 \cdot 10^3,$$

де H_V та h_D – ентальпія пари, що виходить зверху колони, та рідини (дистиляту), кДж/кг.

Теплове навантаження кип'ятильника Q_2 , кВт, визначається з теплового балансу колони:

$$Q_F + Q_R + Q_2 = Q_V + Q_W,$$

$$Q_2 = Q_V + Q_W - Q_F - Q_R = G_D(R+1)H_V + G_W h_W - G_D h_D - G_F h_F - G_R h_R,$$

де h_W та h_W' – ентальпії залишку при температурах 170 °С та 150 °С, кДж/кг; h_D' – ентальпія дистиляту при температурі 150 °С, кДж/кг.

$$Q_2 = 1,94 \cdot (3+1) \cdot 577 + ((53 \cdot 10^3) / 3600) \cdot 401 - 1,94 \cdot 99 - ((53 \cdot 10^3) / 3600) \cdot 348 - 1,94 \cdot 3 \cdot 435 = 3,85 \cdot 10^3.$$

При холодному гострому зрошенні максимальні витрати зустрічних потоків рідини та пари припадають на перетин колони під першою, якщо рахувати зверху, тарілкою.

Максимальна витрата рідинного потоку G_{Rmax} , кг/с, на основі теплового балансу для верхньої тарілки [70]:

$$G_{Rmax} \approx G_R \frac{H_V - h_D}{H_V - h_R} = RG_D \frac{H_V - h_D}{H_V - h_R} = 3 \cdot 1,94 \cdot \frac{577 - 99}{577 - 240} = 8,26,$$

де h_R – ентальпія рідинного потоку при температурі 90 °С, кДж/кг.

Максимальна витрата пари G_{Vmax} , кг/с, що підіймається по колоні [70]:

$$G = G_{Vmax} = G_{Rmax} + G_D = 8,26 + 1,94 = 10,20.$$

Об'ємна витрата пари V , м³/с, що підіймається по колоні [5]:

$$V = \frac{22,4G}{M} \frac{zP_0T}{PT_0} = \frac{22,4 \cdot 10,2}{53} \cdot \frac{0,89 \cdot 0,1 \cdot (273 + 90)}{0,9 \cdot 273} = 0,575,$$

де P_0 та T_0 – тиск, МПа, та температура, К, пари відповідно за нормальних умов ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_0 = 273$ К [60]); P та T – тиск, МПа, та температура, К, пари відповідно в робочих умовах абсорбції (в абсорбері).

Припустима швидкість пари у верхній частині колони w_6 , м/с [45,70]:

$$w_6 \approx 0,051 \cdot \sqrt{\frac{\rho_p - \rho_n}{\rho_n}} = 0,051 \cdot \sqrt{\frac{494 - 17,7}{17,7}} = 0,264,$$

де ρ_p та ρ_n – густина рідини та пари відповідно при температурі 90 °С, кг/м³.

$$\rho_n = G/V = 10,2/0,575 = 17,7 \text{ кг/м}^3.$$

Необхідний переріз S_6 , м², та діаметр D_6 , м, верхньої частини колони:

$$S_6 = V/w_6 = 0,575/0,264 = 2,18,$$

$$D_6 = \sqrt{\frac{4S_6}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,18}{3,14}} = 1,67.$$

Беремо найближче більше стандартне значення $D_6 = 1,8$ м.

Масова витрата, кг/с, парового потоку, що надходить із кип'ятильника в колону:

$$G = Q_2/r = Q_2/(H_V' - h_w) = 3,85 \cdot 10^3 / (695 - 401) = 13,1,$$

де r – теплота випаровування нижнього продукту (стабільного бензину), кДж/кг; H_V' – ентальпія пари при температурі 170 °С, кДж/кг.

Об'ємна витрата пари V , м³/с:

$$V = \frac{22,4 \cdot 13,1}{97} \cdot \frac{0,78 \cdot 0,1 \cdot (273 + 170)}{0,9 \cdot 273} = 0,44.$$

Припустима швидкість пари в нижній частині колони w_6 , м/с [45,70]:

$$w_n \approx 0,051 \cdot \sqrt{\frac{567 - 29,8}{29,8}} = 0,216.$$

Необхідний переріз S_n , м², та діаметр D_n , м, верхньої частини колони:

$$S_n = 0,44/0,216 = 2,04,$$

$$D_n = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,04}{3,14}} = 1,61.$$

Беремо найближче більше стандартне значення $D_n = 1,8$ м.

Робоча висота апарата H , м:

$$H = h_1 + h_2 + h_3,$$

де h_1 – висота кубової (нижньої) частини апарата (беремо $h_1 = 1,5$ м), м; h_2 – висота тарілчастої (середньої, зайнятої тарілками) частини апарата, м; h_3 – висота сепараційної (верхньої) частини апарата (беремо $h_3 = 1,5$ м), м.

$$h_2 = (N - 1)h_m,$$

де N – кількість робочих тарілок у колоні, шт.

На основі практичних даних (додаток А, табл.А.11[70]) беремо число практичних тарілок $N=40$ шт. при відстані між тарілками $h_m=0,6$ м.

$$h_2=(40-1)\cdot 0,6=23,4,$$

$$H=1,5+23,4+1,5=26,4.$$

Задача 8.1. Розрахувати основні розміри (діаметр та висоту) абсорбційної колоні для осушування 100 тис. $\text{нм}^3/\text{годину}$ природного газу (молекулярна маса $M = 23$) триетиленгліколем (ТЕГ, густина при 20°C $\rho_{\text{тл}} = 1124 \text{ кг/м}^3$). Тиск в апараті 1,6 МПа. Температура контакту сирого природного газу (на вході в абсорбер) 20°C (початковий вологовміст $230\cdot 10^{-5} \text{ кг/м}^3$), температура точки роси осушеної вуглеводневої газової суміші «мінус» 15°C (кінцевий вологовміст $15\cdot 10^{-5} \text{ кг/м}^3$). Вміст ТЕГ у свіжому (концентрованому) розчині 0,99 мас. часток. Втрати ТЕГ при його випаровуванні та винесенні з колоні осушеним газом, а також розчинність вуглеводневих компонентів у ТЕГ не враховувати.

Задача 8.2. Розрахувати абсорбер установки гідрокрекінгу для очищення 50 тис. $\text{нм}^3/\text{годину}$ газу із вмістом водню (молекулярна маса $M = 23,2$) від сірководню (молекулярна маса $M = 34$) та вуглекислого газу (молекулярна маса $M = 44$) розчином моноетаноламіну (МЕА, молекулярна маса $M = 61,1$). Тиск в абсорбері 3,9 МПа. Температура газу на вході в абсорбер 42°C . Ентальпія газу на вході в апарат 335 кДж/кг, на виході – 350 кДж/кг. Склад вихідного газу, % (об.): $\text{CH}_4 - 73,4$; $\text{C}_2\text{H}_6 - 9,8$; $\text{C}_3\text{H}_8 - 7,5$; $\text{C}_4\text{H}_{10} - 8,3$; $\text{H}_2\text{S} - 0,8$; $\text{CO}_2 - 0,2$. Вміст діоксиду вуглецю в очищеному газі не повинен перевищувати 0,007 об. частку, а вміст сірководню повинен бути не більше 0,0015 об. частку. Концентрація розчину МЕА 15 % (мас.). Температура регенованого розчину МЕА 44°C .

Задача 8.3. Визначити діаметр колоні якщо максимальний об'єм пари в ній дорівнює $28,6 \text{ м}^3/\text{с}$, а припустима швидкість пари $0,92 \text{ м/с}$.

Задача 8.4. Визначити діаметр ректифікаційної колоні, якщо об'єм пари в ній дорівнює $7,08 \text{ м}^3/\text{с}$, густина пари та флегми в умовах роботи колоні $3,68 \text{ кг/м}^3$ та 650 кг/м^3 відповідно. Відстань між ковпачковими тарілками 0,6 м.

Задача 8.5. Визначити діаметр бутанової колоні, зверху якої відводиться: $0,07 \text{ кг/с}$ пропану, $0,47 \text{ кг/с}$ бутану. Температура верху колоні 52°C , а тиск в апараті 0,67 кПа. Кількість гарячого зрошення $48,04 \text{ кг/с}$. Молекулярна маса дистилляту $M = 58$, густина при 52°C $\rho = 560 \text{ кг/м}^3$. Тарілки в колоні з S-подібними елементами. Відстань між тарілками 0,6 м.

Задача 8.6. Визначити висоту вакуумної ректифікаційної колоні, якщо в її концентраційній секції розміщено 16 клапанних тарілок, у відпарній – 4 тарілки. Діаметр колоні 8 м. У кубову частину колоні потрапляє $28,8 \text{ кг/с}$ гудрону (густина $\rho = 1,0 \text{ г/см}^3$). Запас гудрону внизу колоні 10-хвилинний. Відстань між тарілками 0,6 м.

Задача 8.7. Визначити основні розміри колоні стабілізації бензину установки АВТ. Сировина – нестабільний бензин у кількості 130 т/годину потрапляє в колону в рідинному стані при температурі 145°C . Тиск у колоні 1,1 МПа, температура верху 75°C , низу – 190°C . Температура в ємності зрошення 55°C , кратність зрошення 3,5:1. Вихід стабільного бензину становить 115 т/годину .

РОЗДІЛ 9 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ПОГЛИБЛЕНОЇ ПЕРЕРОБКИ

9.1 Адсорбери

Основною функцією нафтопереробного заводу є перероблення нафти в бензин, авіаційний гас, мазут, дизельне паливо, змащувальні оливи, мастила, бітуми, нафтовий кокс, сировина для нафтохімії [6].

Первинні процеси перероблення не передбачають хімічних змін нафти і являють собою її фізичне розділення на окремі компоненти або фракції компонентів. Продукти первинної переробки нафти, як правило, не є товарними нафтопродуктами.

У зв'язку з цим нафтові фракції надходять на установки вторинних процесів, метою яких є поліпшення якості нафтопродуктів і поглиблення переробки нафти.

Крім того, нафтові фракції, які одержуються у ході первинної та вторинної переробки нафти, містять у своєму складі різні домішки, які необхідно видалити, що досягається більш глибоким переробленням [31,32].

Адсорбери – апарати для розділення газових і рідких сумішей шляхом вибірного поглинання їх компонентів твердими поглиначами – адсорбентами. Речовина, що поглинається і знаходиться поза порами адсорбенту, називається адсорбтивом, а після його переходу в адсорбований стан – адсорбатом. При вторинній переробці нафти адсорбери знайшли застосування для виділення низькомолекулярних ароматичних вуглеводнів із бензинових фракцій, селективного очищення масел [49,50].

Будова і принцип дії адсорберів для розділення рідин і газів не мають істотних відмінностей.

Для проведення процесів адсорбції застосовуються адсорбери таких типів: 1) із нерухомим зернистим адсорбентом; 2) із рухомим зернистим адсорбентом; 3) із псевдозрідженим шаром дрібнозернистого адсорбенту [6,35,49,50].

Адсорбери із нерухомим шаром адсорбенту являють собою вертикальні або горизонтальні порожнисті апарати, заповнені шаром зернистого адсорбенту із внутрішніми пристроями для підтримки адсорбенту, розподілення, збирання і вирівнювання потоку середовища, що розділяється.

Адсорбери із нерухомим шаром – апарати періодичної дії, що працюють у циклічному режимі. Робочий цикл таких адсорберів включає такі стадії: адсорбцію, десорбцію, видалення агента, який десорбується (сушіння), і охолодження.

У адсорберах із нерухомим шаром адсорбенту всі стадії процесу відбуваються в певній послідовності в одному апараті, і для безперервної роботи установки необхідне встановлення кількох апаратів, що працюють за визначеним циклом. Безперервність роботи такої установки забезпечується тим, що продуктивність стадії адсорбції точно відповідає сумарній тривалості стадій десорбції, сушіння й охолодження. Якщо тривалість стадій десорбції, сушіння й охолодження перевищує тривалість стадії адсорбції, то безперервність роботи установки досягається застосуванням двох і більшого числа адсорберів.

За наявності мінімум двох апаратів та при відповідному співвідношенні тривалості вищезазначених стадій можлива безперервна робота всієї адсорбційної установки.

Переключення адсорберів здійснюється автоматично за допомогою регулятора, що працює за заданим графіком. На рис.9.1

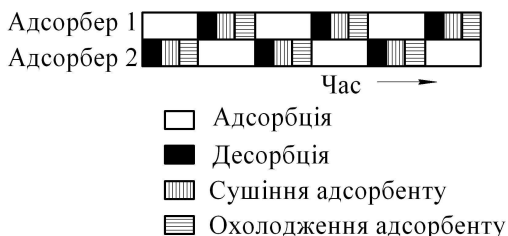


Рисунок 9.1 – Циклічний графік роботи адсорберів

наведено циклічний графік роботи адсорберів.

Типові конструкції вертикального і горизонтального адсорберів із нерухомим шаром адсорбенту наведені на рис.9.2.

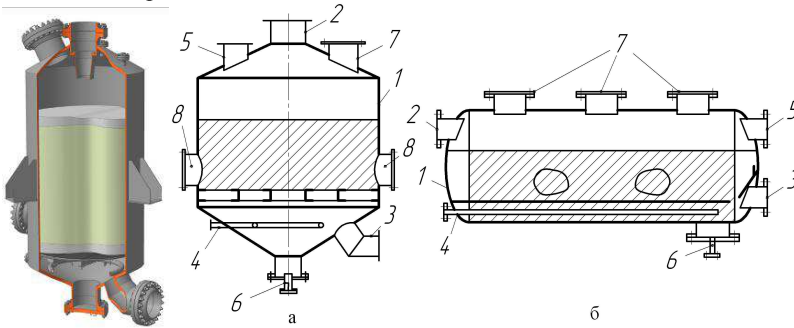


Рисунок 9.2 – Адсорбер періодичної дії із нерухомим шаром адсорбенту:

а – вертикальний; б – горизонтальний; 1 – корпус; 2 – штуцер для подачі парогазової суміші (при адсорбції) і повітря (при сушінні й охолодженні); 3 – штуцер для відведення відпрацьованого газу (при адсорбції) і повітря (при сушінні й охолодженні); 4 – барботер для подачі гострої пари при десорбції; 5 – штуцер для відведення парів десорбції; 6 – штуцер для відведення конденсату; 7 – люки для завантаження поглинача; 8 – люки для вивантаження поглинача

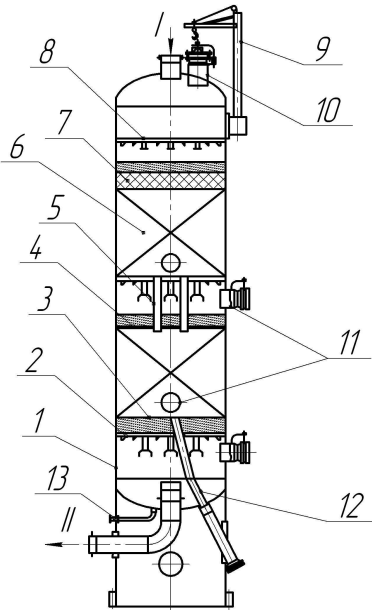


Рисунок 9.3 – Адсорбер періодичної дії колонного типу із нерухомим шаром адсорбенту:

1 – корпус; 2 – опорна решітка; 3 – перфорований лист і два шари сітки; 4 – порцелянові кулі; 5 – перетічні труби для завантаження (вивантаження) адсорбенту; 6,7 – шар поглинача; 8 – решітки; 9 – кран-укосина; 10 – штуцер для завантаження адсорбенту; 11 – люк – лаз; 12 – трубопровід для вивантаження адсорбенту; 1 – вихідна суміш; II – очищений потік

Значного поширення набули також адсорбери періодичної дії колонного типу із нерухомим шаром адсорбенту (рис.9.3). У корпусі апарата 1 розташовані по висоті два шари адсорбенту. Кожен шар адсорбенту 6 підтримується опорними решітками 2, на якій встановлено перфорований лист 3, і два шари металевої сітки. Над верхнім шаром адсорбенту за необхідності розміщується ще один додатковий шар 7 адсорбенту іншого типу для більш глибокого розділення. Для зменшення динамічного впливу потоку газу і більш рівномірного його розподілу над адсорбентом розташований шар порцелянових куль 4. При завантаженні адсорбенту використовують штуцер 10 і кран-укосину 9. Перетікання адсорбенту з однієї зони в іншу при його завантаженні і вивантаженні здійснюється по трубах 5. Вивантаження адсорбенту з апарата виконується трубопроводом 12.

Для зменшення гідравлічного опору шару адсорбенту розроблені конструкції адсорберів із радіальним рухом потоку середовища, яке розділяється (від центра до периферії), через шар адсорбенту (рис.9.4). Адсорбер складається з корпусу 2, в якому розміщені кільцеві решітки 3, що утримують шар адсорбенту 4, засипаного між ними. Решітки конструюються з двох шарів металевої сітки – каркасного і фільтрувального.

Вихідна суміш через роздавальний колектор 9 надходить знизу у центральний канал 6, проходить через шар адсорбенту 4 і збирається на периферії в кільцевому каналі 7, звідки через збиральний колектор 1 видаляється з апарата. Свіжий адсорбент

завантажується зверху через штуцер. Відпрацьований адсорбент вивантажується знизу за допомогою клапана.

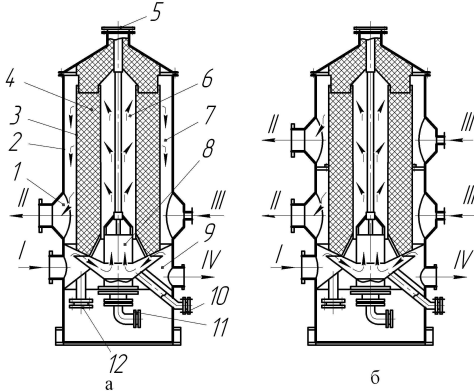


Рисунок 9.4 – Адсорбер радіального типу

з нерухомим шаром адсорбенту:

а – несекціонований; б – секціонований;

1 – збиральний колектор; 2 – корпус; 3 – кільцева решітка; 4 – шар адсорбенту; 5 – штуцер для завантаження адсорбенту; 6 – центральний роздавальний канал; 7 – кільцевий збиральний канал; 8 – розвантажувальний пристрій; 9 – роздавальний колектор; 10 – штуцер для вивантаження адсорбенту; 11 – штуцер для зливу конденсату; 12 – запобіжна розривна мембрана; I – вихідна суміш; II – очищений потік; III – водяна пара на десорбцію; IV – суміш парів води і адсорбату

нижньої частини адсорбера через штуцер 10. Після закінчення стадії десорбції здійснюється спочатку сушіння адсорбенту підігрітим атмосферним повітрям і потім охолодження атмосферним повітрям. За умовами технології процесу розділення стадії сушіння й охолодження можуть бути виключені.

З метою захисту від раптового підвищення тиску при можливих займанні або вибуху пароповітряної суміші адсорбер з боку роздавального колектора 9 забезпечений запобіжною розривною мембраною 12.

З метою скорочення пікових навантажень щодо пари при десорбції шар адсорбенту в адсорбері може бути розділений по висоті на дві частини секціонуною перегородкою 13.

Адсорбери з рухомим зернистим адсорбентом являють собою колони, в яких зернистий адсорбент рухається самопливом зверху вниз або переміщається за допомогою спеціальних транспортних пристроїв.

У цьому випадку процес проводиться безперервно, і кожна його стадія здійснюється в певному апараті або частині апарата, причому адсорбент послідовно переміщається між окремими апаратами за системою пневмотранспорту.

Апарат є комбінованим, складається з окремих зон, у яких послідовно здійснюються адсорбція, десорбція,

Для зручності монтажу і демонтажу кільцеві решітки по висоті розділені на однакові ділянки, з'єднані між собою за допомогою безболтового рознімного з'єднання із самоушільненням. Завантаження адсорбенту здійснюється через верхній штуцер 5, відпрацьований адсорбент видаляється з шару при піднятті затвора 8 розвантажувального пристрою.

Простір, обмежений кільцевою решіткою меншого діаметра, є центральним роздавальним каналом 6. Простір між стінкою корпусу і кільцевою решіткою більшого діаметра обмежений збиральним кільцевим каналом 7.

Десорбція поглиненої речовини адсорбенту здійснюється гострою водяною парою. Суміш десорбованої речовин і води виводиться з

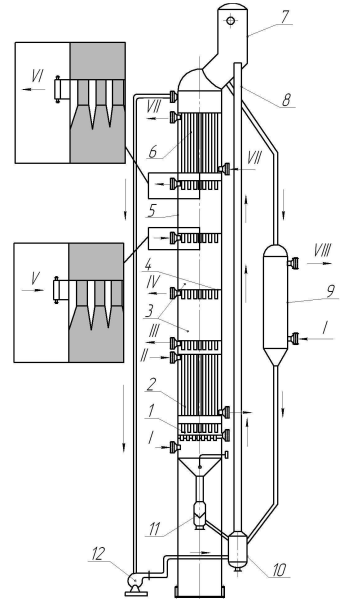


Рисунок 9.5 – Адсорбер з рухомим шаром адсорбенту:

1 – живильник; 2 – нагрівач; 3 – зона ректифікації; 4 – розподільна тарілка; 5 – зона адсорбції; 6 – холодильник; 7 – бункер; 8 – підйомач пневматичного типу; 9 – реактиватор; 10 – збірник; 11 – регулювальна засувка; 12 – газодувки; I – водяна пара; II – гріючий агент; III – важка фракція; IV – проміжна фракція; V – вихідний поділований потік; VI – легка фракція; VII – охолоджувальна вода; VIII – продукти реактивації і водяна пара

нагрівання та охолодження адсорбенту (рис.9.5).

Через апарат безперервно суцільним шаром під дією сили тяжіння зверху вниз переміщається гранулований адсорбент, який надходить із бункера 7. Він послідовно проходить через відповідні зони апарата, в яких відбувається той чи інший процес.

Відпрацьований адсорбент знизу апарата через живильник 1, що регулює кількість циркулюючого в системі адсорбенту, спрямовується у збірник 10 підйомником пневматичного типу, куди газодувкою 12 подається транспортуючий газ. Далі адсорбент під впливом газового потоку піднімається у верхній бункер 7, звідки знову спрямовується у верхню частину адсорбера. Підняття адсорбенту здійснюється декількома потоками за багатостовбуровим підйомником пневматичного типу або суцільним шаром.

У різних перерізах апарата є чотири розподільні тарілки 4, що забезпечують рівномірний рух зустрічних потоків адсорбенту і потоку, що розділяється (газового або рідинного), по всьому перерізу. Ці самі розподільні пристрої використовуються для збирання кінцевого продукту, відокремленого від адсорбенту, і виведення його з апарата.

Вихідний потік, що підлягає розділенню, умовно розглянути як такий, що складається із суміші легкої і важкої фракцій, спрямовується під розподільну тарілку, рівномірно розподіляється по всьому перерізу апарата і вступає в контакт із рухомим шаром адсорбенту, охолодженого в трубках холодильника 6. Через спрямовані вниз трубки розподільної тарілки вихідний потік надходить у верхню адсорбційну зону 5, де в протитечійному русі з адсорбентом відбувається адсорбція. З верхньої частини цієї зони через штуцер, розташований під розподільною тарілкою, відводиться легка фракція. У міру переміщення потоку, який розділяється, вгору в адсорбційній зоні відбувається масообмін, у результаті якого молекули цільового компонента, що підлягають вилученню, витісняються з поверхні адсорбенту менш активні молекули легкої фракції; у результаті зверху цієї зони отримують досить чисту легку фракцію із високою концентрацією в ній малоактивних компонентів вихідної суміші.

У зоні введення вихідного потоку адсорбована фаза, за складом близька до складу рівноважного з вихідним потоком адсорбату і, отже, містить поряд із компонентами, які вилучаються, компоненти легкої фракції. Для отримання видобутих компонентів високої чистоти необхідно видалити з поверхні адсорбенту компоненти легкої фракції. Цей процес і здійснюється в зоні 3, яка має назву зони ректифікації, де відбувається масообмін, подібний на процес ректифікації у нижній частині ректифікаційної колони.

У нижню частину зони ректифікації 3 надходять десорбовані в нагрівачі 2 компоненти важкої фракції, і при контактуванні із зустрічним потоком адсорбенту відбувається масообмін, при якому компоненти легкої фракції, що містяться в адсорбаті, витісняються і заміщуються більш активними молекулами важкої фракції.

Таким чином, газова фаза, переміщаючись знизу вгору, все більше збагачується компонентами легкої фракції, тоді як адсорбат при переміщенні адсорбенту зверху вниз все більше і більше збагачується компонентами важкої фракції. Із нижньої розподільної тарілки адсорбент разом із адсорбатом, що складається в основному з компонентів важкої фракції, надходить у нагрівач 2, в якому адсорбент нагрівається, і важка фракція десорбується.

Для полегшення десорбції у нижню частину апарата подається водяна пара. Тепло для нагріву адсорбенту і десорбції підводиться гріючим агентом, який надходить у міжтрубний простір нагрівача 2. Десорбована важка фракція частково відводиться з нижньої розподільної тарілки як цільовий продукт, а частково як внутрішній циркулюючий потік через трубки розподільної решітки спрямовується в зону ректифікації для контактування з адсорбентом.

Для підвищення чистоти верхнього та нижнього продукту в середній частині зони ректифікації відводиться проміжна фракція.

Нагрітий адсорбент підйомником пневматичного типу 8 спрямовується у бункер 7, звідки після відділення транспортуючого газу надходить у холодильник 6.

За наявності у вихідному газі компонентів, що відрізняються високою адсорбційною здатністю і важко десорбуються, останні накопичуються в циркулюючому адсорбенті, що може призвести до значного зниження його активності. Для підтримки активності адсорбенту на постійному рівні в схему установки включається реактиватор 9, через який циркулює частина адсорбенту. В реактиваторі створюються більш жорсткі умови десорбції (більш висока температура, підвищена витрата водяної пари, окиснювальна регенерація і т. п.).

Використання окремого апарата (реактиватора), в якому підтримуються більш жорсткі умови десорбції для частини циркулюючого адсорбенту, в ряді випадків економічно вигідніше, ніж створення таких самих умов у нагрівачі для всього потоку адсорбенту. У цьому випадку необхідно значно збільшити розміри нагрівача і витрату гріючого агента і водяної пари для десорбції.

Подібний метод розділення газової суміші отримав назву гіперсорбції.

Адсорбери із псевдозрідженим шаром адсорбенту дозволяють також здійснювати безперервний процес адсорбції. У цьому випадку як адсорбент використовуються дрібні гранули та порошок.

У таких апаратах стадії процесу адсорбційного розділення сировини відбуваються одночасно, але зміщені за місцем.

Адсорбери такого типу виконуються із загальним псевдозрідженим шаром (одноступінчасті або однокамерні) або ступінчато-протитечійні (багатокамерні).

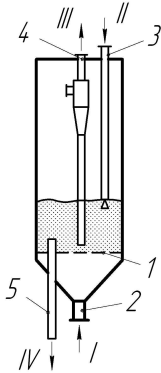


Рисунок 9.6 – Одноступінчастий адсорбер із псевдозрідженим шаром адсорбенту: 1 – тарілка; 2 – ввідний штуцер; 3, 5 – напірні стояки; 4 – вивідний штуцер; I – вхід потоку, який розділяється; II – вхід адсорбенту; III – вихід розділеного потоку; IV – вихід адсорбенту

що адсорбується в шарі, і зменшується рушійна сила процесу.

Для інтенсифікації процесу адсорбції в псевдозрідженому шарі застосовуються адсорбери ступінчато-протитечійного типу (рис.9.7), в яких здійснюється протитечія адсорбенту і суміші, що розділяється. Ступінчато-протитечійний адсорбер розділений спеціальними контактними пристроями (тарілками) 1 на ряд секцій, причому на кожній решітці створюється псевдозріджений шар. Вихідна газова суміш подається знизу через штуцер 2, а адсорбент зверху через стояк 3; у процесі руху

Адсорбер із загальним псевдозрідженим шаром (рис.9.6) являє собою порожнистий апарат із розподільною тарілкою або решітками 2, встановленими в нижній частині. Через штуцер 2 подається газ, що надходить через отвори газорозподільної тарілки в шар. Адсорбент вводиться у псевдозріджений шар через стояк 3. Газ після адсорбції проходить через циклон для відділення пилу і виводиться через штуцер 4, а адсорбент виводиться через напірний стояк 5 і спрямовується на десорбцію.

У псевдозрідженому шарі процес адсорбції значно інтенсифікується завдяки поліпшенню процесу масопередачі речовини, яка адсорбується, з об'єму до поверхні адсорбенту, більш інтенсивному оновленню їх контактної поверхні, а також завдяки зменшенню розміру зерен адсорбенту. Однак у загальному псевдозрідженому шарі внаслідок інтенсивного перемішування вирівнюються концентрації речовини,

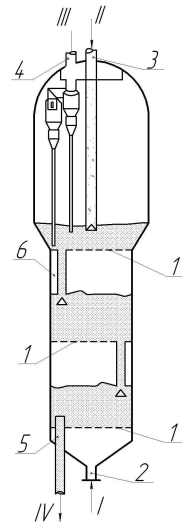


Рисунок 9.7 – Багатокамерний адсорбер із псевдозрідженим шаром адсорбенту:

1 – тарілка; 2 – ввідний штуцер; 3, 5 – напірні стояки; 4 – вивідний штуцер; 6 – перетічна труба; I – вхід потоку, що розділяється; II – вхід адсорбенту; III – вихід розділеного потоку; IV – вихід адсорбенту

вихідна газова суміш піднімається через газорозподільні отвори решіток, створюючи на них псевдозріджені шари. Псевдозріджений адсорбент перетікає зверху вниз із тарілки на тарілку перетічними трубами 6. Конструкція перетічних труб повинна забезпечити постійність рівня адсорбенту на тарілках. На кожному ступені взаємодія фаз наближається до режиму ідеального змішування, в той час як для апарата в цілому ця взаємодія близька до режиму ідеального витіснення.

Адсорбери також знайшли застосування в газовій промисловості для осушення і очищення газів, відбензинювання попутних і природних вуглеводневих газів, низькотемпературних установках поділу газів і т. д. Для розділення вуглеводневих газів конструкція адсорберів аналогічна наведеним вище.

9.2 Кристалізатори

Кристалізатори – апарати для проведення процесу кристалізації для розділення речовин та отримання їх у кристалічному вигляді. У кристалізаторах здійснюється процес виділення твердої фази з його розчину (кристалізація з розчину) або процес виділення твердої фази при затвердінні речовини (кристалізація з розплаву) [6].

У нафтогазопереробці кристалізатори використовують у процесах виробництва олів, парафіну, церезину, сірки [6,49].

В установках депарафінізації і знемаслення застосовуються кристалізатори як із поверхневими пристроями для передавання тепла, так і з безпосереднім змішуванням середовищ, що обмінюються теплом [31,32,49,50].

Кристалізатори із поверхневим теплообміном набули більш широкого застосування. Вони поділяються на два основних типи: «труба в трубі» і кожухотрубні. Для отримання і росту кристалів у таких апаратах необхідно забезпечити перемішування розчину і оптимальний тепловий і гідродинамічний режим. Перемішування і охолодження розчину покращує дифузію речовини, що кристалізується, до поверхні кристала і прискорює його ріст. Одночасно із цим відбувається вирівнювання температури розчину в об'ємі і на поверхнях охолодження. Зважаючи на більш низьку температуру поверхонь охолодження, на них посилено відбувається утворення зародків і ріст кристалів, що знижують ефективність теплообміну. Утворені відкладення кристалів на внутрішніх поверхнях трубчастих теплопередавальних пристроїв знімають скребковими пристроями, що обертаються всередині труб із невеликою частотою. Вони забезпечують очищення поверхні теплопередачі і знижують опір теплопередачі за рахунок зменшення ламінарного шару [6].

В апаратах змішування кристалізація парафіну відбувається при прямому з'єднанні холодного розчинника із нагрітою сировиною. При цьому створюються умови для утворення розвиненої поверхні теплопередачі при незначному термічному опорі на межі поділу фаз [49].

Кристалізатори типу «труба в трубі» і кожухотрубного типу зі скребковими пристроями, призначені для отримання і росту кристалів при очищенні масляних рафінатів, класифікуються за такими ознаками: за способом підведення теплоносія або холодоагенту і їх руху, складу застосовуваних холодоагентів і конструктивного виконання. В апаратах типу «труба в трубі» внутрішніми трубами рухається розчин рафінату, що охолоджується, або масляна суспензія із розчинником, з яких викристалізовується парафін (або церезин), а зовнішньою поверхнею – охолоджувальне середовище – фільтрат або депарафінізоване масло.

Залежно від холодоагенту, який використовується під час проведення процесу, кристалізатори отримали назву регенеративних, аміачних, пропанових, етанових та ін. (розділ 6).

Залежно від необхідної якості продукту, що випускається (залишковий вміст масла в парафіні, температура застигання), в конструкції апарата передбачена можливість його експлуатації в багатопотоковому режимі.

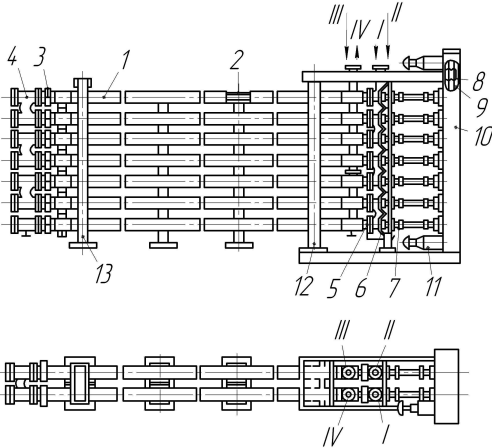


Рисунок 9.8 – Кристалізатор регенеративний з обертальними скребокними пристроями:

1 – труба горизонтальна секція; 2 – скребокний пристрій; 3 – хвильовий компенсатор; 4 – перехідник задній; 5 – перехідник передній; 6 – ущільнення вала; 7 – проміжний валік із шарнірними пристроями; 8 – ведуча зірочка; 9 – роликівий ланцюг; 10 – герметизований корпус привода; 11 – мотор-редуктор; 12 – вертикальна передня стійка для кріплення секцій; 13 – задня стійка; I – уведення рафінату з розчинником; II – виведення суспензії твердих вуглеводнів; III – введення фільтрату (депарафінованої оливи з розчинником); IV – вихід депарафінованої оливи розчинником

Внутрішні труби з'єднані між собою передніми і задніми перехідниками на фланцевих з'єднаннях, що встановлюються у вертикальній площині (крім нижнього заднього перехідника), утворюють безперервний змійовик, яким від верхньої секції до нижніх, а потім, змінюючи напрямок у другому ряді (стосовно входу потоку), рухається сировина – рафінат (суміш оливи із розчинником). Введена суміш за ходом руху перетворюється в суспензію, що складається з суміші оливи, розчинника і кристалів парафіну. Зовнішні труби за допомогою штампованих перехідників з'єднуються в загальний змійовик, міжтрубним простором якого від верхньої секції до нижньої, а потім знову до верхньої рухається протічечією фільтрат. Секції розбиваються на монтажні блоки. Стійкість секцій забезпечується стійками 12, 13. Обертання на валу секцій кристалізатора типу «труба в трубі» може передаватись єдиною ланцюговою передачею, існують також конструкції з індивідуальним електроприводом кожного скребокового вала.

Кристалізатори типу «труба в трубі», охолоджувані холодоагентом, що випаровується, встановлюють з невеликим нахилом у бік привода. Рідкий холодоагент із верхньої ємності

Сьогодні розроблені кристалізатори із закритим приводом, розміщеним у шафі, компактним мотором-редуктором, поліпшеною конструкцією скребків і опорних вузлів. Ці апарати можна встановлювати на відкритих майданчиках.

Регенеративний кристалізатор із закритим приводом (рис.9.8) складається з горизонтальних секцій 1, розміщених у два ряди. Кожна секція являє собою елемент теплообмінного пристрою «труба в трубі» (рис.9.9).

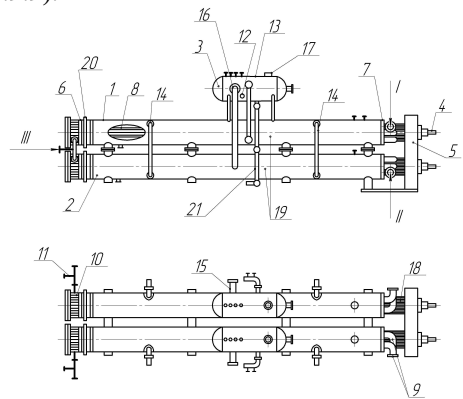


Рисунок 9.9 – Кожухотрубний кристалізатор зі скребокними пристроями:

1,2 – кожухотрубні нижні і верхні секції; 3 – акумулятор рідкого холодоагенту; 4 – привід скребокних пристроїв із планетарним мотор-редуктором; 5 – закритий герметичний корпус привода; 6, 7 – передні і задні трубні решітки; 8 – скребокний пристрій; 9, 10 – задні та передні перехідники; 11 – перетікання сировини, що обробляється; 12 – штуцер введення холодоагентів в акумулятор; 13, 14 – перетікання; 15 – штуцери виведення парової фази; 16 – збірний колектор; 17 – штуцер відбирання парів; 18 – проміжний вал із шарнірами; 19 – штуцер введення рідкого холодоагенту; 20 – лінійний 4-хвильовий компенсатор; 21 – дренаж холодоагенту з акумулятора і секцій; I – введення продукту; II – виведення продукту; III – перетікання продукту з секції у секцію

колектором надходить у кожну секцію з боку привода, випаровується, завдяки нахилу пари з іншого кінця секцій переходять вивідним колектором у верхню ємність.

Кожухотрубний кристалізатор (рис. 9.9) складається із двох рядів горизонтальних кожухотрубних секцій 1, 2, над якими розміщені акумулятори рідкого холодоагенту 3. У кожному ряді розміщені одна над одною дві секції, з'єднані перетічними пристроями.

Скребкові пристрої, конструкція яких наведена на рис.9.10, отримують обертання через шестерні передачі, розміщеної в корпусі привода 5. На передніх решітках секції 7 встановлені зварні перехідники із вихідними привідними валами скребкових пристроїв, що виходять з них. Ущільнення валів у корпусах перехідників проводиться за допомогою сальникових пристроїв.

На задніх решітках секції 6 конструюються перехідники із глухими кришками на кінцях.

Передні і задні перехідники секцій, встановлені на решітках, з'єднують внутрішні труби секцій в один загальний змійовик, яким прокачується суміш оливи з розчинниками, що надходить із внутрішніх труб регенеративних кристалізаторів, де вона попередньо охолоджується за рахунок регенерації холоду від знепарафіненої суміші олії з розчинником. Охолодження в кожухотрубному кристалізаторі суміші масла з розчинниками, що проходить внутрішніми трубами секцій, відбувається за рахунок випару рідкого холодоагенту, що надходить в акумулятори та кожухи секцій по трубній обв'язці кристалізатора.

Рідкий холодоагент, що вводиться в акумулятор через штуцер 12, самопливом через перетічний пристрій 13 заповнює кожух верхньої секції 1 і по перетічному пристрою 14 заповнює нижній кожух 2. У кожухах секцій рідкий холодоагент кипить, завдяки чому утворюється парова фаза. Пара штуцерами 15 і загальним колектором із засувками відсмоктується в акумулятор 3 через збірний колектор 16, а у всмоктувальну лінію компресора – через штуцер 17.

Для зменшення температурних зусиль і напружень на зовнішніх трубах кристалізатора типу «труба в трубі» і кожусі кожухотрубного кристалізатора встановлені компенсатори.

У нафтопереробці також застосовують кристалізацію у псевдозрідженому шарі, що, крім збільшення швидкості процесу, сприяє отриманню однорідних кристалів правильної форми.

Інтенсивне перемішування в умовах псевдозрідження збільшує швидкість подачі матеріалу шляхом дифузії його до граней зростаючих кристалів, що прискорює їх збільшення. При цьому швидко зменшується ступінь пересичення розчину. При великих швидкостях розчину збільшується швидкість утворення зародків; це може призвести до зниження розмірів кристалів. При однакових температурах і гідродинамічних умовах із зменшенням ступеня пересичення швидкість росту кристалів зростає більшою мірою, ніж швидкість утворення зародків. Як правило, способом здійснюють кристалізацію відносно слабо пересичених розчинів поблизу нижньої межі метастабільної області, регулюючи ступінь пересичення, температуру, співвідношення кількості кристалів і розчину, а також час перебування кристалів в апараті. Великі кристали осаджуються на дно, а більш дрібні

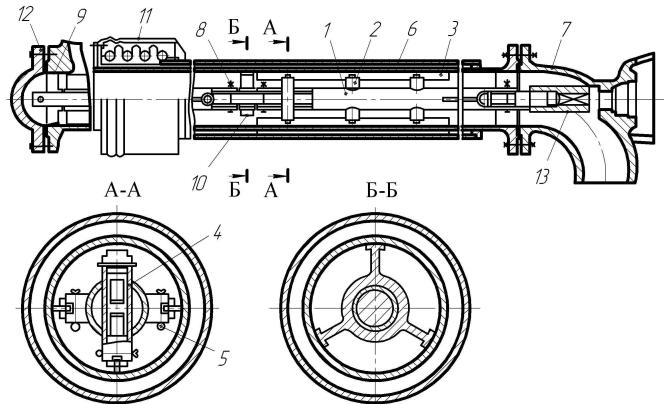


Рисунок 9.10 – Секція кристалізатора

зі скребковим пристроєм:

- 1 – вал скребкового пристрою; 2 – пальці; 3 – прямі пластинчасті скребки; 4 – пружини; 5 – шплінт; 6 – зовнішня труба; 7 – двійник; 8 – болт; 9 – підшипник ковзання; 10 – хрестовина; 11 – компенсатор хвильовий; 12 – кришка; 13 – муфта

кристали продовжують рости у псевдозрідженому шарі. Частина дрібних кристалів і зародків потоком розчину виноситься з апарата. Це збільшує середній розмір кристалів, що одержуються.

Кристалізація у псевдозрідженому шарі проводиться або з видаленням частини розчинника випаровуванням, або з охолодженням розчину до його перенасичення.

Схема випарного апарата-кристалізатора із псевдозрідженим шаром наведена на рис.9.11. Вихідний розчин змішується із маточним розчином, що надходить по трубі 7 насосом 4 прокачується через нагрівальну камеру 1 і по трубі 5 надходить у трубу скипання 8, що розширюється догори. Після інтенсивного пароутворення пересичений розчин по трубі 6 опускається в нижню частину корпусу кристалізатора. Тут відбуваються (у зваженому стані) утворення і ріст кристалів. Більш великі кристали осідають на дно і відводяться знизу апарата, а дрібні кристали видаляються через збірник 9. Щоб уникнути накопичення забруднень, частину маточного розчину видаляють з апарата через ліхтар 10.

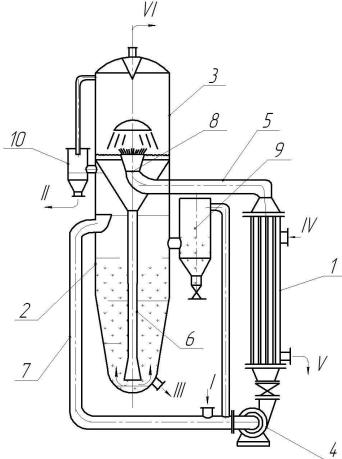


Рисунок 9.11 – Випарний апарат-кристалізатор із псевдозрідженим шаром і виносною нагрівальною камерою:

- 1 – нагрівальна камера; 2 – корпус апарата; 3 – сепаратор; 4 – насос; 5-7 – циркуляційні труби; 8 – труба скипання; 9 – збірник дрібних кристалів; 10 – ліхтар (пристрій для виведення маточного розчину);
I – розчин; II – маточний розчин;
III – суспензія; IV – пара; V – конденсат;
VI – вторинна пара

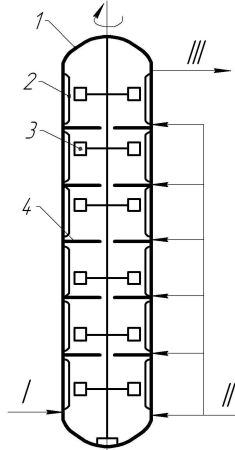


Рисунок 9.12 – Схема кристалізатора змішування:

- 1 – корпус; 2 – відбивач; 3 – перемішувальний пристрій; 4 – перегородка;
I – сировина;
II – холодний розчинник;
III – суспензія

У кристалізаторах змішування кристалізація твердих вуглеводнів здійснюється при безпосередньому змішуванні сировини із попередньо охолодженими порціями розчинника. Кристалізатор змішування являє собою колону (рис.9.12), розділену перегородками 4 на секції, в кожену з яких подається охолоджений розчинник. Сировина і перша порція розчинника вводяться у нижню частину кристалізатора. Обидві рідини контактують за допомогою перемішувальних пристроїв 3; приводом вала є електродвигун. До корпусу 1 прикріплені відбивачі 2, що сприяють кращому перемішуванню сировини із розчинником. Зверху кристалізатора виводиться суспензія твердих вуглеводнів. При такому способі кристалізації утворюються великі роз'єднані кристали твердих вуглеводнів, що збільшує швидкість розділення

суспензії на фільтрах і зменшує вміст оливи у твердій фазі. Крім того, швидкість охолодження розчину сировини в кристалізаторах змішування може бути збільшена порівняно зі швидкістю у скребкових кристалізаторах.

Кристали твердих вуглеводнів відокремлюють від розчину депарафінованої оливи центрифугуванням або фільтруванням. Для затвердіння розплавів застосовуються стрічкові, барабанні та дискові кристалізатори.

Стрічкові кристалізатори забезпечують охолодження розплавів у тонкому шарі на сталевій стрічці 2, що повільно рухається (рис.9.13). При цьому охолодження може проводитися різними способами: шляхом подачі холодоагенту (як правило, води) на нижню поверхню стрічки; за рахунок природного теплообміну з навколишнім середовищем або обдування продукту газоподібним холодоагентом; безпосереднім зрошенням продукту

холодною водою або зануренням стрічки з продуктом у ванну із проточною водою. Останні два способи застосовні лише для нерозчинних у воді речовин. Отриманий твердий продукт видаляється із стрічки при її вигині на привідному барабані 2 за допомогою обертового вала зі скребками або ножем.

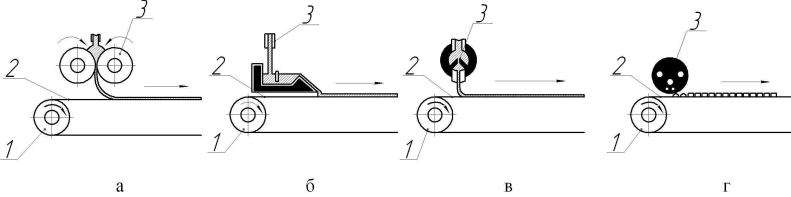


Рисунок 9.13 – Завантажувальні пристрої стрічкових кристалізаторів: а – подвійний віджимний вал; б – переливний пристрій; в – смугорозливний пристрій; г – ротаційний гранулятор; 1 – привідний барабан; 2 – сталеві стрічка; 3 – завантажувальний пристрій

Вибір типу завантажувального пристрою залежить від властивостей розплаву, його температури і виду готового продукту. При використанні подвійного віджимного вала

(рис.9.13 а) або переливного пристрою (рис.9.13 б) можна отримати готовий продукт у формі лусочок.

Смугорозливний пристрій (рис.9.13 в) дозволяє отримати готовий продукт у вигляді смужок різної довжини. При розколюванні твердого продукту на окремі частинки утворюється пил, що є недоліком таких конструкцій. Ротаційний гранулятор (рис.9.13 г) дозволяє виробляти знепилений сипкий продукт однорідної форми і є найбільш прогресивною конструкцією.

Основна частина барабанного кристалізатора із повітряним охолодженням (рис.9.14) – укладена в кожух 2 похила труба 1, що обертається від привода. Розчин надходить із верхнього кінця труби, а кристали вивантажуються із її нижнього кінця. Повітря, що подається вентилятором 3, рухається над розчином протитечією до напрямку руху розчину. При обертанні труби розчин змочує стінки апарата, що збільшує поверхню випару. При повітряному охолодженні тепло від розчину відходить досить повільно, і кристали виходять більш великими, ніж при водяному охолодженні, але при цьому знижується продуктивність апарата. Для запобігання утворенню кристалів на стінках барабана його покривають зовні тепловою ізоляцією або поміщають у кожух, який обігрівається (труби для обігріву 4).

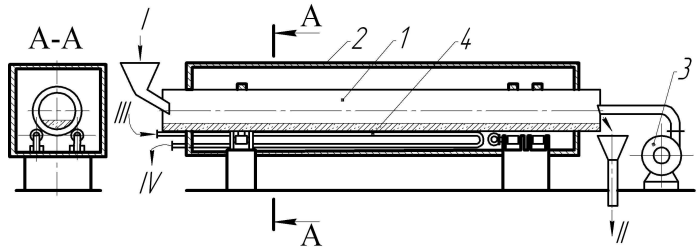


Рисунок 9.14 – Барабанний кристалізатор з повітряним охолодженням: 1 – труба апарата; 2 – термоізоляційний кожух; 3 – вентилятор; 4 – труба для обігріву; I – розчин; II – суспензія; III – пара; IV – конденсат

Кристалізатори з водяним охолодженням за своєю конструкцією аналогічні барабанним кристалізаторам із повітряним охолодженням. Розчин охолоджують через сорочку водою значно швидше, ніж повітрям.

9.3 Екстрактори

Екстрактори – апарати для розділення рідких або твердих речовин за допомогою вибірних розчинників. Екстрактори застосовуються у нафтопереробці при виробництві олів (селективне очищення, деасфальтизація), очищенні нафтопродуктів, витяганні ароматичних вуглеводнів з легких нафтових фракцій [6].

Екстрактори розрізняються за періодичністю процесу поділу, способом змішування і розділення фаз, за характером енергії, яка інтенсифікує контакт фаз [6,31,49,50].

За принципом організації процесу всі екстрактори можуть бути розділені на періодично діючі і безперервно діючі. Сьогодні апарати періодичної дії знайшли застосування лише у промислових установках малої продуктивності.

За способом змішування фаз виділяють такі підгрупи екстракторів:

– апарати ступінчастого типу, що мають певне число ступенів (типу змішувач–відстійник), у кожній з яких відбувається контактування і наступний поділ фаз. У цілому в апараті за рахунок з'єднання ступенів по потоках рафінатних та екстрактних розчинів реалізується протитечійний рух фаз; зміна складу фаз відбувається стрибкоподібно, від ступеня до ступеня;

– апарати колонного типу (диференціально-контактні) із безперервно змінюваним складом фаз. Протитечійний рух фаз у апаратах колонного типу здійснюється головним чином за рахунок різниці густини сировини і розчинника або відповідно рафінатних та екстрактних розчинів.

У екстракторах після кожного процесу перемішування необхідно провести розділення (сепарацію) фаз.

За способом розділення фаз виділяють такі підгрупи екстракторів:

– апарати відстійного типу (гравітаційні екстрактори);

– відцентрові апарати.

За типом розчинника (його густиною по відношенню до густини сировини) екстрактори поділяються на такі два типи: із верхньою та нижньою подачею розчинника.

Залежно від джерела енергії, яке використовується для диспергування однієї фази в іншій і перемішування фаз, екстрактори кожної із зазначених вище груп можуть бути поділені на апарати, в яких диспергування здійснюється за рахунок власної енергії потоків (без введення додаткової енергії ззовні), і апарати із введенням зовнішньої енергії під взаємодіючі рідини. Ця енергія підводиться за допомогою механічних мішалок, статичних змішувачів, насосів, інжекторів, повідомлення коливальних певної амплітуди і частоти (пульсацій або вібрацій), шляхом проведення екстракції в полі відцентрових сил та іншими способами.

У свою чергу, в кожній групі апаратів процеси змішування і поділу фаз можуть бути реалізовані або за рахунок енергії самих потоків фаз, або за рахунок підведення її ззовні за допомогою спеціальних пристроїв (повідомлення вібрації, ультразвуку і т.д.).

Ефективність екстрактора при інших рівних умовах залежить від удосконалення процесу контакту вихідної рідкої суміші і розчинника, а також від чіткості розділення отриманої гетерогенної суміші. Ефект їх взаємодії залежить від гідродинамічних факторів, конструкції апарата, способу контактування фаз.

Як правило, в екстракторах для створення як можна більшої поверхні контакту фаз і відповідно для збільшення швидкості масопередачі одна з рідин (дисперсна фаза) розподіляється в іншій рідині (суцільна фаза) у вигляді крапель; чіткість розділення (розшарування) фаз досягається відокремленими гравітаційними відстійниками, суміщенням спеціальних розшаровуючих пристроїв зі змішувальними в одному корпусі або створенням відцентрових сил.

До екстракторів висувається також ряд інших вимог: висока питома продуктивність, простота і надійність конструкції, мала металоємність, низька витрата енергії й ін. Пошуки оптимального екстрактора зумовили появу численних конструкцій цього апарата.

Екстрактори типу змішувач–відстійник належать до найстаріших екстракційних апаратів. Кожний ступінь змішувально–відстійного екстрактора складається із змішувача, де рідини перемішуються до стану, можливо більш близького до рівноважного, і відстійника, де відбувається відділення екстракту від рафінату, що надходять потім у відповідні ступені апарата. У межах ступеня фази рухаються прямотечійно одна до одної, але установка в цілому, що складається з будь-якого числа послідовно з'єднаних ступенів, працює при

протитечійному русі фаз. Ступені апарата розташовуються в одній горизонтальній площині або встановлюються у вигляді каскаду.

Розділення фаз можна здійснювати не лише в гравітаційних відстійниках, але і в сепараторах відцентрового типу, наприклад у гідроциклонах або центрифугах.

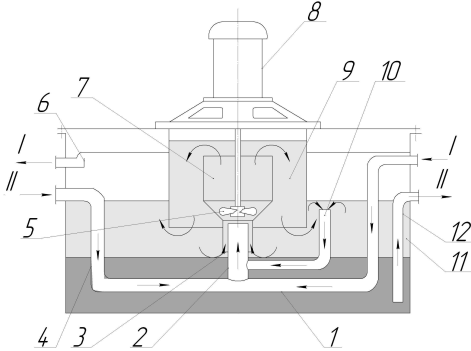


Рисунок 9.15 – Схема ступеня (секції) екстрактора типу змішувач-відстійник:

- 1 – трубопровід введення легкої фази;
- 2 – змішувальна труба; 3 – кільцевий канал для рециркуляції емульсії; 4 – трубопровід введення важкої фази; 5 – пропелерний насос; 6 – колектор для виведення легкої фази; 7 – камера змішування; 8 – привід; 9 – кільцева камера; 10 – трубопровід рециркуляції емульсії; 11 – відстійний простір; 12 – трубопровід виведення важкої фази;
- I – легка фаза; II – важка фаза

розміщені в загальному корпусі прямокутного перерізу. Важка фаза надходить у змішувач 1, розташований у правому верхньому куті корпусу, і віддаляється знизу з крайнього відстійника 2 із лівого боку корпусу. В апараті легка фаза рухається протитечією до важкої. Важка фаза видаляється через гідрозатвор з нижньої частини відстійника у наступний змішувач, а легка фаза переливається через поріг і відводиться із верхньої частини відстійника.

Усі гравітаційні екстрактори відрізняються простотою конструкції, обумовленою відсутністю рухомих частин. У екстракторах типу змішувач-відстійник досягається інтенсивна взаємодія між фазами, причому ефективність кожного ступеня може наближатися до однієї теоретичної ступені поділу. Ці апарати добре пристосовані для обробки рідин при об'ємних витратах фаз, які значно відрізняються. Для зменшення об'ємного співвідношення фаз іноді використовують часткову рециркуляцію фази з меншою об'ємною витратою з відстійника у змішувач кожного ступеня.

Однак у більшості випадків інтенсивність масопередачі у гравітаційних екстракторах низька. Це пояснюється тим, що для систем рідина-рідина різниця густин фаз значно менша, ніж для систем пара (газ) – рідина і, як правило, недостатня для тонкого диспергування однієї рідкої фази в іншу, необхідного для створення значної поверхні

Схема одного ступеня апарата типу змішувач-відстійник наведена на рис.9.15.

Розчин легкої фази із суміжного ступеня екстракції трубопроводом 1, а розчин важкої фази трубопроводом 4 надходять до пропелерного насоса 5. Сюди ж трубопроводом 10 і кільцевим каналом 3 надходить емульсія із верхнього і нижнього шарів відстійного простору. Рівень установки труби 10 і каналу 3 визначає частку рециркулюючої легкої та важкої фаз. Проїшовши камеру змішування 7, суміш легкої та важкої фаз потрапляє у кільцеву камеру 9, а звідти – у відстійний простір 11. Важка фаза знизу відстійника виводиться по трубі 12 в приймальний колектор, а звідти – у наступний ступінь екстрактора. Легка фаза виводиться з верхньої частини відстійної зони через колектор 6.

Для того щоб зменшити площу, яку займає апарат, застосовують компактні ящикові екстрактори (рис.9.16), в яких усі ступені

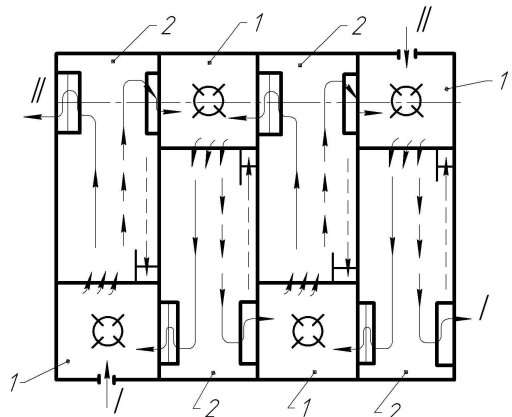


Рисунок 9.16 – Схема ящикового змішувально-відстійного екстрактора:

- 1 – змішувач; 2 – відстійник;
- I – легка фаза; II – важка фаза

контакту фаз. Гравітаційні екстрактори мало придатні для роботи з великими співвідношеннями витрат фаз. Недоліком змішувачів-відстійників багатьох конструкцій є також повільне відстоювання в них рідин, що небажано при обробці дорогих, вибухонебезпечних або легкозаймистих речовин. Крім того, за наявності мішалок з приводом на кожному ступені ускладнюється конструкція апарата, що призводить до підвищення капітальних і експлуатаційних витрат. У зв'язку з цим за останні роки намітилася тенденція до застосування колонних екстракторів із єдиним приводом для всіх перемішувальних пристроїв, розміщених по висоті колони, в тому числі вертикальних ящиккових екстракторів.

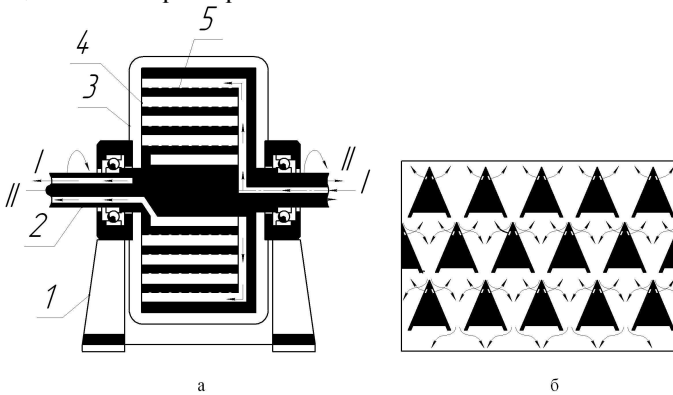


Рисунок 9.17 – Схема відцентрового екстрактора:
а – загальний вигляд, б – насадка зі струминним витіканням фаз
1 – станина, 2 – вал ротора; 3 – кожух; 4 – ротор; 5 – перфоровані концентричні циліндри; I – легка фаза; II – важка фаза

У відцентровому екстракторі (рис.9.17) важка фаза вводиться в центр, а легка – на периферію ротора 4. Протитечійний рух фаз відбувається більш інтенсивно в полі від центрових сил порівняно із гравітаційними силами. Під дією відцентрових сил важка фаза в каналах насадки переміщується до периферії ротора, а легка – від периферії до осі обертання. Обидві фази переміщуються, проходячи крізь отвори спіралей, і розділяються в

каналах під дією відцентрових сил. Таким чином, змішування і сепарація рідин відбуваються одночасно і багаторазово повторюються.

Уведення і виведення обох фаз здійснюється через спеціальні канали в обертальному валу 2. У ранніх моделях екстракторів такого типу застосовували навіту у вигляді спіралі стрічку (близько 30 витків), що утворює канали прямокутного перерізу для проходження рідин. У цих каналах рідини рухаються протитечією у тісному контакті один з одним. В екстракторах останніх моделей встановлені перфоровані концентричні циліндри 5 з отворами або щілинами, службовцями для проходження обох рідин.

У відцентрових екстракторах знайшла застосування насадка із струминним витіканням фаз (рис.9.17 б), що характеризується кращими показниками за продуктивністю і роздільною здатністю. Ця насадка складається з елементів, що забезпечують збір та витікання обох фаз назустріч одна одній. Після контактування фаз вони розшаровуються. Легка фаза збирається у вершинах конусоподібних елементів і витікає через отвори протитечією до важкої фази, стікає через отвори біля основи конусоподібних елементів.

Основною перевагою відцентрових екстракторів є можливість розділення систем, що мають малу різницю щільності, і рідин, здатних до утворення емульсій.

Найбільше застосування у нафтогазопереробці знайшли апарати колонного типу.

Колонні апарати можуть бути порожнистими, полицьковими, насадковими, тарілчастими і ротаційними.

Різноманітність конструкцій внутрішніх пристроїв обумовлена широким спектром робочих умов процесу екстракції та фізичних характеристик контактуючих фаз. Для рівномірного розподілу фаз по перерізу екстрактора використовують розподільні решітки і колектори з перфорованих труб.

На рис.9.18 показано розпилувальний (порожнистий) екстрактор, в якому диспергується легка фаза, що надходить у корпус 1 через розподільник 2. Проходячи через отвори

розподільника, легка фаза у вигляді крапель рухається знизу вгору крізь важку фазу, що заповнює змішувальну зону колони.

У верхній відстійній зоні краплі зливаються і утворюють шар легкої фази, яка відводиться зверху колони. Важка рідина надходить через труби 3 і рухається у вигляді суцільної фази зверху вниз. Вона видаляється з колони через гідрозатвор 4, за допомогою якого досягається повне заповнення рідиною корпусу колони. Положення рівня розділення фаз автоматично регулюється вентилем 5.

Розпилювальні екстрактори відрізняються високою продуктивністю, але разом із тим дуже низькою інтенсивністю масопередачі, обумовленою зворотним (поздовжнім) перемішуванням. Це є основною причиною обмеженого промислового застосування розпилювальних колон.

Поличкові екстрактори являють собою колони із перегородками різних конструкцій (рис.9.19). Перегородки мають форму дисків і кілець, які чергуються, або глухих тарілок із закраїнами і сегментними вирізами, або форму дисків із вирізами. Краплі при коалесценції обтікають перегородки у вигляді тонкої плівки, що омивається суцільною фазою. Інтенсивність масопередачі в поличкових колонах дещо вища, ніж у розпилювальних, за рахунок їх секціонування за допомогою перегородок, що призводить до зменшення зворотного перемішування.

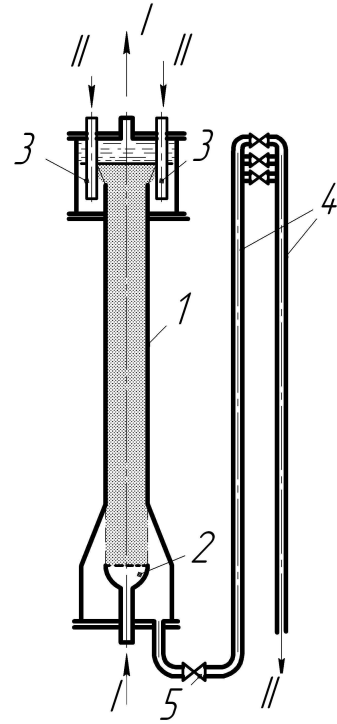


Рисунок 9.18 – Розпилювальний колонний екстрактор:

- 1 – корпус; 2 – розпилювач легкої рідини (дисперсної фази); 3 – труби для введення важкої рідини (суцільної фази);
- 4 – гідравлічний затвор; 5 – регулювальний вентиль; I – легка фаза; II – важка фаза

На рис.9.20 наведена насадкова екстракційна колона, в якій контактування фаз здійснюється в об'ємі насадки з кілець Рашига. Насадка укладається секціями, між секціями насадки є розподільні тарілки 1, що сприяють більш рівномірному розподілу потоків по перерізу колони.

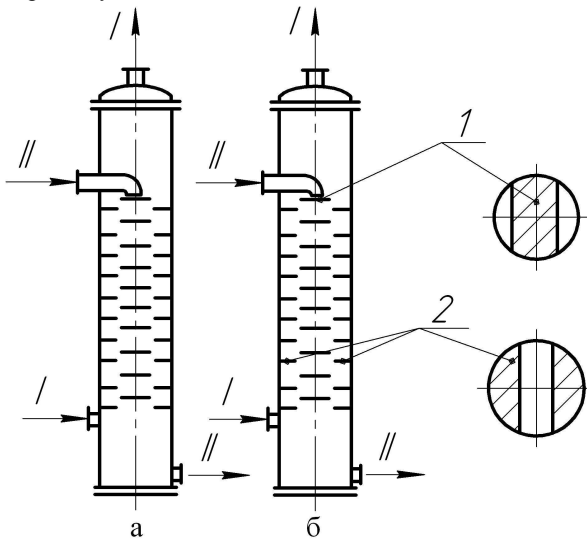


Рисунок 9.19 – Поличкові колонні екстрактори:

- а – із поличками типу диск-кілець; 2 – із поличками типу 1 і 2, які чергуються; I – легка фаза; II – важка фаза

Вихід екстрактивного розчину на охолодження здійснюють із глухих тарілок 3. Розчинник і охолоджений розчин вводять у колону на розподільні тарілки 1 або через спеціальні маточки.

Значного поширення набули також тарілчасті екстракційні колони із ситчастими, жалюзійними та іншими типами тарілок.

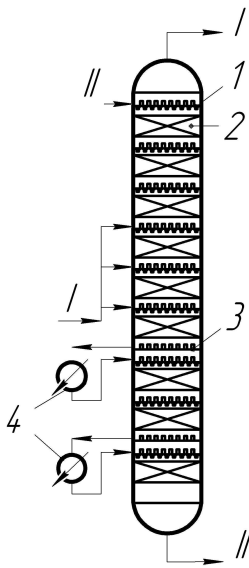


Рисунок 9.20 – Схема насадкової екстракційної колони:

- 1 – розподільна тарілка; 2 – насадка;
3 – глуха тарілка; 4 – проміжні холодильники;
I – легка фаза; II – важка фаза

утворюються над тарілками. Ситчасті тарілки I мають отвори, розташовані по вершинах рівностороннього трикутника.

Дисперсна фаза, проходячи через отвори ситчастих тарілок, багаторазово дробиться на краплі і струминки, які, у свою чергу, розпадаються на краплі у міжтарілчастому просторі. Після взаємодії із суцільною фазою відбувається коалесценція крапель і утворюється шар легкої фази над тарілками. У разі якщо диспергується важка фаза, то шар цієї рідини утворюється під кожною розташованою вище тарілкою.

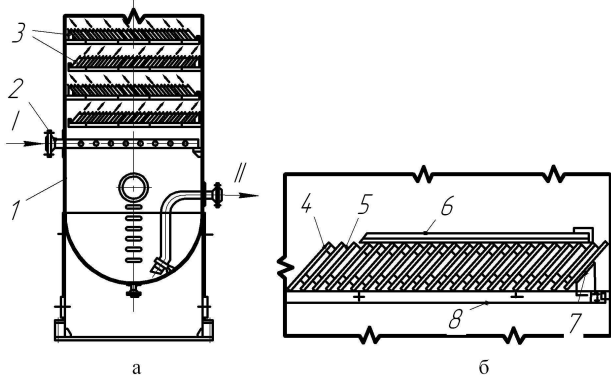


Рисунок 9.22 – Схема екстракційної колони із жалюзійними тарілками:

- а – нижня частина колони; б – жалюзійна тарілка; 1 – корпус колони; 2 – колектор; 3 – жалюзійні тарілки; 4 – пластини (жалюзі); 5 – дистанційні ребра; 6 – профіль у вигляді кутника; 7 – напрямна стійка; 8 – балка опорного каркаса; I – легка фаза; II – важка фаза

Тарілчасті екстракційні колонні апарати мають те саме призначення, що і насадкові апарати, але відрізняються підвищеною пропускнуною спроможністю. У контактній зоні замість декількох шарів насадки розміщують контактні тарілки різного типу.

Площа переливних пристроїв повинна забезпечити досить низьку швидкість суцільної фази, щоб краплі дисперсної фази не захоплювалися потоком суцільної фази. Висота переливів повинна забезпечувати належний шар суцільної фази під тарілкою.

У колонних екстракторах із ситчастими тарілками (рис.9.21) може бути забезпечено диспергування як легкої, так і важкої фази. В останньому випадку переливні патрубки 2 спрямовані вгору, а підпірні шари важкої фази

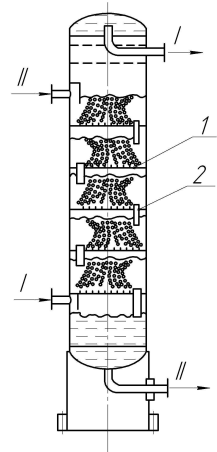


Рисунок 9.21 – Схема екстрактора із ситчастими тарілками:

- 1 – повністю ситчатої тарілки; 2 – переливний патрубок; I – легка фаза; II – важка фаза

Коли гідростатичний тиск шару рідини стає достатнім для подолання опору отворів тарілки, рідина, проходячи через отвори тарілки, диспергується знову. Суцільна фаза (у даному випадку – важка рідина) перетікає з тарілки на тарілку через переливні патрубки.

В екстракційних колонах знайшли застосування жалюзійні тарілки. На рис.9.22 наведено схему нижньої частини такої колони. Жалюзійна тарілка складається із пластин 4, кут нахилу яких задається напрямною стійкою 7. Завдяки дистанційним ребрам 5 між пластинами утворюються канали для проходження легкої та важкої фаз.

Похилі пластини встановлені на опорних балках 8 і закріплені зверху профілем у вигляді кутка 6. Утворена при екстракції важка фаза опускається, а легка фаза піднімається. Важка і легка фази рухаються протитечію одна щодо одної в каналах тарілки, а при вході в канали наступної тарілки змінюють напрямок руху. Ефективність подібних тарілок недостатньо висока і поступається за ефективністю тарілок і насадок інших типів, однак конструкція їх порівняно проста.

Для підвищення ефективності процесу екстракції застосовуються також тарілки із перфорованими вертикальними стінками або патрубками. Високу ефективність процесу екстракції забезпечують каскадні тарілки із багаторазовим контактом на кожній тарілці.

Ефективність насадок і тарілчастих колон у багатьох випадках може бути підвищена за рахунок застосування пульсуючих потоків. Існують два способи введення низькочастотних коливань у масообмінні апарати: перший базується на створенні зворотно-поступального руху контактуючих фаз (плунжерним або діафрагмовим насосом), такі апарати називаються пульсацийними; другий передбачає низькочастотні коливання контактних пристроїв усередині апаратів, що називаються вібраційними.

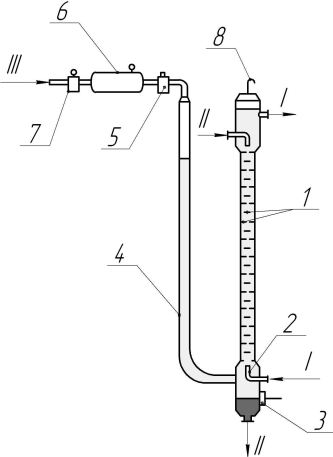


Рисунок 9.23 – Пульсацийний екстрактор:

- 1 – контактні пристрої;
- 2 – розподільник; 3 – система контролю за поверхнею поділу фаз;
- 4 – пульсацийна труба;
- 5 – пульсатор; 6 – буферна ємність;
- 7 – запобіжний клапан;
- 8 – повітряний клапан;
- I – легка фаза; II – важка фаза;
- III – повітря чи азот

Пульсацийний екстрактор (рис.9.23) оснащений жорстко закріпленими в корпусі контактними пристроями 1 у вигляді шайб і дисків, що чергуються за висотою, і пульсацийною трубою 4 для передачі пульсацийних імпульсів від автономного генератора коливань (пульсатора) 5. Як робоче тіло, при створенні пульсацийних коливань, як правило, використовують газ (повітря), а як пульсатори найбільш широкое промислове застосування знайшли золотникові розподільні механізми. У колонах цього типу пульсація використовується для перемішування і розшарування фаз.

На ефективність роботи пульсацийної колони впливають амплітуда і частота коливань. Для апарата кожного типу існують оптимальні амплітуда і частота коливань, що забезпечують більш інтенсивний перебіг процесу екстракції.

Завдяки тому, що самі пульсацийні апарати не мають будь-яких рухомих деталей і не вимагають обслуговування, вони знайшли широке застосування.

На рис.9.24 наведена схема вібраційного екстрактора, в якому горизонтальні перфоровані пластини 5 жорстко зв'язані системою стрижнів 4 зі штангою 2 і при роботі роблять ідентичні за частотою і амплітудою (синхронні) коливання. Для більш рівномірного перемішування контактуючих фаз між пакетами перфорованих пластин

розміщені відбійні перегородки 6.

На рис.9.25 наведена конструкція колонного екстрактора з вібруючими тарілками.

Корпус 1 з'єднаний із верхнім відстійником 4, обладнаним пристроєм для введення важкої фази і переливом 3 для виведення легкої фази. У нижній частині колони розміщений відстійник 6 із виведенням важкої фази і введенням легкої. У корпусі 1 розміщений комплект перфорованих тарілок 2, прикріплених до тяги 7, з'єднаної із кулачковим приводом 5, який надає тарілкам коливального руху. Амплітуда коливань настраюється ексцентриситетом кулачка, частота – регулятором частоти обертання. Тарілки 2 оснащені дрібними круглими отворами 10 для проходження диспергованої фази і перетоками 9 для суцільної фази. Краї тарілок і перетоки для суцільної фази забезпечені вертикальною перегородкою 8, спрямованою у протилежний бік руху диспергованої фази.

В інших конструкціях віброюча насадка зібрана в два самостійних пакети, що приводять до коливальних рухів з однаковою частотою, але зрушені за фазою на половину періоду, в результаті чого пакети рухаються в протилежних напрямках (асинхронно). Запропоновано також апарати, в яких насадка робить коливання уперек поздовжньої осі апарата або під кутом до неї.

У відстійних зонах вібраційних апаратів створені сприятливі умови для коалесценції і сепарації фаз, оскільки робочі середовища в цих зонах не здійснюють коливальних рухів. Для апарата кожного типу існують оптимальна амплітуда і частота коливань, що забезпечують більш інтенсивний перебіг процесу екстракції.

До переваг вібраційних апаратів необхідно віднести низькі питомі капітальні вкладення і експлуатаційні витрати. Вони прості за конструкцією, мають малу металоємність, мають найпростіший привід, мають велику продуктивність при високій ефективності масообміну.

Процес екстракції ефективно здійснюється також в апаратах ротаційного типу, де для контактування і розділення фаз використовуються відцентрові сили (рис.9.26). Апарат складається з ряду секцій, утворених у вертикальному циліндричному корпусі за допомогою серії кільць статора 2. Між кільцями статора розміщені плоскі диски 3, укріплені на обертальному валу 4. Діаметр дисків менший від діаметра отвору кільця.

Кільця і диски, що чергуються, перешкоджають поздовжньому перемішуванню. До змішувальної зони колони примикають верхня і нижня відстійні зони. При обертанні дисків забезпечується добре контактування фаз. У цілому по апарату створюється протічній рух легкої та важкої фаз.

Одна із фаз диспергується за допомогою розподільника і потім багаторазово подрібнюється (редиспергується) за допомогою дисків ротора в секціях колони. Після перемішування фази частково розділяються внаслідок різниці густин при обтіканні ними кільцевих перегородок, що обмежують секції колони. При цьому легка фаза піднімається догори, а важка фаза опускається донизу і захоплюється відповідними дисками ротора для подальшого перемішування.

Для підвищення ефективності взаємодії контактуючих фаз обертальні плоскі диски можуть бути оснащені лопатками (рис.9.26 б). Обертання такої турбінної мішалки здійснюється між двома горизонтальними кільцевими відбійниками 7. При цьому рідина, що відкидається лопатками, проходить через шар сітки 8.

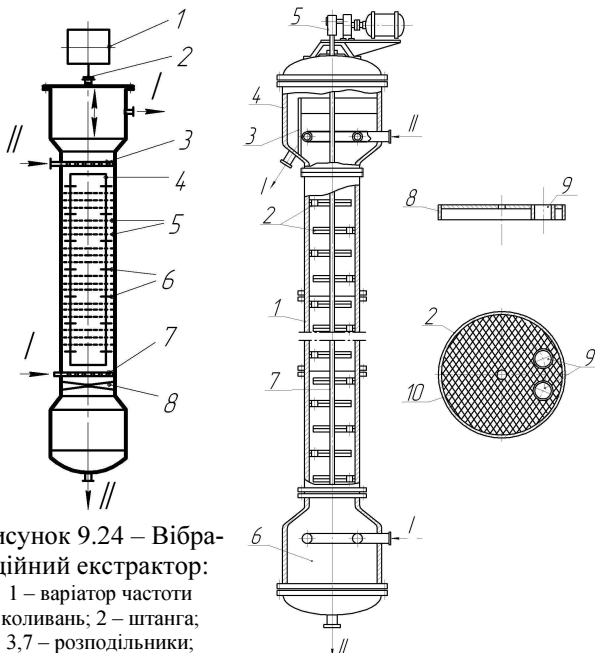


Рисунок 9.24 – Вібраційний екстрактор:

- 1 – варіатор частоти коливань; 2 – штанга;
- 3, 7 – розподільники;
- 4 – стрижень;
- 5 – перфоровані пластини;
- 6 – відбійні перегородки;
- 8 – нижня опора штанги;
- I – легка фаза;
- II – важка фаза

Рисунок 9.25 – Екстрактор із віброючими тарілками:

- 1 – корпус колони; 2 – тарілка;
- 3 – перелив; 4, 6 – відстійники;
- 5 – кулачковий привід; 7 – тяга;
- 8 – перегородка; 9 – перетікання;
- 10 – отвір; I – легка фаза; II – важка фаза

У екстракторах колонного типу рівень розділення легкої та важкої фаз може перебувати на різній висоті. Нижче межі поділу фаз суцільною є важка фаза, а диспергованою – легка. Вище рівня розділення суцільною фазою є легка, а диспергованою – важка. Положення рівня розділення фаз обирається залежно від умов проведення процесу екстракції.

У тих випадках, коли густина розчинника вища за густину вихідної сировини, підвищення рівня розділення фаз пов'язане зі збільшенням кількості розчинника в апараті. Разом із тим в'язкість екстрактивного розчину (важка фаза), як правило, менша від в'язкості рафінованого розчину (легка фаза). Тому коли важка фаза є суцільною, то диспергування і контактування більш в'язкої легкої фази полегшуються. У цьому випадку бажаний вищий рівень розділення фаз.

Температура впливає на процес екстракції: при її підвищенні збільшується розчинна здатність і зменшуються вибірковість і в'язкість середовища. Для забезпечення необхідного температурного режиму в колонних екстракторах застосовуються проміжні кожухотрубні холодильники і вбудовані у вигляді трубних пучків підігрівачі.

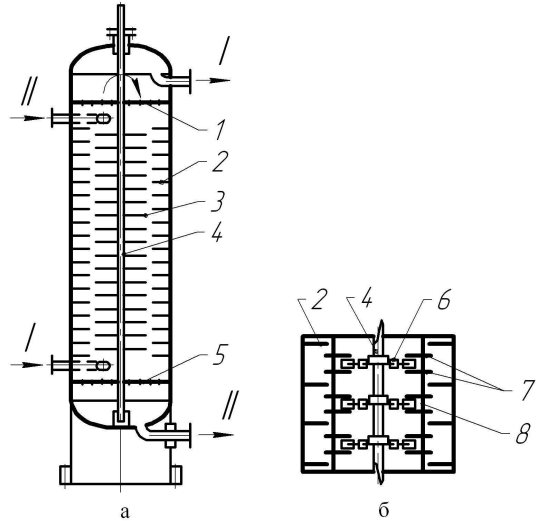


Рисунок 9.26 – Ротаційний дисковий екстрактор:

- а – схема ротаційного дискового екстрактора;
 б – контактна зона ротаційного дискового екстрактора;
 1, 5 – розподільні решітки; 2 – кільце статора; 3 – диск ротора; 4 – вал ротора; 6 – лопатки; 7 – горизонтальні кільцеві відбійники; 8 – сітка;
 I – легка фаза; II – важка фаза

9.4 Реактори та регенератори

Реакторами називають апарати, в яких відбуваються хімічні процеси (реакції) [1,6,22].

У нафтохімічній промисловості застосовують реактори термічних процесів – крекінгу, коксування, піролізу, а також реактори каталітичних процесів – крекінгу, риформінгу, гідрогенізації (гідроочищення, гідрокрекінгу, гідрдеалкілування), переробки легких вуглеводнів (алкілування, полімеризації) і т. д. [6,22].

У нафтохімічних виробництвах переважно використовуються реактори проточного типу (безперервної дії). Реактори непроточного типу (періодичної дії) знаходять застосування головним чином у допоміжних виробництвах невеликої потужності (наприклад, приготування каталізаторів) або у складних за технологією малотоннажних процесах [65].

У більшості випадків в установках нафтохімічних процесів застосовуються нестандартні реактори (які найчастіше виготовляються в єдиному екземплярі). Виняток становлять реактори каталітичного риформінгу і змішувальні реактори із герметичним електромагнітним приводом.

Вибір типу реактора для здійснення конкретного процесу залежить від багатьох факторів, з яких найважливішими є: необхідність використання каталізатора, його властивості та витрата; термодинамічні, кінетичні і фізичні особливості процесу (умови проведення хімічної реакції); методи теплообміну, що використовуються для забезпечення заданого температурного режиму в зоні реакції; властивості теплоносіїв, які використовуються в процесі; періодичне або безперервне здійснення процесу. При цьому також враховуються його технологічні та економічні особливості.

Виділяють також такі класифікаційні ознаки реакторів [32]:

- фазовий склад суміші речовин, що знаходяться в реакторі, включаючи активні реагенти, каталізатори й розчинники (тверді теплоносії й інертні насадки не враховуються)
- газова фаза; рідка фаза; газ-твердий каталізатор; рідина-твердий каталізатор; газ-рідина; рідина-рідина; газ-рідина-твердий каталізатор;
- переважний характер течії потоку реакційної суміші через вільний простір реактора (близькість течії потоку до режиму ідеального перемішування або ідеального витіснення).

Висока частка вартості сировини і витрат на виділення продукту з реакційної суміші в загальній собівартості продукції нафтохімічних виробництв змушує шукати шляхи максимально повного та селективного перетворення вихідних речовин. Із цієї точки зору найбільш ефективними є реактори, близькі за гідродинамічними характеристиками до типу ідеального витіснення.

Установки вторинної переробки вуглеводневої сировини можуть включати не лише поодинокі, самостійно працюючі реактори, але й їх комбінації. Реактори можуть з'єднуватися паралельно або послідовно. У першому випадку можна досягти лише кількісного ефекту збільшення продуктивності за рахунок зростання сумарного реакційного об'єму. У другому випадку досягається і якісний позитивний ефект як унаслідок особливих технологічних властивостей ланцюжка реакторів (порівняно з одиночним реактором), так і за рахунок застосування спеціальної технологічної обв'язки (наприклад, проміжний підігрів або охолодження суміші, розподіл сировини або інших компонентів суміші між реакторами і т. п.) [6,22,32].

Найбільш поширеними варіантами послідовного з'єднання реакторів є такі:

– послідовність реакторів витіснення. Позитивний ефект (підвищення питомої продуктивності або селективності) в порівнянні з одиночним реактором того самого об'єму досягається лише при використанні спеціальної технологічної обв'язки реакторів;

– послідовність реакторів змішування (як правило, 2 – 5 апаратів). Порівняно з одиночним реактором такого самого об'єму забезпечуються високий ступінь перетворення сировини і селективність (за наявності повторних небажаних реакцій). Величина позитивного ефекту асимптотично зростає зі збільшенням числа реакторів у каскаді. Додатковий ефект також може бути отриманий за рахунок обв'язки;

– послідовність, що складається з реактора змішування і реактора витіснення. Досягаються високий ступінь перетворення сировини і висока селективність, а також стабільність технологічного режиму при проведенні екзотермічних процесів.

Різновидом перелічених трьох з'єднань реакторів є їх реалізація в одному корпусі як єдиного апарата (поличковий реактор, барботажний багатосекційний реактор і т. д.).

Залежно від умов перебігу реакції внутрішнє обладнання реакторів може бути різним за складністю. Теплообмін у промислових реакторах може здійснюватися в порожнистому апараті, через поверхню теплообміну і із застосуванням теплоагентів змішування.

Проведення багатьох реакцій нафтохімічного синтезу вимагає вживання спеціальних заходів для інтенсифікації теплообміну в реакторах. Для цього реактори обладнуються досить великою питомою теплообмінною поверхнею (поверхнею на одиницю реакційного об'єму), і в них створюються умови, що забезпечують максимальні значення коефіцієнтів теплопередачі. Для збільшення коефіцієнтів

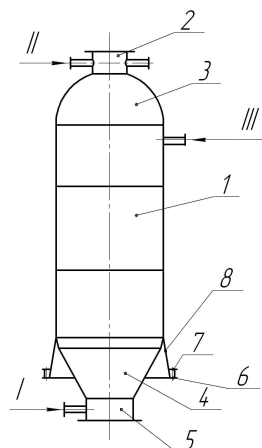


Рисунок 9.27 – Схема реактора установки коксування:

- 1 – корпус; 2 – верхня горловина; 3 – напівкульове днище; 3 – конічне днище;
- 5 – нижня горловина;
- 6 – фундаментне кільце;
- 7 – опорне кільце; 8 – опора;
- I – введення сировини;
- II – пари; III – антипілінні присадки

теплопередачі, що визначаються, як правило, тепловіддачею з боку реакційного простору, використовують різні способи турбулізації середовища: високі лінійні швидкості газу в трубчастих реакторах, барботаж у газорідних процесах, механічне перемішування, псевдозрідження твердого каталізатора або теплоносія. Інтенсифікація теплообміну з боку холодоагенту, якщо вона необхідна, досягається звичайними способами: турбулізація потоку, знімання тепла киплячою рідиною, застосування ефективних теплоносіїв.

Найпростішим за конструкцією реактором є порожнистий апарат, що використовується для процесів, при здійсненні яких припустима зміна (підвищення або зниження) температури в зоні реакції, що обумовлюється тепловим ефектом реакції (ізотермічної або ендотермічної), без теплообміну із зовнішнім середовищем (крекінг, коксування і рідинно – фазова гідрогенізація і т. д.).

На рис.9.27 наведена конструкція реактора (кокової камери) установки сповільненого коксування, що являє собою зварний циліндричний вертикально встановлений корпус 1 із верхнім 3 і нижнім 4 днищами. Верхнє днище сферичне, нижнє конічне зі сфероконічним переходом на циліндричну частину. Верхня горловина 2 призначена для введення гідрорізака, нижня горловина 5 – для виходу коксу та води при гідровидаленні. Реактор має опору у вигляді конічної обичайки 8, приварена до корпусу в зоні сфероконічного переходу.

Реактор працює так. Після проведення обпресування проводиться прогрів камери водяною парою. При досягненні стабільної температури починається заповнення реактора сировиною, нагрітою у трубчастій печі. Сировина, що являє собою парорідну суміш, вводиться через штуцер, розміщений у нижній горловині. У міру заповнення реактора відбувається утворення коксу. Щоб уникнути виносу піни із кокової камери і її переповнення в процесі, висота заповнення контролюється за допомогою радіоактивних сигналізаторів рівня. Утворені в процесі коксування пари вуглеводнів відводяться через штуцери, розташовані у верхній горловині реактора.

При досягненні цього заповнення подача сировини припиняється (проводиться переключення подачі на інший реактор), і в реактор вводиться водяна пара, що проходить через масив коксу через канали, утворені при заповненні реактора. У цій стадії процес коксування помітно знижується, відбувається зниження температури і для остаточного його охолодження вводять воду. При зниженні температури коксу до заданої межі подачу води припиняють і проводять відкриття верхньої і нижньої кришок. Далі проводяться підготовчі операції для видалення нафтового коксу, що утворився в об'ємі реактора.

Об'єм камери обирається з таким розрахунком, щоб парова і рідка частини потоку знаходилися в апараті в зоні високих температур упродовж відрізка часу, необхідного для досягнення необхідної глибини розділення.

На сучасних установках сірчаноокислотного алкілування великої потужності застосовують горизонтальні каскадні реактори, в яких охолодження реакційної суміші здійснюється за рахунок часткового випару ізобутану, що полегшує регулювання температури (рис.9.28).

Реактор являє собою порожнистий горизонтальний циліндр, розділений перегородками, як правило, на п'ять секцій (каскадів) із мішалками, що забезпечують інтенсивний контакт кислоти з сировиною. Бутилен підводять окремо у кожен секцію, внаслідок чого концентрація олефіну в секціях дуже мала. Це дозволяє уникнути побічних реакцій. Сірчана кислота та ізобутан надходять у першу секцію, а емульсія перетікає через вертикальні перегородки з однієї секції в іншу. Передостання секція служить сепаратором, в якому кислоту відокремлюють від вуглеводнів. Через останню перегородку перетікає продукт сірчаноокислотного алкілування, що надходить на фракціонування. Тепло реакції знімають частковим випаром циркулюючого ізобутану і повним випаром пропану, що міститься в сировині. Газ, який випарувався, відсмоктують компресором і після охолодження і конденсації повертають у реакційну зону. Застосування каскадних реакторів, що працюють за принципом «автоохолодження», спрощує і здешевлює установки сірчаноокислотного алкілування, оскільки дозволяє відмовитися від холодоагенту. Завдяки секціонуванню

зменшується необхідний об'єм реактора і може бути скорочена кількість циркулюючого ізобутану. У секційних реакторах процес відбувається більш рівномірно при великих теплових навантаженнях на одиницю об'єму апарата.

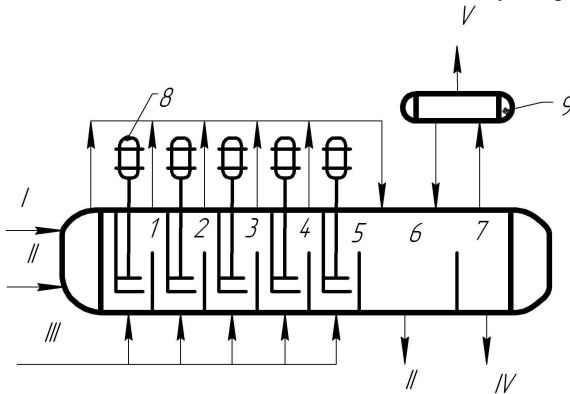


Рисунок 9.28 – Схема горизонтального каскадного реактора установки сірчаноокислотного алкілування:

1-5 – секції реактора; 6, 7 – відстійні зони; 8 – мішалки; 9 – сепаратор; I – ізобутан; II – кислота; III – олефіновмісна сировина; IV – вуглеводень; V – пари ізобутану

сировини і кислоти надходить у кільцевий простір між корпусом 1 і циркуляційною трубою 2, циркулюючи замкненим контуром у трубчастому пучку. Для відведення тепла, що виділяється при екзотермічній реакції, всередині циркуляційної труби розміщується розвинена поверхня тепло-обміну з U-подібними теплообмінними трубками 4. Охолоджуючим агентом є звільнені від кислоти продукти реакції, які випаровуються. Подібні контактори виконуються також і у вигляді верти-кальних апаратів із теплообмінною поверхнею, виконаною з подвійних труб (труки Фільда) (розділ 6, рис.6.16). Холодоагентом у цьому випадку є аміак або пропан, який випаровується.

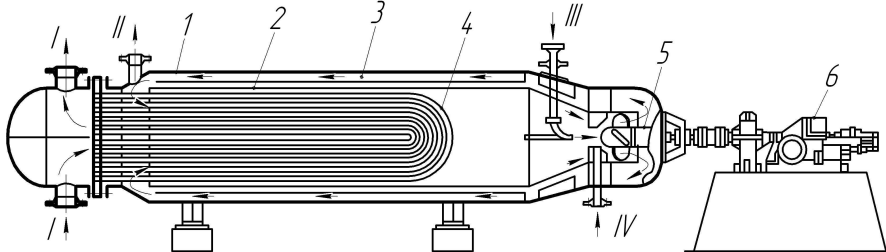


Рисунок 9.29 – Схема горизонтального кожухотрубного реактора установки сірчаноокислотного алкілування:

1 – корпус; 2 – циркуляційна труба; 3 – відбійні перегородки; 4 – трубний пучок; 5 – пропелерні мішалки; 6 – привід; I – холодоагент; II – продукти реакції; III – кислота; IV – сировина

Як реактори процесів термічного крекінгу і піролізу використовуються змійовики, що розміщуються в трубчастих печах. Конвекційний змійовик і частина радіантного змійовика являють собою зону нагріву, інша частина радіантного змійовика зону реакції, де одночасно здійснюється подальше нагрівання реакційної суміші до кінцевої температури реакції. Ендотермічне тепло реакції в апараті компенсується підведенням тепла від димових газів через поверхню змійовика пічних труб. Для здійснення піролізу рідкої і газоподібної нафтової сировини використовуються багатопотокові печі із жароміцними трубами (розд.5).

Реактори з поверхнею теплообміну виконуються у вигляді трубчастих теплообмінних апаратів (кожухо-трубні, «труба в трубі»), а також у вигляді безперервних змійовиків із зовнішнім обігрівом або охолодженням. Застосовуються також пластинчасті реактори. Рідше застосовуються циліндричні апарати із зовнішньою охолоджувальною або нагрівальною сорочкою.

На рис. 9.29 зображено горизонтальний кожухотрубний реактор (контактор) сірчаноокислотного алкілування.

Вихідна сировина і кислота подаються в зону найбільш інтенсивного змішування на вхід пропелерної мішалки 5. Далі суміш

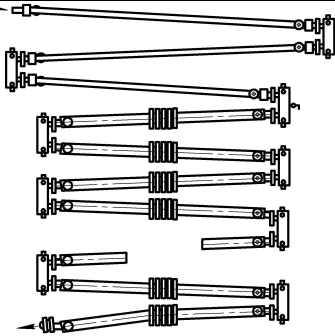


Рисунок 9.30 – Схема змійовикового реактора для полімеризації етилену під високим тиском

Прикладом змійовикового апарата із розвиненою теплообмінною поверхнею є реактор для виробництва поліетилену (рис.9.30). Реактор являє собою теплообмінник типу «труба в трубі», елементи якого з'єднані двійниками.

Уздовж усієї поверхні теплообміну забезпечується інтенсивне знімання тепла за допомогою гарячого парового конденсату, що циркулює через охолоджувальні сорочки змійовика. Проведення процесу у змійовику, складеному з труб невеликого діаметра, забезпечує більшу питому поверхню охолодження. Частина надлишкового тепла відводиться також рециркулюючим етиленом.

Порівняно невелику групу реакторів становлять трубчасті реактори із насипаним у трубки каталізатором. Таке конструктивне оформлення реактора дозволяє мати порівняно розвинену поверхню теплообміну невеликої товщини в напрямку потоку тепла шар каталізатора, а отже, порівняно невелику розбіжність температур у шарі каталізатора. Остання обставина є особливо важливою для реакцій, які ефективно відбуваються лише у вузьких температурних межах.

Прикладом кожухотрубного реактора із каталізатором у трубках є апарати для селективної полімеризації олефінів (рис.9.31).

У трубках знаходиться каталізатор, а міжтрубним простором циркулює теплоносій – вода, яка випаровується, призначена для знімання тепла екзотермічної реакції. Регулювання температури процесу здійснюється шляхом підтримання відповідного тиску у міжтрубному просторі. Недоліками реакторів цього типу є складність завантаження і вивантаження каталізатора і підвищена витрата металу.

Використовуються також реактори, в яких каталізатор завантажений у спеціальні контейнери (корзини).

Для термодифузійних і частково для термічних процесів широко використовують принцип передачі тепла сировині за допомогою прямого його контакту із гарячим твердим теплоносієм за відсутності поверхні теплообміну. Для термічних процесів застосовують також газоподібні теплоносії (водяна пара, водень, вуглеводневі гази). Твердим теплоносієм для термодифузійних процесів є каталізатор, для термічних – інертний матеріал (кокс, пісок). Частинки твердого теплоносія мають різні розміри – від великих гранул округлої або циліндричної форми до дрібного порошку.

Більшість каталітичних процесів переробки нафти і нафтопродуктів супроводжуються побічними реакціями, в результаті чого утворюються кокс і смолисті речовини, відкладення яких на каталізаторі знижує його активність, зменшує вихід цільового продукту і знижує його якість. Тому необхідно періодично або змінювати каталізатор, або піддавати його регенерації (відновленню).

Регенерацію проводять у самому реакторі або в іншому апараті-регенераторі [22].

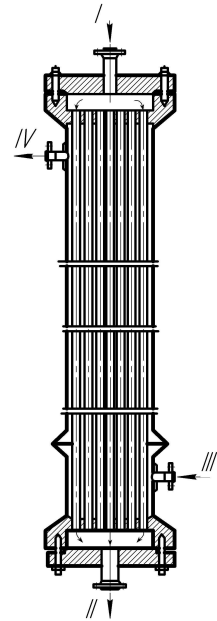


Рисунок 9.31 – Схема кожухотрубного реактора для селективної полімеризації олефінів:
1 – корпус; 2 – трубний пучок; 3, 4 – кришки;
I – вхід парів; II – вихід парів реакції; III – вхід охолоджувальної води;
IV – вихід парів води

При проведенні регенерації в реакторі (без виведення каталізатора) його називають реактором для нерухомого (стаціонарного) каталізатора. У цьому випадку для забезпечення безперервності роботи установки споруджуються два або більше число апаратів. У той час як один апарат використовується як реактор, в іншому здійснюється регенерація каталізатора; потім апарати взаємно переключаються.

Якщо регенерацію проводять у власне регенераторі, його називають також реактором для рухомого каталізатора.

У цьому випадку каталізатор безперервно переміщається з реактора, де здійснюється нафтохімічний процес, у регенератор, де з каталізатора випалюється кокс. Після регенерації каталізатор надходить у реактор. У процесі регенерації температура каталізатора підвищується, він акумулює частину виділеного тепла, яке в подальшому цілком або частково використовується на здійснення ендотермічної реакції, що призводить до зниження температури каталізатора. У цьому випадку каталізатор одночасно використовується і як теплоносій. У процесі регенерації виділяється значна кількість тепла, частина якого відводиться і використовується, наприклад, для отримання водяної пари.

На глибину переробки сировини значною мірою впливає газодинамічний режим контактування сировини з каталізатором, який здійснюється в реакторах різних типів.

Виходячи з цього нижче розглядаються різні види контакту сировини із частинками теплоносія (рис.9.32). На рис.9.32 а теплоносій нерухомий. Його попередньо розігрівають, спалюючи в окремому апараті паливо і подаючи в реактор димові гази; можна також спалювати в струмені повітря смолисто–кокові відкладення, що утворюються на поверхні теплоносія в результаті процесу, що відбувається у реакторі.

Для деяких каталітичних процесів (каталітичний риформінг) необхідне тепло вноситься парами сировини, температура яких у міру перебігу процесу в шарі нерухомого каталізатора знижується, і пари продуктів мають більш низьку температуру, ніж сировина, яка вводиться. Цей випадок належить до процесів, що супроводжуються ендотермічним ефектом. Якщо процес відбувається з виділенням тепла (гідрокрекінг, гідроочищення), можна забезпечити ізотермічний режим реактора, знімаючи надлишок тепла холодним воднем. Процеси подібного типу належать до безперервних, а каталізатор вже не є теплоносієм. Якщо ж проводять періодичний розігрів теплоносія, як зазначено вище, процес набуває напівперіодичного характеру і належить до так званих змінно-циклічних. Реактор використовується за безпосереднім призначенням лише упродовж деякого періоду циклу; решта часу витрачається на підігрів теплоносія та допоміжні операції.

Якщо теплоносій є і каталізатором, то зі збільшенням розміру гранул зменшується ступінь використання внутрішньої поверхні каталізатора. Однак, застосовуючи

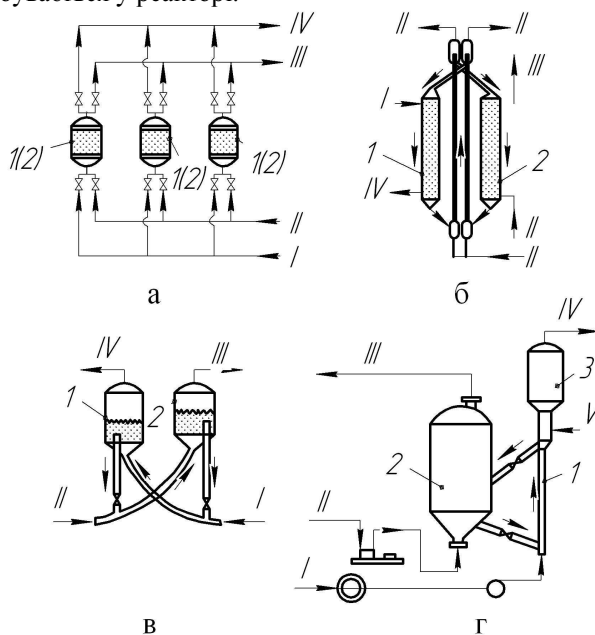


Рисунок 9.32 – Схеми реакторів контактного типу: а – з нерухомим шаром каталізатора (теплоносія); б – з рухомим шаром каталізатора (теплоносія); в – з псевдозрідженим шаром каталізатора (теплоносія); г – ліфтного типу; 1 – реактор; 2 – регенератор; 3 – сепаратор; I – сировина; II – повітря; III – продукти згоряння; IV – продукти реакції; V – водяна пара

стаціонарний шар, не можна брати дуже маленькі гранули, оскільки при цьому різко зростає опір шару. Якщо процес відбувається зі значним тепловим ефектом, дотримання технологічного режиму ускладнюється недостатньо інтенсивною теплопередачею від частинок стаціонарного шару до сировини, а також поганою теплопровідністю всієї маси теплоносія. Ще один недолік системи, яка розглядається, – необхідність використання сировини, що легко випаровується, оскільки наявність рідкої фази призведе до нерівномірного розподілу сировини, до агломерації частинок теплоносія у результаті їх злипання і закоксування.

У реакторах із нерухомим шаром каталізатора поширені такі способи введення сировини:

- радіальний – вісь штуцера перпендикулярна до осі апарата і знаходиться в одній площині з ним;
- радіальний під кутом – на відміну від попереднього потік спрямований під кутом до нижньої кришки;
- аксіальний (осьовий) – введення потоку здійснюється уздовж осі реактора;
- тангенціальний – вісь штуцера перпендикулярна і зміщена по відношенню до осі реактора.

Реактори із радіальним рухом сировини застосовують у випадках, коли середовище знаходиться тільки в рідкому або парогазовому стані. Радіальні реактори забезпечують значно менший гідравлічний опір порівняно з аксіальним.

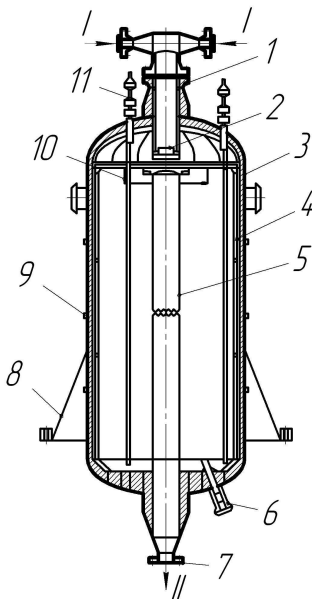


Рисунок 9.33 – Схема реактора каталітичного риформінгу із радіальним рухом сировини:
 1 – штуцер для введення сировини;
 2 – розподільник сировини; 3 – корпус;
 4 – короб; 5 – збірник продуктів реакції; 6 – штуцер вивантаження каталізатора; 7 – штуцер виведення продукту реакції; 8 – опора; 9 – муфта для термопари; 10 – циліндричний стакан; 11 – багатозонна термолара;
 I – сировина; II – продукти реакції

Прикладами реакційних пристроїв зі стаціонарним шаром твердого каталітично активного матеріалу є згадані вище реактори каталітичного риформінгу, ізомеризації, гідроочищення і гідрокрекінгу. Застосування стаціонарного інертного матеріалу як теплоносія дуже мало поширене.

У цих апаратах каталізатор розташовується або у вигляді одного шару по всій робочій висоті реактора, або у вигляді окремих шарів, що розміщуються на перфорованих опорних решітках, через які вільно проходять пари сировини і не проходить каталізатор. Пошарове розташування каталізатора здійснюють у тих випадках, коли каталізатор не має високої механічної міцності. При великій висоті шару каталізатор може роздавлюватись і ущільнюватись, що призводить до підвищеного опору потоку сировини і нерівномірності його розподілу по перерізу апарата.

Реактор каталітичного риформінгу із радіальним рухом сировини (рис.9.33) має ізольований зсередини корпус 3, виконаний з еліптичними днищами. По периферії реактора розміщені вертикальні коробки 4, стінки яких, звернені до каталізатора, перфоровані.

По осі апарата встановлений збірник виведення продуктів реакції 5, виконаний у вигляді перфорованої труби. На трубі зовні укріплено шар великої і дрібної сітки, що запобігає винесенню каталізатора у збірну трубу. Сировина вводиться зверху через розподільник 2, надходить у перфоровані коробки, а потім, пройшовши у радіальному напрямку через шар каталізатора, збирається у збірнику 5 і виводиться через штуцер 7 знизу апарата.

У верхній частині апарата є циліндричний стакан 10, який при осіданні шару каталізатора під час експлуатації апарата залишається зануреним у нього і запобігає проходженню середовища над шаром каталізатора. Для вивантаження каталізатора при його зміні на нижньому дніщі передбачений похилий штуцер 6.

Огляд і монтаж внутрішніх пристроїв апарата і завантаження каталізатора виконують через верхній штуцер введення сировини 1.

Реактор гідроочищення дизельного палива із аксіальним рухом сировини (рис.9.34) має корпус 3, ізольований зовні.

У реакторі розміщені два шари каталізатора, через які зверху вниз проходить сировина. Кожен шар каталізатора захищений від динамічного впливу потоку середовища шаром порцелянових куль 6.

У верхній частині реактора встановлена розподільна тарілка 1 з патрубками, під якою розміщено фільтрувальний пристрій 2, що складається із циліндричних кошиків, занурених у шар каталізатора. Кошки зварені із прутка і обтягнуті збоку і знизу сіткою. Зверху кошки відкриті. У кошиках і верхній частині шару каталізатора затримуються продукти корозії і механічні домішки.

Верхній шар каталізатора підтримується колосниковими решітками 4, на якій укладені два шари сітки і шар порцелянових куль. У просторі між верхнім і нижнім шарами каталізатора знаходиться колектор 5 для введення пари.

У нижній частині реактора розміщений шар порцелянових куль, які є опорою для нижнього шару каталізатора і забезпечують рівномірний вихід продуктів реакції з апарата. У верхньому дніщі є три штуцери для установки багатозонних термопар 12, що контролюють температурне поле в шарі каталізатора, крім того, передбачена термопара у середній частині реактора.

Каталізатор вивантажується з верхнього шару через штуцер 11 у стінці апарата, з нижнього шару через дренажну трубу і штуцер у нижньому дніщі 9. У стінці реактора між верхнім і нижнім шарами каталізатора встановлений люк. У нижній частині є скоби для зручності обслуговування і ремонту.

Внутрішнє обладнання реакторів для нерухомого каталізатора залежить від умов перебігу основної і побічних реакцій і регенерації.

Реакційний пристрій із рухомим твердим теплоносієм подано на рис.9.31 б. У такому реакторному блоці застосовують суцільний потік твердого теплоносія, який рухається зверху вниз під дією сили тяжіння. Нерозривність потоку створюється гідравлічним опором у нижній частині апарата, яка переходить у стояк-трубопровід, який виводить теплоносієм у систему пневмотранспорту. Гранули теплоносія повинні бути великими і мати округлу форму; останнє полегшує їх переміщення та скорочує втрати від стирання. Сировину можна подавати прямотечійно або протитечійно до теплоносія. Теплоносієм, охолоджений у результаті контакту із сировиною, транспортують у нагрівач (регенератор). Там температура теплоносія піднімається до первісної за рахунок згорання коксу, який відклався на його частинках, або за рахунок спалювання іншого палива. Теплоносієм нагрівається у протитечійному русі

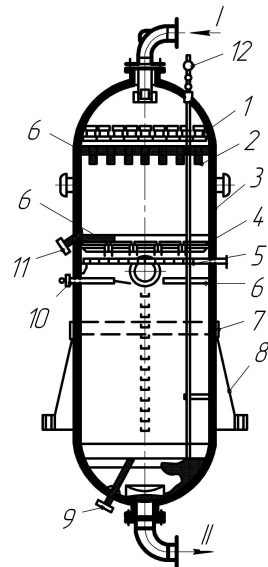


Рисунок 9.34 – Схема реактора гідроочищення дизельного палива з аксіальним рухом сировини:
1 – розподільна тарілка; 2 – фільтрувальний пристрій; 3 – корпус; 4 – колосникові решітки; 5 – колектор введення пари; 6 – порцелянові кулі; 7 – опорне кільце; 8 – опора; 9, 11 – штуцери для вивантаження каталізатора; 10, 12 – термопара; I – сировина; II – продукти реакції

повітря або димових газів, що надходять із нижньої частини нагрівача. Нагрітий теплоносій через другий транспортний пристрій повертають у реактор. Реактор і нагрівач можна розташовувати по одній осі; при цьому усувається необхідність в одній із ліній підйомником пневматичного типу.

Застосування теплоносія, що рухається, порівняно зі стаціонарним є дуже доцільним. Функції реактора і нагрівача розподіляються між двома апаратами, що дозволяє спроектувати і експлуатувати кожен з них найбільш ефективно. Великогранульований матеріал рухається по основній висоті апарата рівномірно по всьому перерізу, і тільки ближче до лінії виведення швидкість потоку частинок у центральній зоні апарата збільшується, периферійні частинки трохи відстають.

Однакова тривалість перебування окремих частинок теплоносія в зоні реакції (або нагрівання) зручна для контролю технологічного процесу. Так, однаковий ступінь закоксованості всієї маси каталізатора при каталітичному крекінгу спрощує його регенерацію. Температури теплоносія і сировини чи теплоносія і повітря вирівнюються надзвичайно швидко; в умовах промислових установок цей процес, як правило, завершується упродовж усього декількох сантиметрів по висоті апарата.

Принцип рухомого шару крупногранульованого теплоносія використовують у процесах каталітичного крекінгу, піролізу і деяких інших.

Реактори установок крекінгу із кульковим каталізатором (рис.9.35) мають шість характерних зон, кожна з яких виконує певну функцію.

Із верхнього бункера через стояк каталізатор самопливом надходить у верхній розподільний пристрій 1, який являє собою циліндричну обичайку. Він призначений для рівномірного розподілу потоку каталізатора в зоні реакції апарата і з цією метою забезпечений розподільними трубами, вигнутими так, щоб нижні кінці їх були розташовані по трьох чи чотирьох концентричних колах, рівномірно по перерізу реакційної зони. Така конструкція дозволяє змінювати об'єм зазначеної зони шляхом нарощування довжини труб установкою спеціальних труб-подовжувачів. У збірник каталізатора подають інертний газ, який створює гідрозатвор і запобігає винесенню продуктів реакції.

У зоні введення сировини забезпечується рівномірний розподіл його по перерізу реакційної зони. Конструкція цієї зони залежить від якості і стану сировини, що надходить в апарат. Необхідно, щоб кульки каталізатора рівномірно зрешувалися рідкою фазою сировини.

При роботі на полегшеній сировині подача її у простір над пристроєм для розподілу каталізатора здійснюється через два штуцери у верхньому сферичному днищі корпусу реактора.

У випадку важкої сировини така конструкція введення може призвести до закоксовування у верхній частині апарата, тому труби розподільного пристрою захищають від контакту із сировиною завісою з каталізатора.

Для цього розподільник сировини поміщають посередині, під середнім конусним розподільником каталізатора (рис.9.36).

Реакції каталітичного крекінгу відбуваються у порожнистій частині апарата (реакційній зоні) 2 і супроводжуються

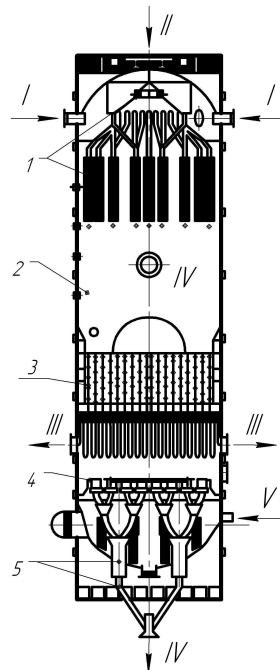


Рисунок 9.35 – Схема реактора установки каталітичного крекінгу з рухомих кульковим каталізатором:
 1 – розподільний пристрій;
 2 – реакційна зона;
 3 – сепараційний пристрій;
 4 – зона відпарювання;
 5 – збірний компенсаційний пристрій; I – введення сировини; II – введення каталізатора; III – вихід продуктів реакції; IV – вихід каталізатора; V – введення водяної пари

поглинанням тепла. Об'єм реакційної зони повинен бути таким, щоб час контакту парів сировини із каталізатором був достатнім для досягнення заданої глибини крекінгу. Нижче реакційної зони розташована зона відділення продуктів реакції і парів сировини, які не розклалися від каталізатора. Сепараційний пристрій 3 (рис.9.37) складається з тарілки (трубної решітки), в яку вмонтовані труби для виведення парів продуктів реакції (газозбірні труби) і для введення каталізатора (перетічні труби).

За перетічними трубами закоксований каталізатор надходить униз у зону відпарювання 4. Газозбірні труби виступають по обидва боки тарілки і підвішуються вгору за поперечні балки. На всій ділянці над тарілкою ці труби забезпечені отворами для виходу парів продуктів реакції із шару каталізатора. Над отворами на трубах встановлені так звані «дзвіночки» – конічні ковпачки. Пари спочатку надходять під «дзвіночок», потім через отвори провалюються в труби і з них відводяться у простір під решітками. Число «дзвіночків» повинно бути таким, щоб не відбувалося винесення каталізатора.

Газозбірні труби будуть працювати рівномірно по всій висоті при однакових гідравлічних опорах парів, що проходять через отвори, тому під нижніми ковпачками число отворів більше, ніж під верхніми. До відкритих кінців газозбірних труб під тарілкою приварюють відбійники, які змінюють напрям парів.

Пари продуктів реакції виводять з апарата двома штуцерами, привареними до його корпусу. В середині реактора перед цими штуцерами монтують відбійні листи, занурені в шар каталізатора, і запобігають його винесенню з парами.

Зона відпарювання являє собою порожнисту частину апарата, де здійснюється відпарювання вуглеводнів із поверхні каталізатора. Для цього шар каталізатора продувають водяною парою, що рухається протитечією. Частина її разом із каталізатором відводиться вниз, потрапляє у вивідний стояк і створює гідравлічний затвор.

Каталізатор необхідно видаляти з реактора рівномірно по всьому поперечному перерізу. Для цього апарат постачають нижнім розподільним пристроєм, що збирає каталізатор в один вузький потік для транспортування в регенератор.

Збірний компенсаційний пристрій 5 складається з трьох ярусів. Із воронки верхнього ярусу каталізатор збирається спочатку в воронки другого ярусу, звідки потрапляє в воронки третього ярусу і далі по штуцерах на нижньому днищі реактора виводиться до збірника

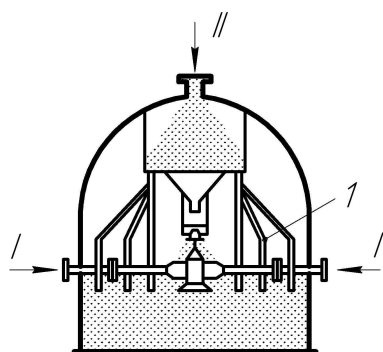


Рисунок 9.36 – Вузол введення важкої сировини і каталізатора:
1 – труби розподільного пристрою;
I – введення сировини; II – введення каталізатора

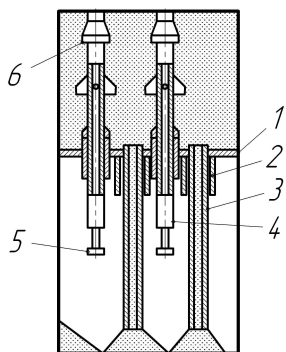


Рисунок 9.37 – Сепараційний пристрій реактора: 1 – тарілка; 2 – ребро жорсткості; 3 – труба для каталізатора; 4 – труба для виведення парів; 5 – відбійник; 6 – «дзвіночок»

стояка. Воронки верхнього ярусу зверху закриті перфорованою кришкою, що ще більше збільшує рівномірність надходження каталізатора в кожную воронку. Всі воронки спираються на балки і кріпляться болтами. Між ярусами воронки з'єднуються прямими і гнучими трубами. Прямі труби піддаються меншому зносу, а гнучі забезпечують більш рівномірний вихід каталізатора і його краще збереження. Обов'язковою

умовою руху каталізатора є нахил труб під деяким кутом.

Реакторні блоки каталітичних процесів із рухомим каталізатором, що містить реактор, регенератор і систему транспорту каталізатора, за взаємним розташуванням апаратів і

схемами циркуляції каталізатора поділяються на установки з одно- (рис.9.38 а) і дворазовим (рис.9.38 б) підняттям каталізатора.

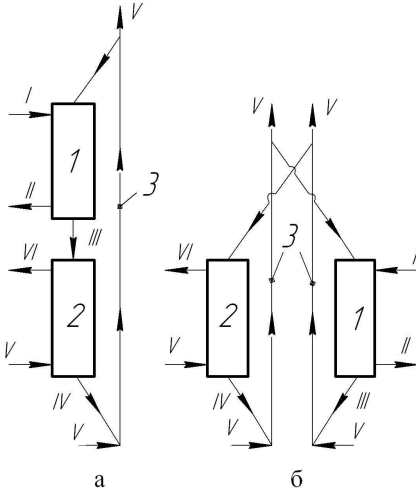


Рисунок 9.38 – Схеми реакторних блоків:

а – із одноразовим підйомом каталізатора;
б – із двократним підйомом каталізатора;

I – реактор; 2 – регенератор; 3 – підйомач пневматичного типу;

I – сировина; II – продукти реакції;

III – закоксований каталізатор;

IV – регенерований каталізатор; V – повітря;

VI – гази регенерації

шарі забезпечує інтенсивну тепло- і масопередачу між фазами і сталість температур в усьому об'ємі шару. Ізотермічність і висока теплопровідність псевдозрідженого шару сприяє стабільності хімічних реакцій між реагентами. Завдяки збільшенню поверхні контакту міжфазні процеси відбуваються із високими швидкостями.

Режим псевдозрідженого шару дозволяє спростити конструкцію реакційних апаратів і систему транспорту каталізатора.

Реакторні блоки з апаратами псевдо зрідженого шару можуть компоуватися різними способами (рис.9.39).

Схема (рис.9.39 а) відрізняється від схеми (рис.9.39 б) тим, що в першому випадку реактор і регенератор розміщені на різних рівнях: якщо регенератор знаходиться на більш високій рівні, в ньому можна мати більш низький тиск (достатній для перетікання регенерованого каталізатора в реактор), що знижує витрату електроенергії на привід повітрорудки. Однак при такому компоуванні апаратів висота реакторного блоку досягає значної висоти, що збільшує капітальні витрати і металоємність.

Схема (рис.9.39 б) відрізняється від схеми (рис.9.39 в) в основному способом пневмотранспорту каталізатора: у першому випадку використовується транспорт у розрідженій фазі, у другому – транспорт потоком високої концентрації (у щільній фазі), який почали застосовувати пізніше. При використанні потоку високої концентрації значно знижується витрата транспортуючого агента (водяна пара, повітря), і в зв'язку з цим скорочується діаметр транспортуючих трубопроводів. Установки цього типу працюють без регульовальних засувки на лініях пневмотранспорту і при значно менших швидкостях зваженої суміші (завдяки її високій щільності), що знижує абразивний знос внутрішньої поверхні каталізаторопровода.

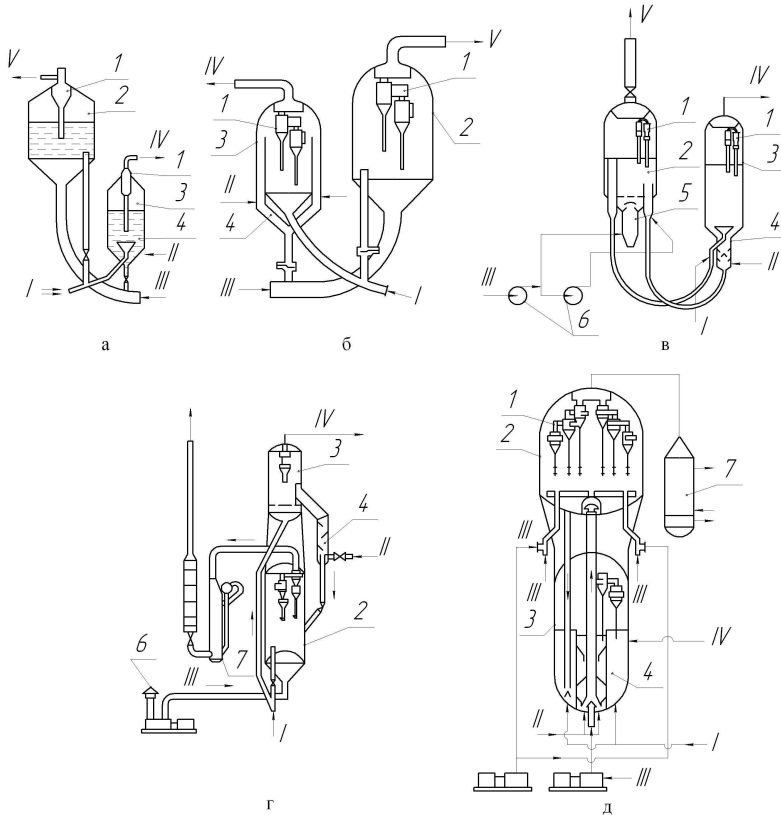


Рисунок 9.39 – Варіанти реакторного блоку установок з псевдозрідженим шаром каталізатора:

- а – реактор і регенератор розміщені на різних рівнях; б – реактор і регенератор розміщені на одному рівні;
- в – пневмотранспорт каталізатора потоком високої концентрації; г – реактор і регенератор розміщені вертикально, з виносною відпарною секцією; д – співвісне розташування реактора і регенератора; 1 – циклон; 2 – регенератор; 3 – реактор; 4 – відпарна секція; 5 – топка під тиском; 6 – повітродувки; 7 – котел-утилізатор; I – сировина; II – водяна пара; III – повітря; IV – продукти реакції; V – димові гази; VI – рециркулянт

Для спрощення системи пневмотранспорту можна усунути одну з ліній пневмотранспорту шляхом співвісного розташування реактора і регенератора (схеми наведені на рис.9.39 г, д). У варіанті рис.9.39 г реактор розміщений вище, ніж регенератор, і наявний виносний каталізаторопровід для перетікання відпрацьованого каталізатора. Регенератор розміщений внизу, тому тиск у ньому повинен бути підвищеним, що сприяє регенерації, але при цьому потрібно збільшувати потужність повітродувки.

Є декілька типів таких установок, що розрізняються взаємним розміщенням реактора і регенератора. Усі вони відрізняються від останньої схеми тим, що каталізаторопроводи розміщені всередині регенератора або всередині реактора (рис.9.39 д), або проходять крізь обидва апарати.

У схемі (рис.9.39 д) регенований каталізатор стікає самопливом, а відпрацьований піднімається по осовій лінії підйомником пневматичного типу, забезпеченого спеціальною засувкою для регулювання швидкості подачі каталізатора.

Вертикальне розміщення апаратів реакторного блоку збільшує висоту установки, але вона стає більш компактною, а усунення вигинів і поворотів на каталізаторопроводах зменшує їх абразивний знос.

Недолік реакторів із псевдозрідженим шаром полягає в тому, що через інтенсивне перемішування сировина в реакторі змішується із продуктами реакції, а відновлений

каталізатор у регенераторі – із закоксованим каталізатором, тобто відсутні протитечія і більш повна регенерація та обробка каталізатора.

У зв'язку з недоліками псевдозрідженого шару, що особливо впливають на стадію регенерації каталізатора, сьогодні розробляється кілька систем каталітичного крекінгу із секціонованим реактором і регенератором, спрямованих на обмеження внутрішньореакторного перемішування. Великого значення набуває секціонування шару в регенераторі. Це конструктивне рішення дозволяє підвищити ефективність контакту парів і каталізатора, оскільки на противагу суцільному псевдозрідженому шару кожна секція працює при меншому зміні складу початкових і вихідних парів. Протитечієвий рух каталізатора і парів дозволяє найбільш активному свіжому каталізатору контактувати з найбільш каталітично стабільною парою і, навпаки, частково відпрацьований каталізатор зустрічається з потоком пари найменш стійкої свіжої сировини.

Реактор псевдозрідженого шару складається з таких частин:

– розподільний пристрій для введення в шар суміші каталізатора парів сировини для реактора або повітря для регенератора, який повинен забезпечити рівномірний псевдозріджений шар без значного утворення бульбашок. Над таким пристроєм знаходиться псевдозріджений шар каталізатора;

– реакційна або робоча зона – псевдозріджений шар каталізатора, в якому здійснюється крекінг сировини (в реакторі) або випал коксу (в регенераторі);

– відстійна або сепараційна зона, розташована над шаром каталізатора. У цій зоні від потоку парів відокремлюються найбільш великі частинки каталізатора, винесені з шару, які повертаються назад у шар. Винесені з шару більш дрібні частинки, швидкість витання яких дорівнює або менша від швидкості пари над шаром, проносяться потоком пари в циклони;

– кінцеві пристрої, розташовані у верхній частині відстійної зони. Вловлений циклонами каталізатор через відповідні спускні стояки повертається в шар;

– відпарна секція, в якій каталізатор обробляється водяною парою з метою десорбції з його поверхні вуглеводнів (в реакторі) або продуктів згорання (в регенераторі).

Водяна пара, введена у відпарну секцію, витісняє вуглеводневі пари або гази з вільного об'єму між частинками каталізатора, запобігаючи тим самим їх взаємному проникненню.

Відпарні секції конструктивно виконуються по-різному. На рис.9.40 наведені схеми варіантів відпарних пристроїв: кільцеподібні секції без відсіків або з відсіками, що забезпечують більш ефективний контакт із водяною парою; циліндричні секції з перегородками типу «диск-кільце»; сегментні відпарні секції; виносна циліндрична секція.

При відпарюванні відпрацьованого каталізатора вуглеводні порівняно легко видаляються із проміжків між окремими частинками каталізатора і порівняно важко з пор, тому режим роботи такої відпарної секції зумовлюється не лише гідродинамікою потоків каталізатора і відпарювального агента, але і швидкістю дифундуючих в порах каталізатора зустрічних потоків водяної пари і вуглеводнів.

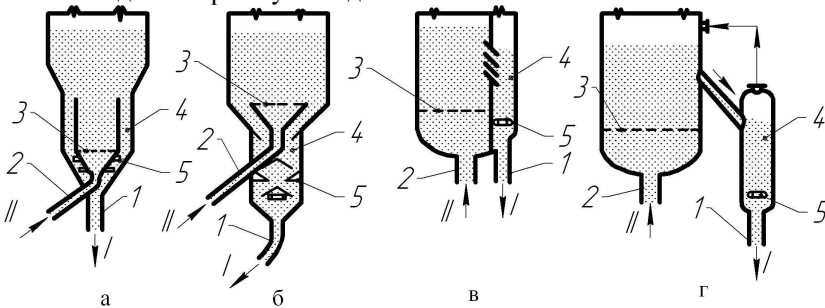


Рисунок 9.40 – Схеми відпарних секцій реакторів і регенераторів псевдозрідженого шару: а – кільцева; б – циліндрична з перегородками «диск-кільце»; в – сегментна; г – циліндрична виносна; 1 – стояк відпрацьованого каталізатора; 2 – стовбур підйомника пневматичного типу; 3 – розподільна решітка; 4 – відпарна секція; 5 – маточина для водяної пари; I – відпрацьований каталізатор; II – регенований каталізатор

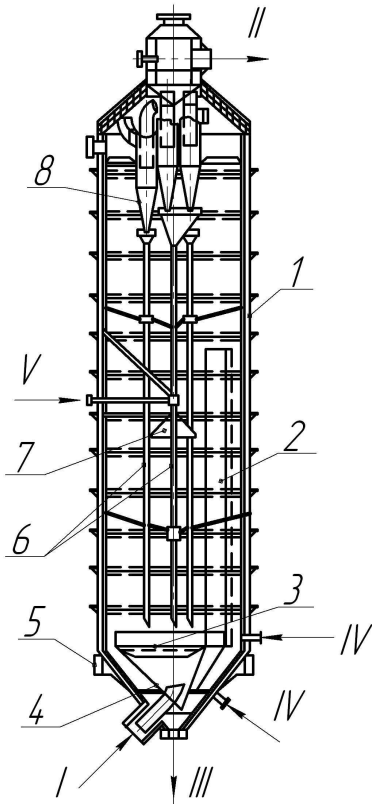


Рисунок 9.41 – Схема реактора псевдозрідженого шару установки каталітичного крекінгу:

- 1 – корпус; 2 – перегородка;
- 3 – розподільна решітка; 4 – опорний столик; 5 – опора; 6 – стояки; 7 – конус;
- 8 – циклон; I – введення сировини і каталізатора; II – виведення продуктів реакції; III – виведення каталізатора;
- IV – введення водяної пари;
- V – введення залишку з ректифікаційної колони

реакційної зони. Це перешкоджає руху відпарених вуглеводнів у реакційну зону або до стояків 6. Пару для продування каталізатора вводять штуцером у нижнє конусне днище за допомогою форсунок. Іноді відпарну секцію виносять за апарат.

Реакційна зона є порожнистою частиною апарата. Іноді для обмеження внутрішньої циркуляції сировини і каталізатора тут розміщують трубні решітки.

Пари разом із не осілим у відстійній зоні каталізаторним пилом, піднімаючись вгору, надходять у двоступінчастий батарейний циклонний сепаратор 8. У кожному циклоні можна встановити самостійний стояк для повернення відсепарованого каталізатора в псевдозріджений шар. Враховуючи, що в циклонах другого ступеня вловлюється менше каталізатора, вихідні труби їх об'єднують у загальний бункер із одним стояком. Кінці стояків, занурені у псевдозріджений шар, постачають клапанами-хлопавками, що запобігають прориву пари з цього шару в стояки. Циклонні батареї зі стояками підвішують у верхній частині апарата за елементи, приварені до корпусу. Стояки циклонів прикріплюють до нього тягами, що не перешкоджають вільній компенсації температурних

Відпарний пристрій повинен забезпечити досить повну десорбцію вуглеводнів із відпрацьованого каталізатора, оскільки недесорбовані вуглеводні випаюються в регенераторі разом із коксом, підвищуючи теплове навантаження апарата, витрату повітря і енерговитрати, а також збільшуючи втрати.

Ефективність роботи відпарних пристроїв залежить від їх конструкції, тривалості перебування каталізатора в зоні відпарювання, а також витрати десорбційного агента.

Реактори такого типу знайшли широке застосування в установках каталітичного крекінгу з пиловим каталізатором.

На рис.9.41 наведена конструкція реактора псевдозрідженого шару установки каталітичного крекінгу. Це апарат із циліндричним корпусом 1, закритий зверху і знизу конічними днищами.

Суміш каталізатора із сировиною подають під розподільний пристрій реактора – рівномірно перфоровану решітку 3, що служить для рівномірного розподілу потоку сировини і каталізатора по всьому поперечному перерізу реактора.

Розподільний пристрій кріпиться до конусної опори 4 і вільно спирається по периферії на опорне кільце, приварене до корпусу апарата. Це забезпечує вільну компенсацію температурних деформацій. Суміш із транспортної лінії надходить до решітки через конічну воронку (розширювач), яка також дещо вирівнює потік до решітки.

У нижній частині реактора шляхом установки над решітками вертикальної перегородки 2 утворюють відпарну зону (секцію), в якій відпрацьований каталізатор продувають перегрітою водяною парою для видалення з нього парів вуглеводнів. Перегородку постачають декількома рядами горизонтальних прорізів, через які каталізатор перетікає в зону відпарювання внаслідок великої щільності псевдозрідженого шару

деформацій. Пари із циклонів спрямовують у збірну камеру реактора і по трубах відводять до ректифікаційної колони.

Відпрацьований каталізатор видаляють з апарата через нижній штуцер і стоек.

Впровадження цеолітовмісних каталізаторів внесло значні зміни в будову реакторного блока. Висока активність цеолітів змусила відмовитися від традиційного псевдозрідженого шару і використовувати реактори ліфтного типу (рисунк 9.32 г) або комбінувати їх із псевдозрідженим шаром.

За газодинамічними характеристиками цей реактор наближається до реакторів ідеального витіснення, більш ефективний для каталітичного крекінгу порівняно з реакторами із псевдозрідженим шаром каталізатора.

Виділяють такі модифікації процесу каталітичного крекінгу на цеолітних каталізаторах:

- крекінг в одному ліфт-реакторі;
- крекінг у двох ліфт-реакторах;
- послідовний крекінг у ліфт-реакторі і в псевдозрідженому шарі;
- крекінг у ліфт-реакторі і паралельно в ліфт-реакторі і псевдозрідженому шарі.

На рис.9.42 наведена конструкція ліфт-реактора установки каталітичного крекінгу. Реактор являє собою вертикальний циліндричний апарат змінного перерізу. Регенований каталізатор із регенератора надходить по напірному стояку в нижню частину ліфт-реактора, де контактує із краплями сировини, що утворилися при проходженні сопла 9. У результаті теплообміну каталізатор частково охолоджується, а виділене тепло витрачається на нагрівання і випарювання сировини. При цьому починаються реакції каталітичного крекінгу з відкладенням коксу на частинках каталізатора. Парогазовий потік, що утворився, транспортує каталізатор вгору по стовбуру ліфт-реактора.

Внутрішній діаметр ліфт-реактора і довжину реакційної частини визначають виходячи із заданої продуктивності установки за сировиною і умовами проведення процесу.

Спочатку у верхній частині ліфт-реактора були встановлені конічний перехідник і розподільна решітка, призначені для введення і рівномірного розподілу каталізатора в зоні форсованого псевдозрідженого шару. При використанні більш високих температур крекінгу і застосуванні сучасних високоефективних каталізаторів небажано тривале контактування закоксованого каталізатора і продуктів крекінгу, оскільки це сприяє перебігу вторинних реакцій крекінгу бензину. Тому розподільна решітка у верхній частині ліфт-реактора була замінена на балістичний сепаратор 3. Верхня частина ліфт-реактора із балістичним сепаратором оснащена рухомою опорою 5.

Пройшовши балістичний сепаратор, каталізатор надходить у десорбер 7, де відпарюється у протитечійному русі з водяною парою. Десорбер розділений на секції каскадними перфорованими конусами, що перешкоджають створенню поршневого режиму. У нижній частині десорбера встановлені кільцеві колектори для введення водяної пари, у

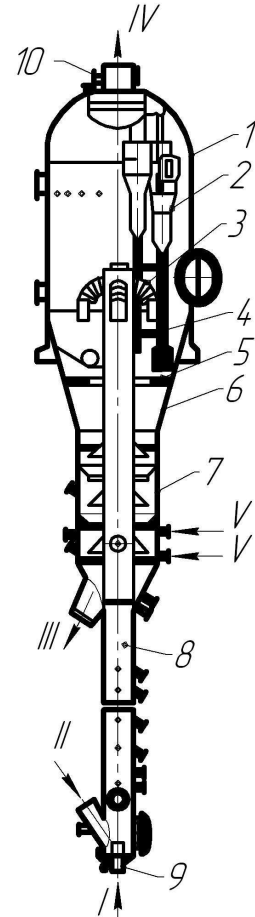


Рисунок 9.42 – Схема ліфт-реактора установки каталітичного крекінгу:
 1 – корпус; 2 – двоступінчасті циклоні; 3 – балістичний сепаратор; 4 – стояки циклонів; 5 – рухома опора; 6 – форсунка для шламу; 7 – десорбер; 8 – ліфт-реактор; 9 – сопло із форсунками; 10 – штуцер запобіжного клапана;
 I – сировина; II – регенований каталізатор; III – закоксований каталізатор; IV – продукти крекінгу; V – водяна пара

верхній частині – форсунки 6 для введення шламу (частини залишку із ректифікаційної колони, що містить віднесений із реактора каталізатор).

У корпусі реактора передбачені штуцери для введення сировини і каталізатора, виведення продуктів крекінгу і закоксованого каталізатора, установки запобіжного клапана і термопар, а також люк-лаз, призначений для ремонту та монтажу обладнання, розташованого усередині апарата.

Для зменшення винесенню каталізатора в ректифікаційну колону і зниження кількості рециркулюючого шламу у верхній частині реактора встановлюються одно- або двоступеневі циклоні 2. На спускних стояках циклонів використовують пристрої типу клапан-мигалка. Клапан-мигалка, як правило, знаходиться у закритому положенні і відкривається лише під тиском стовпа каталізатора, що скупчився у спускному стояку.

Сьогодні застосовуються кілька конструкцій кінцевих пристроїв для ліфт-реактора (рис.9.43). У порядку збільшення ефективності до них належать інерційний сепаратор (рис.9.43 а), циклоні із висхідним потоком (рис.9.43 б) і розроблені фірмою «Мобіл» циклоні із замкненим потоком (рис.9.43 в).

Для оптимального відділення каталізатора від нафтопродуктів у ліфт-реакторі необхідно, щоб уникнути повторного крекінгу бензину, запобігти каталітичному крекінгу в

розбавленій фазі після ліфт-реактора. Крім того, система відділення каталізатора від нафтопродуктів повинна мати операційну гнучкість і не вимагати підвищеної уваги з боку оператора, зводити до мінімуму коксування у трубопроводах і зменшувати втрати каталізатора у ректифікаційній колоні. Найбільш повно усім цим вимогам відповідає кінцевий пристрій ліфт-реактора у вигляді циклонів із замкненим потоком.

Система введення сировини має вирішальний вплив на виходи продуктів установок каталітичного крекінгу. В ідеалі реакції крекінгу повинні відбуватися в паровій фазі на поверхні твердого каталізатора. Швидке і рівномірне змішування сировини і каталізатора забезпечує

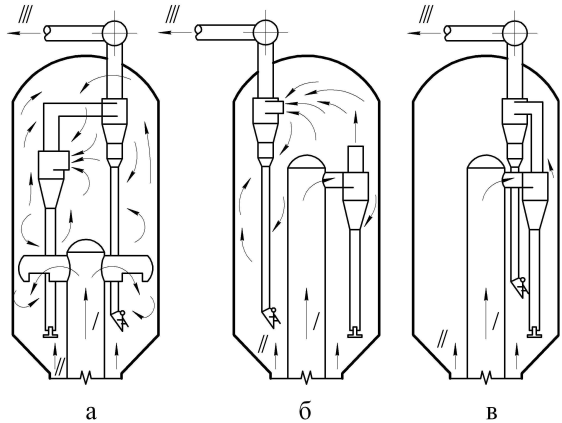


Рисунок 9.43 – Конструкції кінцевих пристроїв для ліфт-реактора:

а – інерційний сепаратор; б – циклоні із висхідним потоком; в – циклоні із замкненим потоком; I – суміш каталізатора і парів нафтопродуктів із ліфт-реактора; II – парогазовий потік з десорбера; III – продукти крекінгу

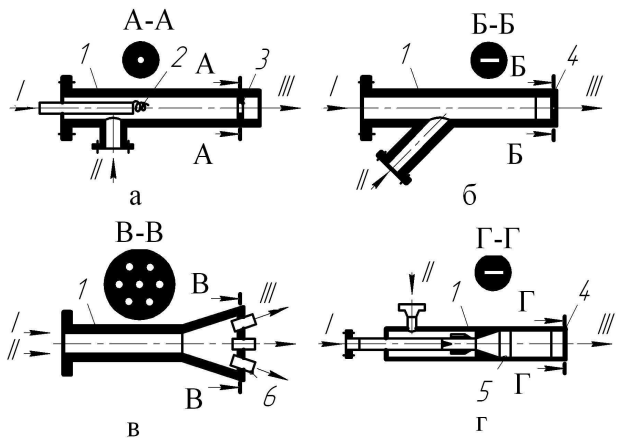


Рисунок 9.44 – Конструкція розпилюючих сопел:
а – сопло з круглим отвором; б – сопло з щілинним отвором фірми «Келлог»; в – сопло з форсунками; г – сопло «Атомах» фірми «Келлог» і «Мобіл»; 1 – корпус; 2 – спіраль; 3 – діафрагма з круглим отвором; 4 – наконечник зі щілинним отвором; 5 – статичний змішувач; 6 – форсунки; I – сировина; II – водяна пара; III – паросировинна суміш

більш повне випаровування нафтопродуктів і кращий їх контакт із каталізатором упродовж короткого часу їх перебування в ліфт-реакторі.

На рис.9.44 наведені деякі конструкції розпилювальних сопел ліфт-реакторів установок каталітичного крекінгу. Конструкція розпилювального сопла повинна забезпечити утворення дрібних крапель із вузьким розподілом їх по діаметру і невеликим середнім діаметром. Якщо при розпилюванні сировини утворюються великі краплі, то вони будуть випаровуватися повільно і можуть взагалі не випаруватися.

Типові конструкції регенераторів мало відрізняються від виконання реакторів і класифікуються на ті самі типи залежно від контакту газоподібної і твердої фаз.

У регенераторах розрізняють такі основні зони: регенерації; відстійну зону і топку для розігріву (за необхідності).

Розмір зони регенерації визначається часом перебування каталізатора в регенераторі.

До відстійної зони і пиловловлювальних пристроїв регенератора висуваються більш суворі вимоги, ніж до відповідних частин реакторів, оскільки димові гази викидаються в атмосферу і сильно забруднюють її. Тому у деяких конструкціях регенераторів великої потужності додатково встановлюють електрофільтри.

Топки для розігріву являють собою конструкцію, встановлену або окремо, або змонтовану у нижній частині регенератора і у вигляді одного блока.

На рис.9.45 наведена конструкція зварного вертикального регенератора квадратного перерізу установки каталітичного крекінгу із п'ятьма зонами випалювання та рухомим шаром каталізатора. Верхній розподільний пристрій, виконаний із труб, винесено за апарат і встановлено над ним. Нижній розподільний пристрій, як і в реакторі, складається із декількох ярусів збірних воронкоподібних елементів. Над першим рядом воронкоподібних елементів розміщена колосникова решітка, що сприяє подрібненню грудочок спеченого каталізатора. Швидкість руху каталізатора регулюють шибром, встановленим на загальному виході каталізатора з регенератора.

У деяких конструкціях регенераторів пристрої для вирівнювання потоку каталізатора роблять виносними (встановлюють під корпусом апарата).

Для більшої міцності корпус регенератора обладнаний горизонтальними і вертикальними ребрами із двотаврових балок або швелерів.

Усі зони випалювання (або регенерації) забезпечені системами для рівномірного розподілу повітря по перерізу апарата, а також збирання і виведення димових газів. Крім того, вони обладнані охолоджувальним змійовиком. Поверхня охолоджувальних змійовиків залежить від розташування зони випалювання.

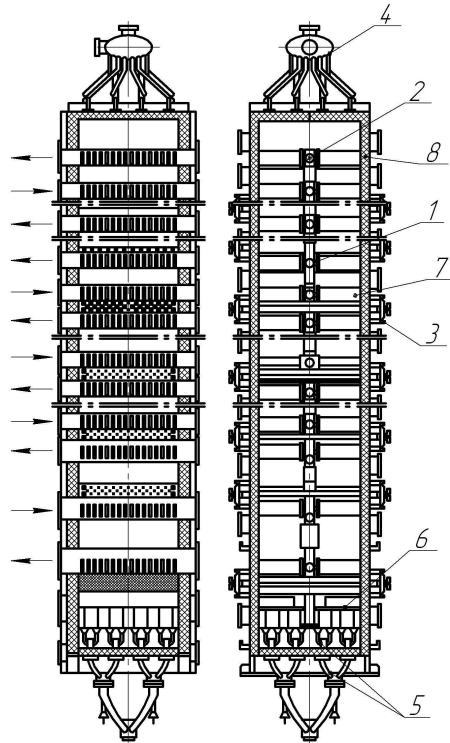


Рисунок 9.45 – Схема регенератора установки каталітичного крекінгу із рухомим кульковим каталізатором:
 1 – колектор введення повітря; 2 – колектор виведення димових газів; 3 – охолоджувальні змійовики;
 4 – розподільний пристрій; 5 – збірний компенсаційний пристрій; 6 – колосникові решітки; 7 – повітророзподільний короб; 8 – газозбірний короб

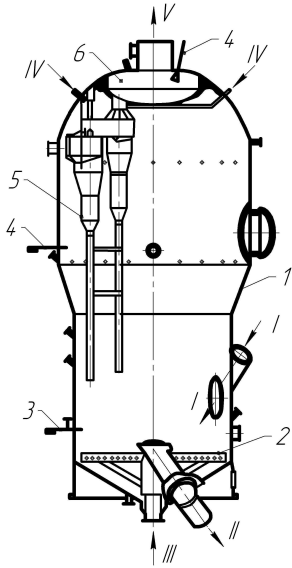


Рисунок 9.46 – Схема регенератора установки каталітичного крекінгу із псевдозрідженим каталізатором:
 1 – корпус; 2 – колектор для введення повітря;
 3 – паливна форсунка; 4 – форсунки для конденсату; 5 – двоступеневі циклони;
 6 – збірна камера; I – закований каталізатор із реактора; II – регенований каталізатор;
 III – повітря; IV – водяна пара; V – димові гази

щодо коксу, який випалюється, і вибраного технологічного режиму процесу регенерації.

Наприклад, у верхній частині регенератора, де температура каталізатора у початковій стадії процесу низька, змійовик відсутній; внизу ж, де регулюється температура виведеного з апарата сильно нагрітого каталізатора, поверхня змійовика найбільша.

Конструкція регенератора установки каталітичного крекінгу із псевдозрідженим шаром каталізатора наведена на рис. 9.46. Основними вузлами регенератора є корпус 1, колектор введення повітря 2 для випалювання коксу та підтримки псевдозрідженого шару у зваженому стані, паливні форсунки 3 для розігріву каталізатора при пуску установки, форсунки для конденсату 4 з метою запобігання догоранню окису вуглецю в двоокис, двоступеневі циклони 5, збірна камера 6 і система введення водяної пари в циклони першого ступеня і під днище збірної камери для запобігання догоранню окису вуглецю в двоокис. В окремих випадках для знімання надмірного тепла та впорядкування руху потоку газосуспензії в зоні регенерації встановлюються пароводяні змійовики.

Як правило, регенератор – найбільший апарат на установці каталітичного крекінгу, його об'єм значно перевищує об'єм реактора. Розміри регенератора залежать від його продуктивності

Запитання для самоперевірки

1. Яке обладнання використовується для поглибленої переробки в газо- і нафтопереробних виробництвах? Дайте їх коротку характеристику.
2. Сформулюйте термін «адсорбер», наведіть галузь його застосування та особливості роботи.
3. Наведіть схему адсорбера із нерухомим шаром зернистого адсорбенту, супроводжуючи її описом будови і принципу дії.
4. Поясніть будову, принцип дії адсорбера із рухомим шаром зернистого адсорбенту, використовуючи схему.
5. Викладіть основи роботи адсорбера із псевдозрідженим шаром зернистого адсорбенту, схематично подавши його конструкцію.
6. Поясніть термін «кристалізатор», дайте опис сутності процесу кристалізації, галузь застосування кристалізаторів та їх класифікацію.
7. Наведіть схему основних трубчастих кристалізаторів газо- і нафтопереробних виробництв, дайте опис принципу дії цих апаратів.
8. Викладіть основи роботи кристалізаторів псевдозрідженого шару, використовуючи його схематичне зображення.
9. Які кристалізатори відносять до апаратів змішування? Наведіть схему таких апаратів, поясніть принцип їх роботи.
10. Визначте галузь застосування кристалізаторів стрічкового і барабанного типів, схематично зобразіть їх, наведіть принцип їх дії.
11. Опишіть фізичну сутність процесу екстракції, дайте визначення екстрактора. Наведіть опис сфери застосування цих апаратів та їх класифікацію.
12. Схематично зобразіть екстрактор типу змішувач-відстійник, поясніть його будову і принцип дії.
13. Як працює відцентровий екстрактор? Поясніть його конструкцію за схемою.
14. Які особливості роботи властиві екстракторам колонного типу? Поясніть будову і принцип дії такого апарата за допомогою схеми.
15. Яке обладнання належить до реакційного? Дайте його короткий опис і сферу застосування.
16. Виділіть основні класифікаційні ознаки реакторів, дайте їх характеристику.
17. Опишіть конструкцію і принцип дії основних типів реакторів установок переробки нафти (для кожного з відомих процесів), наведіть схеми апаратів.
18. Які функції виконує регенератор в установках переробки нафти? Поясніть принцип його дії, використовуючи схему.

Приклади та контрольні задачі

Приклад 9.1. Розрахувати адсорбер установки осушування на цеолітах 40 тис. м³/годину циркуляційного газу із вмістом водню (молекулярна маса $M=8,23$) установки каталітичного риформінгу. Тиск газу на вході в адсорбер 3,0 МПа, температура 30 °С, вологовміст сирого газу $1,1 \cdot 10^{-3}$ кг/м³, точка роси осушеного газу «мінус» 60 °С. Тривалість циклу адсорбції 6 годин (чотири цикли на одну добу). Середній діаметр часточок адсорбенту 2,5 мм, середня густина адсорбенту 700 кг/м³.

Максимально припустима лінійна швидкість газу в адсорбері w_{max} , м/с, визначається за рівнянням Леду [65]:

$$w_{max} = (78c\rho_{ad}d_{ad}g/\rho)^{0,5},$$

де c – константа ($c = 0,025 - 0,033$); ρ – густина газу за робочих умов, кг/м³; ρ_{ad} – середня густина адсорбенту, кг/м³; d_{ad} – середній діаметр гранул адсорбенту, м; g – прискорення сили тяжіння, м/с².

$$\rho = \rho_0 \frac{T_0 P}{T P_0} = \frac{M T_0 P}{22,4 T P_0} = \frac{8,23 \cdot 273 \cdot 3,0}{22,4 \cdot (273 + 30) \cdot 0,1} = 9,93;$$

де P_0 та T_0 – тиск, МПа, та температура, К, пари відповідно за нормальних умов ($P_0 = 0,1$ МПа, $T_0=273$ К [60]); P та T – тиск, МПа, та температура, К, газу відповідно в робочих умовах адсорбції (в адсорбері).

$$w_{max} = (78 \cdot 0,03 \cdot 700 \cdot 0,0025 \cdot 9,81 / 9,93)^{0,5} = 2,01.$$

Береться припустима лінійна швидкість газу, дещо нижча від отриманого значення w_{max} і така, що дорівнює $w=1,8$ м/с.

Припускаючи, що вся волога, що потрапляє в адсорбер із сирим газом, поглинається адсорбентом, потім розраховується кількість води G_g , кг, що звільняється з газу упродовж циклу адсорбції [65]:

$$G_g = CV_0/n = 1,1 \cdot 10^{-3} \cdot 40 \cdot 10^3 \cdot 24/4 = 264,$$

де C – вологовміст сирого газу, кг/м³; V_0 – об'ємна витрата осушувального газу за нормальних умов, м³/добу; n – число циклів за добу.

Об'ємна витрата газу за робочих умов в адсорбері V , м³/с [45]:

$$V = V_0 \frac{P_0 T}{P T_0} = \frac{40 \cdot 10^3}{3600} \cdot \frac{0,1 \cdot (273 + 30)}{3,0 \cdot 273} = 0,41.$$

Внутрішній діаметр адсорбера D , м:

$$D = \sqrt{\frac{4V}{\pi w}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,41}{3,14 \cdot 1,8}} = 0,54.$$

Береться найближче більше стандартне значення $D = 1,0$ м.

Лінійна швидкість газу у вільному перерізі адсорбера w , м/с, становить

$$w = \frac{V}{S} = \frac{V}{\pi D^2 / 4} = \frac{0,41}{3,14 \cdot 1,0^2 / 4} = 0,52 < 1,8,$$

де S – площа прохідного перерізу адсорбера, м².

Питоме навантаження шару адсорбенту за водою g_g , кг/(м²·годину) [65]:

$$g_g = \frac{G_g}{\frac{\pi D^2}{4} \tau} = \frac{264}{\frac{3,14 \cdot 1,0^2}{4} \cdot 6} = 56,$$

де τ – тривалість циклу адсорбції, годин.

Висота адсорбційної зони h , м [65]:

$$h = 31,3 \frac{g_e^{0,7895}}{w^{0,5506} (P_e / P_e^*)^{0,2645}} = 31,3 \frac{(56/60)^{0,7895}}{(0,52 \cdot 60)^{0,5506} 100^{0,2645}} = 1,31,$$

де g_e – питоме навантаження, кг/(м²·хв.); w – лінійна швидкість газу, м/хв.; P_e / P_e^* – відносна вологість осушуваного газу, %.

За рекомендаціями [65] висота шару адсорбенту H , м, визначається з умови $H/D = 2 \div 5$,
 $H = 5D = 5 \cdot 1,0 = 5,0$.

Динамічна вологомiсткість шару a , %, при роботі шару до проскакування [65]:

$$a = a^*(H - 0,45h)/H = 14 \cdot (5,0 - 0,45 \cdot 1,31)/5,0 = 12,35,$$

де a^* – динамічна рівноважна вологоємність шару (визначається залежно від відносної вологості осушуваного газу та типу адсорбенту, $a^* = 14\%$ [65]), %.

Мінімально необхідна висота шару адсорбенту H_{min} , м [65]:

$$H_{min} = \frac{127,4G_e}{\rho_{ad}D^2a} = \frac{127,4 \cdot 264}{700 \cdot 1,0^2 \cdot 12,35} = 3,89 \text{ м} < H = 5,0,$$

відповідно взята висота шару адсорбенту $H = 5,0$ м є достатньою.

Тривалість роботи шару до проскакування вологи τ , годин [65]:

$$\tau = 0,01a\rho_{ad}H/g_e = 0,01 \cdot 12,35 \cdot 700 \cdot 5,0/56 = 7,72 > 6 \text{ годин},$$

відповідно обраний цикл адсорбції 6 годин задовольняє умови.

Приклад 9.2. Розрахувати адсорбер для осушування 33 т/годину, або 800 м³/годину (за робочих умов) газу піролізу синтетичним цеолітом. Вологовміст газу 0,025 % мас. Насипна густина цеолітів 720 кг/м³, пористість шару гранул 0,38, вологоємність 4 %. Потрібно довести вміст вологи до 0,0005% мас. На основі практичних даних необхідний час контакту 0,5 хв., припустима лінійна швидкість газу у вільному перерізі адсорбера 0,08 м/с.

Необхідний переріз адсорбера S , м²:

$$S = V/w = (800/3600)/0,08 = 2,78,$$

де V – об'ємна витрата осушуваного газу, м³/с; w – припустима лінійна швидкість руху газу, м/с.

Внутрішній діаметр адсорбера D , м:

$$D = \sqrt{\frac{4S}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 2,78}{3,14}} = 1,9.$$

Береться найближче більше стандартне значення $D = 2,0$ м.

Уточнена площа прохідного перерізу S , м²:

$$S = \frac{\pi D^2}{4} = \frac{3,14 \cdot 2,0^2}{4} = 3,14.$$

Необхідний об'єм шару адсорбенту V_{ad} , м³ [1]:

$$V_{ad} = \frac{V\tau}{\varepsilon} = \frac{(800/3600) \cdot (0,5 \cdot 60)}{0,38} = 17,5,$$

де τ – час контакту, с; ε – пористість шару.

Висота шару адсорбенту H , м:

$$H = V_{ad}/S = 17,5/3,14 = 5,6.$$

Кількість адсорбенту G_{ad} , кг:

$$G_{ad} = V_{ad}\rho_{ad} = 17,5 \cdot 720 = 12600,$$

де ρ_{ad} – насипна густина адсорбенту, кг/м³.

Кількість вологи $G_{вад}$, кг, що може бути поглинута адсорбентом:

$$G_{вад} = aG_{ad}/100 = 4 \cdot 12600/100 = 504,$$

де a – вологомiсткість адсорбенту, %.

Кількість вологи, яку необхідно поглинути G_w , кг/с:

$$G_w = G(x_1 - x_2)/100 = (33 \cdot 10^3 / 3600)(0,025 - 0,0005)/100 = 2,3 \cdot 10^{-3},$$

де x_1 та x_2 – початковий та кінцевий вологовміст газу, % мас.

Час роботи осушувача τ :

$$\tau = G_{вод}/G_w = 504/(2,3 \cdot 10^{-3}) = 219 \cdot 10^3 \text{ с} = 61 \text{ година.}$$

Відповідно упродовж 61 години роботи адсорбер необхідно зупинити на регенерацію адсорбенту. Тому встановлюються два адсорбери.

Приклад 9.3. Визначити діаметр та висоту екстракційної колони установки деасфальтизації гудрону рідким пропаном продуктивністю 400 т/добу щодо сировини. Відношення ваги пропану до ваги гудрону дорівнює 5:1. Температура верху екстракційної частини 50 °С, низу – 44 °С, верху колони – 55 °С. Тиск у колоні 3,2 МПа.

Кількість пропану G_{C3H8} , кг/с, що вводиться в екстракційну колону [13]:

$$G_{C3H8} = nG_c = 5 \cdot 400 \cdot 10^3 / (24 \cdot 3600) = 23,1 \text{ кг/с,}$$

де n – відношення ваги пропану до ваги гудрону ($n=3,5+5,0$ [13]); G_c – масова витрата сировини (гудрону), кг/с.

Середня температура потоку $t_{сер}$, °С:

$$t_{сер} = (t_1 + t_2)/2 = (44 + 50)/2 = 47.$$

Діаметр екстракційної колони D , м, визначається з залежності [13]:

$$D = 2 \sqrt{\frac{G_c + G_{C3H8}}{\rho_c - \rho_{C3H8}}} = 2 \sqrt{\frac{400 \cdot 10^3 / (24 \cdot 3600) + 23,1}{930 - 463}} = 2,52,$$

де ρ_c та ρ_{C3H8} – густина сировини (гудрону) та рідкого пропану відповідно при середній температурі 47 °С в екстракційній колоні, кг/м³; w – швидкість потоку суміші в екстракційній частині колони (рекомендується $w = 35 - 40 \text{ м}^3/(\text{м}^2 \cdot \text{годину})$ [13]), м/с.

Береться найближче більше стандартне значення $D = 2,6 \text{ м}$.

Висота екстракційної колони H , м:

$$H = h_1 + h_2 + h_3 + h_4 + h_5,$$

де h_1 – висота опорної обичайки колони ($h_1 = 1,0 - 1,2 \text{ м}$ [13]), м; h_2 – відстань від днища до насадки або жалюзійної тарілки ($h_2 = 3,0 - 3,2 \text{ м}$ [13]), м; h_3 – висота насадкового шару або жалюзійної тарілки, м; h_4 – відстань від насадки до верху екстракційної частини колони ($h_4 = 3,3 - 3,5 \text{ м}$ [13]), м; h_5 – відстань від верху екстракційної частини до верху колони (висота відстійної частини колони), м.

$$h_3 = \tau_1 w_1 = 120 \cdot 0,05 = 6,0,$$

де τ_1 – час контактування сировини та пропану в насадковому шарі ($\tau_1 = 110 - 130 \text{ с}$ [13]), с; w_1 – лінійна швидкість потоку в насадковому шарі ($w_1 = 0,046 - 0,056 \text{ м/с}$ [13]), м/с.

$$h_5 = \tau_2 w_2 = 640 \cdot 0,0065 = 4,15,$$

де τ_2 – час контактування сировини та пропану в насадковому шарі ($\tau_2 = 570 - 670 \text{ с}$ [13]), с; w_2 – лінійна швидкість потоку в насадковому шарі ($w_2 = 0,006 - 0,007 \text{ м/с}$ [13]), м/с.

$$H = 1,0 + 3,0 + 6,0 + 3,3 + 4,15 = 17,45.$$

Приклад 9.4. Визначити основні розміри реактора Р-1 та регенератора Р-2 каталітичного крекінгу (рис.9.47). Продуктивність щодо сировини 100 т/годину, кількість рециркуляту – 10 т/годину, коксу – 6 т/годину, каталізатора в регенераторі – 150 т. Масова швидкість подачі сировини в розрахунку на зону 1 становить 130 кг/(кг·годину), загальна (тобто з розрахунку на суму зон 1 та 2) 22 кг/(кг·годину). Визначена з теплового балансу реактора масова витрата каталізатора, що циркулює, становить 212 кг/с. Визначена з матеріального балансу реактора об'ємна витрата потоку вуглеводневих парів у зоні 1 (ліфт-реактор) становить 24 тис. м³/годину, в умовах зони 2 (при температурі 500 °С та тиску 0,18 МПа) – 36,2 тис. м³/годину, витрата водяної пари в умовах відпарної зони 7,4 тис. м³/годину, витрата потоку суміші вуглеводневої та водяної пари на виході з реактора

43,3 тис. м³/годину, об'ємна витрата димових газів, що утворюються при спалюванні коксу в умовах регенератора, 109 тис. м³/годину.

Кількість каталізатора в об'ємі реакційної зони 1 $G_{к1}$, кг:

$$G_{к1} = (L+R)/g_1 = (100+10) \cdot 10^3 / 130 = 846,$$

де L та R – масова витрата сировини та рециркуляту, кг/с; g_1 – масова швидкість подачі сировини на зону 1, кг/(кг·годину).

Взявши концентрацію каталізатора у зваженій суміші $c_1 = 60$ кг/м³ [70], визначається об'єм ліфт-реактора V_{p1} , м³:

$$V_{p1} = G_{к1}/c_1 = 846/60 = 14,1.$$

Середній час перебування каталізатора у ліфт-реакторі $\tau_{к1}$, с, становитиме:

$$\tau_{к1} = G_{к1}/G_{ч} = 846/212 = 3,99,$$

де $G_{ч}$ – масова витрата каталізатора, що циркулює, кг/с.

Середній фіктивний час перебування пари реакційної суміші в зоні 1 (з розрахунку на повний об'єм V_{p1} , м³) τ_1 , с, становитиме:

$$\tau_1 = V_{p1}/V_1 = 14,1 / (24 \cdot 10^3 / 3600) = 2,11,$$

де V_1 – об'ємна витрата потоку вуглеводневих парів у зоні ліфт-реактора, м³/с.

Беручи середню фіктивну швидкість пари в ліфт-реакторі $w_1 = 14$ м/с [70], переріз S_1 , м², та діаметр D_1 , м, ліфт-реактора становитимуть:

$$S_1 = V_1/w_1 = (24 \cdot 10^3 / 3600) / 14 = 0,476,$$

$$D_1 = \sqrt{\frac{4S_1}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,476}{3,14}} = 0,78.$$

Довжина ліфт-реактора l_1 , м:

$$l_1 = V_{p1}/S_1 = 14,1 / 0,476 = 29,6.$$

Загальна кількість каталізатора $G_{к}$, кг, в межах реакційних зон 1 та 2 розраховується за загальною масовою швидкістю подачі $g = 22$ кг/(кг·годину):

$$G_{к} = (L+R)/g = (100+10) \cdot 10^3 / 22 = 5000.$$

Кількість каталізатора в межах зони 2 $G_{к2}$, кг, становить:

$$G_{к2} = G_{к} - G_{к1} = 5000 - 846 = 4154.$$

Беручи для зони 2 високу фіктивну швидкість вуглеводневої пари $w_2 = 0,75$ м/с та відповідно низьку концентрацію каталізатора у зваженому шарі $c_2 = 250$ кг/м³ [70], визначається об'єм реакційної зони V_{p2} , м³:

$$V_{p2} = G_{к2}/c_2 = 4154 / 250 = 16,6.$$

Фіктивний час перебування вуглеводневої пари в зоні 2 τ_2 , с:

$$\tau_2 = V_{p2}/V_2 = 16,6 / (36,2 \cdot 10^3 / 3600) = 1,65.$$

Враховуючи незначну зміну кількості каталізатора, що циркулює, за рахунок відкладень на ньому коксу, розраховується середній час перебування каталізатора в зоні 2 $\tau_{к2}$, с:

$$\tau_{к2} \approx G_{к2}/G_{ч} = 4154 / 212 = 19,61,$$

Переріз S_2 , м², та діаметр D_2 , м, зони форсованого псевдозрідженого шару:

$$S_2 = V_2/w_2 = (36,2 \cdot 10^3 / 3600) / 0,75 = 13,41,$$

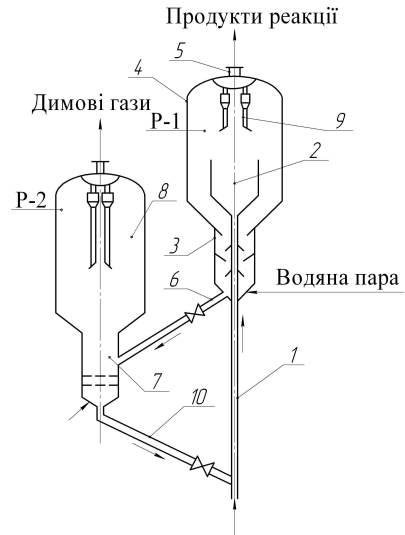


Рисунок 9.47 – Розрахункова схема реактора P-1 та регенератора P-2 установки каталітичного крекінгу:

- 1 – реакційна зона (ліфт-реактор);
- 2 – реакційна зона (сформований псевдо-зріджений шар);
- 3 – зона відпарювання;
- 4 – зона сепарації;
- 5 – штуцер виходу продуктів реакції з реактора;
- 6 – стояк для виведення з реактора відпрацьованого каталізатора;
- 7 – робоча зона (псевдозріджений шар);
- 8 – зона сепарації;
- 9 – штуцер виходу димових газів із регенератора;
- 10 – стояк регенератора

$$D_2 = \sqrt{\frac{4S_2}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 13,41}{3,14}} = 4,13.$$

Висота цієї зони H_2 , м:

$$H_2 = V_{p2}/S_2 = 16,62/13,41 = 1,24.$$

Беручи час перебування каталізатора в зоні відпарювання $\tau_{к3} = 2$ хв. та концентрацію каталізатора у зваженій суміші $c_3 = 350$ кг/м³ [70], розраховують кількість каталізатора у цій зоні $G_{к3}$, кг, та робочий об'єм відпарної зони V_{p3} , м³:

$$G_{к3} = \tau_{к3} G_{ц} = 2 \cdot 60 \cdot 212 = 25,4 \cdot 10^3,$$

$$V_{p3} = G_{к3}/c_3 = 25,4 \cdot 10^3/350 = 72,62.$$

Потрібний повний переріз відпарної секції S_3 , м²:

$$S_3 = G_{ц}/a = 212/30 = 7,06,$$

де a – питоме навантаження на повний переріз відпарної секції за каталізатором, що циркулює ($a = 30$ кг/(м²·с) [70]), кг/(м²·с).

Вільний переріз у перегородках відпарної секції у двічі менший, ніж S_3 .

Висота зони десорбції H_3 , м:

$$H_3 = V_{p3}/S_3 = 72,62/7,06 = 10,3.$$

Фіктивна лінійна швидкість водяної пари у відпарній зоні w_3 , м/с:

$$w_3 = V_3/S_3 = (7,4 \cdot 10^3/3600)/7,06 = 0,293,$$

де V_3 – об'ємна витрата водяної пари в умовах відпарної зони, м³/с.

Відпарна секція 3 являє собою кільцевий простір. Якщо знехтувати товщиною стінки ліфт–реактора, то повний переріз корпусу відпарної секції S_3' , м²:

$$S_3' \approx S_3 + S_1 = 7,06 + 0,476 = 7,536.$$

Діаметр корпусу відпарної секції D_3 , м:

$$D_3 = \sqrt{\frac{4S_3'}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 7,536}{3,14}} = 3,1.$$

Площа перерізу S_4 , м², корпусу зони сепарації повинна визначатися з умови $S_4 \geq S_2 + S_3$. Якщо взяти 20 % запас, то

$$S_4 \approx 1,2(S_2 + S_3) = 1,2 \cdot (13,41 + 7,06) = 24,56.$$

Діаметр корпусу зони сепарації D_4 , м:

$$D_4 = \sqrt{\frac{4S_4}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 24,56}{3,14}} = 5,6.$$

Фіктивна швидкість пари в зоні сепарації w_4 , м/с:

$$w_4 = V_4/S_4 = (43,3 \cdot 10^3/3600)/24,56 = 0,49,$$

де V_4 – об'ємна витрата потоку суміші вуглеводневої та водяної пари на виході з реактора, м³/с.

Висота H_4' сепараційної зони (рахуючи від рівня форсованого псевдо зрідженого шару) береться з умови $H_4' \geq 4,5$ м.

Беручи швидкість парового потоку $w_5 = 30$ м/с [70], переріз S_5 , м², та діаметр D_5 , м, шламової труби 5 реактора:

$$S_5 = V_4/w_5 = (43,3 \cdot 10^3/3600)/30 = 0,4,$$

$$D_5 = \sqrt{\frac{4S_5}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,4}{3,14}} = 0,714.$$

Кількість відпрацьованого каталізатора, що циркулює $G_{ц}'$, кг/с:

$$G_{ц}' = G_{ц} + K = 212 + 6 \cdot 10^3/3600 = 214,$$

де K – масова витрата коксу, кг/с.

При концентрації каталізатора у стояку $c = 550$ кг/м³ [70] об'ємна витрата потоку зваженої суміші, що циркулює, $V_{зваж}$, м³/с:

$$V_{зваж} = G_{ц}'/c = 214/550 = 0,39.$$

Беручи швидкість потоку зваженої суміші у стояку $w_{зв\alphaж}=0,8$ м/с [70], переріз S_6 , м², та діаметр D_6 , м, стояка для виведення відпрацьованого каталізатора:

$$S_6 = V_{зв\alphaж}/w_{зв\alphaж} = 0,39/0,8 = 0,485,$$

$$D_6 = \sqrt{\frac{4S_6}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,485}{3,14}} = 0,79.$$

Фіктивна швидкість газів у робочій зоні 7 регенератора береться $w_7=0,6$ м/с, концентрація каталізатора $c = 400$ кг/м³ [70].

Середній час перебування каталізатора у регенераторі τ_k , с:

$$\tau_k = G_k/G_{\eta} = 150 \cdot 10^3 / 212 = 708,$$

де G_k – кількість каталізатора в регенераторі, кг.

Об'єм робочої зони регенератора V_{p7} , м³:

$$V_{p7} = G_k/c = 150 \cdot 10^3 / 400 = 375.$$

Переріз S_7 , м², та діаметр D_7 , м, робочої зони регенератора відповідно:

$$S_7 = V_{p7}/w_7 = (109 \cdot 10^3 / 3600) / 0,6 = 50,55,$$

$$D_7 = \sqrt{\frac{4S_7}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 50,55}{3,14}} = 8,02,$$

де V_{p7} – об'ємна витрата димових газів, що утворюються при спалюванні коксу в умовах регенератора, м³/с.

Висота робочої зони H_7 , м:

$$H_7 = V_{p7}/S_7 = 375 / 50,55 = 7,42.$$

Якщо швидкість газів у зоні сепарації 8 регенератора $w_8=0,4$ м/с, тоді переріз S_8 , м², та діаметр D_8 , м, зони сепарації складатимуть:

$$S_8 = V_{p8}/w_8 = (109 \cdot 10^3 / 3600) / 0,4 = 75,82,$$

$$D_8 = \sqrt{\frac{4S_8}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 75,82}{3,14}} = 9,83,$$

Висота H_8 сепараційної зони регенератора береться з умови $H_8 \geq 4,5$ м.

Переріз S_9 , м², та діаметр D_9 , м, шламової труби регенератора ($w_9 = 35$ м/с [70]):

$$S_9 = V_{p9}/w_9 = (109 \cdot 10^3 / 3600) / 35 = 0,866,$$

$$D_9 = \sqrt{\frac{4S_9}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,866}{3,14}} = 1,05.$$

Швидкість потоку зваженої суміші у стояку регенератора $w_{взс} = 0,8$ м/с, концентрація каталізатора $c = 550$ кг/м³ [70]. Тоді об'ємна витрата зваженої суміші у стояку становитиме $V_{звс}$, м³/с:

$$V_{звс} = G_{\eta}/c = 212 / 550 = 0,39 \text{ м}^3/\text{с}.$$

Переріз S_{10} , м², та діаметр D_{10} , м, стояка регенератора:

$$S_{10} = V_{звс}/w_{взс} = 0,39 / 0,8 = 0,485,$$

$$D_{10} = \sqrt{\frac{4S_{10}}{\pi}} = \sqrt{\frac{4 \cdot 0,485}{3,14}} = 0,79.$$

Діаметри всіх трубопроводів необхідно взяти стандартними.

Задача 9.1. Розрахувати адсорбер установки осушування на силікагелі 50 тис. м³/годину циркуляційного газу із вмістом водню (молекулярна маса $M = 10$) установки каталітичного риформінгу. Тиск газу на вході в адсорбер 1,5 МПа, температура 40 °С, вологовміст сирого газу $1,5 \cdot 10^{-3}$ кг/м³, точка роси осушеного газу «мінус» 60 °С. Тривалість циклу адсорбції 4 години (шість циклів на одну добу). Середній діаметр частинок адсорбенту 3,5 мм, середня густина адсорбенту 550 кг/м³, динамічна рівноважна вологовмісткість шару силікагелю 16 %.

Задача 9.2. Розрахувати адсорбер для осушування 10 т/годину, або 30 тис. м³/годину (за нормальних умов) газу піролізу силікагелем. Вологовміст газу 0,025 % мас. Абсолютний

тиск 4,0 МПа, температура 10 °С. Насипна густина силікагелю 550 кг/м³, пористість шару гранул 0,30, вологомiсткiсть 4,5 %. Потрiбно довести вiмiст вологи до 0,0005 % мас. На ґрунті практичних даних необхідний час контакту 0,5 хв., припустима лiнiйна швидкiсть газу у вiльному перерiзi адсорбера 0,1 м/с.

Задача 9.3. Визначити дiаметр та висоту екстракцiйної колони установки деасфальтизацiї гудрону рiдким пропаном продуктивнiстю 500 т/добу за сировиною (густина $\rho_{20} = 945$ кг/м³). Вiдношення ваги пропану до ваги гудрону дорiвнює 3,5:1. Температура верху екстракцiйної частини 50 °С, низу – 44 °С, верху колони – 55 °С. Тиск у колонi 3,2 МПа.

Задача 9.4. Визначити розмiри зони реакцiї та напiрного стояка установки каталiтичного крекiнгу iз сферичним алюмосилікатним каталiзатором, що циркулює, продуктивнiстю 800 т/добу щодо сировини (гасо–солярова фракцiя, вiдносна густина $\rho_4^{20} = 0,870$, молекулярна маса $M = 220$). Температура у верхнiй частинi зони реакцiї 485 °С, у нижнiй – 460 °С. Тиск парогазової фази на виходi з реактора 0,05 МПа, у верхнiй частинi зони реакцiї 0,055 МПа (за манометром).

Задача 9.5. Визначити розмiри регенератора установки каталiтичного очищування з алюмосилікатним каталiзатором, що циркулює, продуктивнiстю 640 т/добу бензину з к.к. 240 °С (густина $\rho_{20} = 760$ кг/м³). При каталiтичному очищуванні бензину вихiд коксу становить 3 % мас. вiд вихiдної сировини. Вiдпрацьований каталiзатор потрапляє у регенератор при температурi 450 °С, гаряче повітря при температурi 350 °С. Регенований каталiзатор виходить з регенератора при температурi 590 °С.

Задача 9.6. Визначити основні розмiри реактора та регенератора каталiтичного крекiнгу. Сировина – вакуумний вiдгiн (вiдносна густина $\rho_4^{20} = 0,897$). Продуктивнiсть за сировиною 2500 т/добу, коефiцiєнт рециркуляцiї 1,1. Тиск у реакторi та регенераторi 180 кПа. Температура в зонах 1, 2, 3, 4, 7 та 8 дорiвнюють вiдповiдно 510; 500; 480; 490; 600; 600 °С. Каталiзатор – цеоліти iз рiвноважною активнiстю 44 % мас. Масова швидкiсть подачi сировини в розрахунку на зону 1 становить 130 кг/(кг·годину), загальна (тобто з розрахунку на суму зон 1 та 2) 22 кг/(кг·годину).

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ**Основна навчальна література**

1. Адельсон С. В. Процессы и аппараты нефтепереработки и нефтехимии: учебник для техникумов / С. В. Адельсон. – М. : Госиздат нефтяной и гор.-топлив. лит., 1963. – 312 с.
2. Бажан И. П. Справочник по теплообменным аппаратам / И. П. Бажан, Г. Е. Каневец, В. М. Селивестров. – М. : Машиностроение, 1989. – 368 с.
3. Балабеков О. С. Очистка газов в химической промышленности. Процессы и аппараты. / О. С. Балабеков, Л. Ш. Балтабаев. – М. : Химия, 1991. – 256 с.
4. Барановский Н. В. Пластинчатые и спиральные теплообменники / Н. В. Барановский, Л. М. Коваленко, А. Р. Ястребенецкий. – М. : Машиностроение, 1973. – 288 с.
5. Ветошкин А. Г. Процессы и аппараты пылеочистки: учебное пособие / А. Г. Ветошкин. – Пенза : Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2005. – 210 с.
6. Владимиров А. И. Основные процессы и аппараты нефтегазопереработки: учебное пособие для вузов / А. И. Владимиров, В. А. Щелкунов, С. А. Круглов. – М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 227 с.
7. Врагов А. П. Гідромеханічні процеси та обладнання хімічних і нафтопереробних виробництв: навчальний посібник / А. П. Врагов. – Суми : Алан-Екс, 2003. – 232 с.
8. Врагов А. П. Масообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв: навчальний посібник / А. П. Врагов. – Суми : ВТД «Університетська книга», 2007. – 284 с.
9. Врагов А.П. Процессы и оборудование газоразделительных установок / А. П. Врагов. – Сумы : Университетская книга, 2005. – 272 с.
10. Врагов А. П. Теплообмінні процеси та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв: навчальний посібник / А. П. Врагов. – Суми : Вид-во СумДУ, 2006. – 262с.
11. Вяхирев Р. И. Теория и опыт разработки месторождений природных газов / Р. И. Вяхирев, Ю. П. Кортаев. – М. : Недра, 1999. – 416 с.
12. Губин В. Е. Типовые расчёты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов / В. Е. Губин, В. Ф. Новосёлов, П. И. Тугунов. – М. : Издательство "Недра", 1968. – 154 с.
13. Гусейнов Д. А. Технологические расчеты процессов переработки нефти / Д. А. Гусейнов, Ш. Ш. Спектор, Л. З. Вайнер. – М. : Химия, 1964. – 308 с.
14. Дмитриев Е. А. Насосы химических производств: учебно-методическое пособие / Е. А. Дмитриев, Е. П. Моргунова, Р. Б. Комляшёв. – М. : РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2013. – 48 с.
15. Дурнов П. И. Насосы, вентиляторы, компрессоры / П. И. Дурнов. – Киев; Одесса : Вища школа, 1985. – 264 с.
16. Ентус Н. Р. Трубчатые печи в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / Н. Р. Ентус, В. В. Шарихин. – М. : Химия, 1987. – 304 с.
17. Калинкевич Н. В. Теория турбокомпрессоров: учебное пособие / Н. В. Калинкевич, А. Г. Гусак. – Сумы : Сумский государственный университет, 2011. – 221 с.
18. Дмитриев А. В. Выбор, маркировка и условные обозначения насосов: учебное пособие / А. В. Дмитриев, Д. Н. Латыпов, Н. Х. Зиннатуллин. – Казань : Казанский государственный технологический университет, 2008. – 142 с.
19. Касперович В. К. Трубопровідний транспорт газу / В. К. Касперович. – Івано-Франківськ : Факел, 1999. – 198 с.
20. Коннова Г. В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа: учебное пособие для вузов / Г. В. Коннова. – Ростов н/Д. : Феникс, 2006. – 128 с.

21. Контактные насадки промышленных теплообменных аппаратов / [А. М. Каган, А. Г. Лаптев, А. С. Пушнов и др.] – Казань : Отечество, 2013. – 454 с.
22. Коршак А. А. Основы нефтегазового дела: учебник для ВУЗов / А. А. Коршак, А. М. Шаммазов. – Уфа : ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001. – 544 с.
23. Коршак А. А. Современные средства сокращения потерь бензинов от испарения / А. А. Коршак. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2001. – 144 с.
24. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин: підручник / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия : ВПТ «Вік», 1999. – 504 с.
25. Кудинов В. И. Основы нефтегазопромыслового дела / В. И. Кудинов. – Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований; Удмуртский госуниверситет, 2004. – 720 с.
26. Кузнецов А. А. Расчеты основных процессов и аппаратов переработки углеводородных газов: справочное пособие / А. А. Кузнецов, Е. Н. Судаков. – М.:Химия, 1983. – 224 с.
27. Лаптев А. Г. Очистка газов от аэрозольных частиц сепараторами с насадками / А. Г. Лаптев, М. И. Фарахов, Р. Ф. Миндубаев. – Казань : Издательство «Печатный двор», 2003. – 120 с.
28. Лапшин А. А. Конструирование и расчёт вертикальных цилиндрических резервуаров низкого давления: учебное пособие / А. А. Лапшин, А. И. Колесов, М. А. Агеева. – Н.Новгород : ННГАСУ, 2009. – 122 с.
29. Леонтьев А. П. Расчёт аппаратов воздушного охлаждения: учебное пособие / А. П. Леонтьев, Э. А. Беев. – Тюмень : ТюмГНГУ, 2000. – 74 с.
30. Лісафін В. П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: підруч. для студ. вищ. навч. закл. / В. П. Лісафін, Д. В. Лісафін. – Івано-Франківськ : Факел, 2006. – 597 с.
31. Ломова О. С. Расчет массообменных установок нефтехимической промышленности: учебное пособие. / О. С. Ломова. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2010. – Ч. 1 – 97 с.
32. Ломова О. С. Расчет массообменных установок нефтехимической промышленности: учебное пособие. / О. С. Ломова. – Омск : Изд-во ОмГТУ, 2010. – Ч. 2 – 84 с.
33. Мамедов Б. Б. Технологічні розрахунки процесів переробки нафти і газу: навчальний посібник / Б. Б. Мамедов. – Луганськ : Вид-во СНУ ім. В. Даля, 2008. – 246 с.
34. Мандрус В. І. Гідравлічні та аеродинамічні машини (насоси, вентилятори, газодуви, компресори): підручник / В. І. Мандрус. – Львів : Магнолія плюс, видавець В. М. Піча, 2004. – 340 с.
35. Мановян А. К. Технология первичной переработки нефти и природного газа: учебное пособие для вузов / А. К. Мановян. – 2-е изд. – М. : Химия, 2001. – 568 с.
36. Матеріали до розрахунків процесів та обладнання хімічних і газонафтопереробних виробництв: навчальний посібник / А. П. Врагов, Я. Е. Михайловський, С. І. Якушко; за ред. А. П. Врагова. – Суми : Вид-во СумДУ, 2008. – 170 с.
37. Машиностроение. Раздел IV. Расчёт и конструирование машин. Т. IV-2. Машины и аппараты химических и нефтехимических производств / [М. Б. Генералов, А. М. Кутепов, Ю. И. Макаров и др.]; под ред. М. Б. Генералова. – М. : Машиностроение, 2004. – 832 с.
38. Мирзаджанзаде А. Х. Основы технологии добычи газа / А. Х. Мирзаджанзаде, О. Л. Кузнецов, К. С. Басниев, З. С. Алиев. – М. : ОАО «Издательство «Недра», 2003. – 880 с.
39. Мислюк М. А. Буріння свердловин: довідник: у 5 томах. Том 1. Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент / М. А. Мислюк, І. Й. Рибчин, Р. С. Яремійчук. – К. : Інтерпрес ЛТД, 2002. – 367 с.
40. Мищенко И. Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для ВУЗов / И. Т. Мищенко. – М. : ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2003. – 816 с.
41. Нехаев Г. А. Проектирование и расчет стальных цилиндрических резервуаров и газгольдеров низкого давления / Г.А. Нехаев. – М. : Издательство АСВ, 2005. – 216 с.
42. Николаев Н. В. Основные процессы физической и физико-химической переработки газа / Н. В. Николаев, Н. В. Бусыгина, И. Г. Бусыгин. – М. : Недра, 1998. – 184 с.

43. Оборудование для добычи нефти и газа / [В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров и др.] – М. : ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – Ч.1 – 786 с.
44. Оборудование для добычи нефти и газа / [В. Н. Ивановский, В. И. Дарищев, А. А. Сабиров и др.] – М. : ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – Ч.2 – 792 с.
45. Павлов К. Ф. Примеры и задачи по курсу процессов и аппаратов химической технологии: учебное пособие для вузов / К. Ф. Павлов, П. Г. Романков, А. А. Носков; под ред. П. Г. Романкова. – 10-е изд., перераб. и доп. – Л. : Химия, 1987. – 576 с.
46. Півень О. Н. Печі хімічної промисловості. Основи теорії та розрахунку / О. Н. Півень. – Київ : Вид-во КПІ, 2001. – 82 с.
47. Пластинин П. И. Поршневые компрессоры. Том 2. Основы проектирования. Конструкции / П. И. Пластинин. – 3-е изд., перераб и доп. – М. : КолосС, 2008. – 711 с.
48. Проскураков В. А. Очистка нефтепродуктов и нефтесодержащих вод электрообработкой / В. А. Проскураков, О. В. Смирнов. – СПб. : Химия, 1992. – 112 с.
49. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии: учебник для вузов / [А. И. Скобло, Ю. К. Молоканов, А. И. Владимиров и др.]. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : ООО "Недра-Бизнесцентр", 2000. – 677 с.
50. Процессы и аппараты химической технологии: учебник: в двух книгах / [Л. Л. ТОВАЖНЯНСКИЙ, А. П. ГОТЛИНСКАЯ, В. А. ЛЕШЕНКО и др.]; под общ. ред. Л. Л. ТОВАЖНЯНСКОГО. – Харьков : НТУ «ХПИ», 2004. – Кн. 2. – 536 с.
51. Разделение водонефтяных эмульсий: учебное пособие / [А. А. Гуреев, А. Ю. Абызгильдин, В. М. Капустин и др.]. – М. : ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002. – 95 с.
52. Расчеты основных процессов и аппаратов нефтепереработки: справочник / [Г. Г. Рабинович, П. М. Рябых, П. А. Хохряков и др.]; под ред. Е. Н. Судакова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Химия, 1979. – 568 с.
53. Рахмилевич З. З. Насосы в химической промышленности: справочное издание / З. З. Рахмилевич. – М. : Химия, 1990. – 240 с.
54. Российская газовая энциклопедия / [Н. К. Байбаков, Б. В. Будзуляк, С. Н. Бузинов и др.]; под ред. Р. И. Вяхирева. – М. : Научное издательство «Большая Российская энциклопедия», 2004. – 527 с.
55. Сарданашвили А. Г. Примеры и задачи по технологии переработки нефти и газа / А. Г. Сарданашвили, А. И. Львова. – 2-е изд., пер. и доп. – М., Химия, 1980. – 256 с.
56. Сафарян М. К. Металлические резервуары и газгольдеры / М. К. Сафарян. – М. : Недра, 1987. – 200 с.
57. Серeda Н. Г. Основы нефтяного и газового дела: учебник для ВУЗов / Н. Г. Серeda, В. М. Муравьев. – 2-е изд. перераб. и доп. – М. : Недра, 1980. – 287 с.
58. Середюк М. Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: підручник для студ. вищ. навч. закл. / М. Д. Середюк, Й. В. Якимів, В. П. Лісафін. – Івано-Франківськ; Кременчук, 2001. – 517 с.
59. Синайский Э. Г. Сепарация многофазных многокомпонентных систем / Э. Г. Синайский, Е. Я. Лапига, Ю. В. Зайцев. – М. : ООО Недра-Бизнесцентр», 2002. – 621 с.
60. Склабінський В. І. Технологічні основи нафто- та газопереробки: навчальний посібник / В. І. Склабінський, О. О. Ляпошенко, А. Є. Артюхов. – Суми : Сумський державний університет, 2011. – 187 с.
61. Сооружение газохранилищ и нефтебаз / [Т. Т. Стулов, Б. В. Поповский, О. М. Иванцов и др.]. – М. : Недра, 1973. – 368 с.
62. Султанов Б. З. Забойные буровые машины и инструмент / Б. З. Султанов, Н. Х. Шаммасов. – М. : Недра, 1976. – 239 с.
63. Теляков Э. Ш. Технологические печи химических, нефтехимических и нефтегазоперерабатывающих производств / Э. Ш. Теляков, М. А. Закиров, С. А. Вилохин. – Казань : Казан. гос. технол. ун-т, 2008. – 104 с.; 2009. – 80 с.

64. Терновский И. Г. Гидроциклонирование / И. Г. Терновский, А. М. Кутепов. – М. : Наука, 1994. – 350 с.
65. Технологические расчеты установок переработки нефти: учебное пособие для вузов / [М. А. Танатаров, М. Н. Ахметшина, Р. А. Фасхутдинов и др.]. – М. : Химия, 1987. – 352 с.
66. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа: учебное пособие / [С. А. Ахметов, Т. П. Сериков, И. Р. Кузеев и др.]; под ред. С. А. Ахметова. – СПб. : Недра, 2006. – 868 с.
67. Трубопроводный транспорт нефти и газа: учебник для вузов / [Р. А. Алиев, В. Д. Белоусов, А. Г. Немудров и др.]. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1988. – 368 с.
68. Трубчатые печи. Каталог / [А. А. Казеннов, Г. В. Филатов, Ю. Д. Ханин и др.]. – 5-е изд., испр. и доп. – М. : ЦИНТИХимнефтемаш, 1998. – 28 с.
69. Швиндин А. И. Центробежные насосы для нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств / А. И. Швиндин. – Сумы, 2011. – 189 с.
70. Эмирджанов Р. Т. Основы технологических расчетов в нефтепереработке и нефтехимии: учебное пособие для вузов / Р. Т. Эмирджанов, Р. А. Лемберанский. – М. : Химия, 1989. – 191 с.
71. Энциклопедия газовой промышленности: пер. с французского / [А. М. Зуев, К. Н. Миловидов, Л. И. Григорьев и др.]; ред. пер. К. С. Басниева – 4-е изд. – М.: Акционерное общество «ТВАНТ», 1994. – 684 с.
72. Яров В. А. Проектирование железобетонных резервуаров: учебное пособие / В. А. Яров, О. П. Медведева. – М. : Изд-во АСВ, 1997. – 160 с.

Додатково рекомендована література

- Gulich J.F. Centrifugal Pump / Gulich J.F. – 2-nd edition. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2010. – 964 p.
- Rayner R. Pump users handbook / Rayner R. – 4th Edition. – Elsevier science publishers LTD, 1995. – 428 p.
- Ахметов С. А. Технология глубокой переработки нефти и газа: учебное пособие для вузов / С. А. Ахметов. – Уфа : Гилем, 2002. – 672 с.
- Баграмов Р. А. Буровые машины и комплексы: учебник / Р. А. Баграмов. – М. : Недра, 1988. – 501 с.
- Загидуллин С. Х. Основное технологическое оборудование нефтеперерабатывающих заводов: учебное пособие / С. Х. Загидуллин, И. Г. Ложкин, А. В. Беляев. – Пермь : Перм. гос. техн. ун-т, 2010. – 117 с.
- Ильский А. Л. Расчет и конструирование бурового оборудования: учебное пособие / А. Л. Ильский, Ю. В. Миронов, А. Г. Чернобыльский. – М. : Недра, 1985. – 452 с.
- Копей Б. В. Розрахунок, монтаж та експлуатація бурового обладнання: підручник / Б. В. Копей. – Івано-Франківськ : Факел, 2001. – 446 с.
- Коршак А. А. Ресурсосберегающие методы и технологии при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов / А. А. Коршак. – Уфа : ДизайнПолиграфСервис, 2006. – 192 с.
- Крижанівський Є. І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин: монографія / Є. І. Крижанівський, Ю. В. Міронов, Л. І. Романишин. – Івано-Франківськ : Факел, 2003. – 209 с.
- Лівак І. Д. Основи нафтогазової справи: навчальний посібник / І. Д. Лівак, І. І. Шостаківський. – Івано-Франківськ : Факел, 2011. – 413 с.
- Лурье М. В. Задачник по трубопроводному транспорту нефти, нефтепродуктов и газа: учебное пособие для вузов / М. В. Лурье. – М.: ООО "Недра-Бизнесцентр", 2003. – 349 с.
- Новоселов В. Ф. Трубопроводный транспорт нефти и газа. Перекачка вязких и застывающих нефтей. Специальные методы перекачки: учебное пособие / В. Ф. Новоселов, А. А. Коршак. – Уфа : Изд-во Уфимск. нефт. ин-та, 1988. – 108 с.

СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

13. Подготовка и переработка углеводородных газов и конденсата. Технологии и оборудование: справочное пособие / [Г. К. Зиберт, А. Д. Седых, Ю. А. Кашицкий и др.]. – М. : ОАО «Недра-Бизнесцентр», 2001. – 316 с.
14. Рудин М. Г. Карманный справочник нефтепереработчика / М. Г. Рудин, В. Е. Сомов, А. С. Фомин. – М. : ЦНИИГЭнефтехим, 2004. – 336 с.
15. Сваровская Н. А. Подготовка, транспорт и хранение скважинной продукции: учебное пособие / Н. А. Сваровская. – Томск : Изд-во ТПУ, 2004. – 268 с.
16. Умергалин Т. Г. Методы расчётов основного оборудования нефтепереработки и нефтехимии: учебное пособие / Т. Г. Умергалин, Ф.М. Галиаскаров. – Уфа : Изд-во «Нефтегазовое дело», 2007. – 236 с.

Додаток А
(обов'язковий)

Таблиця А.1 – Основні показники вертикальних циліндричних резервуарів зі стац. дахом

Показник	Номінальний об'єм, м ³						
	3000	5000	10000	15000	20000	50000	100000
Діаметр, м	18,98	22,8	34,2	39,9	45,64	60,70	88,70
Висота стінки, м	11,92	11,92	11,92	11,92	11,92	17,95	20,95

Таблиця А.2 – Основні показники вертикальних електророзділювачів

Показник	Тип електродегідратора	
	ЕРВ16П	ЕРВ32П
Робочий об'єм, м ³	16	32
Діаметр, м	2,2	2,8

Таблиця А.3 – Основні показники горизонтальних електродегідраторів

Показник	Тип електродегідратора			
	2ЕГ160 (1ЕГ160)	2ЕГ160/32	2ЕГ160-2	2ЕГ200-2Р
Робочий об'єм, м ³	160	160	160	200
Діаметр, м	3,4	3,4	3,4	3,4
Довжина, м	18,6	18,6	18,6	23,4

Таблиця А.4 – Основні показники горизонтальних нафтогазових сепараторів

Тип	Діаметр, мм	Робочий тиск, МПа	Найбільша пропускна здатність	
			за нафтою, т/добу	за газом, тис. м ³ /добу
НГС6-1400	1400	0,6	2000	150
НГС16-1400		1,6		260
НГС25-1400		2,5		330
НГС40-1400		4,0		420
НГС64-1400		6,4		560
НГС6-1600	1600	0,6	5000	340
НГС16-1600		1,6		590
НГС25-1600		2,5		750
НГС40-1600		4,0		960
НГС64-1600		6,4		1260
НГС6-2200	2200	0,6	10000	600
НГС16-2200		1,6		1000
НГС25-2200		2,5		1300
НГС40-2200		4,0		1700
НГС64-2200		6,4		2200
НГС6-2600	2600	0,6	20000	1000
НГС16-2600		1,6		1800
НГС25-2600		2,5		2300
НГС40-2600		4,0		3000
НГС6-3000	3000	0,6	30000	1500
НГС16-3000		1,6		2700
НГС25-3000		2,5		3400
НГС40-3000		4,0		4400

Таблиця А.5 – Основні показники циклонів поодинокого виконання

Типорозмір циклона	Діаметр, мм	Площа перерізу, м ²	Робочий об'єм бункера, м ³	Продуктивність, м ³ /годину, за умовної швидкості	
				2,5 м/с	4,0 м/с
ЦН-15-300х1УП	300	0,070	0,17	630	1000
ЦН-15-400х1УП	400	0,125	0,17	1110	1800
ЦН-15-500х1УП	500	0,196	0,21	1800	2800
ЦН-15-600х1УП	600	0,282	0,33	2500	4100
ЦН-15-700х1УП	700	0,384	0,47	3500	5500
ЦН-15-800х1УП	800	0,502	0,56	4500	7200
ЦН-15-900х1УП	900	0,635	0,64	5700	9200
ЦН-15-1000х1УП	1000	0,785	0,72	7100	11300
ЦН-15-1200х1УП	1200	1,130	1,07	10200	16200
ЦН-15-1400х1УП	1400	1,538	1,42	13900	22200

Таблиця А.6 – Основні показники теплообмінників із плаваючою головою

Діаметр кожуха, мм	Довжина труб, м	Розташування труб за вершинами квадрата				Розташування труб за вершинами трикутника			
		Ø20×2 мм		Ø25×2 мм		Ø20×2 мм		Ø25×2 мм	
		Кількість ходів по трубах							
		2	4	2	4	2	4	2	4
400	3	23	-	19	-	-	-	-	-
	6	46	-	38	-	-	-	-	-
500	3	38	-	31	-	-	-	-	-
	6	76	-	62	-	-	-	-	-
600	6	117	107	96	86	131	117	105	94
	9	176	160	144	129	196	175	157	141
800	6	212	197	170	157	243	225	191	173
	9	318	295	255	235	364	337	286	259
1000	6	346	330	284	267	402	278	325	301
	9	519	495	426	400	603	567	488	451
1200	6	514	494	423	403	604	576	489	460
	9	771	741	635	604	906	864	733	690
1400	6	715	693	584	561	831	798	675	642
	9	1072	1040	876	844	1246	1197	1012	963

Таблиця А.7 – Основні показники кожухотрубних апаратів із паровим простором

Типорозмір апарата з U-подібними трубками	Діаметр корпусу, мм	Тиск у корпусі, кгс/см ²	Трубний пучок					
			Тиск, кгс/см ²	Кількість пучків	Поверхня теплообміну, м ²		Кількість трубок в одному пучку	
					одного пучка	загальна		
ПУ-1400-80 16/16	1400	16	16	1	80	80	166	
ПУ/Н-1400-135 16/16					135	135	166	
ПУ-1400-80 25/40		25			40	80	80	166
ПУ/Н-1400-135 25/40						135	135	166
ПУ-1400-100 16/25	1600	16	25	1	100	100	200	
ПУ/Н-1400-170 16/25					170	170	200	
ПУ-1600-135 16/25					135	135	282	
ПУ/Н-1600-230 16/25					230	230	282	
ПУ-2000-200 16/25	2000	16	25	1	100	200	200	
ПУ/Н-2000-340 16/25					170	340	200	
ПУ-2400-270 8/25	2400	8	16	2	135	270	282	
ПУ/Н-2400-460 8/25					230	460	282	
ПУ-2400-360 8/16					180	360	370	
ПУ/Н-2400-610 8/16					305	610	370	
ПУ-3000-540 8/16	3000	8	16	3	180	540	370	
ПУ/Н-3000-915 8/16					305	915	370	

Таблиця А.8 – Основні показники апаратів повітряного охолодження (типу АВГ)

Число рядів труб у секції	Число ходів по трубах	Коефіцієнт оребрення	Число труб		Повна зовнішня оребрена поверхня апарата, м ²		Сумарна площа найбільш вузького міжтрубного перерізу, м ²	
			у секції	у апараті	довжина труб, м			
					4	8	4	8
4	1,2,4	9	94	282	875	1770	5,35	11,02
		14,6	82	246	1250	2500	5,55	11,40
6	1,2,3,6	9	141	423	1320	2640	5,35	11,02
		14,6	123	369	1870	3800	5,55	11,40
8	1,2,4,8	9	188	564	1740	3500	5,35	11,02
		14,6	164	492	2500	5100	5,55	11,40

Таблиця А.9 – Основні показники трубчастих печей

Шифр печі	Поверхня нагрівання радіантних труб, м ²	Робоча довжина радіантних труб, м	Корисна потужність (теплопродуктивність), МВт	Внутрішній діаметр корпусу, м
ББ1-26/3	26	3	1,97	-
ББ1-52/6	52	6	3,95	-
ББ1-90/9	90	9	7,09	-
ББ1-124/12	124	12	8,60	-
ББ2-215/9	215	9	14,4	-
ББ2-316/12	316	12	26,2	-
ББ2-374/15	374	15	30,2	-
ББ2-454/18	454	18	37,2	-
ГС1-265/6	265	6	14,5	-
ГС1-395/9	395	9	20,9	-
ГС1-525/12	525	12	27,9	-
ГС1-665/12	655	15	34,8	-
ГС1-790/18	785	18	42,6	-
ГС1-920/21	920	21	49,7	-
ГС1-1050/24	1050	24	56,9	-
ЦД4-275/9	275	9	15,1	5,0
ЦД4-367/12	367	12	20,0	5,0
ЦД4-504/12	504	12	27,3	6,4
ЦД4-630/15	630	15	34,1	6,4
ЦД4-946/15	946	15	51,1	8,0
ЦД4-1140/18	1140	18	61,6	8,0
ЦС1-68/6	68	6	2,6	2,8
ЦС1-80/7	80	7	3,1	2,8
ЦС1-106/7	106	7	4,0	3,6
ЦС1-125/8	125	8	4,8	3,6
ЦС1-156/10	156	10	6,0	3,6
ЦС1-213/9	213	9	8,2	5,0
ЦС1-280/12	280	12	10,8	5,0
ЦС1-345/15	345	15	13,3	5,5
Н _д ЦВ4-275/9	275	9	14,9	5,0
Н _д ЦВ4-367/12	367	12	19,9	5,0
Н _д ЦВ4-504/12	504	12	27,3	6,4
Н _д ЦВ4-630/15	630	15	34,1	6,4
Н _д ЦВ4-946/15	946	15	51,1	8,0
Н _д ЦВ4-1140/18	1140	18	61,7	8,0

Таблиця А.11 – Основні показники печей установок АВТ

Показник	Двостороння з панельними пальниками		Двоскатна двокамерна		Багатокамерна (АВТ-6)	
	А	В	А	В	А	В
Теплова потужність, МВт	18,2	17,2	36,5*	17,2	107,1	39,5
Поверхня нагрівання, м ² :						
- паропідігрівача	33	39	145	121	204	383
- котла - утилізатора	150	150	-	-	-	-
- радіантних труб	332	332	305	634	1868	850
- конвекційних труб	332	332	490	298	3375	904
Кількість потоків сировини	2	-	4	2	12	6
Кількість труб:						
- радіантних	40	40	130	116	330	152
- конвекційних	40	40	70	55	600	160
Розміри труб (діаметр × товщина, мм):						
- радіантних	152×8	152×8	152×8	152×8	152×8	219×10
- паропідігрівача	48	48	145	121	57×4	57×4
- котла - утилізатора	150	150	-	-	-	-
Довжина труб, м	18	18	15	12	11,8	11,8
Теплова напруженість, Вт/м ² :						
- радіантних труб	45,5	45,5	31,1	12,5	47,6	36,9
- конвекційних труб	8,62	8,62	16,1	7,61	9,60	7,73
К.к.д. печі	0,81	0,81	0,83	0,81	0,70	0,69
Температура, °С:						
- сировини на вході в піч	240	310	240	310	240	330
- сировини на виході з печі	340	420	330	420	340 - 360	410
- газів над перехилом	750	750	800	765	600 - 760	710
- на виході з конвекційної камери	330	340	310	405	-	450
Тиск, кПа:						
- на вході продуктів у піч	17,4	4,17	17,3	6,0	15 - 18	4,5
- на виході продуктів із печі	6,0	1,1	6,0	1,0	3 - 6	0,4
Коефіцієнт надлишку повітря в топці	1,1	1,1	1,2 - 1,5	1,2 - 1,5	1,2	1,2

Таблиця А.11 – Основні показники ректифікаційних колон установки АВТ-6

Показник	Колона відбензиновання	Атмосферна колона*	Вакуумна колона	Колона стабілізації бензину	Колони вторинної перегонки бензину
Діаметр колони, м:	3,8	-	-	-	2,2 - 3,2
- верхньої частини	-	5,5	8,4	2,6	-
- нижньої частини	-	7,0	3,2	3,6	-
Тиск, МПа	0,45 - 0,55	0,15 - 0,20	$6 - 8 \cdot 10^{-3}$	0,80 - 0,13	0,14 - 0,45
Температура, °С:					
- верху	105 - 125	110 - 130	100 - 125	60 - 100	
- низу	230 - 250	330 - 340	360 - 380	160 - 220	
Кількість тарілок	24**	50	18÷25	40	60
Відстань між тарілками, м	0,6 - 0,7	0,7 - 0,8		0,6	0,4 - 0,5
* із трьома виносними відпарними (стрипінг) секціями діаметром 2 м, у кожній по 4 - 6 тарілок					
** у тому числі 10 тарілок у відгінній секції					

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

- Абсорбер 237, 268
 багатофункціональний 271
 насадковий 270
 тарілчастий 270
 Абсорбція 89, 268
 Адсорбер 283
 багатокамерний 287
 із нерухомим зернистим адсорбентом 283
 із псевдозрідженим шаром
 адсорбенту 283, 287
 із рухомим зернистим
 адсорбентом 283, 285
 колонний 285
 однокамерний 287
 радіальний 284
 ступінчасто-протитечійний 287
 Адсорбція 283
 Арматура 55
 класифікація 55
 Баржа 77
 Бурильна головка 19, 27
 Буріння 9, 12
 із застосуванням вибійних двигунів 10, 11
 кільцевим вибоєм 9
 механічне 10
 морське 17
 обертальне 10
 роторне 10, 15
 суцільним вибоєм 9
 Бурова вежа 18
 Бурова коронка 29
 алмазна 30
 імпрегована 30
 одношарова 30
 твердосплавна 30
 Бурова установка 10, 15, 31
 класифікація 14
 параметри 14
 Вагон-цистерна 76
 Вентилятор 111
 відцентровий 111
 осьовий 112
 Випарний апарат-кристалізатор 299
 Витискувач 109
 Відстійник 140
 класифікація 140
 Відстоювання 140
 Вловлювач нафти 142
 Внутрішні вузли колонного апарата 263
 Водочисна станція 52
 Гавань 77
 Газ 10, 88
 сланцевий 48
 вихлопний 42
 нафтовий 53
 скраплений 77
 пластовий 88
 природний 18, 42, 43, 48, 78
 Газгольдер 121, 124
 змінного об'єму 124
 змінного тиску 124
 класифікація 124
 мокрый 124
 сухий 124
 сферичний 125
 циліндричний 125
 Газогідрат 49
 Газодувка 111
 поршнева 113
 Рутса 114
 шиберна 113
 Газоперекачувальний агрегат 91
 Гідрозахист 71
 Гідроциклон 42
 Гіперсорбція 287
 Грунтоніс 33
 Двигун 12
 газотурбінний 91
 гвинтовий 12, 34
 гідравлічний вибійний 32
 електричний занурений 71
 турбінно-гвинтовий 36
 Дегазатор 42
 Деемульгатор 140
 Деемульсатор 155
 Десорбція 286
 Диск-відбивач 129
 Долото 10, 18, 19, 37
 алмазне 26
 класифікація 19
 лопатеве 20
 різально-сколювальне 19
 різально-стиральне 19
 сколювальне 19
 твердосплавне 27
 шарошкове 20

- Екстрактор 292
 вібраційний 299
 відцентровий 295
 класифікація 293
 колонного типу 295, 297
 порожнистий 296
 пульсаційний 298
 ротаційний 300
 типу змішувач-відстійник 294
 ящиківий 294
 Екстракція 293, 299
 Електробур 12, 36
 Електродегідратор 151
 вертикальний 152
 горизонтальний 152
 класифікація 151
 сферичний 153
 Електрокоалесцер 155
 Електророздільник 154
 Енергія 46, 50, 124
 газу 240, 250
 газу, який розширюється 54
 електрична 37, 190, 310
 кінетична 104, 249
 механічна 94, 104
 питома 97
 пластова 46, 50, 57
 потенціальна 104
 рідини 94
 теплова 175
 тиску 124
 Ємність 121
 двостінна 122
 дренажна 122
 наземна 122
 підземна 122
 циліндрична 122
 Заводнення 50, 139
 внутрішньоконтурне 50, 51
 законтурне 50, 51
 комбіноване 50
 локальне 50
 нафтопродуктів 139
 Залізнична естакада 76
 Керн 9
 Клапан 67
 дихальний 127
 запобіжний 126
 пусковий 67
 Контейнер 76, 82
 Компресорна станція 91, 115
 склад 91, 115
 Компресор 61, 111, 114
 Конденсатозбірник 156
 Колонний апарат 237
 барботаажний 238
 внутрішні вузли 263
 для виведення потоків 264
 для уведення потоків 263
 краплевловлювач 267
 розподільні пристрої зрошувальної рідини 264
 ежекторний 238
 емульгуючий 238
 класифікація 237
 насадковий 237, 257
 плівковий 237
 порожнистий 237
 роторний 238
 тарілчастий 237, 240
 Контактний пристрій 239
 класифікація 239
 Кристалізатор 176, 288
 «труба в трубі» 288
 барабанний 292
 зі скребковими пристроями 289
 змішування 291
 кожухотрубний 288
 стрічковий 292
 Каталізатор 305, 314
 Коефіцієнт 23, 47, 205
 використання об'єму споруди 142
 віддачі пласта 139
 газовіддачі 47
 гідралічного опору 86
 заповнення резервуара 133
 корисної дії 36, 73, 96, 209
 місцевого опору 119, 174
 надлишку повітря 231
 наповнення насоса 65
 нафтовіддачі 47, 50
 нерівномірності отримання нафтопродуктів у резервуар 132
 нерівномірності реалізації нафтопродуктів 133
 нерівномірності роботи трубопроводу 133
 оробрення 190
 підсмоктування 106
 подачі насоса 64, 66
 рециркуляції 325
 стисливості газу 168, 277
 тепловіддачі 178, 187, 190, 209

- теплопередачі 139, 175, 188, 192, 205, 301
 тертя 23, 119
 швидкохідності 86, 103
- Ліфт-реактор 314
- Масопередача 245, 258
- Мокре очищення 156
- Муловіддільник 42
- Насадка 257
 Cascade 262
 Ну-Пак 261
 вільний об'єм 258
 із сітки 263
 кільця Борад 261
 кільця Паля 261
 кільця Рашига 261
 комбінована 258
 нерегулярна 258
 питома поверхня 257
 призматична 261
 регулярна 258
 сідла Берля 262
 сідла Інталлокс 262
 Теллера 262
 характеристики 257
 хордова 262
- Насос 39, 94
 безштанговий занурений 69
 буровий 39, 40
 вихровий 103
 відцентровий 53, 70, 86, 99
 гвинтовий 72
 динамічний 95, 99
 класифікація 94
 об'ємний 95
 осьовий 102
 плунжерний 110
 показники роботи 96
 поршневий 73, 109
 робоча точка 98
 струминний 105
 шестеренний 106
 шламовий 42
 штанговий свердловинний 62, 65
- Насосна станція – див. *насосна установка*
- Насосна установка 62, 85, 95
- Нафта 13, 53, 141
- Нафтова емульсія 139
- Нафтогазоводорозділювач 155
- Оребрення 191, 192
- Осадження 156
- Перекачувальна станція 85
- Пиловлочлювач 165
 масляний 165
 циклонний 165
- Пилоосаджувальна камера 163
- Підземне сховище газу 92
- Підігрівач-деемультатор 155
- Підйомник 57
 газовий 57
 газліфтовий 57
- Плаваючий дах 122, 129
- Пласт 46
- Платформа 17, 18
- Поверхня 157, 178
 контакту фаз 237, 246
 нафтогавані 78
 поділу фаз 141, 157
 теплопередачі (теплообміну) 178, 193, 236
- Повітродувка – див. *газодувка*
- Подача 68
- Поклад 46
 газовий 47
 газогідратів 49
 газоконденсатний 47
 сланцевий 48
- Понтон 122, 129
- Продуктивність 43, 190, 231
 вентилятора 190
 електродегідратора 153
 електророздільника 154
 колони 243, 253, 258
 насоса 45, 107
 платформи 18
 свердловини 43
 тарілки 240, 248
 тепла 114
 трубчастої печі 231
- Промивання 25
 бокове 26
 комбіноване 26
 центральне 25
- Промивна рідина 38
 очищення 41
 приготування 41
- Протитиск 38, 97, 108, 113
- Реактиватор 287
- Реактор 300
 барботажний 301
 витіснення 301
 змійовиковий 304
 змішування 301
 каскадний 302

- класифікація 301
 кожухотрубний 302
 контактний 305
 поличковий 301
 порожнистий 302
 псевдозрідженого шару 305
 Реакторний блок 310, 311
 Ребойлер 185
 Регенератор 304, 316
 Резервуар 121
 багатоторовий 123
 еластичний 123
 ізотермічний 122
 краплеподібний 123
 сферичний 123
 циліндричний 121
 Ректифікаційна колона 272
 безперервної дії 272
 виносна відпарна 273
 внутрішня відпарна 273
 перегонки нафти і мазуту 275
 періодичної дії 272
 проста 273
 складна 273
 стабілізаційна 275
 Ректифікація 268, 272, 275
 Родовище 46
 газове 46
 нафтове 46
 Сайклінг-процес 48
 Свердловина 9, 46, 56
 дебіт 62
 елементи 9
 конструкція 13
 продування 42
 регулювання роботи 57
 способи експлуатації 53
 Сепаратор 15, 42, 88
 вихровий 161
 відцентровий 157
 гідроциклонний 42, 162
 гравітаційно-сітчастий 157
 інерційний 157
 інерційно-фільтрувальний 160
 нафтогазовий 162
 низькотемпературний газодинамічний 162
 роторний 157
 сітчастий 157
 триступінчастий 160
 трифазний 163
 Сито вібраційне 42
 Система вловлювання легких фракцій 129
 Сланець 48
 Стрипінг-секція 273
 Судно 77
 Суспензія 144
 Танк 79
 комбінований 79
 мембранний 79
 сферичний 79
 Танкер 79
 Тарілка
 барботажна 241
 Вентурі 248
 Веста 253
 вихрова 241, 256
 гратчаста 254
 дірчаста 254
 жалюзійно-клапанна 254
 з S-подібними елементами 248
 каскадна 249
 Кіттеля 255
 клапанна 251
 класифікація 240
 ковпачкові 245
 пластинчаста 251
 провальна 242
 сітчаста 249
 струминна 241, 255
 Теплова напруженість 231
 поверхні нагрівання 231
 топкового простору 231
 Тепловіддача 179, 212, 227
 Теплоносій 177, 305
 гарячий 176
 холодний 176
 Теплообмінний апарат 175
 «труба в трубі» 177, 187
 випарник 176, 185
 випарник-конденсатор 176
 жорсткої конструкції 181
 з U-подібними трубами 183
 з компенсатором 182, 183
 з крученими трубами 186
 з оребреними трубами 177
 з плаваючою голівкою 183
 з подвійними трубами 186
 заглибний 177
 зрошувальний 179
 класифікація 175
 кожухотрубний 177, 179
 конденсатор 176, 184, 185

- конденсатор-холодильник 176
 контактний 175
 напівжорсткої конструкції 182
 нежорсткої конструкції 182
 підігрівач 176
 підігрівач-випарник 176
 пластинчастий 192
 пластинчасто-ребристий 195
 поверхневий 175
 повітряного охолодження 177, 187
 регенеративний 176
 рекуперативний 176
 спіральний 197
 холодильник 176
 Теплопередача 175, 192, 207, 211
 Тиск 49, 61, 92
 атмосферний 42, 78, 97
 буферний 61
 вибійний 48
 газу 249
 гідростатичний 38, 43, 54, 297
 допустимий 92
 залишковий 48
 звуковий 97
 нагнітання 51
 надлишковий 38, 88, 94
 парціальний 268
 пластовий 49, 53
 початку конденсації 48
 пусковий 59
 робочий 55
 робочої рідини 34
 устьовий 48
 Транспорт 76
 автомобільний 76, 81
 водний 76, 77
 залізничний 76
 трубопровідний 76, 83
 Трубопровід магістральний 83, 94
 нафтопровід 84
 газопровід 89
 Трубчаста піч 207
 елементи конструкції 213
 гарнітура 222
 димова труба 222
 димохід 222
 каркас 215
 пальник 216
 система паливних трубопроводів 216
 трубчастий змійовик 213
 форсунка 216
 фундамент 216
 футерівка 215
 класифікація 210
 конвективна 210
 маркування 212
 радіантна 210
 радіантно-конвективна 211
 Турбобур 12, 32
 багатоступінчастий 33
 Турбосепаратор 162
 Турбулізатор 192
 Установа 89, 188, 288, 303
 абсорбційна 89
 алкілювання 300
 сірчаноокислотне 303
 газороздільна 185
 газофракціонування 159, 237, 275
 гідрогенізації 300
 гідрокрекінгу 272, 300
 гідроочищення 300, 307
 дегідрування 210
 депарафінації 288, 289
 десорбційна 185
 збирання і підготовка продукції нафтових родовищ 163
 зневоднення нафти 140, 151
 знемаслення 288
 знесолення нафти 151
 коксування 120, 301
 коксування 272
 комплексної підготовки газу 48, 90, 159
 крекінгу 173, 207, 300, 308, 317
 маслоабсорбційна 159
 низькотемпературної абсорбції 159
 низькотемпературної конденсації 159
 низькотемпературної
 ректифікації 159, 202
 низькотемпературної сепарації 159
 осушення газу 88
 очищення газу 88
 первинної перегонки нафти 273
 перегонки мазута 206
 перегонки нафти 139, 207
 підготовки нафти 85
 полімеризації 210, 300, 304
 етилену 304
 олефінів 304
 ректифікаційна 185
 риформінгу 207, 300, 306
 стабілізації конденсату 159
 стабілізації нафти 159, 210

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

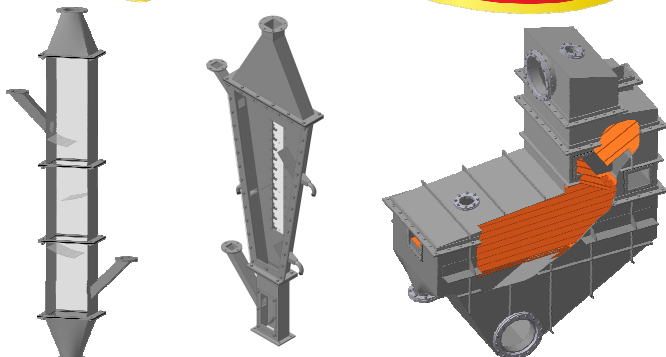
- холодильна 185
- Фільтр 143
 - електричний 164
 - класифікація 143
 - набивний 143
 - насіпний 143
 - нутч-фільтр 144
 - рукавний 165
 - стрічковий 146
 - тарілчастий 147
- Фільтрпрес 146
 - камерний 146
 - рамний 146
- Фільтрування 143, 156
- Центрифуга 147
 - класифікація 147
 - осаджувальна 150
 - освітлювальна 148
 - роздільна 148
 - тарілчаста 147
 - трубчаста 148
 - фільтруюча 149
- Центрифугування 147
- Штанга 67
- Шурф 12



СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Кафедра "Процеси та обладнання
хімічних і нафтопереробних виробництв"

50 річний
досвід з підготовки інженерів,
розробки та впровадження нових
машин та апаратів



Багатоступеневі полицні апарати для сушіння, термообробки і класифікації

НАПРЯМИ НАУКОВИХ ДОСЛІДЖЕНЬ:

Розробка віброгрануляційного обладнання для гранулювання азотних та комплексних мінеральних добрив на їх основі

Гідродинаміка та масообмін у процесах з використанням вихрових потоків

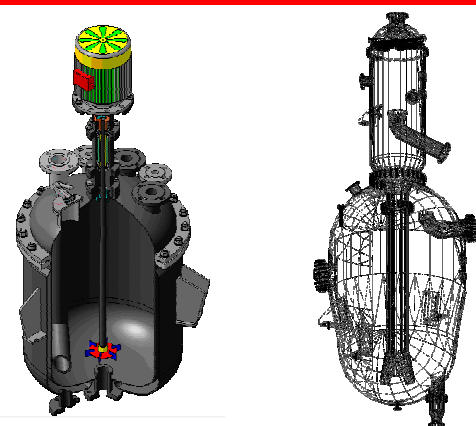
Теоретичні основи процесів інерційно-фільтруючої сепарації газоконденсатних та водонафтових сумішей, розробка вискоелективних сепараторів

Техніка та технології одержання і використання альтернативних палив та відновлювальних джерел енергії

Розробка енергоресурсозберігаючих машин та апаратів з активними аеродинамічними режимами для інтенсифікації технологічних процесів

ТРАНСФЕР ТЕХНОЛОГІЙ
ТА ІННОВАЦІЙНИХ РОЗРОБОК
У ГАЛУЗІ ПРОМИСЛОВОСТІ:

- ▶ машиноапаратобудування
- ▶ хімічна промисловість
- ▶ нафтова та газова промисловість
- ▶ харчова промисловість
- ▶ сільське господарство
- ▶ енергоресурсозбереження
- ▶ енергоефективність

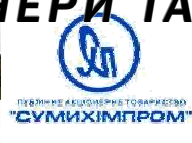


Реакційне і кристалізаційне обладнання



Вихрові пиловловлювачі та сепаратори гідроциклонного типу

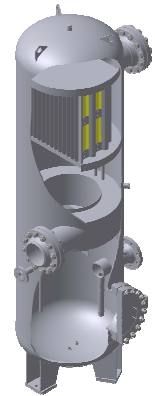
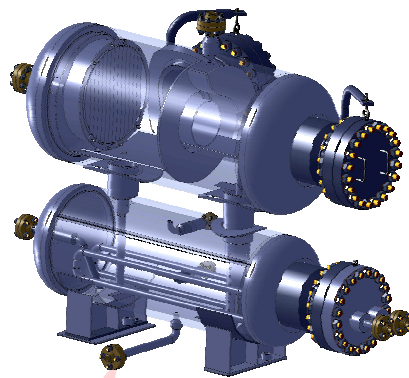
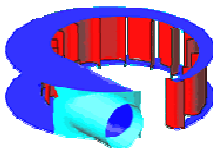
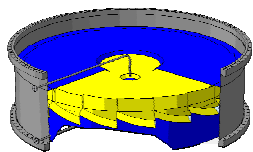
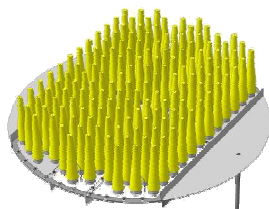
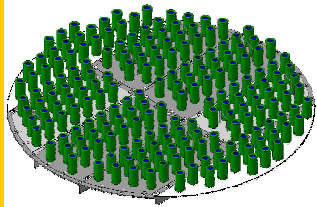
НАШІ ПАРТНЕРИ ТА ЗАМОВНИКИ



Центр науково-технічної і економічної інформації (ЦНТЕІ) Сумського державного університету
Україна, 40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова 2, тел. (0542) 68-78-60

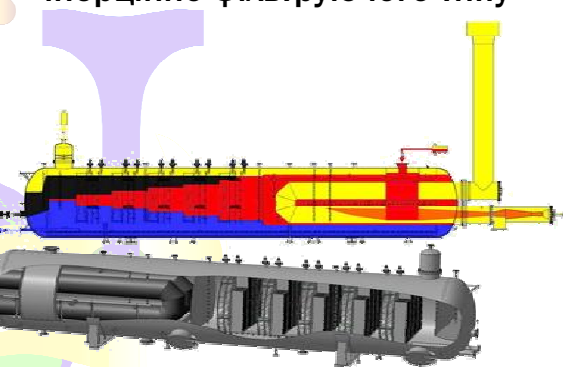
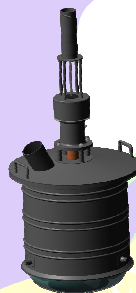
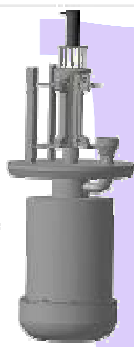
e-mail: info@cni.sumdu.edu.ua

<http://cni.sumdu.edu.ua/>



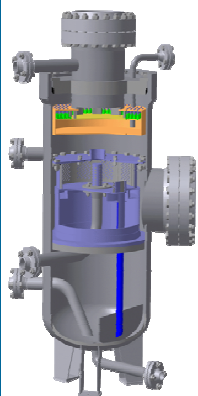
Масообмінно-сепараційні контактні ступені

Газосепаратори інерційно-фільтруючого типу

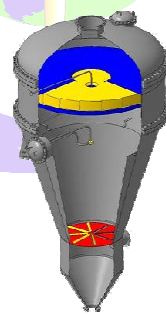
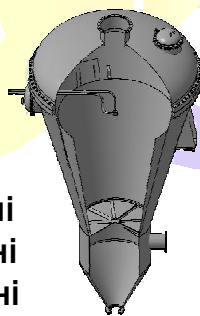


Диспергатори плаву мінеральних добрив

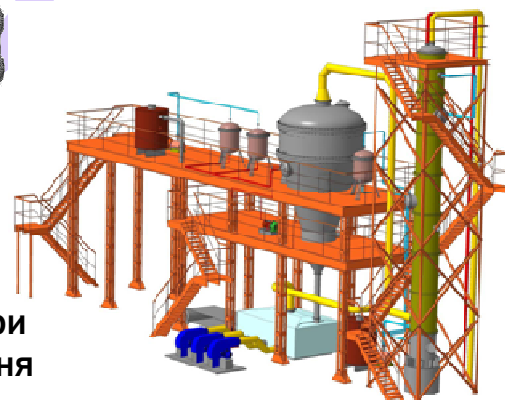
Нафтогазоводорозділювачі типу «Heater-Treater»



Вихрові розпилюючі протічійні масообмінні апарати



Вихрові гранюлятори та лінії гранулювання



СУМСЬКИЙ ДЕРЖАВНИЙ УНІВЕРСИТЕТ



Контактна інформація:

Кафедра "Процеси та обладнання

хімічних і нафтопереробних виробництв",

Україна, 40007, м. Суми, вул. Римського-Корсакова 2,

тел. +38(0542)33-71-24, 68-77-95,

e-mail: info@pohnp.sumdu.edu.ua



<http://pohnv.teset.sumdu.edu.ua/>

Навчальне видання

Склабінський Всеволод Іванович,
Артюхов Артем Євгенович,
Ляпощенко Олександр Олександрович,
Шостаківський Ігор Іванович

ОБЛАДНАННЯ ГАЗО- І НАФТОПЕРЕРОБНИХ ВИРОБНИЦТВ

Навчальний посібник

Художнє оформлення обкладинки О. О. Ляпоценка
Редактор Н. В. Лисогуб
Комп'ютерне верстання О. О. Ляпоценка, А. Є. Артюхова, І. І. Шостаківського

Формат 70×100/16. Ум. друк. арк. Обл.-вид. арк. Тираж 300 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 3062 від 17.12.2007.