

Міністерство освіти і науки України
Сумський державний університет



В. О. Панченко, А. А. Папченко

ГІДРАВЛІЧНІ МАШИНИ І ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ КОМПЛЕКСІВ

Навчальний посібник

Рекомендовано вченою радою Сумського державного університету



Суми
Сумський державний університет
2018

УДК 621.22:532

П16

Рецензенти:

П. М. Андренко – доктор технічних наук, професор, професор кафедри деталей машин та механотронних систем Національного технічного університету «Харківський політехнічний інститут»;

В. І. Симоновський – доктор технічних наук, професор, професор кафедри загальної механіки і динаміки машин Сумського державного університету

*Рекомендовано до видання
вченою радою Сумського державного університету
як навчальний посібник
(протокол № 7 від 12 квітня 2018 року)*

Панченко В. О.

П16 Гідравлічні машини і обладнання нафтових та газових комплексів : навчальний посібник / В. О. Панченко, А. А. Папченко. – Суми : Сумський державний університет, 2018. – 227 с.

ISBN 978-966-657-715-6

У навчальному посібнику розглянуті загальні питання, пов'язані із застосуванням гідравлічного та іншого обладнання, задіяного в нафтогазовому комплексі. Матеріал охоплює технологічні процеси на стадіях розроблення свердловин, видобування нафти, її збирання та підготовки, транспортування й перероблення.

Для студентів закладів вищої освіти III–IV рівнів акредитації спеціальності 131 «Прикладна механіка» (освітня програма «Гідравлічні машини, гідроприводи та гідропневмоавтоматика»).

УДК 621.22:532

ISBN 978-966-657-715-6

© Панченко В. О., Папченко А. А., 2018
© Сумський державний університет, 2018

Зміст

С.

Вступ	6
Розділ 1 Загальні відомості про технологічний процес видобування нафти та газу	8
1.1 Утворення родовищ нафти та газу	8
1.2 Розроблення родовищ нафти та газу	9
1.3 Розвідка та підготовка родовищ до експлуатації	12
1.4 Експлуатація родовищ	13
1.5 Вуглеводневі ресурси України	18
Контрольні питання до розділу 1	20
Розділ 2 Бурове гідравлічне обладнання	21
2.1 Бурові насоси	21
2.2 Занурювані гідравлічні бурові машини	56
Контрольні питання і задачі до розділу 2	68
Розділ 3 Система підтримування пластового тиску	71
3.1 Схеми заводнення нафтоносних пластів	71
3.2 Водозабезпечення системи ППД	74
3.3 Насосне обладнання системи ППД	78
Контрольні питання до розділу 3	80
Розділ 4 Фонтанна експлуатація свердловин	81
Контрольні питання до розділу 4	89
Розділ 5 Газліфтна експлуатація свердловин	91
5.1 Загальна характеристика газліфтного способу видобування нафти	91
Контрольні питання до розділу 5	96

Розділ 6 Експлуатація свердловин штанговими насосами	98
6.1 Загальна схема штангової установки, її елементи та призначення	98
6.2 Конструктивні схеми штангових насосів	102
6.3 Визначення основних параметрів	111
6.4 Експлуатація штангових насосів у складних умовах...	113
Контрольні питання до розділу 6	119
Розділ 7 Експлуатація свердловин безштанговими насосами	121
Контрольні питання до розділу 7	139
Розділ 8 Система збирання та підготовки видобутої нафти.....	141
8.1 Призначення та загальна характеристика системи збирання та підготовки нафти	141
8.2 Класифікація систем нафтогадозбирання, їх характеристика.....	142
8.3 Сепарація та стабілізація нафти	142
8.4 Деемульсація та знесолювання нафти. Підготовка стічної води.....	153
8.5 Внутрішньопромисловий транспорт та зберігання нафти.....	156
Контрольні питання до розділу 8	161
Розділ 9 Транспортування нафти та газу.....	163
9.1 Способи транспортування нафти та газу	163
9.2 Нафтогазотранспортна система України.....	164
9.3 Споруди магістральних трубопроводів	167
9.4 Генеральний план та склад споруд нафтоперекачувальної та компресорної станцій	167

9.5 Технологічні схеми нафтоперекачувальних станцій ...	170
9.6 Основне та допоміжне обладнання насосних станцій .	176
9.7 Технологічна схема та обладнання компресорної станції	187
Контрольні питання до розділу 9	189
Розділ 10 Перероблення нафтопродуктів	191
10.1 Технологічні процеси перероблення нафти	191
10.2 Підприємства з перероблення вуглеводнів	193
10.3 Номенклатура насосного обладнання на НПЗ згідно з нормаллю Н 521-57	195
10.4 Номенклатура нафтових насосів згідно з каталогом ВНІНафтомаш	205
Контрольні питання до розділу 10	212
Розділ 11 Особливості експлуатації насосного обладнання нафтогазового комплексу	213
11.1 Експлуатація обладнання свердловин при насосному способі видобування нафти	213
11.2 Експлуатація технологічних трубопроводів, арматури та інженерних комунікацій	215
Глосарій	219
Список літератури	225

Вступ

Зміст навчального посібника відповідає програмі підготовки студентів закладів вищої освіти III–IV рівнів акредитації спеціальності 131 «Прикладна механіка» (освітня програма «Гідралічні машини, гідроприводи та гідропнеумоавтоматика»), проте він може бути корисним для студентів споріднених спеціальностей.

Метою цього посібника є надання допомоги щодо розуміння завдань, які ставляться перед інженером під час виконання робіт, пов'язаних із вибором, монтажем, експлуатацією й ремонтом насосного та іншого обладнання, задіяного в нафтогазовому комплексі.

Навчальний посібник складається із вступу, одинадцяти розділів, глосарія та списку літератури.

У розділі 1 розглянуто основні відомості про утворення вуглеводнів, способи розвідки, розроблення та експлуатації родовищ. Наведені дані про вуглеводневі ресурси України.

У розділі 2 наведені відомості про бурове гідралічне обладнання: бурові насоси та занурювані гідралічні бурові машини (турбобури, забійні гідралічні двигуни).

У розділі 3 подані питання з організації системи підвищення пластового тиску та експлуатації насосного обладнання.

У розділі 4 розглянуто гідралічне обладнання, що застосовується під час фонтанної експлуатації нафтових родовищ.

У розділі 5 подана загальна характеристика газліфтного способу видобування нафти, описані його переваги та недоліки, наведені конструктивні схеми газліфтних підйомників.

У розділі 6 розглянуті питання з експлуатації свердловин штанговими насосами, а також загальна схема штангової насосної установки і конструктивні схеми штангових насосів. Наведені способи визначення основних параметрів насосів. Розглянуті питання, що стосуються особливостей експлуатації штангових насосних установок.

Розділ 7 присвячено способам експлуатації свердловин безштанговими насосами (відцентровими, гвинтовими тощо).

У розділі 8 наведено опис системи збирання і підготовки видобутої нафти та обладнання, що використовується на цій стадії.

У розділі 9 розглянуто способи транспортування вуглеводнів, загальні плани й технологічні схеми елементів транспортної системи магістральних трубопроводів, основне та допоміжне обладнання насосних станцій.

У розділі 10 наведено відомості про основні технологічні процеси перероблення нафти та насосне обладнання, задіяне на цій стадії.

У розділі 11 розглянуто особливості експлуатації насосного обладнання нафтогазового комплексу та наведені відомості про техніку безпеки під час його експлуатації.

Наприкінці кожного розділу подані питання для самоперевірки і задачі.

Необхідно зазначити, що в цьому навчальному посібнику не розглядаються питання з проектування гідромашин та іншого обладнання, оскільки це є завданням інших навчальних дисциплін.

Розділ 1

Загальні відомості про технологічний процес видобування нафти та газу

1.1 Утворення родовищ нафти та газу

Властивості нафти та газу

Нафта та газ – основні сучасні енергоносії – мають вуглеводневу основу та складаються практично з п'яти хімічних елементів – вуглецю С, водню Н, сірки S, кисню О та азоту N. При цьому в нафті вуглецю міститься 80–88 %, водню 11–14,4 %, а у вуглеводневій частині природних газів ці елементи становлять 75–82 і 18–25 % відповідно.

Нафта – суміш трьох класів вуглеводнів (парафінових (метанових), нафтенових та ароматичних) при різному їх співвідношенні. Нафта – масляниста речовина від рідкої до смолоподібної консистенції. Абсолютна більшість нафт у стандартних умовах має густину від 760 до 990 кг/м³. Порівняно з водою поверхневий натяг нафти у два – три рази менший. Нафта – діелектрик, погано розчиняється у воді та погано розчиняє воду.

Природний газ – суміш метану CH₄, етану C₂H₆, пропану C₃H₈, ізобутану C₄H₁₀, нормального бутану C₄H₁₀ та інших більш рідких вуглеводнів. При цьому метан становить 85–91 %. Він майже утричі легший за повітря.

Утворення нафти та газу

Проблема походження нафти та газу є досить складною та до кінця не вирішеною, незважаючи на 150-річний період вивчення цього питання. На цей час рівноймовірними є дві альтернативні гіпотези.

Згідно з **гіпотезою про органічне походження** джерелом вуглеводнів вважається розсіяна органічна речовина в осадових породах. Вона відкладається без доступу кисню і потім перетворюється при довгому впливі тисків та температур, що підвищуються, внаслідок заглиблення цього басейну. За своїм

складом вона може бути гумусовою (рослинного походження), сапропелевою (рослинного походження) або змішаною. При цьому гумусова органіка є переважно газо-, а сапропелева – нафтогенеруючою.

Не менш відомою є **гіпотеза про неорганічне походження** нафтогазових вуглеводнів, на користь якої свідчать відомі випадки скупчення нафти, газу та бітумів у магматичних породах. Шляхом розрахунків доведена можливість синтезу вуглеводнів із поширеного в породах вуглекислого газу CO_2 та води у верхній мантії Землі на глибинах 40–160 км.

На цей час обидві гіпотези достатньо науково обґрунтовані та експериментально підтверджені.

1.2 Розроблення родовищ нафти та газу

Процес розроблення родовищ нафти та газу можна умовно поділити на три стадії: пошуково-розвідувальну, підготовчу та експлуатаційну. Більш детально його можна подати у вигляді ланцюга перетворень станів пластового флюїду. На рисунку 1.1 наведені стадії технологічного процесу та стану пластового флюїду після проведення операцій. У таблиці 1.1 наведені пояснення до рисунку 1.1 і зазначені процеси та підпроцеси, що повинні виконуватися відповідними комплексами машин і механізмів. Кожний із наведених на рисунку 1.1 етапів перетворення, у свою чергу, є складним комплексом технологічних процесів. Для технічного забезпечення цих процесів у кожному випадку необхідні відповідні комплекси машин і механізмів, обладнання та інструменту.

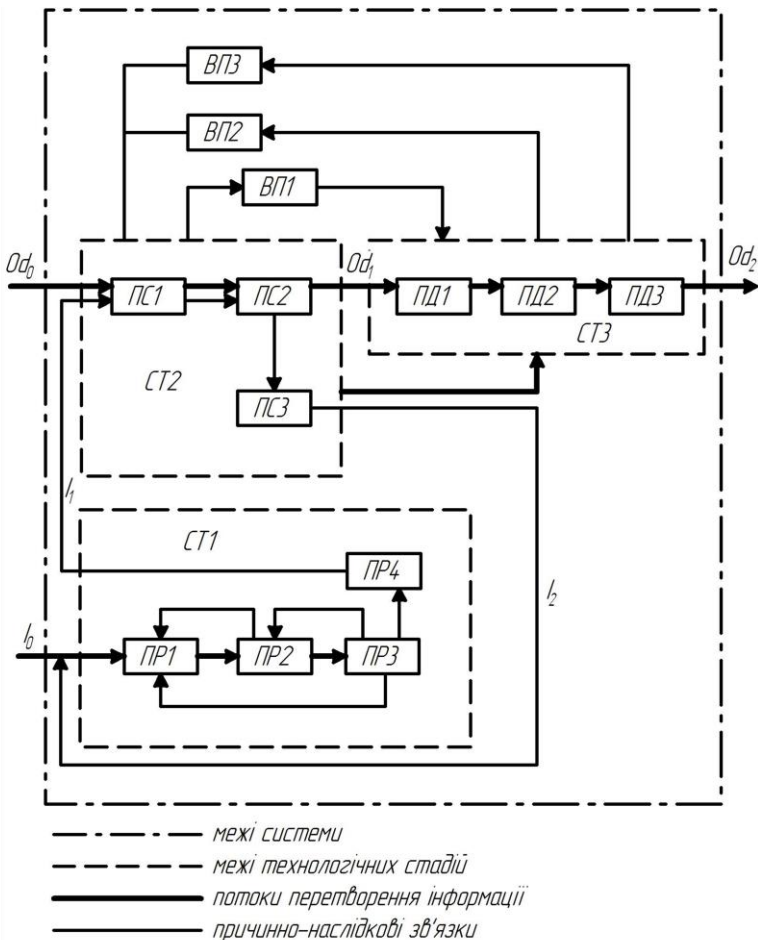


Рисунок 1.1 – Технологічний процес видобування нафти
(інші позначення наведені в табл. 1.1)

Таблиця 1.1 – Стадії технологічного процесу видобування нафти

Технологічний процес (стадія)		Підпроцес		Результат процесу	
позначення	найменування	позначення	найменування	позначення	найменування
СТ1	Пошук розвідка родовища та	ПР1	Сейсморозвідка	I ₀	Початковий обсяг інформації про родовище
		ПР2	Структурно-картувальне буріння		
		ПР3	Розвідувальне буріння	I ₁	Обсяг інформації після проведення розвідки
		ПР4	Дослідження пластів		
СТ2	Підготовка родовища до експлуатації (спорудження та обладнання свердловини)	ПС1	Буріння експлуатаційних свердловин	Od ₀	Нафта і газ у товщі гірничих порід
		ПС2	Відкривання пласта	Od ₁	Нафта або газ у свердловині
		ПС3	Випробування пласта	I ₂	Уточнення інформації про пласт та родовище
СТ3	Експлуатація родовища. Видобування нафти та газу зі свердловини	ПД1	Підіймання нафти та газу на поверхню	Od ₁	Нафта або газ у свердловині
		ПД2	Сепарація	Od ₂	Нафта або газ на поверхні
		ПД3	Підготовка до транспортування		
–	Допоміжні процеси	ВП1	Монтаж обладнання для видобування	_____	
		ВП2	Вплив на пласт	Зміна енергії та фізичного стану флюїду	
		ВП3	Ремонт свердловини підземний або капітальний	Відновлення працездатності свердловинного обладнання	

1.3 Розвідка та підготовка родовищ до експлуатації

Пошуково-розвідувальні роботи

Пошуково-розвідувальні роботи здійснюються з метою відкриття родовища, визначення його запасів та складання проекту розроблення. Вони містять ряд етапів: регіональний, пошуково-оцінний, розвідувально-експлуатаційний. Сюди входять польові геологічні та геофізичні роботи з подальшим бурінням свердловин. Застосовують різні геофізичні методи розвідки, серед яких найбільш поширеними є сейсморозвідка та електророзвідка.

Розроблення нафтового родовища

Під розробленням нафтового родовища розуміють комплекс заходів, пов'язаних із видобуванням нафти з надр землі, включаючи розбурювання покладів та процес керування рухом рідини та газу в пласті шляхом розміщення свердловин, установлення режиму їх роботи та регулювання балансу пластової енергії.

Під раціональним розробленням нафтового родовища розуміють таке розроблення, за якого родовище розбурюється мінімально допустимою кількістю свердловин, що забезпечують, проте, отримання заданих темпів видобування нафти, високу кінцеву нафтовіддачу при можливо мінімальних капітальних вкладах та мінімальній собівартості нафти.

Для раціонального розроблення родовища велике значення мають правильний вибір та обґрунтування виділення експлуатаційних об'єктів.

Експлуатаційним об'єктом прийнято називати ту частину нафтових покладів, що виділяється для розбурювання та експлуатації самостійною мережею експлуатаційних і нагнітальних свердловин.

Система розроблення нафтового родовища

Під системою розроблення родовища розуміють сукупність технологічних і технічних заходів, спрямованих на

видобування з пласта нафти, газу та супутніх компонентів, що містяться в ній, та управління процесом розроблення.

Система розроблення містить у собі схему і план розбурювання покладів з урахуванням заходів із впливу на пласт.

Схема розбурювання – це порядок розміщення свердловин на покладі та відстань між ними. План розбурювання передбачає річні обсяги, місце та черговість буріння свердловин. Заходи з впливу на пласт визначаються системою підтримання пластового тиску та прийнятими методами підвищення нафтовіддачі.

Розрізняють системи розроблення покладів на природних режимах та з підтриманням пластового тиску. Практично всі експлуатаційні об'єкти на родовищах розробляються з підтриманням пластового тиску методом заводнення, тобто закачування води у пласт.

1.4 Експлуатація родовищ

Експлуатація нафтових і газових родовищ пов'язана з видобуванням нафти та газу з пласта на поверхню для їх подальшого використання. Витрачена для цього робота складається з використаної енергії нафтогазового пласта та енергії, спеціально підведеної з поверхні. Характер взаємного поєднання під час реалізації обох джерел енергії визначає наявність різних способів експлуатації нафтових і газових родовищ.

У нафтовому пласті виділяють п'ять режимів прояву пластової енергії:

- активний водонапірний;
- пружноводонапірний;
- газонапірний (режим газової шапки);
- розчиненого газу;
- гравітаційний.

У першому з цих режимів основним джерелом пластової енергії є напір законтурних або підшовних пластових вод. У

другому випадку при частковій ізоляції пласта від законтурної водоносної ділянки проявляється переважно пружна енергія стиснення пласта. У третьому – проявляється напір газу в газовій шапці. У четвертому – енергія розчиненого газу і в п'ятому – нафта з пласта рухається до забою свердловини лише під дією сили тяжіння.

У газовому пласту спостерігаються два режими прояву пластової енергії – **газовий** та **водонапірний**. У першому з них рух газу з пласта до забою свердловини проявляється під дією тиску самого газу, а в другому, більш поширеному на практиці випадку, на додаток до газового напору, проявляється також напір крайової або підошовної води.

Залежно від рівня пластової енергії та режиму її прояву на забої нафтової свердловини використовують різні способи експлуатації нафтових і газових свердловин, зокрема:

- фонтанну експлуатацію;
- газліфтну експлуатацію;
- експлуатацію свердловинними штанговими насосними установками;
- експлуатацію свердловин установками заглибних відцентрових електронасосів.

У всіх способах експлуатації свердловин у них спускається колона насосно-компресорних труб (НКТ), якими пластовий флюїд підіймається на поверхню.

Фонтанна експлуатація нафтових свердловин базується на відборі нафти через фонтанну арматуру трійникового або хрестового типу, встановлену на головці спущеної у свердловину колони НКТ. Від трійника відходить маніфольд, призначений для об'язування фонтанної арматури з викидною лінією, що подає продукцію на групову вимірювальну установку.

Фонтанування на практиці можна реалізувати за рахунок гідростатичного напору нафти та енергії газу, що виділяється з нафти. Розрізняють три типи фонтанних свердловин і відповідно три види фонтанування:

- артезіанське фонтанування

$$(P_{заб} > P_{нас}, P_y > P_{нас});$$

– газліфтне фонтанування з початком виділення газу в стволі свердловини

$$(P_{заб} > P_{нас}, P_y < P_{нас});$$

– газліфтне фонтанування з початком виділення газу в нафтовому пласті

$$(P_{заб} < P_{нас}, P_y < P_{нас}).$$

При цьому $P_{заб}$ – забійний тиск; $P_{нас}$ – тиск насичення нафти газом; P_y – устьовий тиск.

Фонтанну експлуатацію застосовують в усіх випадках, коли на забої свердловини забезпечується необхідний для цього мінімальний забійний тиск. При цьому, виходячи з умови нерозривності потоку рідини, тривале фонтанування можливе лише за умови узгодженої спільної роботи нафтового пласта та підйомника.

Підіймання нафти на поверхню за рахунок енергії розчиненого газу, але вже при будь-якому пластовому тиску здійснюється за допомогою *газліфтної експлуатації*. При цьому способі енергія, якої бракує, надходить у підйомник шляхом закачування газу або повітря за допомогою компресора з поверхні або під тиском газу з пласта у тій самій або іншій свердловині.

Газліфтний підйомник (рис. 1.2) складається з колони коаксіально розміщених труб, нижні торці яких виведені під рівень нафти, що піднялась у забої. Газ, що спеціально подається зверху міжтрубним простором коаксіального складання, входить через нижній торець у внутрішню трубу та спрямовується до устя свердловини, й розчиняється при цьому в нафті, якій він надає руху. Енергія розчиненого газу обумовлює ніби штучне фонтанування нафти через внутрішню трубу на поверхню.

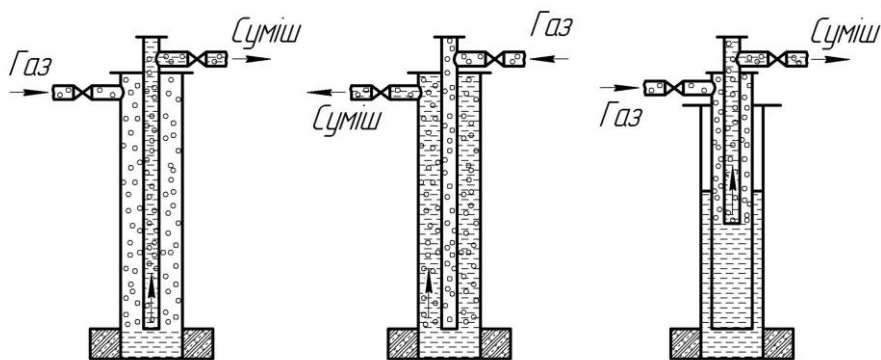


Рисунок 1.2 – Система газових підйомників

Експлуатація малодобетних нафтових свердловин за будь-яких рівнів пластових тисків здійснюється за допомогою свердловинних *заглибних насосів*. Частіше за все вони бувають двох видів. Першим видом є штангові плунжерні насоси, другим – заглибні відцентрові електронасоси.

Сутність першого з цих способів (рис. 1.3) експлуатації полягає в тому, що в свердловині у НКТ розміщують плунжерний (поршневий) насос, який приводить у дію розміщений на поверхні привод за допомогою колони штанг. Для цього на свердловині установлюють свердловинно-насосну установку та обладнання устя. Установка містить – гойдалку, устьовий сальник, насосні штанги і штанговий свердловинний насос. Останній складається з циліндра і плунжера (поршня). Свердловинні штангові насоси бувають вставними та невставними, причому останні використовують в основному на малих глибинах спуску (менше ніж 1 200 м).

Другий спосіб насосної експлуатації свердловини здійснюється за допомогою установки, що складається із заглибного агрегата, обладнання устя свердловини, насосно-компресорних труб та електрообладнання. До складу заглибного агрегата входять відцентровий насос, газосепаратор та електродвигун із гідрозахистом.

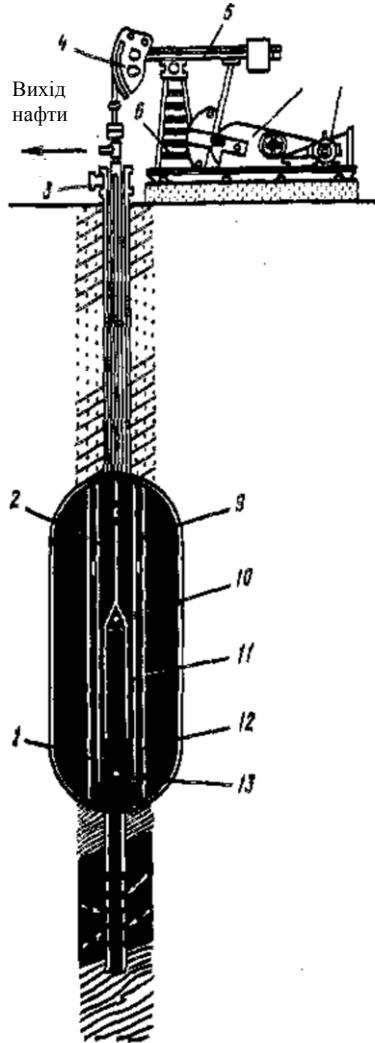


Рисунок 1.3 – Штангова насосна установка:

*1 – насос; 2 – колона штанги; 3 – трійник; 4, 5 – балансир;
6 – верстат-качалка; 7 – редуктор; 8 – двигун; 9 – НКТ;
10, 13 – клапани; 11 – плунжер; 12 – корпус*

До складу електрообладнання входять розміщені на поверхні комплектна трансформаторна підстанція або трансформатор та керувальний пристрій. Кабель, що з'єднує

наземне електрообладнання з електродвигуном у свердловині, спускається у свердловину по міжтрубному простору.

Під час експлуатації свердловини установками заглибних відцентрових насосів устя свердловини обладнується фонтанною арматурою.

Експлуатація газових свердловин ґрунтується на використанні лише пластової енергії газу, і тому наявність НКТ у стволі свердловини служить лише для забезпечення різних режимів відбору газу з пласта одним і тим самим способом.

1.5 Вуглеводневі ресурси України

Промислове розроблення нафтових родовищ в Україні (біля Борислава) почалося у 1886 році. У 1908–1910 рр. на Західній Україні видобувалося 1,5–2,0 млн тонн нафти щорічно (на той час – третій показник у світі після США та Росії). Більша частина видобування в Україні нафти в минулому відбувалася на бурових свердловинах глибиною 2,5–5,0 км. Зараз свердловини досягають глибини 4–7 км.

В Україні відомі три нафтогазоносні регіони, вуглеводневі ресурси яких розвідані на 41 %.

Східний регіон – витягнутий на 650–700 км вузькою половою 80–150 км уздовж лівого берегу Дніпра. В адміністративному відношенні включає Чернігівську, Сумську, Полтавську, Харківську, Дніпропетровську та частково Донецьку області. Регіон представлений Дніпровсько-Донецькою нафтогазовою областю, яка є частиною Прип'ятьсько-Донецької нафтогазової провінції. На крайньому північному заході відомі лише родовища нафти, на південному сході – природного газу. Східний нафтогазоносний регіон містить близько 61 % запасів нафти України. На його території відкриті 205 родовищ вуглеводнів, 180 з яких внесені до державного балансу.

Промислове розроблення Дніпровсько-Донецької нафтогазової області ведеться з 1952 р. Основні нафтові

родовища залягають на глибині до 4,5 км. Нафта з малим вмістом сірки густиною до 860 кг/м^3 відрізняється найбільш сприятливими для України умовами розроблення. Східноукраїнська нафта має значну частку легких фракцій, дає високий вихід бензину.

Таблиця 1.2 – Порівняльна характеристика нафт найбільших українських родовищ

Родовище	Область	Глибина залягання нафти, км	Рік початку експлуатації	Початкові запаси, млн тонн	Густина нафти, кг/м^3	Масовий вміст сірки, %
Східний нафтогазоносний регіон						
Леяковське	Чернігівська	1,76	1964	52,4	815	0,23–0,27
Гнединцевське	Чернігівська	1,78	1959	38,0	803–827	0,32–0,54
Глинсько-Розбишайвське	Сумська, Полтавська	3,70	1959	25,3	838–872	0,21–0,66
Бугроватське	Сумська	3,58	1976	20,9	840–868	0,8–1,0
Качанівське	Сумська	1,47	1960	16,8	811–868	0,2–0,5
Західний нафтогазоносний регіон						
Бориславське	Львівська	...	1881	39,3	837–872	до 0,78
Долинське	Івано-Франківська	1,40	1950	38,3	769–844	0,17–0,32

Західний регіон – включає Волинсько-Подільську (2 газових родовища), Передкарпатську (83 родовища, зокрема 29 нафтових, 4 нафтогазових, 6 нафтогазоконденсатних), Карпатську (2 нафтових родовища) та Закарпатську (4 газових родовища) нафтогазоносні області. Охоплює територію вздовж схилів північно-східних Карпат. В адміністративному відношенні розміщений у Закарпатській, Івано-Франківській, Львівській, Черновецькій, Волинській, Тернопільській та

Рівненській областях. Нафта залягає на глибині 1,0–3,5 км. Промислове розроблення нафти проводиться з 1881 р.

Південний регіон – охоплює Західне та Північне Причорномор'я, Північне Приазов'я, Крим, українські зони Чорного та Азовського морів. В адміністративному відношенні включає Одеську, Миколаївську, Херсонську, Запорізьку та частково Донецьку області, а також АР Крим. На території району виявлено 39 родовищ, зокрема 10 нафтових. Нафта залягає на глибині 3,5 км. Видобування проводиться з 1866 р.

Контрольні питання до розділу 1

1 Сучасні уявлення про утворення родовищ вуглеводнів.

2 Назвіть основні технологічні процеси розроблення родовищ нафти та газу.

3 З якою метою здійснюються пошуково-розвідувальні роботи?

4 Що розуміють під раціональним розробленням нафтового родовища?

5 Які існують види систем розроблення покладів вуглеводнів?

6 Назвіть види режимів прояву пластової енергії в нафтовому пласті.

7 Яким чином реалізується фонтанна експлуатація нафтових свердловин?

8 Які існують види фонтанування?

9 Яким чином реалізується газліфтна експлуатація нафтових свердловин?

10 Які існують способи насосної експлуатації свердловин?

11 Які нафтогазоносні регіони розміщені на території України?

Розділ 2 Бурове гідравлічне обладнання

2.1 Бурові насоси

Для забезпечення процесу промивання під час проходження свердловини використовують бурові насоси, призначені для нагнітання в свердловину бурового розчину з метою очищення забою і ствола від вибуреної породи та винесення її на поверхню, охолодження долота, приведення в дію забійних двигунів гідравлічного типу (турбобурів та ВЗД).

Призначення та основні вимоги

Виходячи з призначення та умов експлуатації, до бурових насосів висуваються такі основні вимоги:

- подача насоса повинна бути регульованою в межах, що забезпечують ефективне промивання свердловини;
- потужність насоса повинна бути достатньою для промивання свердловини та приведення забійних гідравлічних двигунів;
- швидкість промивної рідини на виході з насоса повинна бути рівномірною для усунення інерційних навантажень і пульсацій тиску, які викликають ускладнення в бурінні, додаткові енергетичні витрати та руйнування;
- насоси повинні бути пристосовані для роботи з абразивними та масловмісними розчинами різної густини;
- вузли та деталі, що контактують із промивним розчином, повинні мати достатню довговічність та бути пристосованими до зручної й швидкої заміни при виході з ладу;
- великогабаритні вузли та деталі повинні бути забезпечені пристроями для надійного закріплення і переміщення під час ремонту й технічного обслуговування;
- вузли та деталі приводної частини повинні бути захищені від промивного розчину та доступні для огляду й технічного обслуговування;

– насоси повинні бути пристосовані для транспортування у складеному вигляді на далекі та близькі відстані;

– конструкція насосів повинна допускати праве й ліве розміщення двигунів насосного агрегата;

– надійність та довговічність насосів повинні поєднуватися з їх економічністю і безпекою експлуатації.

Найбільш повно переліченим вимогам відповідають поршневі насоси. Вони мають теоретичну подачу, що не залежить від створюваного напору, забезпечують прийнятну для умов буріння рівномірність подачі, здатні перекачувати рідини високої в'язкості і зі значним умістом твердої фази. Насоси цього типу мають здатність самовсмоктування, тобто, працюючи без рідини, здатні створювати достатньо велике розрідження та підсмоктувати рідину з ємності, розміщеної нижче від насоса.

Основними елементами поршневих бурових насосів (рис. 2.1 *a*) є циліндр 4 і поршень 3, зворотно-поступальний рух якого змінює об'єм робочої камери. Рух рідини через робочу камеру регулюється всмоктувальним 1 і нагнітальним 2 клапанами. Приймальна сітка 6 на всмоктувальній лінії запобігає потраплянню у насос сторонніх предметів. Для заповнення рідиною всмоктувальної лінії на її кінці встановлюють зворотний клапан 5.

Процес усмоктування рідини відбувається при переміщенні поршня праворуч, що збільшує вільний об'єм циліндра і знижує в ньому тиск порівняно з атмосферним, що діє на вільну поверхню рідини в ємності. Під дією атмосферного тиску рідина з ємності переміщується по всмоктувальній лінії і, піднявши всмоктувальний клапан, надходить до циліндра.

При зворотному ході поршня тиск у робочій камері підвищується, внаслідок цього всмоктувальний клапан закривається, а нагнітальний – відкривається, пропускаючи рідину в нагнітальну лінію.

За способом приведення в дію бурові насоси розділяють на приводні, в яких поршень приводиться в рух від двигуна

через кривошипно-шатунний або ексцентриковий механізм, і насоси прямої дії, поршень яких з'єднаний загальним штоком із поршнем гідравлічного або пневматичного силового циліндра.

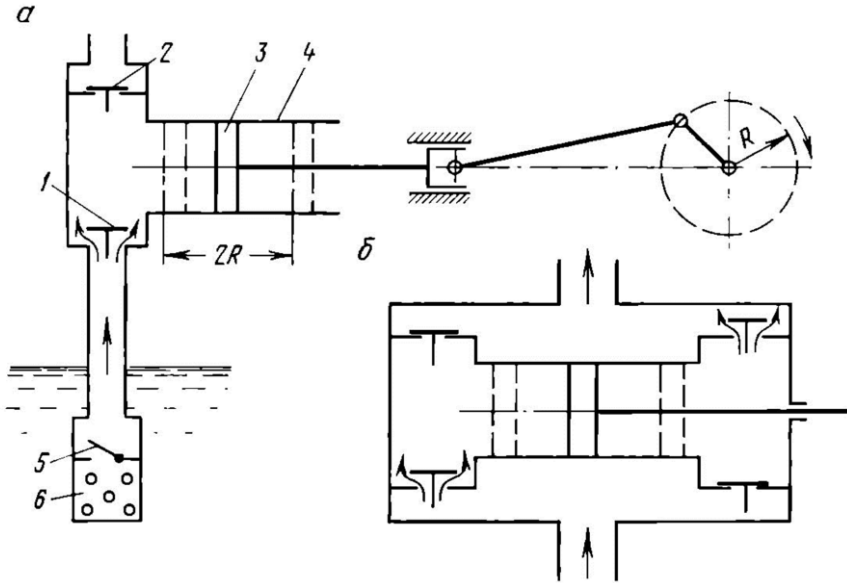


Рисунок 2.1 – Принципові схеми:

а – поршневого насоса простої дії;

б – гідравлічної частини поршневого насоса подвійної дії

Поршні бурових насосів виконують у вигляді диска або плунжера. Дискowymi називають поршні, довжина яких менша за їх діаметр; такі поршні, як правило, мають ущільнення. Плунжерні поршні бурових насосів мають зовнішнє сальникове ущільнення. Насоси з дискowymi поршнями називають поршневыми, а з плунжерними поршнями – плунжерними.

Плунжерні насоси за один оберт кривошипного вала всмоктують та нагнітають рідину один раз, тобто є насосами простої дії. Поршневі насоси, в яких за один оберт кривошипного вала рідина всмоктується і нагнітається двічі, прийнято називати насосами подвійної дії (рис. 2.1 б).

Конструктивні особливості та параметри поршневих бурових насосів

У практиці буріння свердловин застосовують насоси різних конструкцій. Їх конструктивні відмінності визначаються:

– конструкцією привода: приводні насоси та насоси прямої дії;

– кількістю поршнів та їх конструкцією: односторонньої та двосторонньої дії, дво-, три- та багатопоршнєві.

Найчастіше використовують двопоршнєві насоси двосторонньої дії та трипоршнєві – односторонньої дії. Багатопоршнєві насоси не є поширеними внаслідок складності експлуатації, необхідності більшої кількості швидкозношуваних деталей та витрат часу і ресурсів на їх заміну.

Нерівномірність подачі бурових насосів є результатом перетворення обертального руху на зворотно-поступальний, що здійснюється кривошипно-шатунним механізмом. Для зменшення шкідливого впливу ступеня нерівномірності подачі ці насоси застосовують із компенсаторами, що знижують пульсації тиску.

Спроби застосування трипоршневих насосів двосторонньої дії, в яких подача є більш рівномірною, ніж у двопоршневих, не дали задовільних результатів. Із появою більш сучасних діафрагмових компенсаторів, що забезпечують малий ступінь нерівномірності подачі, ці насоси втратили свою перевагу.

Для зменшення ступеня нерівномірності подачі робили спроби використовувати багатоплунжерні насоси, проте при перекачуванні бурового розчину вони також не дали задовільних результатів, оскільки плунжери та сальники погано працюють на буровому розчині за високих тисків, а заміна їх є досить складною.

На цей час широко використовують лише двопоршнєві насоси двосторонньої дії з частотою подвійних ходів поршня за 1 хвилину 35–90, довжиною ходу до 0,5 м та трипоршнєві насоси односторонньої дії з частотою подвійних ходів поршня за 1 хвилину 35–180, довжиною ходу до 0,3 м.

Термін служби деталей трипоршневого насоса становить: манжет поршнів – 100–200 годин, циліндрових втулок – 200 годин і клапанів – 300–500 годин. Ресурс цих деталей та зручність заміни мають велике значення під час експлуатації насосів.

Найбільш повно вимогам технології буріння відповідають трипоршневі насоси односторонньої дії.

Усі поршневі бурові насоси утворюють групу машин вузькоспеціалізованого призначення з параметрами, обмеженими рамками вимог технології буріння нафтових і газових свердловин. Типорозмір поршневого бурового насоса зі змінною подачею і тиском нагнітання зручно характеризувати величиною гідравлічної потужності, що є пропорційною добутку подачі та тиску нагнітання. Параметри трипоршневих бурових насосів наведені в таблиці 2.1 і практично охоплюють усі діапазони подачі й тиску нагнітання для експлуатаційного та глибокого розвідувального буріння нафтових і газових свердловин.

Будова бурових насосів

Насоси, наведені в таблиці 2.1, мають однакову кінематичну схему, тому буде розглянута конструкція насоса УНБТ-950 як такого, що є найчастіше застосовуваним у складі бурових установок. Конструкція насосів наведена на рис. 2.2. Насос складається з двох основних, функціонально пов'язаних складових частин: гідравлічної та механічної, змонтованих на загальній рамі.

Таблиця 2.1 – Основні технічні характеристики бурових насосів

Параметри	УНБТ-600	УНБТ-950	УНБТ-1180	УНБТ-1500
Потужність насоса, кВт	600	950	1 180	1 500
Кількість циліндрів, шт.	3	3	3	3
Номінальна частота ходів поршня за 1 хвилину	160	125	125	100
Подача насоса, $\text{дм}^3/\text{с}$ (max)	50,9	46	46	50,26
Тиск на виході з насоса, МПа (max)	35	32	32	53
Тиск на вході в насос, МПа (min)	0,3	0,2	0,2	0,3
Пневмокомпенсатор	ПК40-350	ПК70-320	ПК70-320	ПК40-530
Ступінь нерівномірності тиску на виході з насоса, % не більше	5	5	5	5
Маса насоса без шківів, кг	14 210	23 050	23 050	34 000

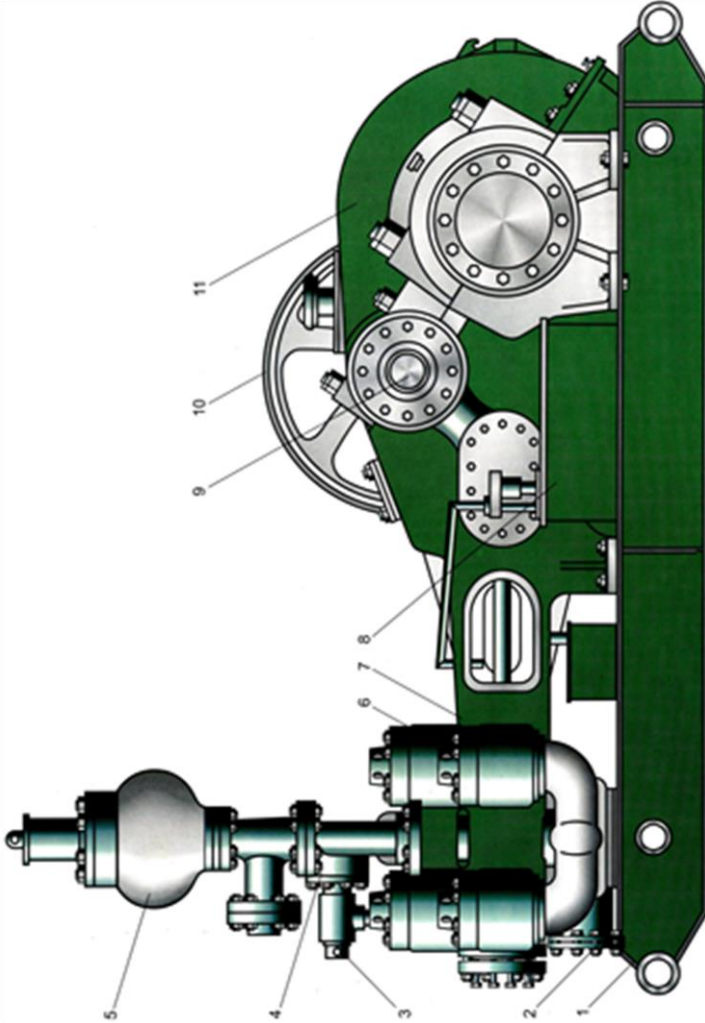


Рисунок 2.2 – Буровий насос (загальний вигляд):

- 1 – рама; 2 – вхідний колектор; 3 – запобіжний клапан; 4 – нагнітальний колектор;
5 – пневмокомпенсатор; 6 – гідрокоробка; 7 – станина; 8 – система змащування штоків;
9 – трансмісійний вал; 10 – шків; 11 – кришка насоса

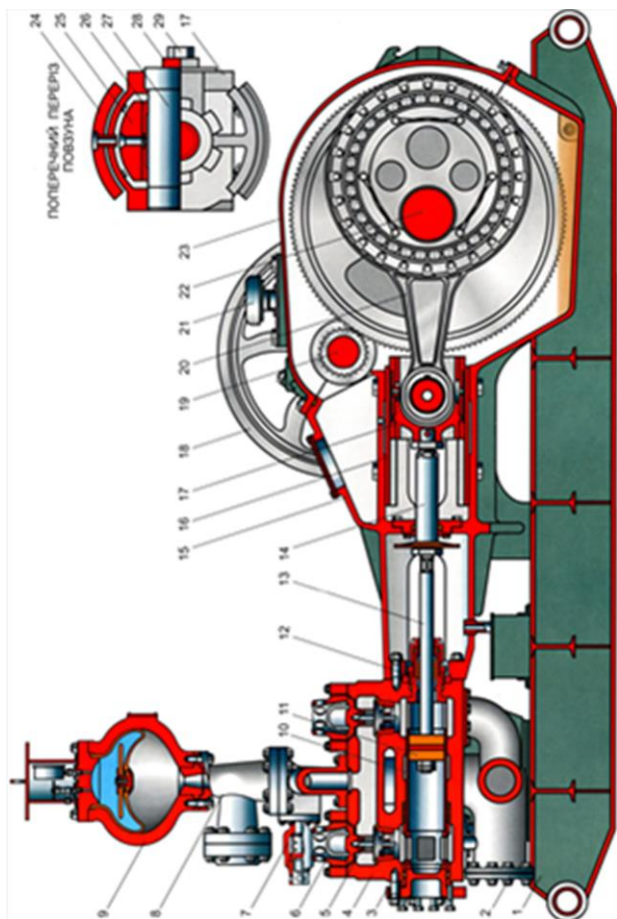


Рисунок 2.3 – Буровий насос (переріз):

- 1 – рама; 2 – вхідний клапан; 3 – циліндрова кришка; 4 – гідрокоробка; 5 – клапан; 6 – упорний гвинт; 7 – запобіжний клапан; 8 – нагнітальний колектор; 9 – пневмокомпенсатор; 10 – циліндрова втулка; 11 – поршень; 12 – ущільнення штока; 13 – шток; 14 – шток повзуна; 15 – станина; 16 – напрямна повзуна; 17 – повзун; 18 – шків; 19 – трансмісійний вал; 20 – шатун; 21 – сатун; 22 – корінний вал; 23 – кришка; 24 – накладка; 25 – мала головка шатуна; 26 – бронзова втулка; 27 – палець; 28 – стопорна планка; 29 – болт

Гідравлічна частина у своєму складі містить: гідравлічний блок із розміщеними попарно вхідним та вихідним клапанами, циліндропоршкову групу, блок охолодження циліндропоршкової групи, пневмокомпенсатор та запобіжний клапан. Гідравлічний блок має два конструктивні виконання: прямоточне та L-подібне. У прямоточному виконанні клапани розміщені один над іншим, а при L-подібному вхідний клапан зміщений уперед уздовж основної осі циліндропоршкової пари. L-подібне виконання дозволяє проектувати насоси на більш високі тиски. Наприклад: насоси УНБТ-600 та УНБТ-1500 мають L-подібний гідравлічний блок і відповідно підвищений максимальний тиск 35 і 53 МПа. Будову циліндропоршкової групи наведено на рис. 2.4, будову клапанної групи – на рис. 2.5. Для автоматичного відключення привода насоса при перевищенні граничного тиску на вихідному колекторі насоса змонтовано запобіжний клапан (рис. 2.6).

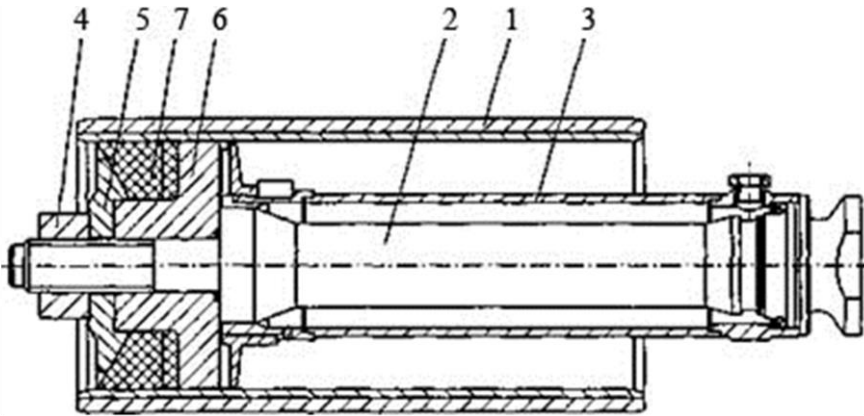


Рисунок 2.4 – Циліндропоршкова група насоса:

1 – втулка циліндрова; 2 – шток поршня; 3 – кожух; 4 – гайка кріплення поршня; 5 – шайба; 6 – осердя; 7 – манжета поршня

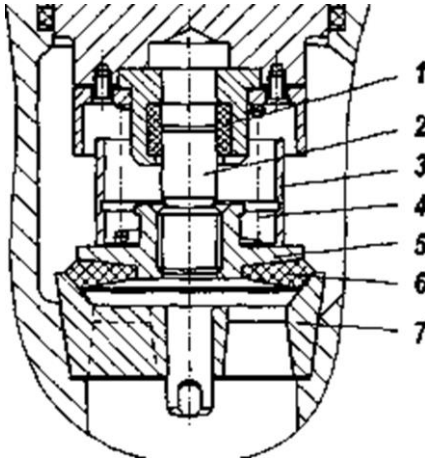


Рисунок 2.5 – Клапанна група насоса:

1 – втулка; 2 – клапан; 3 – кожух; 4 – пружина; 5 – гайка;
6 – ущільнення; 7 – сідло

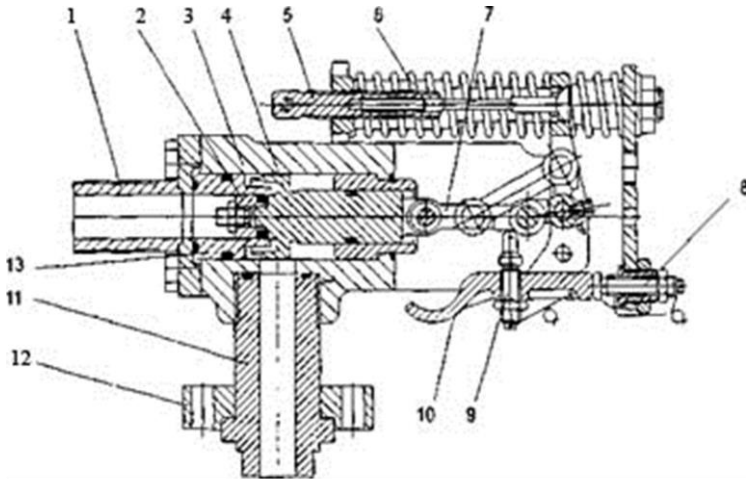


Рисунок 2.6 – Запобіжний клапан:

1 – відвід; 2 – поршень; 3 – корпус; 4 – шток; 5 – механізм
установлення граничного тиску; 6 – пружина; 7 – кривошип;
8 – гвинт упорний; 9 – гвинт регулювальний; 10 – важіль;
11 – патрубок вхідний; 12 – фланець накидний; 13 – втулка

Механічна частина у своєму складі містить: редуктор, корпус із вузлами системи змащування, блок розподілення, кривошипно-повзунний механізм, трансмісійний вал та приводний шків.

Консольно-поворотний кран, установлений на корпусі насоса, служить для механізації ремонтних робіт.

Принцип роботи насоса пояснюється гідрокінематичною схемою рис. 2.7. Трансмісійний вал 29 через приводний шків 21 обертається від привода і через зубчасту пару 23 передає крутний момент кривошипному валу 25. Шатунними механізмами 22, 27 і 28 обертальний рух кривошипного вала перетворюється на зворотно-поступальний рух поршнів 5, 9 і 14 гідроблока 2. Поршні, переміщуючись у циліндрах 4, 10 і 16, здійснюють почергово всмоктування та нагнітання бурового розчину. Під час всмоктування вхідні клапани 6, 11 і 15 відкриті, а вихідні клапани 7, 12 і 17 закриті. Під час нагнітання вихідні клапани відкриті, а вхідні закриті. Потоки розчину з циліндрів збираються у вихідному колекторі 13. Для згладжування пульсацій бурового розчину на насосі встановлені пневмокомпенсатори на вхідному колекторі 1 і 19, а на вихідному – 18.

Подача змащування на поверхні тертя здійснюється примусово від шестеренного насоса 31, а зубчаста передача і шатунні підшипники змащуються зануренням. Крім того, опорні підшипники кривошипно-шатунного механізму і трансмісійного вала мають дублювальну систему змащування, що здійснюється самопливом із накопичувальних лотків. Шестеренний насос із приводом від зубчастого колеса 23 розміщений у картері. Розподілення мастила по точках виконується гідроапаратурою блока розподілення, там також розміщені контрольно-вимірювальні прилади 30. Із включенням бурового насоса автоматично вмикаються система змащування та блок охолодження 20 циліндропоршневих груп.

При перевищенні граничного тиску спрацьовує запобіжний клапан 8, і тиск знижується до безпечного рівня, одночасно відбувається вимикання привода насоса.

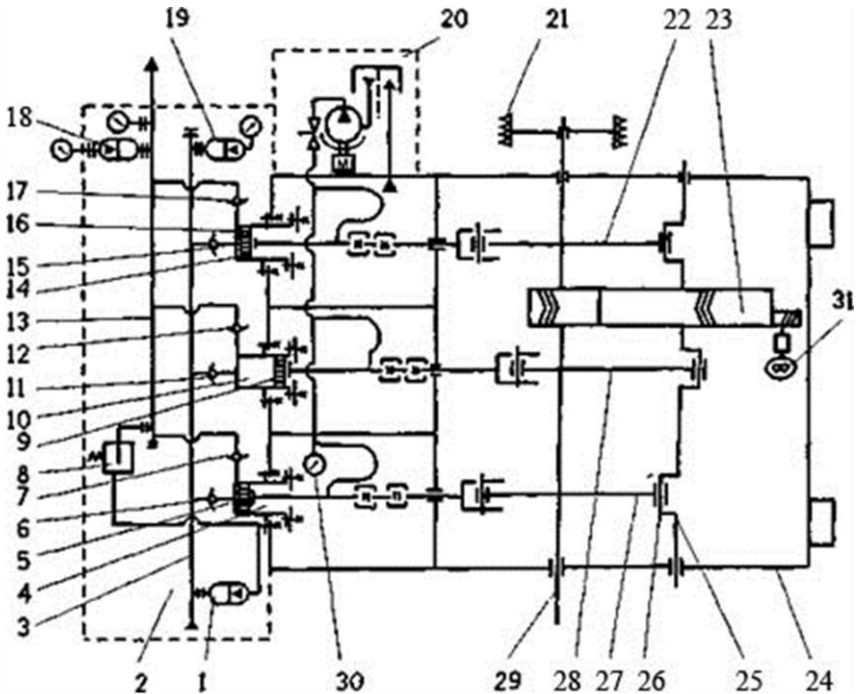


Рисунок 2.7 – Гідрокінематична схема насоса:

- 1, 18, 19 – пневмокомпенсатор; 2 – гідравлічний блок;
 3 – вхідний колектор; 4, 10, 16 – циліндр; 5, 9, 14 – поршень;
 6, 11, 15 – всмоктувальний клапан; 7, 12, 17 – нагнітальний клапан;
 8 – запобіжний клапан; 13 – вхідний колектор; 20 – блок охолодження;
 21 – шків; 22, 27, 28 – шатунний механізм;
 23 – зубчаста пара; 24 – станина; 25 – кривошипний вал;
 26 – кривошип; 29 – трансмісійний вал; 30 – манометр;
 31 – шестеренний насос

Блок охолодження циліндропоршневих груп забезпечує подання змащувально-охолоджувальної рідини в зону тертя пари втулка – поршень для відведення теплоти, зменшення коефіцієнта тертя ковзання, очищення дзеркала ковзання втулки від абразивних частинок, що містяться в буровому розчині, і утворення гідрозатвора, який попереджує потрапляння повітря в циліндри.

Бурові насоси УНБТ-950 і УНБТ-1180 можуть працювати в режимі самовсмоктування і в режимі примусового підпору на вході. Проте робота насоса в режимі самовсмоктування може бути забезпечена лише за наявності достатнього кавітаційного запасу. Для забезпечення стійкої безкавітаційної роботи насоса необхідно в кожному конкретному випадку встановлення насосів виконувати гідравлічний розрахунок вхідного трубопроводу.

При недостатньому кавітаційному запасі виникають явно виражені гідравлічні удари в циліндрах, що унеможливають безаварійну роботу насосів. Режим роботи бурового насоса з примусовим підпором на вході здійснюється із створенням тиску на вході не менше ніж 0,2 МПа за допомогою відцентрових (підпірних) насосів. Бурові насоси УНБТ-600 і УНБТ-1500 розраховані на роботу лише в режимі примусового підпору на вході. Рекомендована принципова схема встановлення насосів наведена на рис. 2.8.

Плунжерні бурові насоси

Будову плунжерних бурових насосів розглянемо на прикладі насоса НБЗЗ-120/40 (рис. 2.9). У корпусі 1 гідроблока встановлені сідла 5 і 3 всмоктувальних 4 і нагнітальних 2 клапанів з ущільненням 12 та пружинами 7 і 6. Пружини нагнітальних клапанів зверху спираються на кришки 8 клапанних коробок, а всмоктувальних – на планки 9, закріплені в кільцевій проточці корпусу гідроблока. Сідла та кришки клапанів ущільнені гумовими кільцями 10 і 11. Гідроблок з'єднаний із приводною частиною насоса шпильками.

До корпусу гідроблока з боку приводної частини кріпляться три швидкознімних вузли плунжер-сальник. У кожному вузлі плунжер ущільнений гумовими манжетами 14, розміщеними в спеціальних проставках. Хвостовики плунжерів і повзунів ексцентрикового механізму з'єднані швидкознімними хомутами 15, тому забезпечується можливість оперативної заміни вузла сальника із плунжером 13 при зношуванні його деталей.

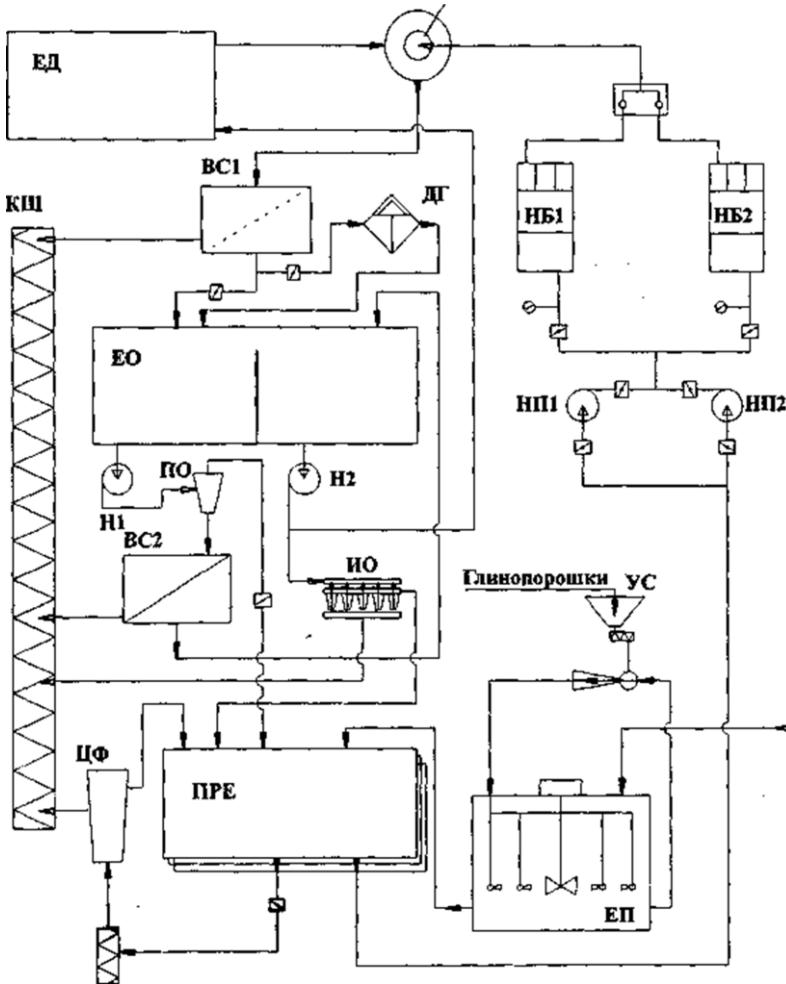


Рисунок 2.8 – Структурна схема чотириступеневого очищення бурового розчину:

*ЕО – ємність очищення; ПРЕ – проміжні ємності;
 ЕП – ємність приготування бурового розчину; ЕД – ємність доливна; ВС1, ВС2 – вібросито; ПО – пісковіддільник;
 ИО – муловіддільник; ЦФ – центрифуга; ДГ – дегазатор;
 КШ – конвеєр шнековий; УС – змішувальний пристрій;
 Н1, Н2 – агрегат електронасосний; НВ – насос гвинтовий;
 НП1, НП2 – насос підірний; НВ1, НВ2 – насос буровий;
 МФ – маніфольд*

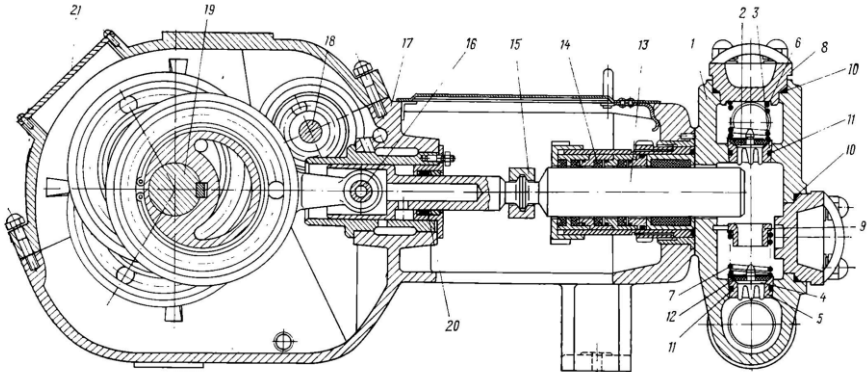


Рисунок 2.9 – Плунжерний буровий насос НБЗ-120/40

У корпусі 17 приводної частини насоса змонтовані вхідний вал-шестірня 18 і корінний вал 19 з трьома ексцентриками, на яких установлені головки шатунів кривошипно-шатунного механізму 16. Хвостовики повзунів мають сальникове ущільнення 20, що перешкоджає виходу мастила із корпусу приводної частини та захищає її від забруднення. У верхній частині знаходиться кришка 21.

При заміні вузла плунжер-сальник знімають хомут 15 і переводять повзун у крайнє ліве положення. Із гільзи 3 (рис. 2.10) вузол виймають обертанням нарізної втулки 5, що спирається торцем на пружинне кільце 6, установлене в канавці стакана сальника. Плунжерні насоси мають прямотечійні робочі камери, в яких усмоктувальні та нагнітальні клапани розміщені на одній вертикальній осі. У таких камерах об'єм шкідливого простору зведений до мінімуму, що підвищує об'ємний к. к. д. насоса.

Бурові насоси для установок геолого-розвідувального буріння виконують в основному триплунжерними. До переваг цих насосів відносять:

- можливість оперативної заміни пари сальник-плунжер, що дозволяє виконувати плунжерні насоси більш швидкохідними, зі зменшеним діаметром і ходом поршня; у результаті знижуються навантаження у приводній частині насоса, скорочуються його габаритні розміри і маса;

– порівняно високу рівномірність подачі, внаслідок цього триплунжерні насоси можна здебільшого експлуатувати без пневматичних компенсаторів на лінії нагнітання;

– стабільність подачі рідини в процесі експлуатації насоса, оскільки зношення ущільнення плунжера легко виявити й усунути.

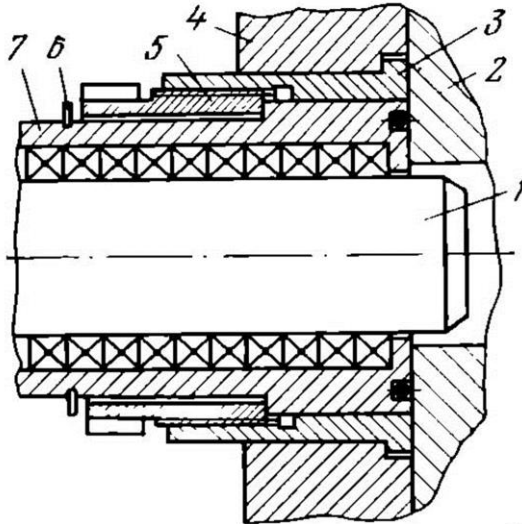


Рисунок 2.10 – Схема кріплення швидкознімного вузла плунжер-сальник:

- 1 – плунжер; 2 – корпус гідроблока; 3 – гільза сальника;
4 – корпус приводної частини насоса; 5 – втулка; 6 – кільце;
7 – стакан сальника

У поршневих насосах подвійної дії відсутня можливість для безпосереднього нагляду за ущільненням поршня, тому в процесі роботи можливі перетікання рідини між робочими камерами, що призводять до зменшення подачі, а за великих тисків – до промивання поршнів або стінок циліндрових втулок. Заміна поршня або втулки вимагає значно більшого часу, ніж заміна пари сальник-плунжер.

Основним недоліком швидкохідних плунжерних насосів є підвищене зношування ущільнень і плунжерів, особливо при режимі максимальної швидкохідності.

Плунжерні бурові насоси мають клапани, що відкриваються під дією перепаду тиску, а закриваються під дією власної ваги або пружини. Найбільш поширеними є тарілчасті клапани (рис. 2.11).

Клапан складається із сідла 1, тарілки 2, гумового ущільнення 3 і верхньої кришки 4, закріпленої на тарілці гайкою. Напрявні 5, центруючи тарілку, забезпечують її правильну посадку на сідло. У процесі роботи насоса спочатку із сідлом контактує конічна поверхня кільцевого ущільнення, а в разі підвищення тиску навантаження сприймає тарілка, спираючись на сідло. Для більш швидкої посадки клапана під час закриття тарілку навантажують пружиною.

У нагнітальну лінію насосів включають запобіжні клапани, які виключають можливість підвищення тиску понад розрахункове значення.

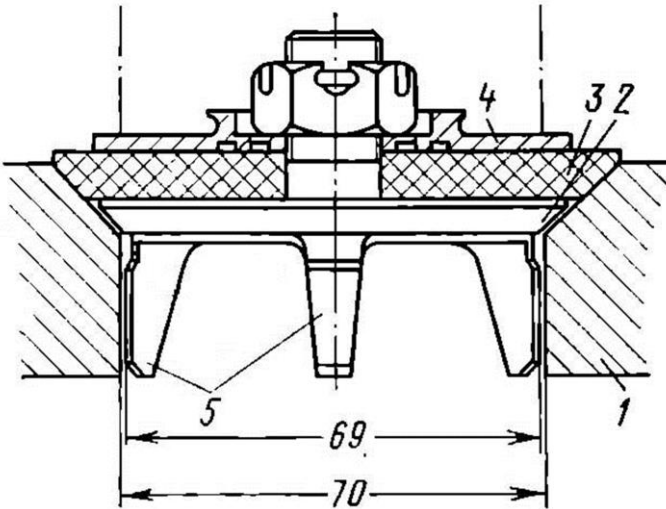


Рисунок 2.11 – Конічний тарілчастий клапан насоса НБ4-320/63

Маніфольд

Маніфольд (лінія нагнітання) (рис. 2.12) – це трубопровід високого тиску, призначений для транспортування

бурового розчину від бурового насоса до вертлюга. Він складається з обв'язки бурових насосів, трубної обв'язки вишкового блока (стояка) і трубопроводу, що з'єднує вишковий блок із насосним. Маніфольд складається з окремих секцій та з'єднується швидкорознімними з'єднаннями.

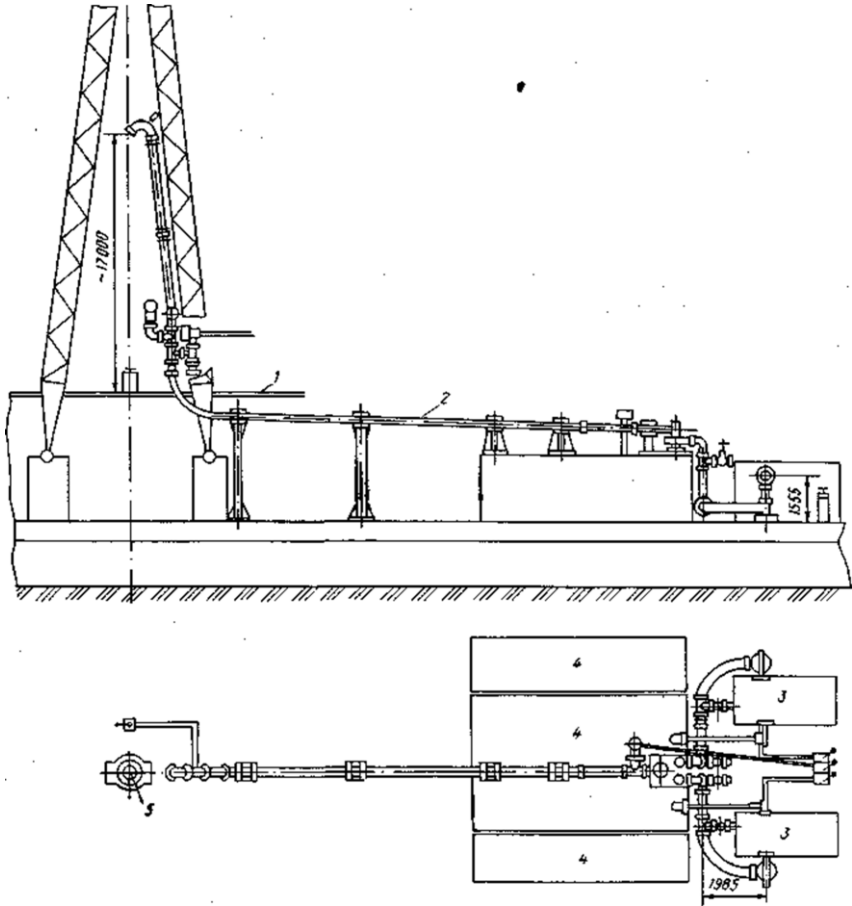


Рисунок 2.12 – Маніфольд установки кущового буріння:
 1 – підлога бурова; 2 – нагнітальний трубопровід;
 3 – буровий насос; 4 – ємності; 5 – свердловина

Трубопроводи від бурових насосів підведені до запірно-розподільного пристрою. Запірно-розподільний пристрій є клапанним розподільвачем, що дозволяє виконувати

оперативне включення в роботу бурового насоса (одного або одночасно двох) та їх відключення, а також відсікання вихідного каналу насоса від загальної магістралі. У запірно-розподільному пристрої як затвор використовують клапанну групу з бурового насоса. Від запірно-розподільного пристрою йдуть відводи до дистанційно керованої засувки та запобіжного клапана. Стояк з'єднується з вертлюгом буровим рукавом. Приклад конструкції маніфольда для установки куцевого буріння наведений на рис. 2.12.

Подача насоса

Теоретична подача одноциліндрового насоса простої дії

$$Q_T = \frac{FSn}{60}, \quad (2.1)$$

де F – площа, що визначається по внутрішньому діаметру втулки циліндра або зовнішньому діаметру плунжера;

$S = 2R$ – хід поршня або плунжера;

R – радіус кривошипа;

n – частота обертання корінного вала насоса, об/хв.

У насосі подвійної дії об'єм рідини, що нагнітається штоковою частиною циліндра за один оберт кривошипного вала,

$$q = \frac{(F - f)Sn}{60},$$

а загальна подача одноциліндрового насоса

$$Q_T = \frac{(2F - f)Sn}{60}, \quad (2.2)$$

де f – площа перерізу штока.

У реальному насосі подача зменшується внаслідок наявності витоків через клапани та ущільнення, деформації стінок і деталей циліндра, стисливості рідини під час ходу

нагнітання і розширення під час ходу всмоктування. Дійсна подача насоса буде меншою за теоретичну.

Дійсна подача насоса простої дії

$$Q_d = \frac{FSn}{60} z \eta_o, \quad (2.3)$$

подвійної дії

$$Q_d = \frac{(2F - f)Sn}{60} z \eta_o, \quad (2.4)$$

- де z – число циліндрів;
 $\eta_o = 0,85 - 0,95$ – об'ємний к. к. д. насоса, що враховує витоки рідини через зазори в ущільненнях клапанів, поршнів і штоків, затримку закриття клапанів, а також наявність повітря або газу в рідині.

Об'ємний к. к. д. визначається за формулою

$$\eta_o = \eta_{o1} \cdot \eta_{o2} \cdot \eta_{o3}, \quad (2.5)$$

- де η_{o1} – коефіцієнт заповнення циліндрів ($\eta_{o1} = 0,60 - 0,98$);
 η_{o2} – коефіцієнт, що враховує витоки рідини з циліндра через зазори в циліндро-поршневій парі, ущільненнях штоків, клапанах, прокладках та інших місцях ($\eta_{o2} = 0,95 - 0,99$);
 η_{o3} – коефіцієнт, що враховує вплив стисливості рідини, яка є переважно результатом стискування газу, що міститься в ній ($\eta_{o3} = 0,9 - 1,0$).

Коефіцієнт заповнення циліндрів визначають при врахуванні шкідливого простору за рівнянням

$$\eta_{o1} = 1 - K_{ш} \phi, \quad (2.6)$$

- де $K_{ш}$ – коефіцієнт шкідливого простору ($K_{ш} = 1,5 - 5,0$);

ϕ_1 – об'ємний вміст газу в циліндрі.

Коефіцієнт шкідливого простору

$$K_{ш} = \frac{V_{ш} + FS}{FS}.$$

Коефіцієнт стисливості рідини визначають із виразу

$$\eta_{O3} = 1 - K_{ш}\psi p, \quad (2.7)$$

де ψ – стисливість рідини при підвищенні тиску на 1 кг/см^2 , $\psi = 5 \cdot 10^{-5}$;

p – тиск насоса, кг/см^2 .

Із формули (2.4) випливає, що подачу насоса можна регулювати трьома способами: зміною діаметра плунжера або циліндрової втулки, довжини ходу витискувача, а також частоти обертання корінного вала.

Недоліками першого способу регулювання є значні витрати часу на заміну робочих пар, тому його, як правило, застосовують лише в тих випадках, коли насос повинний забезпечувати задану подачу впродовж довгого часу.

Спосіб регулювання подачі шляхом зміни довжини ходу витискувача забезпечує необхідну оперативність, проте при зменшенні довжини ходу об'ємний к. к. д. насоса знижується внаслідок збільшення об'єму шкідливого простору робочих камер. Іншим недоліком є нерівномірне зношування робочих пар по довжині, у зв'язку з цим при переході з меншої довжини ходу на більшу і підвищенні тиску в нагнітальній лінії є можливим зменшення подачі від розрахункового значення. Внаслідок цих недоліків, а також через конструктивні складності механізмів регулювання насоси зі змінною довжиною ходу витискувача поширення не набули.

Регулювати подачу шляхом зміни частоти обертання корінного вала насоса можна застосовуючи коробки передач і електродвигуни постійного струму, що забезпечують стабільність заданої частоти обертання при змінному крутному моменті, а також регульований гідропривод з об'ємними гідродвигунами. Ці методи забезпечують необхідну оперативність і широкий діапазон регулювання, стабільність

подачі при змінному тиску на нагнітальній лінії. Найбільш простим і доступним є метод регулювання кількості ходів витискувача за допомогою коробок передач.

При застосуванні насосів із нерегульованою подачею витрату рідини, що подається в свердловину, змінюють шляхом скидання її частини на злив через триходові крани або відключенням окремих камер насоса за рахунок видалення з них клапанів. Перший спосіб забезпечує оперативну зміну подачі, відрізняється простотою і невеликою вартістю засобів регулювання. Його основні недоліки – залежність витрати рідини від гідравлічних опорів у свердловині та зростання питомої потужності пропорційно кількості рідини, що скидається.

Регулювання витрати рідини видаленням клапанів супроводжується зниженням рівномірності подачі насоса, що призводить до збільшення навантаження на приводний механізм унаслідок великих пульсацій тиску на нагнітальній лінії. Покращанню умов роботи насоса при цьому способі регулювання сприяють пневматичні компенсатори зі збільшеним об'ємом робочих камер.

У приводних насосах із кривошипно-шатунним або ексцентриковим механізмом швидкість руху витискувача визначають за виразом

$$V = \left(\sin \phi \pm \frac{R}{2l} \sin 2\phi \right), \quad (2.8)$$

- де R – радіус кривошипа;
 ω – кутова швидкість кривошипа;
 l – довжина шатуна;
 ϕ – кут повороту кривошипа.

Знак плюс належить ходу поршня в напрямку приводної частини насоса, а мінус – у зворотному напрямку.

Як правило, у кривошипно-шатунних механізмах $\frac{R}{l} \leq \frac{1}{5}$,

тому швидкість витискувача

$$V = R\omega \sin \phi. \quad (2.9)$$

Миттєва подача одноциліндрового насоса простої дії пропорційна значенню миттєвої швидкості:

$$Q_M = FR\omega \sin \phi. \quad (2.10)$$

Графік зміни подачі такого насоса за постійних значень F , R і ω наведений на рис. 2.13 а. Для побудови графіка описують коло радіусом R_1 , що дорівнює в деякому масштабі величині $FR\omega$, а по осі абсцис відкладають кути повороту кривошипа. Значення миттєвої подачі для кута повороту кривошипа ϕ визначаються величиною ординати AA_1 . При повороті кривошипа від 0 до π відбувається нагнітання рідини, а від π до 2π – усмоктування.

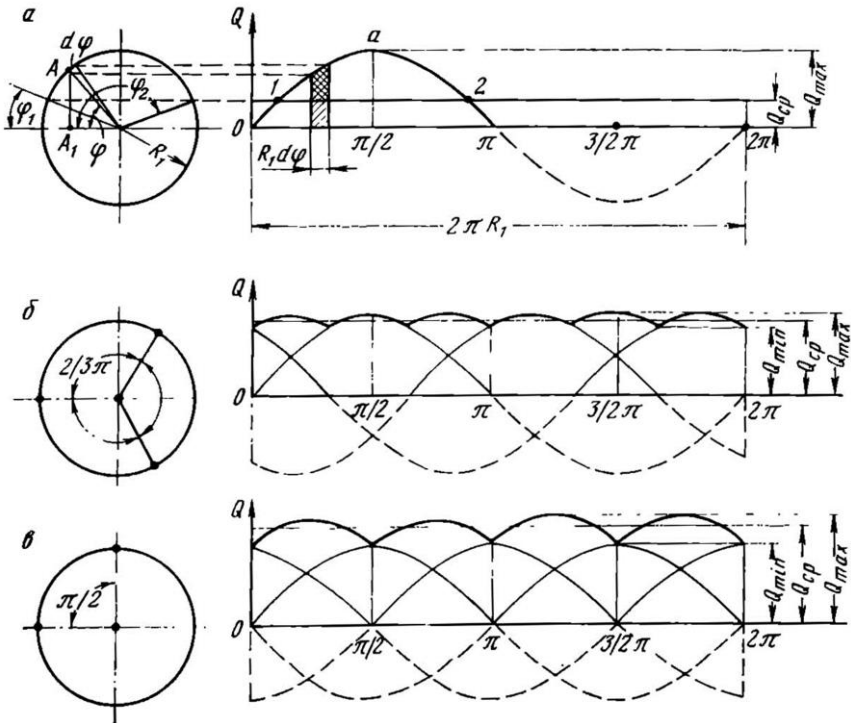


Рисунок 2.13 – Графіки подачі рідини насосами:
 а – одноциліндровим простої дії; б – трициліндровим простої дії (триплунжерним); в – двоциліндровим подвійної дії

Нерівномірність подачі оцінюють коефіцієнтом нерівномірності

$$k_H = \frac{Q_{\max} - Q_{\min}}{Q_{cp}}, \quad (2.11)$$

де Q_{\max} – найбільша миттєва подача;
 Q_{\min} – мінімальна миттєва подача;
 Q_{cp} – середнє значення подачі.

Для насоса, що розглядається,

$$Q_{\max} = FR\omega = \pi FR \frac{n}{30},$$

$$Q_{cp} = FS \frac{n}{60} = FR \frac{n}{30},$$

тому

$$k_H = \frac{Q_{\max}}{Q_{cp}} = 3,14.$$

Для отримання більш рівномірної подачі насоси простої дії часто виконують трициліндровими зі зміщеними один відносно одного кривошипам на $\frac{2}{3}\pi$.

Графік подачі такого насоса (рис. 2.13 б) отримують складанням ординат трьох відповідно зміщених синусоїд. Відповідно до графіка

$$Q_{\max} = FR\omega = \pi FR \frac{n}{30},$$

$$Q_{\min} = FR \sin \frac{\pi}{3} = \pi FR \frac{n}{30} \sin \frac{\pi}{3},$$

$$Q_{cp} = 3FS \frac{n}{60} = FR \frac{n}{10},$$

коефіцієнт нерівномірності подачі

$$k_H = \pi FR \frac{n}{30} (1 - 0,866) : FR \frac{n}{10} = 0,142.$$

Графік подачі двоциліндрового насоса подвійної дії, кривошипи якого розміщені один відносно одного на $\frac{\pi}{2}$, наведений на рис. 2.13 в (вплив штоків не врахований). Для насосів цього типу

$$Q_{\max} = 2FR\omega \sin \frac{\pi}{4} = 1,414\pi FR \frac{n}{30},$$

$$Q_{\min} = FR\omega = \pi FR \frac{n}{30},$$

$$Q_{cp} = 4FS \frac{n}{60} = 2FR \frac{n}{15}.$$

Коефіцієнт нерівномірності подачі $k_H = 0,325$. При врахуванні впливу штоків коефіцієнт нерівномірності подачі зростає зі збільшенням відношення діаметра штока до діаметра поршня.

Таким чином, найбільш рівномірну подачу забезпечують триплунжерні насоси простої дії. Високу рівномірність подачі можуть забезпечити насоси прямої дії, що не мають кривошипно-шатунних механізмів. Графік подачі такого насоса визначається законом руху веденої ланки.

Пневматичні компенсатори

Внаслідок нерівномірності подачі рідина на нагнітальній і всмоктувальній лініях рухається зі змінною швидкістю, тому тиск у циліндрі насоса безперервно змінюється. Пульсація тиску вимагає додаткової енергії на періодичне прискорення рідини, створює динамічні навантаження на деталі насоса і зменшує термін їх служби, погіршує процес усмоктування.

Для зменшення інерційних навантажень і вирівнювання тиску на лініях усмоктування і нагнітання бурові насоси обладнуються пневматичними компенсаторами (повітряними ковпаками), розміщеними поблизу робочих камер.

На нагнітальних лініях насосів низького тиску застосовують компенсатори (рис. 2.14 а), наповнені повітрям під

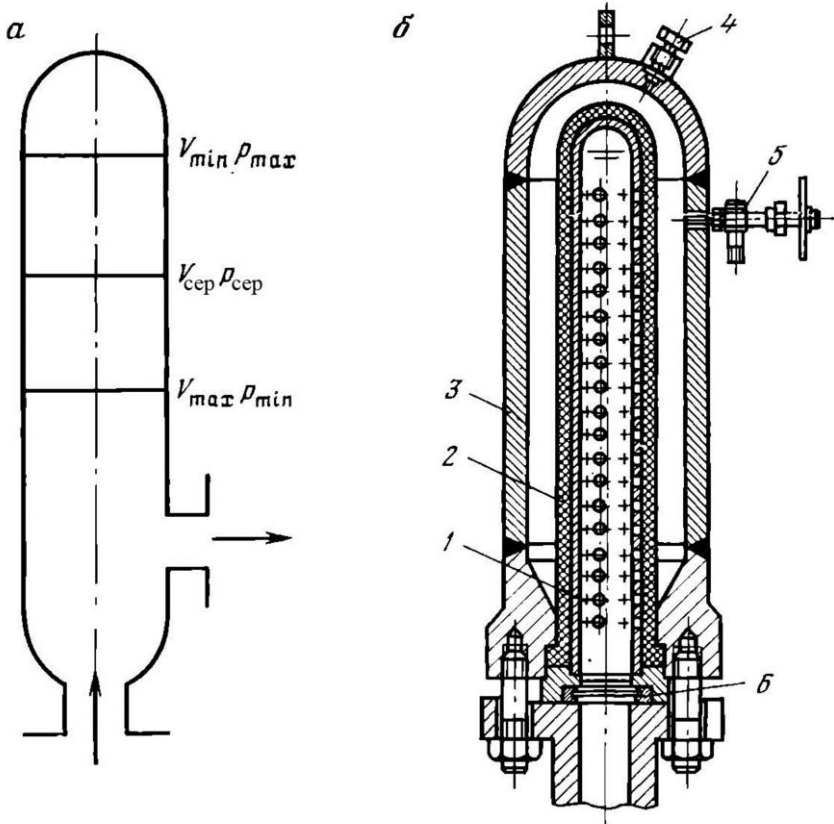


Рисунок 2.14 – Пневматичні компенсатори:

*а – із газорідним контактом (схема); б – із роздільником;
 1 – перфорована труба; 2 – гумовий балон; 3 – корпус
 компенсатора; 4 – пробка; 5 – вентиль; 6 – ущільнення*

атмосферним тиском. При поданні $Q_{\text{сер}}$ повітря в компенсаторі перебуває під тиском $p_{\text{сер}}$ і займає об'єм $V_{\text{сер}}$. Якщо подача перевищує значення $Q_{\text{сер}}$ тиск рідини підвищується і частина її надходить в компенсатор, стискаючи повітря. При зменшенні подачі та відповідному зниженні тиску повітря, розширюючись, витискує акумульовану рідину з компенсатора на нагнітальну лінію. Чим більшим є об'єм повітря в пневматичному

компенсаторі, тим меншим є коливання рівня рідини й тиску в ньому, тим більш рівномірним є подання рідини.

Пневматичні компенсатори насосів високого тиску (рис. 2.14 б) мають розділювальну діафрагму, що виключає розчинення повітря в рідині і викликане ним зниження амортизаційних властивостей. Порожнину газової камери таких компенсаторів для зменшення їх об'єму заповнюють повітрям або газом під тиском.

На всмоктувальних лініях застосовують компенсатори із газорідинним контактом. При всмоктуванні рідина надходить до циліндра із компенсатора, внаслідок цього рівень рідини і тиск у ньому дещо знижуються. Якщо об'єм компенсатора достатньо великий, то рівень рідини в ньому зменшується незначно, а швидкість руху її з відстійника у компенсатор залишається приблизно постійною. У результаті втрати напору на подолання інерційного опору рідини на цій ділянці всмоктувальної лінії практично повністю виключаються, що збільшує висоту всмоктування і сприяє кращому наповненню циліндра.

Розрахунок насоса

Вихідними даними для розрахунку є подача Q , номінальний тиск p , частота обертання корінного вала n , число циліндрів z і число робочих камер насоса.

Під час розрахунку діаметра плунжера використовують формулу (2.3). Підставивши в неї $F = \frac{\pi D^2}{4}$ і прийнявши хід плунжера $S = k_s D$, визначають його діаметр

$$D = \sqrt[3]{\frac{240Q}{\pi k_s n z \eta_o}}. \quad (2.12)$$

Значення k_s вибирають залежно від частоти обертання корінного вала насоса:

n , об/хв	40 – 80	80 – 150	150 – 350	350
k_s	2,5 – 2	2,0 – 1,2	1,2 – 0,5	0,5 – 0,2.

Розрахункове значення D округляють до найближчого в ряді діаметрів поршнів, після цього уточнюють хід плунжера.

При визначенні внутрішнього діаметра циліндрової втулки насоса подвійної дії застосовують формулу (2.4), попередньо задаючись діаметром штока. Обчисливши діаметр циліндрової втулки, перевіряють шток на міцність при розтягуванні – стисканні й на поздовжню стійкість під дією сили

$$P = k_T pF, \quad (2.13)$$

де $k_T = 1,1-1,15$ – коефіцієнт, що враховує сили тертя поршня і штока;

p – тиск рідини на поршень.

Під час розрахунку на поздовжню стійкість приймають, що кінець штока в повзуні затиснений, а поршневий кінець вільний.

Висоту підйому клапана визначають з умови безударної посадки тарілки на сідло. За експериментальними даними для виконання цієї умови необхідно, щоб максимальна висота підйому тарілки (мм) була

$$h_{\max} \leq \frac{(800-1000)}{n}, \quad (2.14)$$

де n – частота обертання корінного вала насоса, об/хв.

Менші значення h_{\max} беруть при перекачуванні води, а більші – при перекачуванні в'язких промивних рідин.

Мінімальна висота підйому тарілки клапана повинна бути більшою за діаметр твердих частинок, що містяться в промивній рідині. Для насосів геологорозвідувального буріння $h_{\min} \geq 2,5$ мм.

Діаметр кінцевого клапана визначається з виразу

$$d_k \leq \frac{FR\omega}{\pi h_{\max} \sin \alpha \mu_k \sqrt{\frac{2\Delta p}{\rho}}}, \quad (2.15)$$

де F – площа поршня;
 R – радіус кривошипа;
 ω – кутова швидкість корінного

- вала насоса;
- $\alpha = 45 - 60^\circ$ – кут нахилу твірної посадкової поверхні тарілки до осі клапана;
- μ_κ – коефіцієнт витрати через клапанну щілину;
- $\Delta p = 10 - 20$ кПа – перепад тиску в щілині клапана;
- ρ – густина рідини.

Коефіцієнт витрати через клапанну щілину залежить від конструкції клапана, висоти підйому тарілки, параметрів перекачуваної рідини і, як правило, визначається експериментально. Для конічних клапанів орієнтовні значення μ_κ можна знайти за графіком (рис. 2.15) залежно від безрозмірного параметра A , що дорівнює відношенню площі щілини клапана $F_{щ}$ до площі поперечного перерізу сідла клапана F_c :

$$A = \frac{F_{щ}}{F_c} = \frac{4d_\kappa h_{\max} \sin \alpha}{d_c^2}. \quad (2.16)$$

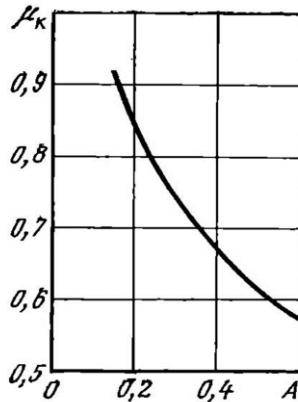


Рисунок 2.15 – Залежність коефіцієнта витрати μ_κ від параметра A

Діаметр отвору сідла клапана $d_c \approx \frac{d_\kappa}{(1,2-1,4)}$.

Силу пружини P_Π , що діє на тарілку відкритого клапана, знаходять із виразу

$$P_\Pi = \Delta p F_\kappa - G_\kappa, \quad (2.17)$$

де F_κ – площа клапана;

G_κ – вага тарілки клапана і пружини в рідині.

При закритому клапані $P'_\Pi = (0,5-0,8)P_\Pi$.

Жорсткість пружини

$$C_\Pi = \frac{P_\Pi - P'_\Pi}{h_{\max}}. \quad (2.18)$$

Можлива висота всмоктування

$$h_B = \frac{1}{\rho g} (p_a - p_n - p_i - \Delta p_\kappa - p_l), \quad (2.19)$$

де ρ – густина рідини;

g – прискорення вільного падіння;

p_a – атмосферний тиск (з урахуванням висоти над рівнем моря);

p_n – тиск парів рідини;

p_i – тиск на подолання інерційних опорів рідини на всмоктувальній лінії;

Δp_κ – перепад тиску у відкритому всмоктувальному клапані;

p_l – тиск, обумовлений гідравлічними опорами всмоктувальної лінії.

Таблиця 2.2 – Залежність атмосферного тиску від висоти місцевості над рівнем моря

Висота місцевості над рівнем моря, м	0	400	800	1 500	2 000	3 000
Середній атмосферний тиск, кПа	100,9	95,5	91,8	83,7	78,7	70,6

У процесі всмоктування тиск у циліндрі не повинний бути нижчим від пружності парів рідини, тобто такого тиску, за якого з перекачуваної рідини починають виділятися пари. Утворення пари призводить до відриву рідини від поршня, що зменшує коефіцієнт заповнення і подачу насоса, а при нагнітанні спричиняє виникнення ударних навантажень унаслідок швидкої конденсації пари за підвищення тиску.

Значення p_n наведені в табл. 2.3.

Таблиця 2.3 – Залежність тиску парів рідини від виду рідини та її температури

Рідина	Тиск парів рідини, кПа, за температури, °С					
	0	10	20	30	40	50
Вода	0,6	1,2	2,4	4,3	7,5	12,5
Глинистий розчин	–	1,4	3,2	5,5	9,0	14,0

Тиск на подолання інерційних опорів рідини обумовлений зміною прискорення поршня. Всмоктувальна лінія складається з декількох ділянок (усмоктувальний шланг, канали клапанної камери, циліндр), тому p_i є сумою тисків на подолання інерції рідини на окремих ділянках лінії всмоктування:

$$p_i = \sum \frac{m_i a_i}{F_i}, \quad (2.20)$$

де m_i – маса рідини i -ї ділянки;
 a_i – прискорення рідини;
 F_i – площа перерізу i -ї ділянки.

Прискорення

$$a_i = a_n \frac{F}{F_i}, \quad (2.21)$$

де a_n – прискорення поршня;
 F – площа поршня.

Значення p_i визначають для початку ходу всмоктування, якщо прискорення поршня є максимальним:

$$a_n = R\omega^2 \left(1 + \frac{R}{l} \right). \quad (2.22)$$

За наявності на всмоктувальній лінії повітряного компенсатора тиск на подолання інерційних опорів розраховують для ділянок магістралі від рівня рідини в ковпаку до поршня.

Перепад тиску Δp_κ у всмоктувальному клапані, який відкривається, дорівнює різниці тисків, що діють на нижню й верхню поверхні тарілки, які омиваються рідиною. Приймавши площу нижньої поверхні, що омивається рідиною, яка дорівнює площі перерізу сідла, складемо рівняння рівноваги сил, що діють на клапан у момент його відриву від сідла:

$$p_0 + G_\kappa + p'_n + m_\kappa a_\kappa - pF_c = 0, \quad (2.23)$$

де $p_0 \geq p_n$ – залишковий тиск у циліндрі;

G_κ – вага клапана і пружини в рідині;

m_κ – маса клапана;

a_κ – прискорення клапана;

p – тиск на нижню поверхню тарілки.

Визначивши із (2.23) значення p і віднявши величину p_0 , одержимо

$$\Delta p_\kappa = \frac{p_0(F_\kappa - F_c) + G_\kappa + p'_n + m_\kappa a_\kappa}{F_c}. \quad (2.24)$$

Прискорення клапана

$$a_\kappa = a_n \frac{F}{F_c},$$

де a_n визначається за формулою (2.22).

Втрати тиску, обумовлені гідравлічними опорами на всмоктувальній лінії, складаються із втрат по довжині та на місцевих опорах:

$$p_l = \left(\lambda_c \frac{L_B v_B^2}{2d_B} + \sum \zeta \frac{v_c^2}{2} \right) \rho, \quad (2.25)$$

- де λ_c – коефіцієнт гідравлічних опорів (при орієнтовних розрахунках $\lambda_c \approx 0,03 - 0,025$);
- L_B і d_B – довжина і внутрішній діаметр усмоктувальної лінії;
- v_B – швидкість руху рідини у всмоктувальній лінії ($v_B \leq 0,5 - 1,0$ м/с);
- ζ – коефіцієнт місцевого опору;
- v_c – швидкість рідини на ділянці місцевого опору.

Із наведених вище формул випливає, що висота всмоктування зменшується зі збільшенням частоти обертання корінного вала насоса, температури й густини рідини, висоти місцевості, довжини всмоктувальної лінії та маси клапана.

Сили, що діють на кривошипно-шатунний механізм, визначаються значеннями навантажень на повзун. При нагнітанні на повзун діє сила P (рис. 2.16), що спрямована по осі штока і дорівнює

$$P = P_B + R_{II} + P_{III}, \quad (2.26)$$

- де $P_B = 0,785D^2 p$ – сила, створювана тиском нагнітання p ;
- D – діаметр витискувача;
- R_{II} – сила тертя в ущільненні витискувача;
- P_{III} – сила тертя в ущільненні штока.

Інерційні навантаження на шток від мас, що рухаються зворотно-поступально, як правило, не враховуються, оскільки вони малі порівняно із силою P_B .

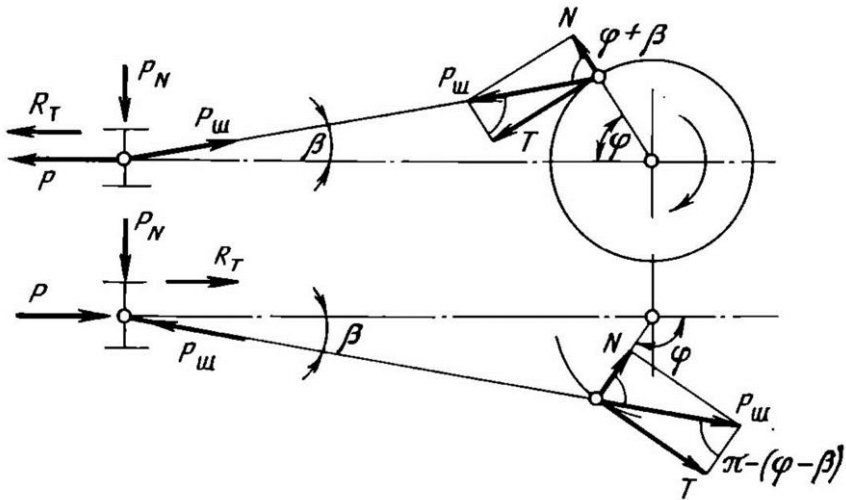


Рисунок 2.16 – Схема сил, що діють на повзун і палець кривошипа

Сила $P_{ш}$, що діє по осі шатуна, створює нормальне навантаження на повзун:

$$P_N = P_{ш} \sin \beta, \quad (2.27)$$

і силу тертя в парі повзун – напрямна

$$R_T = \mu_1 P_{ш} \sin \beta, \quad (2.28)$$

де β – кут повороту шатуна від горизонтального положення;

$\mu \approx 0,1$ – коефіцієнт тертя.

Прирівнявши до нуля суму проєкцій на осі x сил, що діють на повзун (вагою повзуна і частиною ваги шатуна нехтуємо), знаходимо

$$P_{ш} = \frac{P}{\cos \beta - \mu_1 \sin \beta}. \quad (2.29)$$

Сила $P_{ш}$ буде максимальною, якщо β досягне найбільшого значення, тобто при куті повороту кривошипа

$\phi = \frac{\pi}{2}$. У цьому разі $\sin \beta_{\max} = \frac{R}{l}$, а $\cos \beta_{\max} = \sqrt{1 - \frac{R^2}{l^2}}$, де R – радіус кривошипа; l – довжина шатуна.

Як правило, у кривошипно-шатунних механізмах $\frac{R}{l} \leq \frac{1}{5}$, взявши $\frac{R}{l} = \frac{1}{5}$, одержимо $\beta_{\max} = 11^\circ 32'$, а $\cos \beta_{\max} = 0,98$.

Таким чином, при $\frac{R}{l} = \frac{1}{5}$ максимальне значення сили, що діє вздовж осі шатуна,

$$P_{III} = \frac{P}{0,98 - 0,1 \cdot 0,2} = 1,04P.$$

У шарнірному з'єднанні шатуна з кривошипом сила, що діє на кривошип, може бути розкладена на дві складові: на силу T , дотичну до кола, яке описує палець кривошипа, і на перпендикулярну до неї силу N . Відповідно до рис. 2.16

$$T = P_{III} \sin(\phi \pm \beta), \quad (2.30)$$

$$N = P_{III} \cos(\phi \pm \beta), \quad (2.31)$$

де ϕ – кут повороту кривошипа, що відрховується від осі x .

Знак «плюс» належить до кута між кривошипом і віссю насоса від 0 до π , а «мінус» – від π до 2π .

Крутний момент на кривошипному валу для подолання опору руху одного витискувача

$$M_1 = TR = P_{III} R \sin(\phi \pm \beta). \quad (2.32)$$

Повний крутний момент на кривошипному валу знаходять з урахуванням числа витискувачів і кута зміщення кривошипів.

Стрижень шатуна розраховують на міцність та поздовжню стійкість під дією максимального стискувального зусилля. При розрахунку на стійкість у площині руху шатун розглядають як стрижень із шарнірно закріпленими, а в перпендикулярній площині – із защемленими кінцями.

За максимальним зусиллям у шатуні визначають міцність головки шатуна, пальця і корпусу повзуна. Опорну поверхню повзуна знаходять за максимальним значенням сили P_N .

Корисна потужність насоса (кВт)

$$N_H = Qp,$$

де Q – подача насоса, м³/с;

p – тиск нагнітання, кПа.

Потужність приводного двигуна (кВт)

$$N = \frac{Qp}{\eta_H \eta},$$

де $\eta_H \approx 0,8-0,85$ – повний к. к. д. насоса;

η – к. к. д. передачі від двигуна до насоса.

2.2 Занурювані гідравлічні бурові машини

Турбобур

Односекційний турбобур типу Т12М (рис. 2.17) є занурюваним гідравлічним забійним двигуном, призначеним для обертання інструменту, що руйнує породу, та приводиться в дію потоком промивної рідин, яка нагнітається у свердловину буровим насосом. Турбобури типу Т12М призначені для буріння вертикальних та нахилених свердловин глибиною до 2 000 м.

Основні частини турбобура – турбіна, вал, корпус та гумово-металеві підшипники ковзання, які застосовуються як радіальні та осьові опори, що успішно працюють при змащуванні їх промивною рідиною.

Турбіна турбобура багатоступенева, осьова. Кожний ступінь складається зі статора, закріпленого в корпусі, та ротора, закріпленого на валу. На нижній кінець вала під час буріння накручують долото, а зверху над турбобуром установлюють колону бурильних труб.

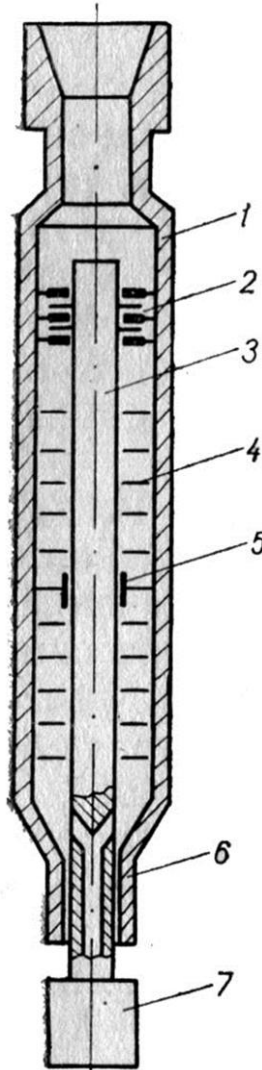


Рисунок 2.17 – Схема турбобура Т12М:

*1 – корпус; 2 – п'ята; 3 – вал; 4 – ступені турбін;
5 – проміжні опори; 6 – ніпель; 7 – перевідник на долото*

Промивна рідина, протікаючи через турбобур до долота, спочатку проходить через п'яту, яка служить радіально-упорним підшипником турбобура. При цьому промивна рідина змащує та

охолоджує деталі п'яти, потім надходить до турбіни, спрямовується всередину вала й далі – до долота в забій свердловини. Крім п'яти у турбобурі є декілька радіальних підшипників, причому нижній, що має назву ніпеля, відіграє також роль сальника, спрямовуючи рідину всередину вала.

Статор і ротор турбіни з однаковими розмірами проточних лопатевих вінців відливають зі сталі у щаних формах або методом точного лиття.

Крім гумово-металевих підшипників, у турбобурах використовують шарики підшипники, які служать радіальними опорами.

Ступінь турбіни турбобура показаний на рис. 2.18. Проточна частина статора та ротора обмежена діаметрами D_1 та D_2 . Осьова висота лопаток ротора і статора однакова й дорівнює s_1 при висоті ступеня s .

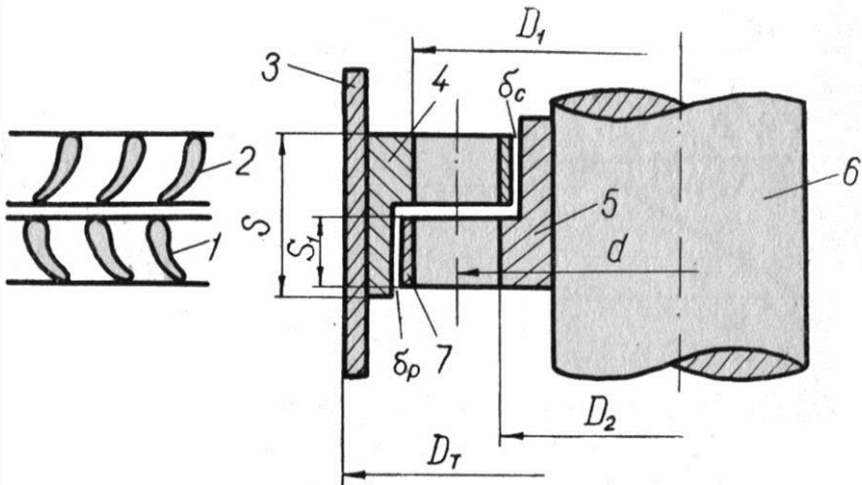


Рисунок 2.18 – Ступінь турбіни турбобура:

1, 2 – профілі лопаток ротора та статора; 3 – корпус;
 4 – статор; 5 – ротор; 6 – вал; 7 – обід лопаток ротора;
 d – середній діаметр турбіни; D_T – діаметр турбобура

Гвинтовий двигун

На відміну від турбобура гвинтовий двигун є машиною об'ємного типу. Це означає, що частота обертання без урахування витоків не залежить від зовнішнього завантаження гвинтового двигуна, а момент визначається перепадом тиску.

Конструкція гвинтового двигуна (рис. 2.19) складається з чотирьох основних вузлів. Власне двигун складається зі статора 1 та ротора 2. Статор є сталевим трубчастим корпусом із профільованим гумовим облицюванням у вигляді 10-західного гвинта спеціального профілю. Для виготовлення статора використовують синтетичну гуму визначеної твердості, що добре протидіє абразивному стиранню та втомі, дії промивної рідини та підвищеній температурі. Сталевий ротор має дев'ять зубців того самого профілю. Вісь ротора зміщена відносно осі статора на значення e ексцентриситету механізму. Статор та ротор мають ліву нарізку. Поверхня ротора хромована для зменшення абразивного зношування. Під час роботи ротор обкатується по статору, здійснюючи планетарний рух. Гвинтові зубці ротора та статора утворюють камери (шлюзи), що замикаються на довжині шагу зубців статора, які поперемінно заповнює промивна рідина.

Другий вузол двигуна – шпindel 6 із багаторядним упорним підшипником та радіальними опорами. Конструкція та призначення шпінделя аналогічні шпінделю турбобура. Через порожнистий вал шпінделя промивна рідина підводиться до долота.

Момент із ротора двигуна передається на вал шпінделя за допомогою карданного вала 4, що має два шарніри: верхній 3, зв'язаний із ротором, та нижній 5, зв'язаний із валом шпінделя. Карданний вал та шарніри не лише передають обертальний момент, а й сприймають осьове зусилля, що формується на роторі за рахунок перепаду тиску. Внутрішні порожнини шарнірів заповнені мастилом та герметизовані гумовими ковпаками.

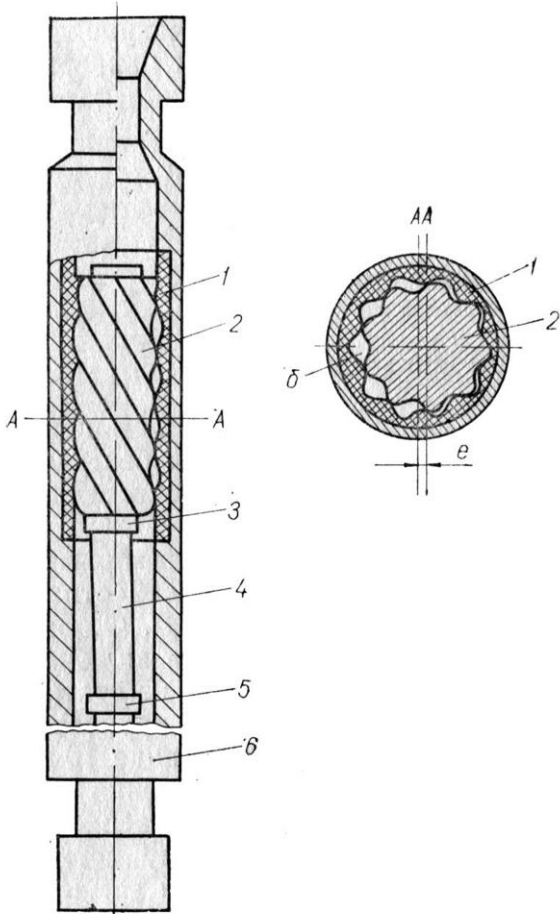


Рисунок 2.19 – Схематичний розріз гвинтового двигуна:
1 – статор (гумове облицювання); 2 – ротор; 3 – верхній шарнір;
4 – карданний вал; 5 – нижній шарнір; 6 – шпindelь;
e – ексцентриситет (відстань між осями ротора та статора)

Четвертим вузлом гвинтового двигуна є переливний клапан (на рис. 2.19 не показаний), який встановлюють над двигуном у спеціальному перевіднику. Клапан відкривається за допомогою пружного елемента всередину бурильної колони та пов'язує внутрішню порожнину бурильних труб із затрубним простором. На відміну від турбіни турбобура промивна рідина

не може пройти через робочий орган гвинтового двигуна при нерухомому роторі. Тому призначення переливного клапана полягає в забезпеченні спорожнення та заповнення колони бурильних труб відповідно під час піднімання та спускання бурового інструменту. Після включення бурових насосів клапан зачиняється, і весь потік промивної рідини протікає через машину.

Власне робочий орган двигуна кінематично є зубчастим механізмом внутрішнього зачеплення. Ротор діаметром початкової окружності d_2 обкатується по статору як по шестірні, що має діаметр початкової окружності d_1 .

У процесі такого руху, обумовленого рухом промивної рідини, утворюються та закриваються камери, через які промивна рідини, як крізь шлюзи, проходить двигун, формуючи на роторі обертовий момент і потужність.

Кількість камер визначається кількістю заходів гвинтової пари. Кожна камера починає розкриватися біля вхідного торця двигуна з виходом чергового зуба ротора з відповідної міжзубцевої западини статора. Потім ця камера, під час перекочування ротора та ковзання відповідного зуба ротора по поверхні зуба статора, збільшується за площею в торцевій площині та одночасно подовжується вглибину в напрямку міжвиткового каналу гвинтового двигуна.

Після досягнення максимальної площини в поперечному перерізі (рис. 2.19, переріз, камера б) площа її починає зменшуватися, а потім ця камера закривається. Повна довжина кожної камери в осьовому напрямку дорівнює кроку зубців статора. Це значення визначає мінімально необхідну осьову довжину власне робочого органа гвинтового двигуна. Перепад тиску, впливаючи на бокові поверхні зубців ротора, формує силу, а з нею – обертовий момент машини.

Кожна камера після закривання зверху, тобто з боку підведення рідини до двигуна, та до відкриття знизу є повністю замкненим шлюзом певного об'єму, який при осьовій довжині робочих органів більше від кроку зубців статора переміщається під час обертання ротора вниз – до вхідного торця статора.

Потім шлюз відкривається біля нижнього торця, рідина з нього витікає, і тиск знижується.

Отже, шлюз має переріз, що звужується біля обох кінців, та осьову довжину, яка дорівнює кроку зубців статора.

Кожна камера (або після закриття шлюз) відділяється від сусідніх камер контактними поверхнями, які для недеформованої пари статор – ротор є контактними лініями. У свою чергу, ці контактні поверхні (лінії) є ущільнювальними і призначені перешкоджати перетіканню рідини з однієї камери до іншої та з підвідного трубопроводу у відповідний.

Робоча пара (рис. 2.20) – силовий компонент гвинтового забійного двигуна, що задає його основні енергетичні характеристики (момент сили на вихідному валу, частоту обертання вала шпинделя, потужність та к. к. д.).

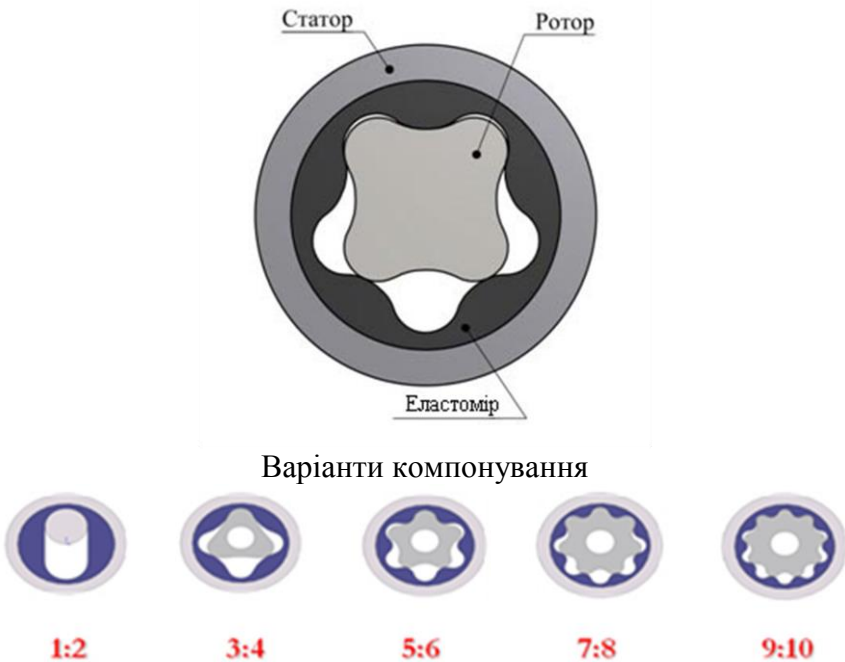


Рисунок 2.20 – Робоча пара гвинтового забійного двигуна



Рисунок 2.21 – Шпindelна секція



Рисунок 2.22 – Регулятор кута

Шпindelна секція (шпindel) – другий основний вузол гвинтового забійного двигуна, що передає крутний момент та осьове навантаження силової секції (робочої пари) на

породоруйнівний інструмент. Шпindel ь сприймає реакцію забою та гідравлічне осьове навантаження, що діють у робочій парі, радіальні навантаження від долота і трансмісії.

За конструктивним виконанням шпindel ьні секції бувають двох типів:

- відкриті – робочі деталі (вузли тертя) змащуються та охолоджуються робочою рідиною;
- маслонаповнені – герметизований шпindel ь, робочі деталі (вузли тертя) якого знаходяться в масляній ванні з надлишковим тиском.

Шпindel ь (рис. 2.21) складається з таких елементів: корпусу, вала, осьової та радіальної опор. Обертання ротора силової секції через елементи трансмісії (карданний вал або торсіон) передається на вал шпindel ьної секції. Осьові та радіальні опори служать для сприйняття осьових і радіальних навантажень шпindel ьа та є основними швидкозношуваними елементами секції.

Регулятор кута (рис. 2.22) – спеціальний вузол гвинтового забійного двигуна, що є складним механізмом викривлення (зміни) на заданий діапазон кутів осі перекосу двигуна відносно нижньої частини бурильної колони. Конструктивно регулятор складається з двох перевідників (верхнього та нижнього), осердя та зубчастої муфти.

Гідроударники

Гідроударник – це занурювана машина, що встановлюється безпосередньо над породоруйнівним інструментом або колонковим снарядом та призначена для генерування ударів певної сили й частоти. Ударною деталлю машини є бойок, що здійснює зворотно-поступальні переміщення під дією потоку промивної рідини.

В експлуатації використовують в основному гідроударники, що працюють на промивній рідині або глинистих розчинах із малим умістом твердої фази. Робота гідроударника на глинистому розчині підвищеної густини призводить до швидкого зношування його деталей.

Гідроударники дозволяють здійснювати ударно-обертальний спосіб буріння (скорочено гідроударне буріння), який дає найкращу продуктивність у твердих, крихких гірничих породах невисокої абразивності. При зростанні в'язко-пластичних властивостей гірничих порід ефективність гідроударного буріння помітно знижується.

Підвищення механічної швидкості при гідроударному бурінні обумовлюється зміною механізму руйнування гірничої породи, зростанням потужності, що передається одиниці площі забою свердловини (за рахунок обертання та удару), та виникненням інших фізичних явищ унаслідок гідроударів і вібрацій бурового інструменту.

Розглянемо роботу гідроударника на прикладі машини прямої дії (рис. 2.23). Гідроударник має клапан 1 із пружиною, бойок 2, пружину бойка 3 та ковадло 4. Нижній торець пружини 3 впирається у ковадло, верхній – у буртик бойка. Ковадло пов'язане з корпусом гідроударника шліцьовим з'єднанням та може переміщуватися вздовж корпусу в заданих конструкцією межах. Знизу до ковадла пригвинчене долото 5. Запобігання витоків рідини між бойком 2, ковадлом 4 та відповідними напрямними забезпечують манжета та гумові кільця. Хід бойка більший від ходу клапана, і в машинах малого діаметра різниця цих ходів становить 4–5 мм.

На рисунку 2.23 *а* показане взаємне розміщення деталей гідроударника, коли долото не торкається забою. Ковадло зміщене донизу, тому бойок, що спирається на пружину, відійшов від клапана та відкрив його. У цьому положенні промивна рідина вільно перетікає через гідроударник, який не працює, оскільки клапан відкритий.

Під час різкого встановлення долота на забій ковадло зміщується відносно корпусу гідроударника вгору до упору, бойок пружиною відкидається вгору та змикається з клапаном (рис. 2.23 *б*). Відбувається гідравлічний удар. У результаті над клапаном тиск підвищується, а під клапаном виникає розрідження, що за недостатніх абсолютних тисків спричиняє

кавітацію. Внаслідок виникнення на поршні перепаду тиску система «клапан – бойок» відкидається вниз.

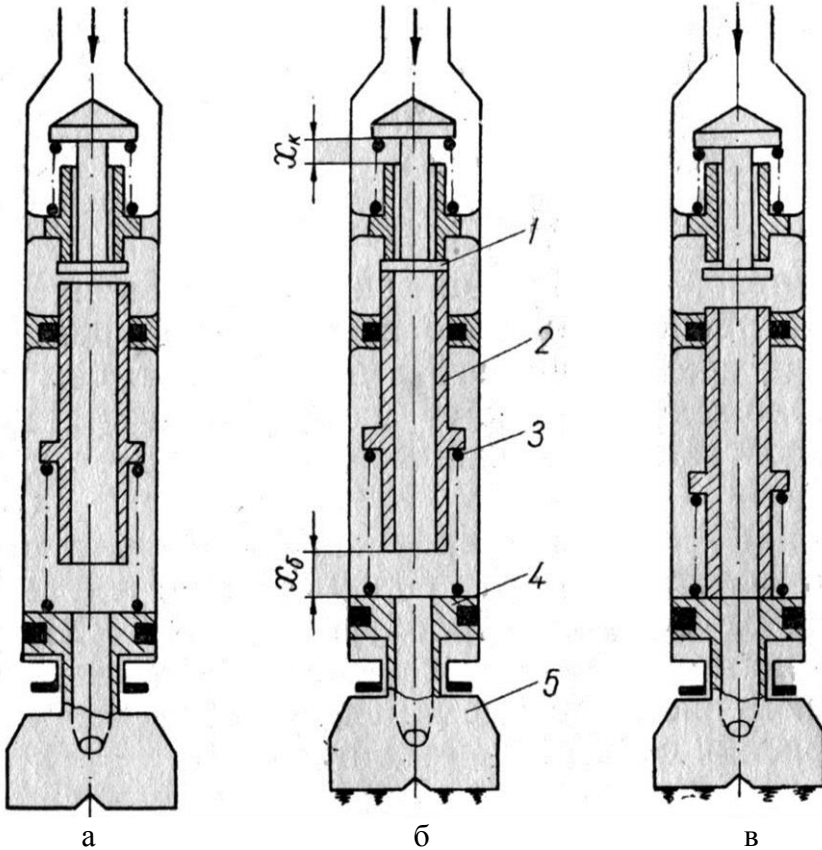


Рисунок 2.23 – Схема гідродарника прямої дії:

1 – клапан; 2 – бойок; 3 – пружина бойка; 4 – ковадло; 5 – долото;
 X_k – хід клапана; X_b – хід бойка

Пробіг бойка на шляху ходу клапана, коли він набирає швидкість, є фазою розгону. Енергія, що відбирається від рідини під час цієї фази, витрачається також на стиснення пружин та подолання сил механічного й гідравлічного опору. У кінці фази розгону клапан відривається від бойка, дія зовнішньої сили на бойок закінчується, і рідина, набираючи швидкість, знову спрямовується через гідродарник.

У проміжку від моменту відсікання клапана до удару бойка по ковадлу знаходиться фаза вільного ходу бойка, необхідна для повернення клапана у вихідне положення.

За фазою вільного ходу йде фаза удару бойка по ковадлу, коли кінетична енергія бойка передається частково або повністю ковадлу і далі – долоту та породі (рис. 2.23 в). Під час передавання ковадло зміщується вниз, як правило, на незначну відстань. У цей час клапан зусиллям своєї пружини переміщається в крайнє верхнє положення.

Після удару бойок під дією зусилля стисненої пружини та частково відскакування переміщається вгору до стикання з клапаном (фаза холостого ходу), і цикл повторюється. Шлях пробігу бойка на двох перших фазах та фазі холостого ходу однаковий.

Період одного циклу роботи розглянутого гідроударника прямої дії

$$T = t_1 + t_2 + t_3 + t_4,$$

де t_1, t_2, t_3, t_4 – тривалість фази розгону, вільного ходу, удару та холостого ходу.

Для забезпечення стабільності роботи гідроударника необхідно, щоб при ударі об клапан бойок мав визначені швидкість та кінетичну енергію для забезпечення швидкого закриття клапана.

Робота гідроударника характеризується періодичністю відбору енергії від джерела, тобто неусталеним режимом течії рідини. При проходженні хвилі по колоні бурильних труб та хвилевода за гідроударником відбуваються часткове затухання хвилі та її відбиття від неоднорідностей трубопроводу.

Змінена за амплітудою та формою хвиля досягає компенсатора відбивача, від якого вона з певними втратами та у відповідній фазі відбивається. Відбита хвиля під час руху до гідроударника знову підлягає дисипації (затуханню) та може досягнути гідроударника при невеликій довжині колони бурильних труб на ділянці, що розглядається. У першому наближенні можна вважати, що прямі та зворотні хвилі рухаються незалежно, тобто додержується принцип

суперпозиції. Для забезпечення раціональної роботи гідроударника необхідно забезпечити синфазне накладання хвиль біля клапанного пристрою гідроударника.

У гідроударнику бойок здійснює переміщення між ковадлом та верхнім обмежувачем, що може бути жорстким і пружним. Під час буріння свердловини гідроударником робочим ходом є лише хід, що передує удару по ковадлу.

У гідроударниках прямої дії ефективна енергія від джерела відбирається на робочому ході. При цьому частина її передається бойку, а частина накопичується в пружині, яка забезпечує холостий хід бойка.

У гідроударнику зворотної дії відбувається зворотне явище: енергія потоку рідини відбирається на холостому ході бойка та накопичується переважно в пружині (пружному елементі) у вигляді потенційної енергії стиснення.

У гідроударниках подвійної дії обидва ходи здійснюються потоком рідини.

Робота гідроударника є найбільш раціональною, якщо відсутні прості бойка у крайніх положеннях. У цьому випадку бойок перебуває в безперервному коливальному русі, частота ударів зростає, і за інших рівних умов втрати енергії в різних ланках зводяться до мінімуму.

Найбільш важливими параметрами, що характеризують гідроударник за однакових маси бойка та діаметра машини, є:

- енергія та частота ударів;
- коефіцієнт корисної дії;
- стабільність роботи;
- простота та надійність конструкції.

Контрольні питання і задачі до розділу 2

- 1 У чому полягає призначення бурових насосів?
- 2 Які основні вимоги висуваються до бурових насосів?
- 3 Назвіть основні елементи поршневого бурового насоса.

- 4 На які групи за способом приведення в дію поділяють бурові насоси?
- 5 У чому полягає відмінність плунжерних насосів від поршневих?
- 6 Які насоси називають насосами подвійної дії?
- 7 На які види за конструкцією поділяють поршневі бурові насоси?
- 8 З яких елементів складається гідравлічна частина поршневого бурового насоса?
- 9 З яких елементів складається механічна частина поршневого бурового насоса?
- 10 Що таке маніфольд, яке його призначення?
- 11 Яким чином розраховують подачу поршневого насоса?
- 12 Які існують способи регулювання подачі поршневого бурового насоса?
- 13 З якою метою застосовують пневматичні компенсатори?
- 14 З яких основних елементів складається турбобур?
- 15 Опишіть конструкцію гвинтового забійного двигуна.
- 16 Що таке гідродарник?

Задача

Визначити теоретичну і дійсну подачі насоса за таких вихідних даних: тип насоса – поршневий, двоциліндровий подвійної дії, діаметр циліндра – 170 мм, число подвійних ходів штоку за 1 хвилину $n = 65$, довжина ходу штока – 400 мм, діаметр штока – 65 мм, тиск нагнітання – 200 кг/см².

Теоретична подача насоса дорівнює

$$Q_T = \frac{(2F - f) S n}{60} \quad z = \frac{(2 \cdot 0,0227 - 0,0033) 0,4 \cdot 65}{60} \cdot 2 =$$

$$= 0,0365 \text{ м}^3/\text{с} = 36,5 \text{ л/с.}$$

Для визначення дійсної подачі насоса визначаємо об'ємний коефіцієнт корисної дії, задаючись величиною об'єму

шкідливого простору $V_{III} = 4 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3$, об'ємного вмісту газу в розчині $\phi = 0,1$ і коефіцієнтом стисливості рідини $\psi = 5 \cdot 10^{-5}$.
Беремо $\eta_{O_2} = 0,98$.

$$K_{III} = \frac{V_{III} + FS}{FS} = \frac{4 \cdot 10^{-3} + 0,0227 \cdot 0,4}{0,0227 \cdot 0,4} = 1,44;$$
$$\eta_{O_1} = 1 - 1,44 \cdot 0,1 = 0,856.$$

Визначаємо

$$\eta_{O_3} = 1 - K_{III} \cdot \psi \cdot p = 1 - 1,44 \cdot 5 \cdot 10^{-5} \cdot 200 = 0,986.$$

Об'ємний к. к. д.

$$\eta_O = \eta_{O_1} \eta_{O_2} \eta_{O_3} = 0,856 \cdot 0,98 \cdot 0,986 = 0,827.$$

Тоді дійсна подача

$$Q = \eta_O Q_T = 0,83 \cdot 36,5 = 30,3 \text{ л/с}.$$

Розділ 3

Система підтримування пластового тиску

3.1 Схеми заводнення нафтоносних пластів

Підтримування пластового тиску (ППД) – це процес природного або штучного збереження тиску в продуктивних пластах нафтових покладів на початковому або запланованому рівні з метою досягнення високих темпів видобування нафти. Підтримання пластового тиску може здійснюватися за рахунок природного активного водонапірного або пружноводонапірного режиму, штучного водонапірного режиму, створюваного в результаті нагнітання води у пласти-колектори при законтурному, приконтурному або внутрішньоконтурному заводненні.

Законтурне заводнення застосовують для розроблення покладів із невеликими запасами нафти. Свердловини розміщують у законтурній водоносній частині пласта (рис. 3.1).

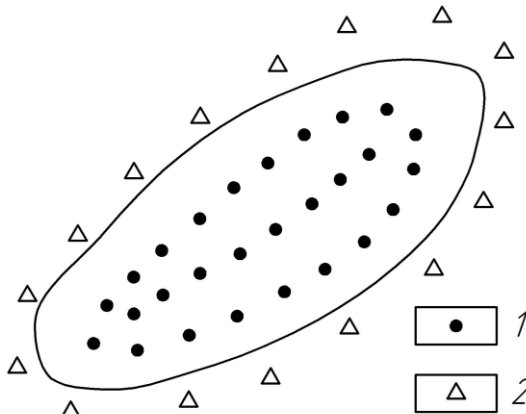


Рисунок 3.1 – Принципова схема законтурного заводнення:
1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Приконтурне заводнення застосовують тоді, коли гідродинамічний зв'язок нафтової зони пласта із законтурною ділянкою є ускладненим. Ряд нагнітальних свердловин у цьому

випадку розміщується у водонафтовій зоні або біля внутрішнього контура нафтоносної ділянки.

Внутрішньоконтурне заводнення (рис. 3.2)

застосовують в основному під час розроблення нафтових покладів із дуже великими розмірами щодо площі. Внутрішньоконтурне заводнення не заперечує законтурного заводнення, а в необхідних випадках внутрішньоконтурне заводнення поєднується із законтурним.

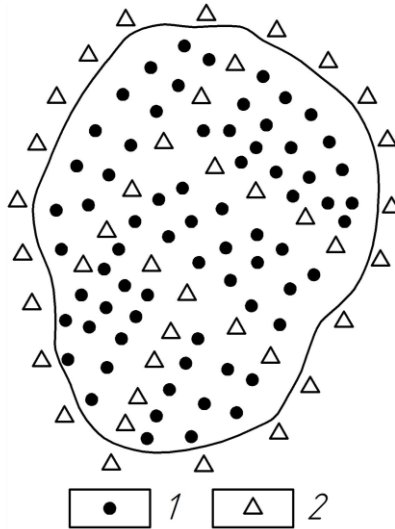


Рисунок 3.2 – Принципова схема внутрішньоконтурного заводнення:

1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Блокові системи (рис. 3.3) розроблення застосовуються на родовищах витягнутої форми. Принципова відмінність блокових систем розроблення від систем внутрішньоконтурного заводнення полягає в тому, що блокові системи передбачають відмовлення від законтурного заводнення.

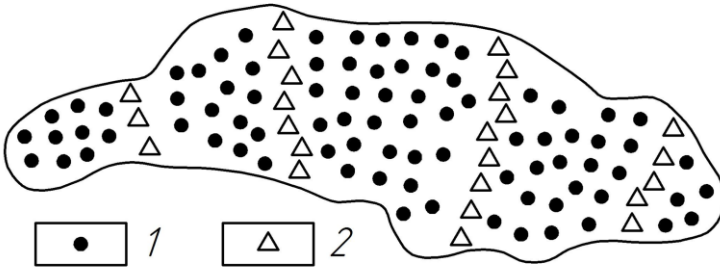


Рисунок 3.3 – Принципова схема блокової схеми розроблення:
 1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

Заводнення по площі (рис. 3.4) застосовують під час розроблення пластів з дуже низькою проникливістю. За цією системою свердловини видобування та нагнітальні свердловини розміщують за правильними схемами чотири-, п'яти-, семи- та десятиточкових систем.

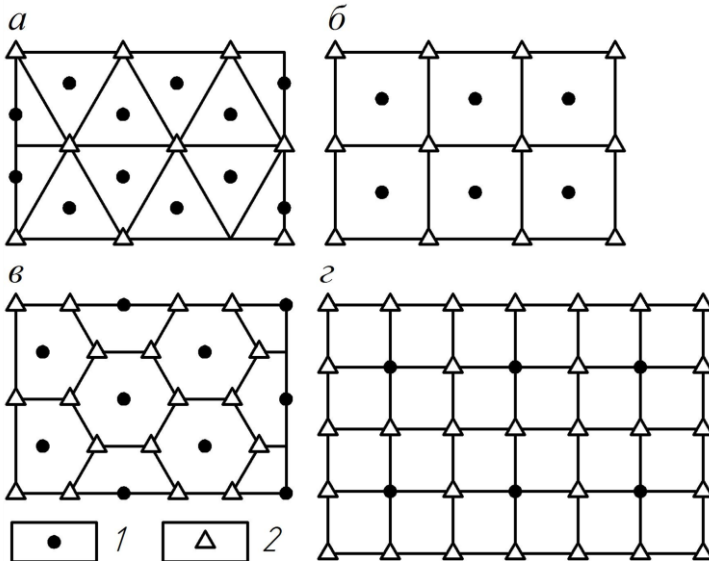


Рисунок 3.4 – Основні схеми заводнення по площі:
 а – чотириточкова; б – п'ятиточкова; в – семиточкова;
 г – десятиточкова

1 – свердловини видобування нафти; 2 – нагнітальні свердловини

3.2 Водозабезпечення системи ППД

До води, що застосовується для нагнітання у свердловини системи ППД, висуваються такі вимоги:

1 Вода не повинна вступати у хімічну реакцію з пластовими водами.

2 Кількість механічних домішок у воді повинна бути невеликою.

3 Вода не повинна містити домішок сірководню та вуглекислоти.

4 При використанні води з поверхневих джерел вона повинна підлягати біологічному очищенню від мікроорганізмів та спор водоростей.

5 Вода не повинна викликати набухання глинистих прошарків та глинистих частинок у нафтоносному пласті.

Як джерела водопостачання в системі ППД можна використовувати поверхневі джерела (ріки, моря), підземні води, а також води, що залишаються після сепарації видобутої нафти.

Системи водозабезпечення складаються з кількох систем:

- водозабірної споруди;
- станції підготовки води;
- кушових насосних станцій, які безпосередньо закачують воду до свердловини.

Водозабірні споруди

На рисунку 3.5 наведено схему підрусового водозабору. Підруслові водозабори облаштовують на березі шляхом забурювання неглибоких свердловин (20–30 м), які обсаджують колоною діаметром 200–300 м в інтервалі піщано-гравійних покладів підрусової частини річки. У свердловину 1 спускають колону підйомних труб 2. Устя свердловини обв'язують трубами з вакуумною камерою 4, з якої вакуум-компресор 5 відкачує повітря. З нижньої частини вакуумної камери відцентровий насос 6 відкачує воду в резервуар чистої води 7 і

далі відцентровий насос 8 подає воду на станцію підготовки води.

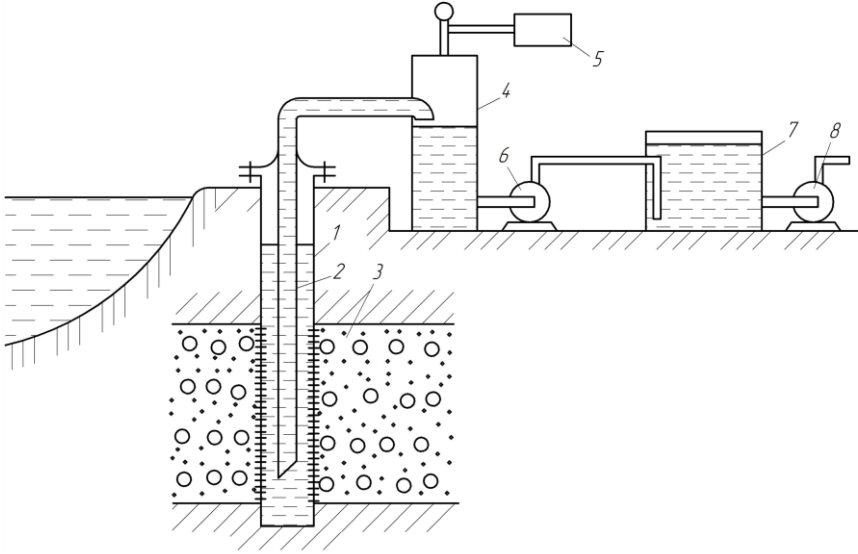


Рисунок 3.5 – Схема підруслового водозабору:

1 – експлуатаційна колона; 2 – підйомні труби;

3 – водоносний пласт; 4 – вакуумна камера; 5 – вакуум-компресор;

6, 8 – відцентровий насос; 7 – резервуар чистої води

Станція підготовки води

На станціях підготовки води вода очищається від механічних домішок, окислу заліза, бактерій та спор водоростей. До принципової схеми водоочищувальної установки (рис. 3.6) входять підпірний насос 1, змішувач 3, в якому вода змішується з реагентами-коагулянтами механічних домішок та реагентами-бактерицидами, ємність 2 для реагентів. Зі змішувача вода спрямовується до відстійників 4 та 5, в яких очищується від осадів. Відстійниками є ємності, заповнені гравієм та піском. Із відстійників вода надходить до накопичувального резервуара 6, а потім – у насоси 7 та 8 станції другого підйому, після цього подається на кущові насосні станції.

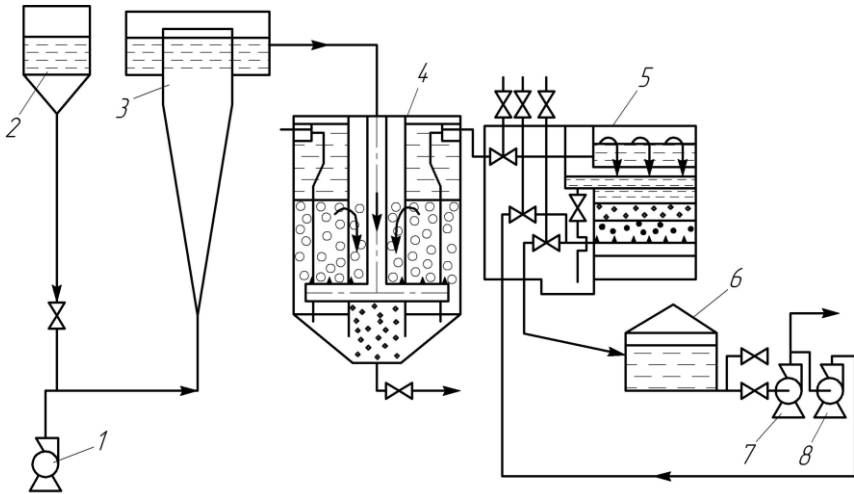


Рисунок 3.6 – Принципова схема водоочищувальної станції:
 1 – підпірний насос; 2 – ємність для реагентів; 3 – змішувач;
 4, 5 – відстійники; 6 – резервуар; 7, 8 – насос

Кущова насосна станція

Для обслуговування куща свердловин, як правило, будують блокові кущові насосні станції (БКНС) (рис. 3.7). Блокова кущова насосна станція складається з блоків: сепараційно-буферного *I*, насосів (кількістю від 1 до 4) *II*, керування електродвигунами *III*, розподільних пристроїв *IV*, розподільної гребінки *V*. Сепараційно-буферний блок складається з двох горизонтальних ємностей *I* по 50 м³ та призначений для сепарації газів (метану), що містяться у воді, а також для створення гідравлічного буферу, який забезпечує нормальну роботу насоса. Газ, що виділяється при відстоюванні води, спалюється на свічці. Насосні блоки призначені для закачування води в нагнітальні свердловини. Вони оснащені відцентровими насосами 2 типу ЦНС із синхронними двигунами 3, встановленими на рамі. Для забезпечення нормальної роботи насосних агрегатів насосні блоки розміщують у теплих приміщеннях.

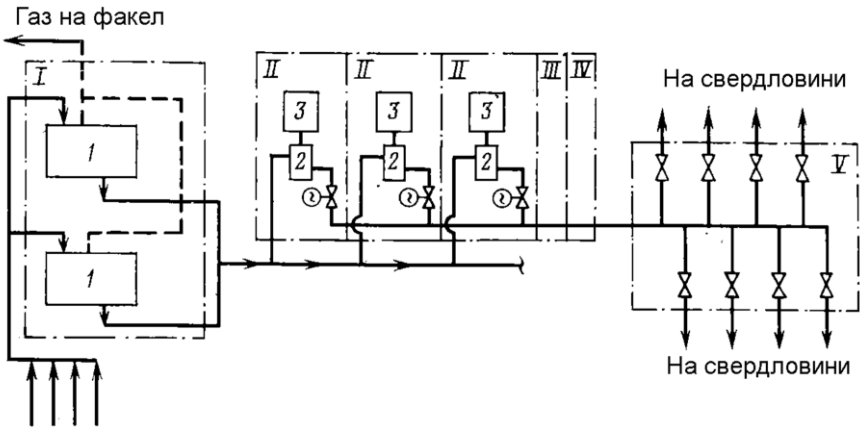


Рисунок 3.7 – Блокова кущова насосна станція

Відцентрові насоси кущової станції забезпечують подачу від 180 до 720 м³/год і тиск нагнітання 10,5; 14,22 та 19,0 МПа. Потужність одного двигуна становить 800, 1 250, 1 600 та 4 000 кВт.

Блокова кущова насосна станція призначена для облаштування системи ППД із мінімальним використанням енергетичних та матеріальних ресурсів і може бути виготовлена у трьох виконаннях.

Виконання 1 – для схеми централізованого водопостачання. Насосні блоки комплектуються насосними агрегатами, водорозподільною гребінкою, модулем збирання та утилізації витоків із сальників та модулем введення інгібітору корозії. Економія енергоресурсів досягається за рахунок оптимізації системи електропостачання та регулювання графіка навантажень упродовж доби.

Виконання 2 – для схем локального водопостачання (підготовка сеноманської води для її закачування у пласт). Насосні блоки комплектуються за виконанням 1 із додаванням модуля сепарації води. При такому виконанні економічний ефект досягається за рахунок економії на прокладенні низьконапірних та високонапірних водоводів. Одночасно реалізується перевага першого виконання.

Виконання 3 – для схем із попереднім скиданням води з видобутого на куці свердловини продукту та обладнанням для відділення води від нафти і підготовки її для закачування в нафтовий пласт. Насосні блоки комплектуються за виконанням 1 із додаванням модуля дегазації води. Ця схема дає особливо значний ефект при збільшенні обводненості продукції свердловин за рахунок зустрічного перекачування води.

3.3 Насосне обладнання системи ППД

Насоси для заводнення нафтоносних пластів повинні відповідати таким вимогам:

- широкому діапазону робочих характеристик;
- високому тиску на виході;
- високій надійності та довговічності;
- антикорозійному виконанню проточної частини;
- простоті обслуговування та гарній ремонтпридатності;
- можливості забезпечення перехідних режимів;
- високій економічності.

У системі ППД широко використовують відцентрові насоси типу ЦНС, агрегати електронасосні свердловинні типу УЕЦПК, до складу яких входять занурювані відцентрові насоси, перспективним також є використання плунжерних насосів, які мають жорстку напірну характеристику.

Насос типу ЦНС (рис. 3.8) – горизонтальний, відцентровий, багатоступеневий, однокорпусний, секційного типу, з колесами одностороннього входу і гідравлічним пристроєм розвантаження осьового зусилля ротора (гідроп'ятою). Вхідний патрубок насоса спрямований горизонтально, напірний – вертикально вгору. Кінцеві ущільнення вала насоса – сальникового або торцевого типу. Конструкцією торцевих ущільнень передбачена можливість їх періодичного промивання від продуктів ерозії, корозії та інших завислих частинок. Опорами ротора насоса є підшипники ковзання з картерним або примусовим змащуванням. Для

з'єднання насоса і двигуна використовують пружну пластинчасту муфту, що забезпечує зниження віброактивності.

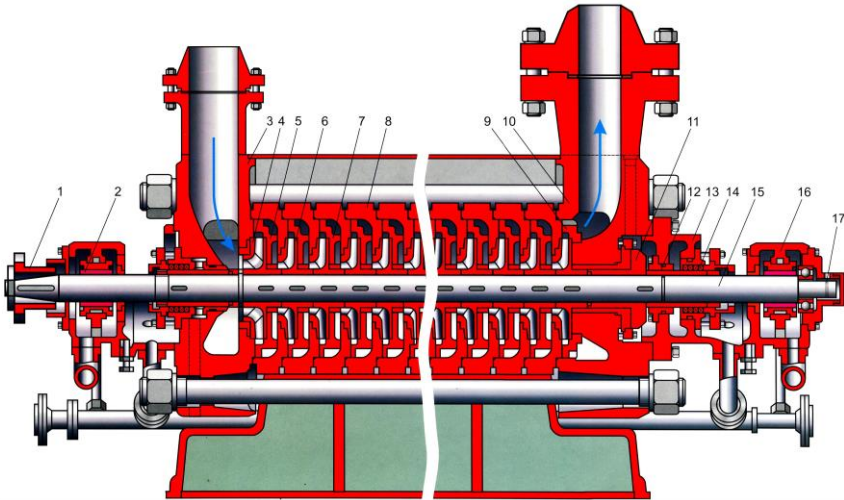


Рисунок 3.8 – Відцентровий насос ЦНС180-1900:

- 1 – зубчата півмуфта; 2, 16 – підшипники ковзання;
- 3 – вхідна кришка; 4 – робоче колесо першого ступеня;
- 5 – напрямний апарат першого ступеня; 6 – робоче колесо проміжного ступеня;
- 7 – напрямний апарат проміжного ступеня;
- 8 – корпус секцій; 9 – напрямний апарат останнього ступеня;
- 10 – напірна кришка; 11 – гідроп'ята; 12 – щільне ущільнення;
- 13 – кришка заднього ущільнення; 14 – кінцеве ущільнення;
- 15 – вал; 17 – показчик осевого зміщення ротора

Відцентрові насоси типу ЦНС 180 (високонапірні) призначені для нагнітання води в свердловину для підтримання пластового тиску. Конструкція насосів типу ЦНС 180 розроблена з урахуванням створення на одній корпусній базі трьох модифікацій із різним тиском нагнітання. Зміна робочої характеристики насоса здійснюється шляхом зменшення числа ступенів з установленням проставних втулок без зміни прив'язувальних розмірів з обов'язковим балансуванням ротора.

Контрольні питання до розділу 3

- 1 З якою метою застосовують підтримання пластового тиску?
- 2 Які існують типи заводнення?
- 3 Які вимоги висуваються до води, що застосовується для нагнітання в системі ППД?
- 4 З яких складових складається система водозабезпечення?
- 5 Що входить до складу блокової кущової насосної станції?
- 6 Які існують варіанти виконання блокової кущової насосної станції?
- 7 Які висуваються вимоги до насосів системи ППД?
- 8 Опишіть конструкцію насоса типу ЦНС.

Розділ 4

Фонтанна експлуатація свердловин

Фонтанне видобування нафти – спосіб експлуатації свердловин, за якого підймання нафти на поверхню здійснюється за рахунок пластової енергії.

Розрізняють фонтанування:

- природне (за рахунок природної енергії пласта);
- штучне (за підтримання пластового тиску шляхом закачування в пласт рідких і газоподібних агентів).

Фонтанний спосіб експлуатації є найбільш економічним. Тому необхідно забезпечувати продовження періоду фонтанної експлуатації шляхом впливу на пласт у тих випадках, коли це з технічної та економічної точок зору доцільно.

Обладнання фонтанних свердловин

Перед початком використання у фонтанну свердловину спускають насосно-компресорні труби, а на колонну головку встановлюють фонтанну арматуру. Для подальшої експлуатації монтують маніфольд та прокладають викидну лінію.

Фонтанні арматури виготовляють (ГОСТ 13846-84) за вісьмома схемами (рис. 4.1) для різних умов експлуатації (табл. 4.1). Їх класифікують за конструктивними ознаками та міцністю:

- з робочим тиском (7, 14, 21, 35, 70 та 105 МПа);
- зі схемою виконання (вісім схем);
- із кількістю труб, які спускають у свердловину (один та два концентричних ряди труб);
- конструкцією запірних пристроїв (засувки та крани);
- розмірами прохідного перерізу по стовбуру (50–150 мм) та бокових відводів (50–100 мм).

Фонтанна арматура (рис. 4.2) містить у собі трубну головку та фонтанну ялинку із запірними та регулювальними пристроями.

Призначення фонтанної арматури:

- герметизація устя фонтанної свердловини;
- підвищування колони НКТ;
- контроль і регулювання режиму роботи свердловини;
- перекриття та спрямування продукції свердловини на маніфольдну лінію;
- проведення технологічних операцій під час освоєння, дослідження, експлуатації та ремонту свердловини.

Таблиця 4.1 – Основні параметри фонтанної арматури

Стовбурова частина ялинки		Умовний прохід бокових відводів ялинки, мм	Робочий тиск, МПа					
умовний прохід, мм	номінальний діаметр, мм							
50	52	50	–	–	–	35	70	105
65	65	50; 65	7	14	21	35	70	–
80	80	50; 65	–	–	21	35	70	–
100	104	65; 80; 100	–	–	21	35	–	–
150	152	100	–	–	21	–	–	–

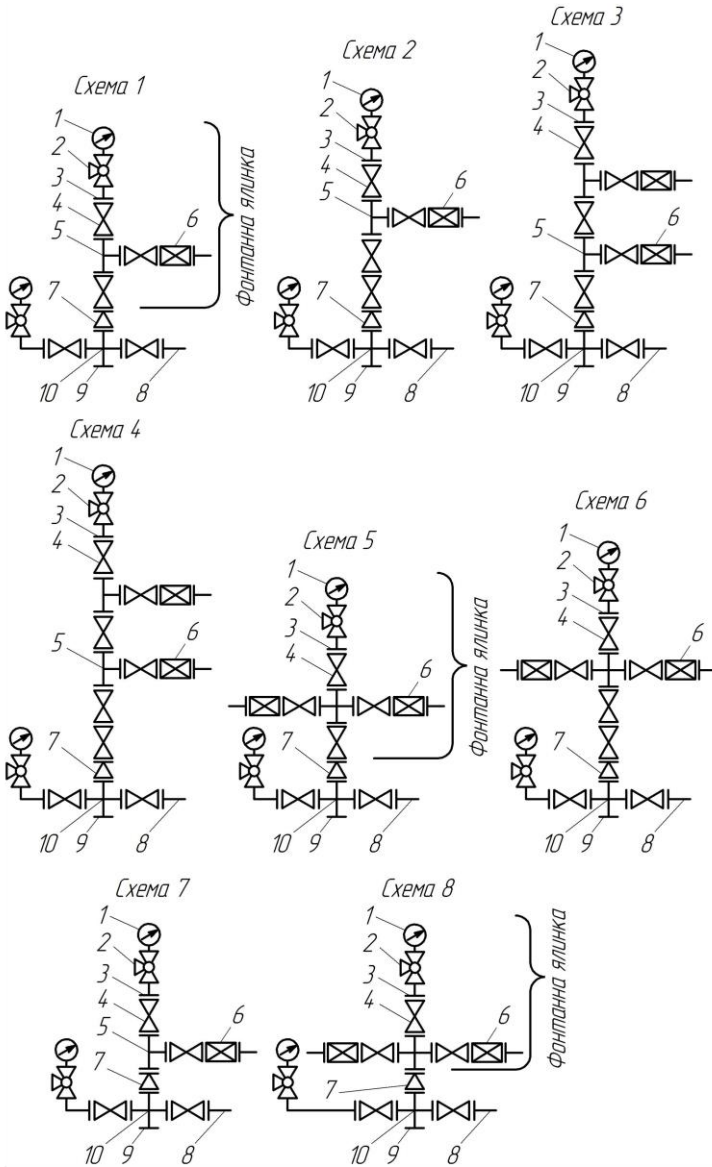


Рисунок 4.1 – Типові схеми фонтанних арматур:

- 1 – манометр; 2 – вентиль; 3 – буферний фланець під манометр;
 4 – запірний пристрій; 5 – трійник; 6 – дросель;
 7 – перевідник трубної головки; 8 – відповідний фланець;
 9 – трубна головка; 10 – хрестовина ялинки

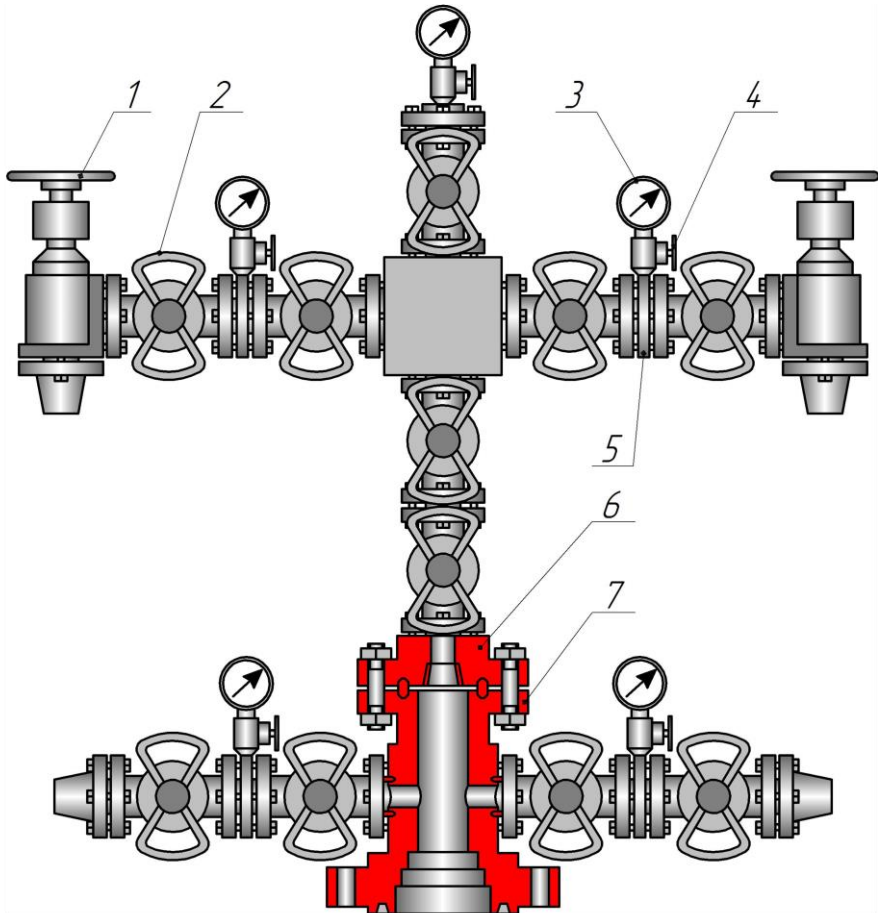


Рисунок 4.2 – Фонтанна арматура ААФК6-65x35:
1 – регулювальний дросель; 2 – засувка; 3 – манометр;
4 – вентиль; 5 – проміжний фланець; 6 – перевідний фланець;
7 – трубна головка

Трубна головка (рис. 4.3) призначена для підвішування НКТ і герметизації просторів між ними та обсадною експлуатаційною колоною.

При обладнанні свердловини двома концентричними колонами НКТ (дворядна конструкція) труби більшого діаметра

підвішують на нарізному з'єднанні нижнього трійника (хрестовини), який встановлюють на хрестовину, яка герметизує затрубний простір. Труби меншого діаметра підвішують на різі переводника (стовбурової котушки), розміщеного над трійником. При однорядній конструкції підйомника нижній трійник не встановлюється і труби, які до нього підвішуються, не спускаються. Застосовують також муфтове підвішування труб.

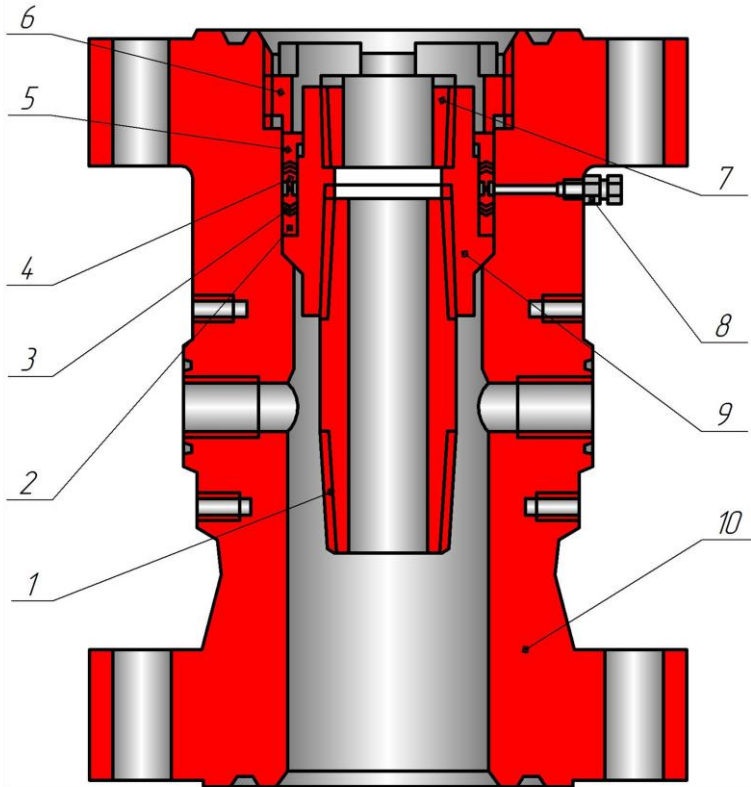


Рисунок 4.3 – Трубна головка:

- 1 – переводник; 2 – опорне кільце; 3 – манжети; 4 – розпірне кільце;
 5 – грундбукса; 6 – натискна гайка; 7 – захисний патрубок;
 8 – нагнітальний клапан; 9 – труботримач; 10 – корпус трубної
 головки

Фонтанна ялинка призначена для спрямування потоку у викидну лінію, а також для регулювання та контролю роботи свердловини. Вона може містити один або два трійники (одночи двоярусна трійникова арматура) або хрестовину (хрестова арматура).

На фланцях бокових відводів трубної головки та фонтанної ялинки передбачають отвори для подання інгібіторів корозії та гідратоутворення в затрубний простір і стовбур ялинки, а також під карман для термометра.

Залежно від умов експлуатації арматуру виготовляють для некорозійних та корозійних середовищ, а також для холодної кліматичної зони.

На заводі-виробнику фонтанна арматура підлягає гідрравлічному випробуванню, за якого тиск випробування для арматур, розрахованих на робочий тиск до 70 МПа, беруть таким, що дорівнює подвоєному робочому тиску, а від 70 МПа та вище – півторакратному робочому тиску.

Арматуру вибирають за необхідним робочим тиском, схемою (трійникова або хрестова), кількістю рядів труб, кліматичним та корозійним виконанням.

Регулювання технологічного режиму роботи свердловини здійснюється створенням протитиску на усті. Для цього на викидних лініях після запірних пристроїв установлюють регульовальні пристрої (дроселі), що забезпечують дроселювання потоку внаслідок зміни площі прохідного перерізу.

Швидкозмінний дросель (рис. 4.4) складається з рознімного корпусу, що затискається фланцями на викидній лінії арматури за допомогою шпильок. У корпус встановлюють пробку з конічним отвором під змінну дросельну втулку. Герметичність забезпечується гумовими ущільненнями.

Такий дросель дозволяє здійснювати ступінчасте регулювання режиму роботи свердловини шляхом зміни насадок із різними діаметрами внутрішнього отвору.

Для заміни дроселя робочу викидну лінію відключають, а роботу свердловини переводять на запасну лінію, потім знижують тиск у робочій лінії до атмосферного.

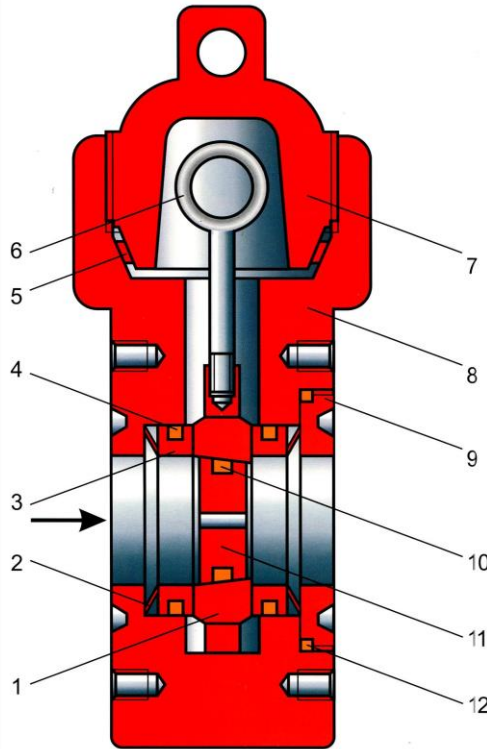


Рисунок 4.4 – Швидкозмінний нерегульований дросель:

- 1 – обойма; 2 – тарілчаста пружина; 3 – сідло;
 4, 5, 10, 12 – ущільнення; 6 – рим-болт; 7 – кришка;
 8 – корпус; 9 – гайка; 11 – насадка

Більш зручним є застосування кутового устьового дроселя (рис. 4.5). Він складається з корпусу, в якому відбувається поворот потоку на 90° , втулки з корпусом конічної змінної насадки, штока (шпинделя, стрижня) зі змінним конічним наконечником та маховиком. У змінну насадку обертанням маховика вводиться наконечник, що перекриває частину отвору. Ступінь відкриття (закриття) дроселя

визначається за показчиком, що має поділки, які показують діаметр циліндричного отвору в міліметрах, еквівалентного відповідній площі кільцевого перерізу. Положення шпинделя фіксується стопорним болтом.

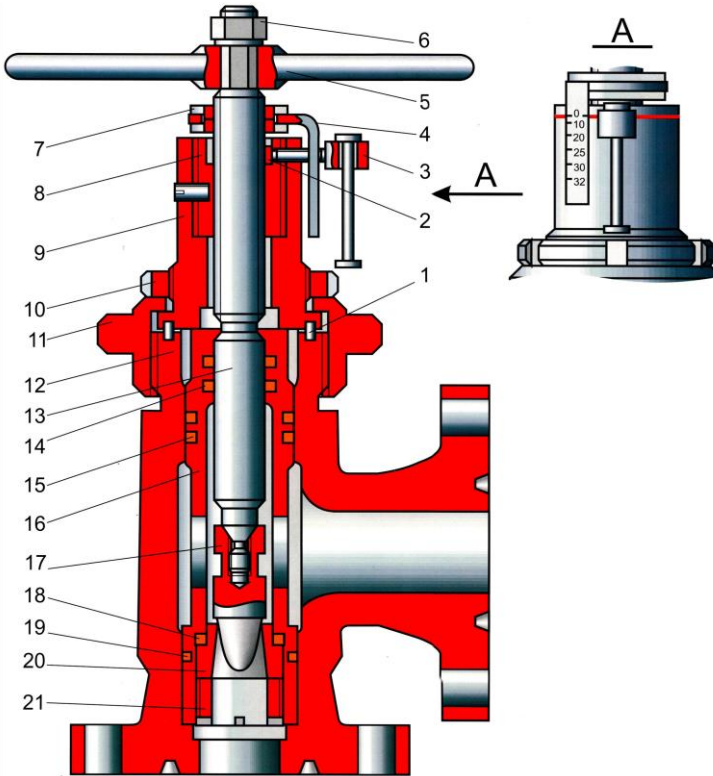


Рисунок 4.5 – Швидкозмінний регулювальний дросель:
1 – штифт; 2 – стопорна шайба; 3 – стопор; 4 – показчик положення наконечника; 5 – маховик; 6 – гайка; 7 – гайки для фіксації показчика; 8 – ходова втулка; 9 – кришка; 10 – гайка спеціальна; 11 – гайка накидна; 12 – корпус дроселя; 13 – шпиндель; 14, 15, 18, 19 – ущільнювальні кільця; 16 – корпус насадки; 17 – наконечник; 20 – насадка; 21 – гайка

Діаметр отвору устьового дроселя для фонтанної свердловини можна визначити за формулою Г. Н. Газієва:

$$d_{um} = 0,27 \cdot 10^{-3} \phi_{um} \sqrt{\frac{Q_2 \rho_2 p_{um}}{p_2}},$$

або за формулою витрати рідини через насадок:

$$d_{um} = \sqrt{\frac{Q}{0,785 \cdot \mu_{um} f \sqrt{2gh}}},$$

- де d_{um} – діаметр отвору штуцера, м;
 ϕ_{um} – дослідний коефіцієнт, що залежить від величини газового фактора (береться $\phi_{um} = 1-1,2$);
 Q_2 – дебіт газу, м³/добу;
 ρ_2 – густина газу, кг/м³;
 p_2, p_{um} – тиск на усті свердловини (перед дроселем) і тиск за дроселем, МПа;
 Q – витрата рідини, м³/с;
 $\mu_{um} = 0,7-0,9$ – коефіцієнт витрати, що залежить від густини рідини;
 f – площа насадка, м²;
 g – прискорення вільного падіння, м/с²;
 h – напір, м.

Контрольні питання до розділу 4

- 1 Що називають фонтанним видобуванням нафти?
- 2 Які існують види фонтанування свердловини?
- 3 За якими конструктивними ознаками класифікують фонтанну арматуру?
- 4 Призначення фонтанної арматури.
- 5 Опишіть схеми виконання фонтанної арматури.
- 6 З яких елементів складається трубна головка?
- 7 Опишіть конструкцію та поясніть принцип роботи швидкозмінного нерегульовального дроселя.

8 Опишіть конструкцію та поясніть принцип роботи швидкозмінного регулювального дроселя.

9 Яким чином визначають діаметр отвору устьового дроселя для фонтанної свердловини?

Розділ 5

Газліфтна експлуатація свердловин

5.1 Загальна характеристика газліфтного способу видобування нафти

Застосування газліфту

Із часом умови експлуатації свердловини погіршуються: зростає гідростатичний тиск флюїдів, утворюється високов'язка емульсія, зростають втрати тиску на тертя у стовбурі, зменшується ефективний газовий фактор тощо. Це призводить до порушення умови фонтанування.

Логічним продовженням фонтанної експлуатації є газліфтна експлуатація, під час якої недостатню кількість газу для піднімання рідини закачують у свердловину з поверхні. При цьому відбувається штучне фонтанування, яке називають газліфтним підйомом, а спосіб експлуатації – газліфтним.

Застосування газліфту – високодебетні свердловини з великим забійним тиском, свердловини з високими газовими факторами та забійним тиском, нижчим від тиску насичення, піщані (ті, що містять у продукті пісок) свердловини, а також свердловини, що експлуатуються у важкодоступних умовах. Газліфт характеризується високою техніко-економічною ефективністю, відсутністю у свердловинах механізмів, що труться, простотою обслуговування свердловин та регулювання режиму роботи.

Системи та конструкції газліфтних підйомників

Конструкція будь-якого газліфтного підйомника повинна забезпечувати у свердловині наявність двох каналів: для закачування газу та для піднімання газорідинної суміші на поверхню. Такі канали можуть бути створені двома паралельними (ліфт Поле) або концентрично розміщеними (ліфт Саундерса) рядами труб.

Унаслідок складності спуску у свердловину на великі глибини двох паралельних рядів труб, жорстко зв'язаних унизу,

та неможливості використання НКТ великих діаметрів при малому (96,3–140,3 мм) діаметрі експлуатаційної колони ліфт Поле не набув поширення.

Залежно від кількості труб, концентрично розміщених у свердловині, розрізняють дворядні, півторарядні та однорядні підйомники (рис. 5.1). У перших двох підйомників зовнішній ряд труб спускається до інтервалу перфорації для покращання умов винесення піску із забою за рахунок збільшення швидкості потоку. Газ подається у міжтрубний простір між першим (зовнішнім) та другим (внутрішнім) рядами труб. Проте внаслідок великої металоємності, вартості, підвищення складності під час збільшення глибини спуску підйомних (внутрішніх) труб унаслідок необхідності попередньої зміни підвіски зовнішнього ряду труб півторарядного підйомника, забезпечення умов винесення піску іншими шляхами дво- та півторарядні підйомники не застосовуються. Їх використання може бути виправдане як вимушений захід за відсутності герметичності експлуатаційної колони.

На цей час застосовують однорядний підйомник, в якому до експлуатаційної колони спускають один ряд НКТ. Він є найменш металоємним та найбільш дешевим, забезпечує можливість вільної зміни діаметра та довжини підйомних труб. Для забезпечення умов винесення піску із забою свердловини свердловинні труби спускають до забою, а газ уводять вище на необхідній глибині через робочий газліфтний клапан або через отвори в робочій муфті. Клапан або робоча муфта під час проходження газу створюють постійний перепад тиску (0,1–0,15 МПа), який утримує рівень рідини нижче від точки введення газу на 10–15 м і забезпечує тим самим рівномірне надходження газу до підйомної труби.

Залежно від напрямку подачі газу розрізняють кільцеву та центральну системи підйомників. У кільцевій системі газ закачують у кільцевий (затрубний або міжтрубний) простір (див. рис. 5.1 *а, б, в*), а в центральній – у центральні труби (див. рис. 5.1 *г*). На практиці газліфтні свердловини в основному працюють за кільцевою системою. Це обумовлено таким:

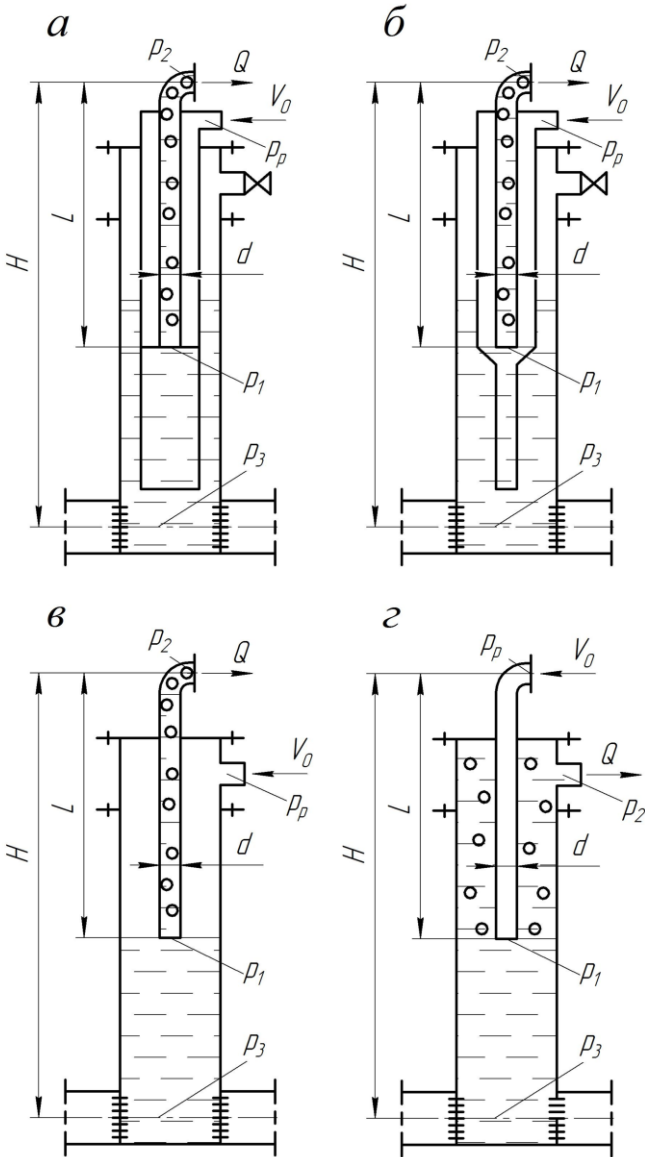


Рисунок 5.1 – Конструкції та системи газліфтних підійомників:
 а, б, в – відповідно дво-, півтора- та однорядний підійомники кільцевої системи; г – однорядний підійомник центральної системи

- оптимальні умови для підйому досягаються зазвичай при малих прохідних перерізах;
- пісок роз’їдає з’єднання муфт на трубах, що призводить до можливості їх обриву;
- під час видобування парафінової нафти періодичне видалення осадів парафіну зі стінок кільцевого простору є ускладненим.

Різновиди газліфту, їх технологічні схеми

Як газ у системі газліфту можна використовувати повітря або вуглецеводневий газ. Тоді підйомник відповідно називають ерліфтом або газліфтом.

Ерліфт уперше було застосовано на бакинських родовищах за пропозицією інженера В. Г. Шухова у 1897 р. Перевага ерліфту полягає лише в необмеженості джерела повітря. При використанні газліфту на відміну від ерліфту досягаються повна утилізація газу, збереження та утилізація легких фракцій нафти. Тому на сьогодні застосовують лише газліфти.

Газ можна подавати за допомогою компресора. Такий різновид газліфту називають компресорним газліфтом. Також можна використовувати нафтовий або природний вуглецеводневий газ. Нафтовий газ відділяють від видобутої нафти, піддають промисловій підготовці та закачують до газліфтних свердловин (замкнений газліфтний цикл).

Технологічна схема газліфтної системи наведена на рис. 5.2.

Природний газ можна подавати із сусіднього газового родовища, магістрального газопроводу або газобензинового заводу. Підготовки природний газ на нафтовому родовищі не потребує. Технологічна схема в цьому разі спрощується.

Газліфт може бути компресорним та безкомпресорним.

При безкомпресорному газліфті природний газ під власним тиском надходить зі свердловин газових або газоконденсатних родовищ. Там здійснюються його очищення

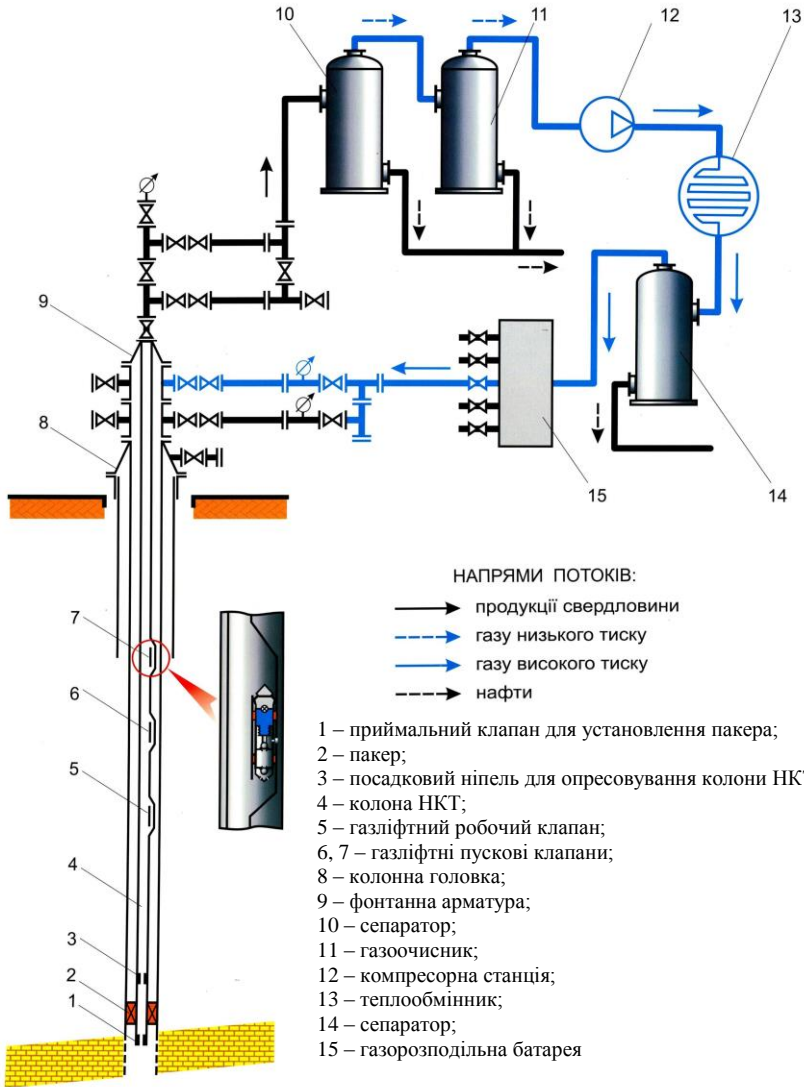


Рисунок 5.2 – Технологічна схема газліфтно́ї системи

та підсушування. На нафтовому родовищі його іноді лише підігрівають. Якщо нафтове або газове родовище залягає на одній площі, то при достатньо високому тиску в газовому родовищі може бути організований внутрішньосвердловинний

безкомпресорний газліфт. Його відмінність полягає в тому, що газ із газового пласта надходить безпосередньо до нафтової свердловини.

Переваги та недоліки газліфтного способу видобування нафти

Аналіз ефективності роботи різних схем газліфтів свідчить, що внутрішньосвердловинний газліфт порівняно з компресорним та безкомпресорним має найбільшу ефективність.

У цілому система компресорного газліфту має такі недоліки:

- низький коефіцієнт корисної дії всієї газліфтної системи разом із компресорною станцією, газопроводами та свердловинами;
- великі капітальні вклади на будівництво компресорної станції та газопроводів;
- великі енергетичні витрати на стиснення газу;
- порівняно високі експлуатаційні витрати на обслуговування компресорної станції.

Газліфт можна застосовувати лише за наявності достатньої кількості вуглецеводневого газу. Проте при використанні безкомпресорного газліфту собівартість видобування нафти може бути в кілька разів меншою, ніж під час експлуатації штанговими насосними установками.

Контрольні питання до розділу 5

- 1 Для яких умов є доцільним застосування газліфту?
- 2 У чому полягають переваги застосування газліфтного способу експлуатації свердловин?
- 3 Які існують основні схеми газліфтів?
- 4 Які існують конструктивні виконання підйомників?

- 5 Чим обумовлене застосування кільцевої системи роботи газліфтних свердловин?
- 6 Опишіть технологічну схему газліфтної системи.
- 7 Які існують недоліки системи компресорного газліфту?

Розділ 6

Експлуатація свердловин штанговими насосами

6.1 Загальна схема штангової установки, її елементи та призначення

Штангова насосна установка ШНУ (рис. 6.1) складається з наземного та підземного обладнання. Підземне обладнання містить: штанговий свердловинний насос (ШСН) зі всмоктувальним клапаном 1 (нерухомий) на нижньому кінці циліндра та нагнітальним клапаном 2 (рухомий) на верхньому кінці поршня-плунжера, насосні штанги 3 і труби.

Крім того, підземне обладнання може містити різні захисні пристрої (газові та піскові якорі, хвостовики), що приєднуються до приймального патрубку ШСН та покращують його роботу в ускладнених умовах (пісок, газ).

До наземного обладнання входить верстат-качалка (ВК), що складається з електродвигуна 9, кривошипа 7, шатуна 8, балансира 6, гирлового сальника 5, гирлової обв'язки та трійника 4.

Верстат-качалка надає штангам зворотно-поступального руху, подібного до синусоїдального. ВК має гнучку канатну підвіску для зчленування з верхнім кінцем полірованого штока та відкидну або поворотну головку балансира для безперешкодного проходження спуско-піднімальних механізмів (талевого блока, гака, елеватора) під час підземного ремонту. Балансир гойдається на поперечній осі, укріпленій у підшипниках, та зчленується із двома масивними кривошипами 7 за допомогою двох шатунів 8, розміщених з обох боків редуктора. Кривошипи, з'єднані з рухомими противагами, можуть переміщатися відносно осі обертання головного вала редуктора на ту чи іншу відстань уздовж кривошипів. Противаги необхідні для зрівноважування ВК.

Редуктор зі сталім передавальним числом, заповнений мастилом, герметичний, має трансмісійний вал, на одному кінці

якого передбачений трансмісійний шків, з'єднаний клинопасовою передачею з малим шківом електродвигуна 9.

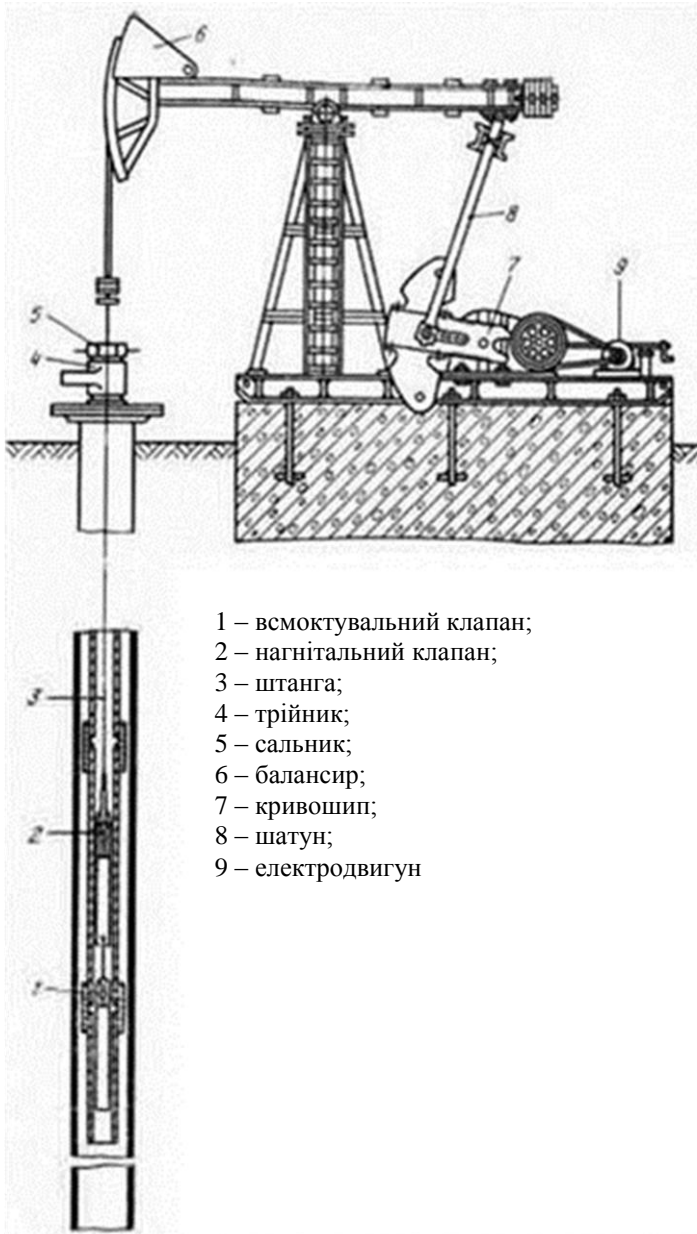
На іншому кінці трансмісійного вала є гальмівний барабан. Опорний підшипник балансира закріплений на металевому стояку-піраміді.

Усі елементи верстата-качалки – піраміда, редуктор, електродвигун – кріпляться до єдиної рами, що встановлюється на бетонному фундаменті. Крім того, всі ВК обладнані гальмівним пристроєм, необхідним для утримання балансірів та кривошипів у будь-якому заданому положенні. Точка зчленування шатуна з кривошипом може змінювати свою відстань відносно центра обертання переставленням пальця кривошипа в той чи інший отвір, яких для цього передбачено декілька. Цим досягається ступінчаста зміна амплітуди качання балансира, тобто довжини ходу штанг.

Оскільки редуктор має стале передавальне число, то зміна частоти досягається лише зміною передавального числа клинопасової трансмісії та зміною шківа на валу електродвигуна на більший або менший діаметр.

Промисловість випускає велику кількість верстатів-качалок різних типорозмірів вантажопідйомністю від 10 до 200 кН відповідно до широкого діапазону глибин та дебетів свердловин.

Штанговий свердловинний насос (рис. 6.2) складається з довгого (2–4 м) циліндра тієї чи іншої конструкції. На нижньому кінці циліндра закріплений нерухомий всмоктувальний клапан, що відкривається під час руху вгору. Циліндр підвішений на трубах. У ньому переміщується поршень-плунжер, виконаний у вигляді довгої (1–1,5 м) гладко обробленої труби, що має нагнітальний клапан, який також відкривається вгору. Плунжер підвішений на штангах. Під час руху плунжера вгору рідина через усмоктувальний клапан під впливом тиску на вході насоса заповнює внутрішню порожнину циліндра. Під час ходу плунжера вниз усмоктувальний клапан закривається, рідина під плунжером стискається та відкриває нагнітальний клапан.



- 1 – всмоктувальний клапан;
- 2 – нагнітальний клапан;
- 3 – штанга;
- 4 – трійник;
- 5 – сальник;
- 6 – балансир;
- 7 – кривошип;
- 8 – шатун;
- 9 – електродвигун

Рисунок 6.1 – Загальна схема штангової насосної установки

Таким чином, плунжер із відкритим клапаном занурюється в рідину. Під час чергового ходу вгору нагнітальний клапан під тиском рідини, що знаходиться над плунжером, закривається. Плунжер перетворюється на поршень та піднімає рідину на висоту, що дорівнює довжині ходу (0,6–6 м). Накопичена над плунжером рідина досягає гирла свердловини й через трійник потрапляє у нафтозбиральну мережу.

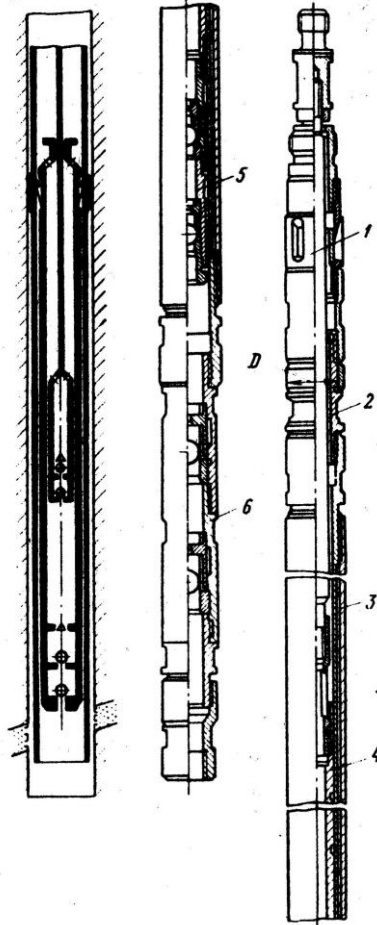


Рисунок 6.2 – Штанговий свердловинний насос:
 1 – протипісковий клапан; 2 – замок; 3 – циліндр; 4 – плунжер;
 5 – нагнітальний клапан; 6 – всмоктувальний клапан

6.2 Конструктивні схеми штангових насосів

Штангові насоси поділяють на невставні, або трубні, та вставні (рис. 6.3).

Невставні насоси (рис. 6.3 а, б). Циліндр спускається у свердловину на насосних трубах без плунжера. Плунжер спускається окремо на насосних штангах. Плунжер уводиться в циліндр разом із підвішеним до плунжера всмоктувальним клапаном. Щоб довести плунжер до циліндра насоса без пошкоджень через труби, вони повинні мати внутрішній діаметр більший, ніж зовнішній діаметр плунжера (приблизно на 6 мм). Для витягання невставного насоса в разі заміни або ремонту необхідно спочатку витягти штанги з плунжером на кінці, а потім – насосні труби з циліндром насоса.

Вставні насоси (рис. 6.3 в). Циліндр, зібраний із клапанами, спускається на штангах. У цьому разі на кінці насосних труб попередньо встановлюється спеціальний посадковий пристрій – замкова опора, на якій відбуваються посадка та ущільнення насоса. Для витягування вставного насоса в разі ремонту достатньо витягти лише штанги, разом з якими витягується весь насос.

Оскільки при вставному насосі через труби даного діаметра пропускається не лише плунжер, а й циліндр разом із кожухом, то діаметр плунжера вставного насоса повинен бути меншим за діаметр трубного. Тому подача вставного насоса при трубах даного діаметра завжди менша за подачу невставного.

Як бачимо зі схеми (рис. 6.3 а), у НГН-1 всмоктувальний клапан 5 тримається у сидлі конуса 6 та з'єднаний із плунжером 3 спеціальним штоком 7. Це дозволяє при підніманні штанг, а отже, й плунжера, одразу витягти всмоктувальний клапан 5. Така операція необхідна не лише для заміни або ремонту клапана, а й для спускання рідини з насосних труб перед їх підйомом. Проте наявність довгого штока не дозволяє встановити у нижній частині плунжера другий нагнітальний клапан для зменшення шкідливого простору та підвищення надійності роботи насоса. Крім того, наявність штока всередині

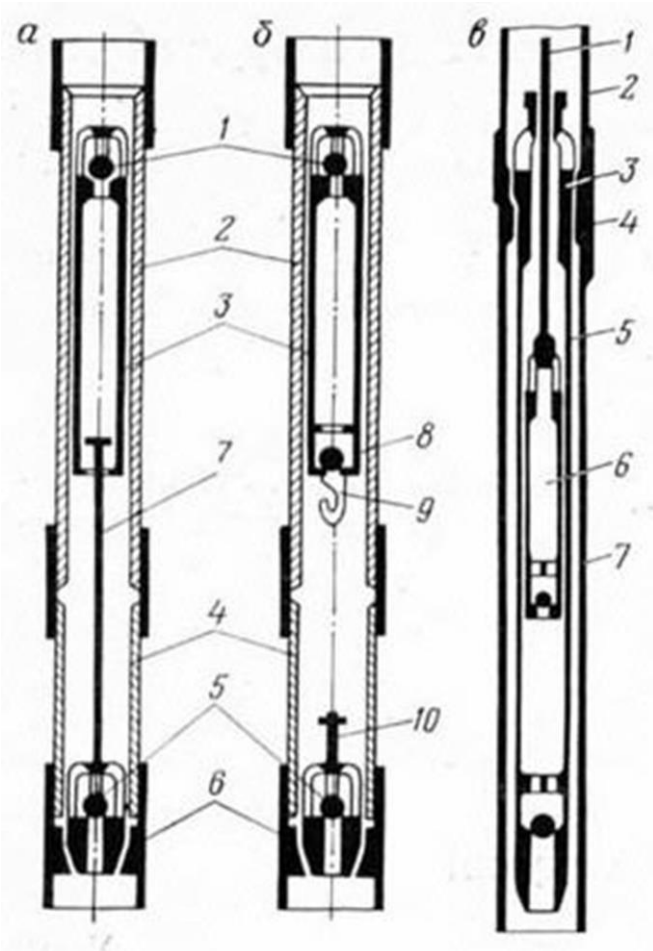


Рисунок 6.3 – Принципові схеми свердловинних штангових насосів:

а – невставний насос зі штоком типу НГН-1;

б – невставний насос з уловлювачем типу НГН-2;

1 – нагнітальні клапани; 2 – циліндри; 3 – плунжери; 4 – патрубків-подовжувачі; 5 – всмоктувальні клапани; 6 – сидла конусів;

7 – захоплювальний шток; 8 – другий нагнітальний клапан;

9 – уловлювач; 10 – наконечник для захоплення клапана;

в – вставний насос типу НГВ-1: 1 – штанга; 2 – НКТ;

3 – посадковий конус; 4 – замкова опора; 5 – циліндр; 6 – плунжер;

7 – напрямна трубка

плунжера обмежує хід останнього, і в насосах цієї конструкції він не перевищує 1 м.

У насосах НГН-2 (рис. 6.3 б) – два нагнітальні клапани. Це істотно зменшує (на об'єм плунжера) об'єм шкідливого простору та підвищує коефіцієнт наповнення під час відкачування газованої рідини. У цих насосів для посадки та витягування всмоктувального клапана 5 є спеціальний уловлювач 9, яким захоплюється шток 10. Після спускання плунжера на штангах та посадки всмоктувального клапана на конус поворотом штанг уловлювач від'єднується від штока, і плунжер може виконувати зворотньо-поступальний рух з будь-якою припустимою довжиною циліндра величиною ходу. Перед підніманням насоса для його ремонту необхідно вловлювачем захопити шток конуса. Це здійснюється поворотом штанг за годинниковою стрілкою при посадженому плунжері до відмови. Якщо операція вловлювання конуса невдала, то насосні труби доводиться підіймати разом із рідиною, що сильно ускладнює роботу бригади з поточного ремонту.

Вставні насоси НГН-1 мають один або два клапани, розміщені у верхній та нижній частинах плунжера. Оскільки на штангах витягується та спускається весь насос у складанні, то відпадає необхідність мати вловлювач або шток для піднімання всмоктувального клапана.

Вітчизняні насоси мають такі номінальні діаметри циліндрів:

НГН-1 – 28, 32, 43, 55, 68;

НГН-2 – 28, 32, 38, 43, 55, 68, 82, 93;

НГВ-1 – 28, 32, 38, 43, 55, 68.

Фактичні діаметри можуть відрізнятись від номінальних на 1–2 мм у більший бік (для 93 мм насоса фактичний діаметр може доходити до 96 мм). Це пояснюється повторним використанням як плунжерів, так і циліндрів, а також інших деталей насосів після їх реставрації на заводах або в майстернях.

Циліндри насосів. Циліндри складаються з коротких (0,3 м) сталевих або чавунних втулок, що вставляються на спеціальній оправці в кожух та стискаються з торців муфтами

кожуха. Кількість втулок у насосах НГН-1 – від 2 до 7, що забезпечує хід плунжера до 0,9 м; у насосах НГН-2 – від 6 до 24 й у насосах НГВ-1 – від 9 до 27, що забезпечує хід плунжера до 6 м. У деяких випадках циліндри короткоходових насосів виготовляють із суцільної сталеві труби з гладкообробленою внутрішньою поверхнею. Довгі суцільні циліндри виготовити технічно важко, оскільки при цьому не вдається витримати необхідну точність.

Конструктивно вставні насоси дещо складніші за невставні.

Усі насоси за зазором між плунжером та циліндром поділяють на три групи посадки:

Група посадки	I	II	III
Зазор, мкм	20–70	70–120	120–170

Насоси III групи посадки, як правило, застосовують для неглибоких свердловин під час відкачування в'язких нафт і емульсій та при великих відборах рідини. Насоси II групи посадки застосовують при середніх глибинах і відкачуванні масляної нафти. Насоси I групи застосовують для глибоких свердловин під час відкачування масляної нафти за повної відсутності піску у відкачуваній рідині.

Плунжери насосів. Плунжери виготовляють із сталевих труб стандартної довжини 1,2 м. Зовнішня поверхня – полірована хромована. Плунжери бувають гладкі (рис. 6.4 а), з кільцевими канавками (рис. 6.4 б), із гвинтовою канавкою (рис. 6.4 в) і типу «піскобрій» (рис. 6.4 з).

Крім того, існують плунжери, армовані трьома або чотирма гумовими кільцями.

Клапани насоса (рис. 6.5, 6.6). Найбільш швидкозношуваним вузлом у насосі є клапан. Безперервні удари кульки по сідлу під дією стовпа рідини впродовж довгого часу розбивають поверхню контакту, і герметичність клапана порушується. Особливо важкі умови для роботи клапана

створюються при відкачуванні рідини з абразивними включеннями (піску) та за наявності корозійного середовища.

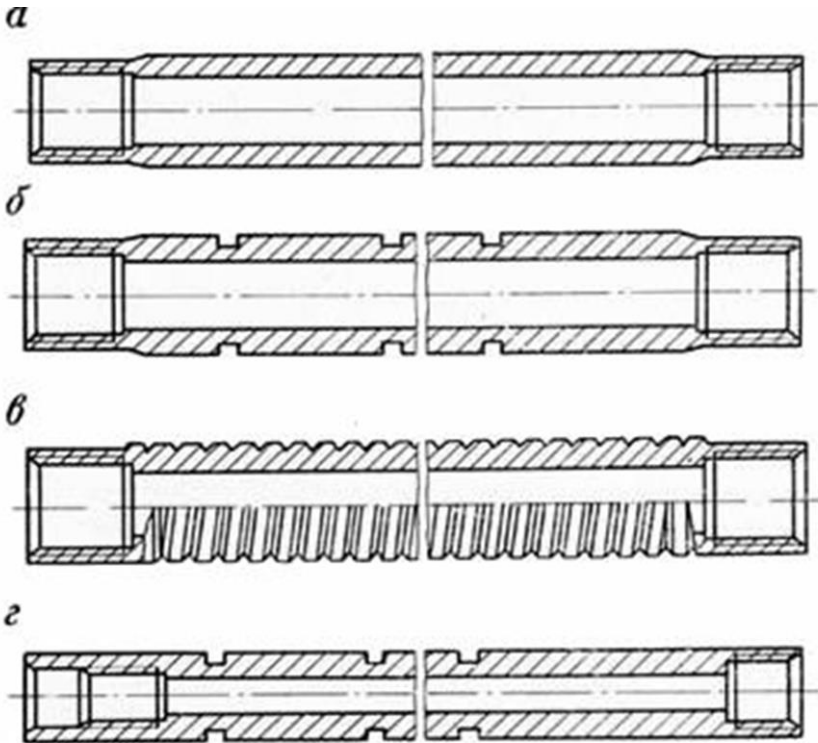


Рисунок 6.4 – Плунжери штангових глибинних насосів

Існують також спеціальні насоси, що спускаються на трубчастих штангах. Їх шифр містить літеру Т, наприклад НГН-2Т. Це означає: насос глибинний невставний типу 2 для трубчастих штанг. Під час відкачування рідини з великим умістом піску для запобігання потраплянню частинок у зазор між циліндром та плунжером і заклинюванню відкачувана рідина з плунжера потрапляє не в насосні труби, а в порожнисті (трубчасті) штанги і по них піднімається на поверхню. Як трубчасті штанги використовують ті самі труби, але меншого діаметра (48–60 мм). Принципова відмінність насосів для трубчастих штанг полягає лише в тому, що нагнітальний клапан

(один або два) розміщується в нижній частині плунжера. Верхня частина плунжера через спеціальний перевідник з'єднується з трубчастими штангами. Тому рідина не потрапляє у простір між насосними трубами і трубчастими штангами. В іншому конструкція цих насосів не відрізняється від звичайних. Насоси для трубчастих штанг можуть бути як вставними, так і невставними. Крім того, розроблені конструкції спеціальних насосів інших типів та призначень, наприклад для роздільного видобування нафти.

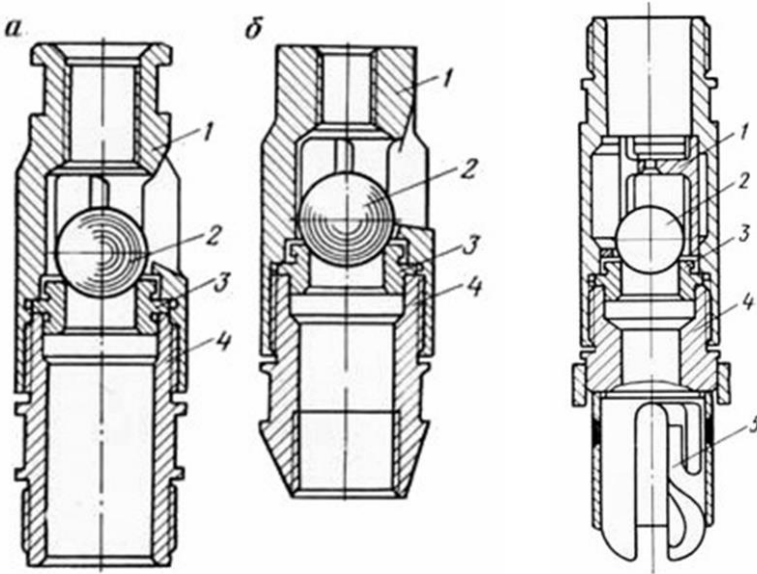


Рисунок 6.5 – Клапанні вузли:

a – нагнітальний клапан для насосів НГН-1 (43, 55 і 68 мм);
б – всмоктувальний клапан для насосів НГН-1 (43, 55 і 68 мм);
 1 – клітка клапана; 2 – кулька;
 3 – сідло клапана; 4 – ніпель або ніпель-конус

Рисунок 6.6 – Нижній нагнітальний клапан насосів НГН-2 з уловлювачем для захоплення штока

всмоктувального клапана:
 1 – клітка клапана; 2 – кулька;
 3 – сідло клапана; 4 – корпус уловлювача; 5 – уловлювач

Верстати-качалки. Для привода глибинного насоса біля устя свердловини необхідно встановити той або інший приводний механізм. Найбільш поширеним на промислах є індивідуальний балансірний привод із шатунно-кривошипним механізмом – верстат-качалка (рис. 6.7).

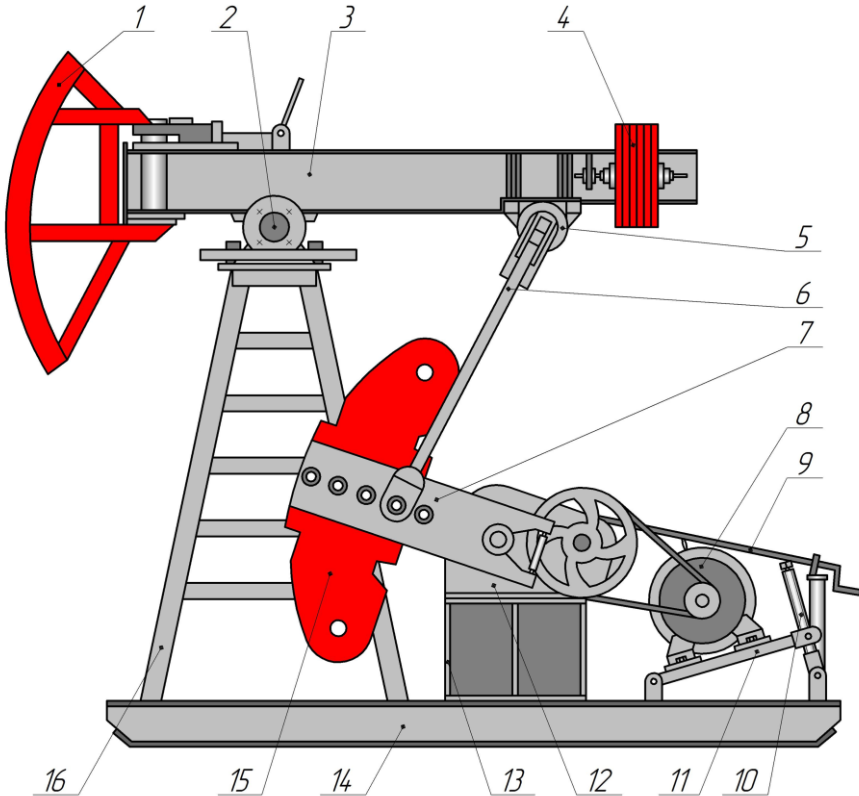


Рисунок 6.7 – Балансірний верстат-качалка:

- 1 – головка балансіра; 2 – опора балансіра; 3 – балансір;
- 4 – балансірний вантаж; 5 – траверса; 6 – шатун;
- 7 – кривошип; 8 – електродвигун; 9 – рукоятка гальмівного пристрою;
- 10 – ходовий гвинт; 11 – поворотна рама електродвигуна;
- 12 – редуктор; 13 – підставка під редуктор;
- 14 – рама; 15 – кривошипний вантаж; 16 – стояк

Верстат монтується на зварній рамі 14 із швелерів. Від електродвигуна 8 рух кривошипу 7 передається за допомогою

клинопасової передачі та редуктора 12 із зубчастим зачепленням. На хвості балансира 3 закріплені чавунні плити противаги 4 (балансири), на кривошипях 7 – роторні противаги 15. Для зручності ремонтних робіт у свердловині головку балансира 12 виконують відкидною. Основні технічні характеристики верстатів-качалок нормального ряду наведені в табл. 6.1.

Таблиця 6.1 – Технічні характеристики верстатів-качалок

Марка	Вантажо- підйом- ність, т	Довжина ходів точки підвішування штанг, мм	Кількість ходів за 1 хвилину	Маса верстата з двигуном, т	Система врівнова- ження
СКН2- 615	2	300, 450, 600	4,7–15	2,0	Балан- сирна
СКН3- 1515	3	450, 600, 750, 900, 1 050, 1 200, 1 350, 1 500	4,7–15	4,5	Комбіно- вана
СКН5- 3015	5	900, 1 200, 1 500, 1 800, 2 100, 2 400, 2 700, 3 000	4,7–15 (6–12)	11,2	Комбіно- вана
СКН10- 3315	10	1 200, 1 500, 1 800, 2 100, 2 400, 2 700, 3 000, 3 300	4,5–15	17,5	Криво- шипна (роторна)
СКН10- 3012	10	1 200, 1 800, 2 400, 3 000	6–12	22,0	Криво- шипна (роторна)

Обладнання устя (рис. 6.8). Це обладнання повинно забезпечити герметичність устя, підвішування труб, відведення без втрат нафти із свердловини під час роботи насоса та відбирання газу з міжтрубного простору. На колонний фланець 1 установлюють планшайбу 2 з підвішеними на ній трубами 3. У планшайбі просвердлений отвір для відведення газу із затрубного простору. У верхню муфту 4 труб угвинчують трійник 5 для відведення нафти. Вище трійника для його

герметизації та пропуску полірованого штока 7 встановлюють сальник 6, набивку якого ущільнюють зверху кришкою 8.

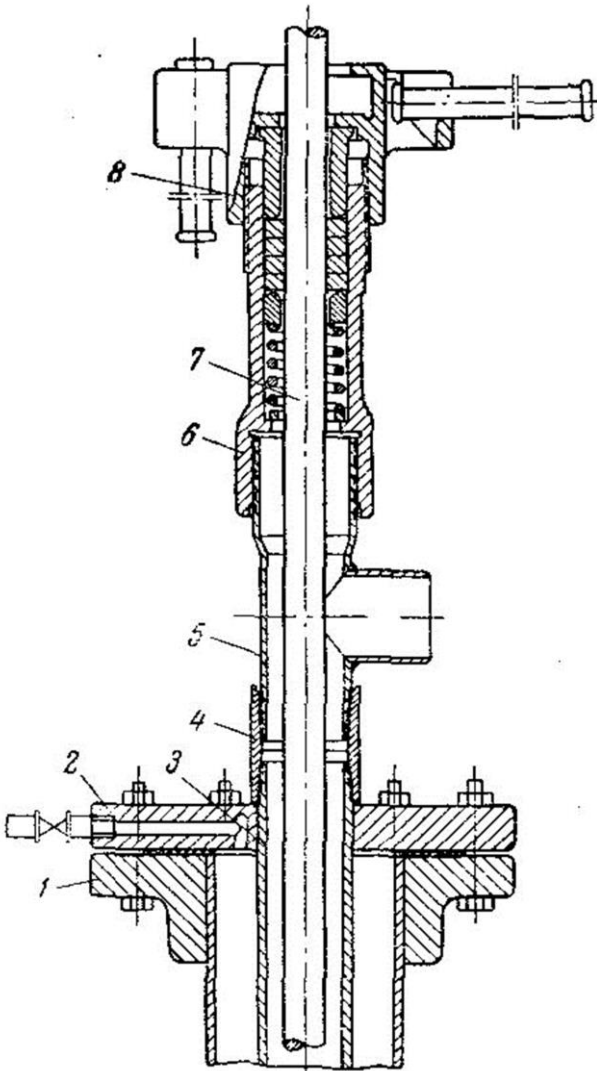


Рисунок 6.8 – Обладнання устя насосної свердловини:
1 – фланець; 2 – планшайба; 3 – труби; 4 – муфта; 5 – трійник;
6 – сальник; 7 – шток; 8 – кришка

Штанги зі штоком підвішують на головці балансира за допомогою канатної підвіски (рис. 6.9). Підвіска складається з нижньої 2 та верхньої 7 траверс. У нижню траверсу вварені втулки, що є опорами верхньої траверси. У втулках розміщені клинові затискачі 6 для каната 10. Між траверсами розміщені два підйомних гвинти 4, за допомогою яких верхню траверсу можна підняти над нижньою. Полірований шток кріплять на верхній траверсі затискнутою втулкою 11 та клиновим захватом 8. Штанги і шток підвішують на канаті 10 до головки балансира на виконаний спеціально для цього ролик із канавкою.

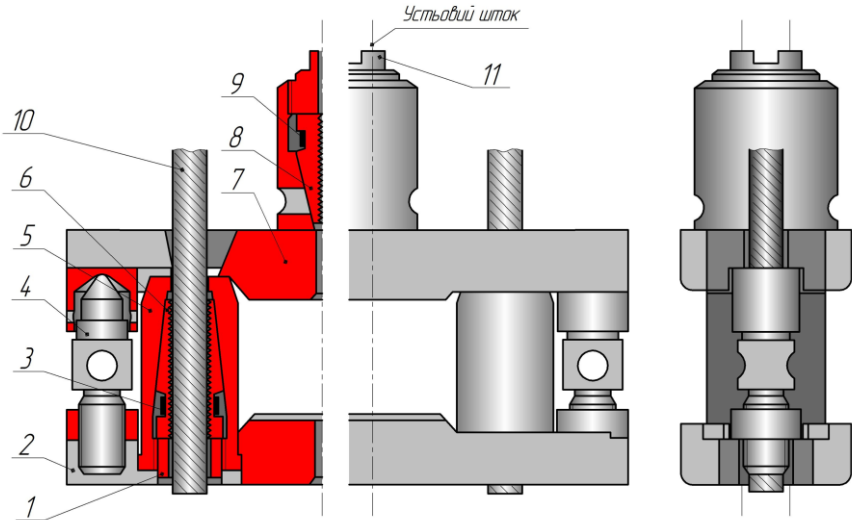


Рисунок 6.9 – Канатна підвіска:

1, 11 – затискні гайки; 2 – нижня траверса; 3, 9 – пружини плашок; 4 – підйомний гвинт; 5 – втулка канатного затискача; 6, 8 – клинові плашки; 7 – верхня траверса; 10 – канатна петля

6.3 Визначення основних параметрів

При переміщенні плунжера вгору на величину його ходу s_{II} витискається об'єм рідини

$$q_1 = s_{II} \cdot (F - f),$$

де F – площа перерізу плунжера (або циліндра насоса);
 f – площа перерізу штанг.

При переміщенні плунжера вниз на ту саму величину s_{Π} витискається додатний об'єм рідини

$$q_2 = s_{\Pi} \cdot f.$$

За повний (подвійний) хід плунжера подача насоса дорівнює сумі подач за хід вгору та вниз:

$$q = q_1 + q_2 = s_{\Pi} \cdot (F - f) + s_{\Pi} \cdot f = F \cdot s_{\Pi}.$$

Якщо плунжер робить n ходів за 1 хвилину, то хвилинна подача дорівнюватиме $(q \cdot n)$. Помноживши на число хвилин за 1 добу, отримаємо добову подачу в одиницях об'єму:

$$Q = F \cdot s_{\Pi} \cdot n \cdot 60 \cdot 24 = 1440 \cdot F \cdot s_{\Pi} \cdot n. \quad (6.1)$$

Між плунжером та точкою підвішування штанг, тобто головкою балансира, від якого плунжеру передається зворотно-поступальний рух, знаходиться довга колона штанг, яку необхідно розглядати як пружний стрижень. Тому рух плунжера ні за амплітудою, ні за фазою не збігається з рухом точки підвішування. Іншими словами, хід плунжера s_{Π} не дорівнює ходу точки підвішування s . Дійсний хід плунжера не підлягає прямому вимірюванню. Хід точки підвішування підлягає вимірюванню та є відомим із паспортної характеристики верстата-качалки.

Тому до формули (6.1) замість s_{Π} підставляють s , при цьому отримують так звану теоретичну подачу

$$Q_T = 1440 \cdot F \cdot s \cdot n. \quad (6.2)$$

Дійсна подача Q_d , виміряна на поверхні після сепарації та охолодження нафти, як правило, менша за теоретичну внаслідок цілого ряду причин. Відношення Q_d до Q_T називають коефіцієнтом подачі насоса:

$$\eta = \frac{Q_d}{Q_T}. \quad (6.3)$$

Для кожної конкретної свердловини величина η є показником правильності вибору обладнання та режиму відкачування установки. Нормальним вважається, якщо $\eta > 0,6 - 0,65$.

На коефіцієнт подачі штангового насоса впливають постійні та змінні фактори.

До постійних факторів можна віднести:

- вплив вільного газу у відкачуваній суміші;
- зменшення корисного ходу плунжера порівняно з ходом точки підвішування штанг за рахунок пружних деформацій насосних штанг і труб;
- зменшення об'єму відкачуваної рідини (усадка) внаслідок її охолодження на поверхні та дегазації в сепараційних пристроях.

До змінних із часом факторів можна віднести:

- витоки між циліндром та плунжером, що залежать від ступеня зношення насоса та наявності абразивних домішок у відкачуваній рідині;
- витоки у клапанах насоса внаслідок їх немиттєвого закриття і відкриття та в основному внаслідок їх зношування та корозії;
- витікання через нещільності в муфтових з'єднаннях НТК, які весь час зазнають змінних навантажень.

6.4 Експлуатація штангових насосів у складних умовах

Значна кількість свердловин працює у складних умовах (при значній кількості вільного газу, що надходить до насоса разом із нафтою, винесенням з пласта піску, відкладеннях у насосі та трубах парафіну і солей, кривизні стовбура свердловини тощо). Для боротьби з цими ускладненнями розроблено комплекс захисних пристроїв і технологічних прийомів.

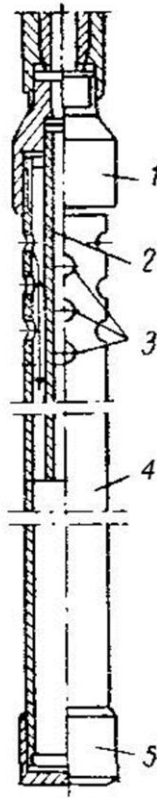


Рисунок 6.10 – Газовий якір:

1 – перевідник; 2 – всмоктувальна труба; 3 – отвори в корпусі якоря; 4 – корпус якоря; 5 – заглушка

Боротьба з газом та піском. Для запобігання надходженню газу або піску в циліндр насоса застосовують газові та піщані якорі або комбіновані газопіщані якорі різних конструкцій, які встановлюють на вході в насос. На рисунку 6.10 зображений газовий якір, що складається з корпусу 4 з отворами 3 та заглушки 5. Газорідинна суміш до надходження до насоса двічі змінює напрямок свого руху, що сприяє відділенню газу від нафти. Газ відводиться при цьому в затрубний простір свердловини у газозбиральну мережу. Площу кільцевого перерізу якоря підбирають відповідно до

продуктивності насосної установки з таким розрахунком, щоб забезпечити мінімальну швидкість потоку, меншу за швидкість спливання газових пухирців визначеного розміру.

На рисунку 6.11 наведені інші конструктивні схеми газових якорів.

Схема одного із піщаних якорів наведена на рис. 6.12. Рідина з піском зі свердловини надходить по внутрішній трубці. У насос рідини потрапляє по кільцевому простору, площа перерізу якого більша за площу поперечного перерізу внутрішньої трубки. Внаслідок повороту струменя та зменшення його швидкості пісок осідає у піщану камеру. Пісок з якоря видаляють, відгвинтивши заглушку після підняття насоса з якорем на поверхню.

Газопіщаний якір виготовляють із комбінації газового та піщаного якорів. Він складається з газової та піщаної камер (рис. 6.13). У верхній частині газової камери просвердлені отвори для входу рідини у якір. У верхній камері від нафти відділяється газ. Дегазована рідина з піском через отвір у муфті, який з'єднує обидві камери, надходить по внутрішній трубці у піщаний якір. Рідина, вільна від піску, кільцевим простором надходить через отвори у з'єднувальній муфті до входу у насос. За великої кількості піску якір швидко забивається та виходить із ладу. Для перешкоджання цього необхідно забезпечити винесення піску на поверхню. Цього можна досягнути, підливаючи рідину в затрубний простір.

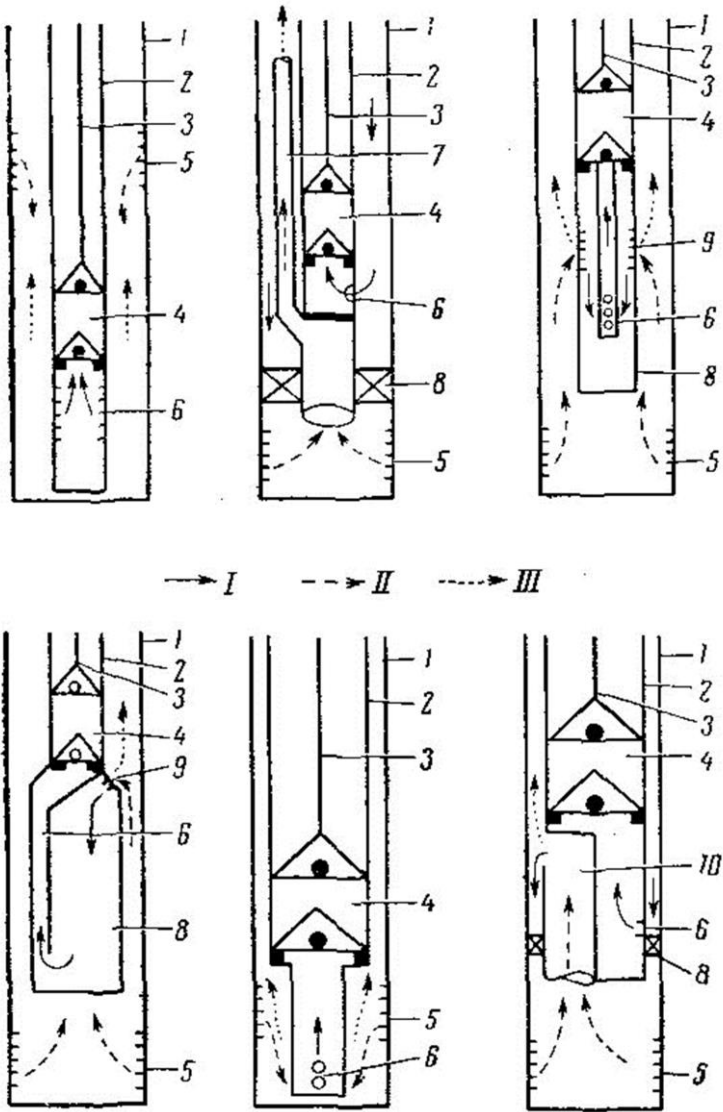


Рисунок 6.11 – Різні типи газових якорів:

I – нафта; II – газорідинна суміш; III – газ;

1 – обсадна колона; 2 – насосно-компресорні труби;

3 – штанги; 4 – насос; 5 – продуктивний пласт; 6 – вхід у насос;

7 – відповідна трубка; 8 – пакер; 9 – перфорована частина;

10 – приймальна трубка

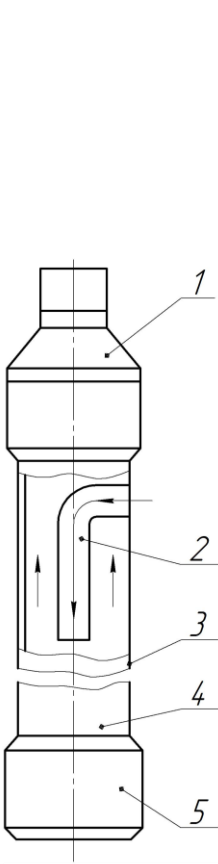


Рисунок 6.12 – Піщаний якір оберненого типу:

1 – перевідник; 2 – трубка для введення рідини; 3 – корпус якоря; 4 – піщана камера; 5 – заглушка

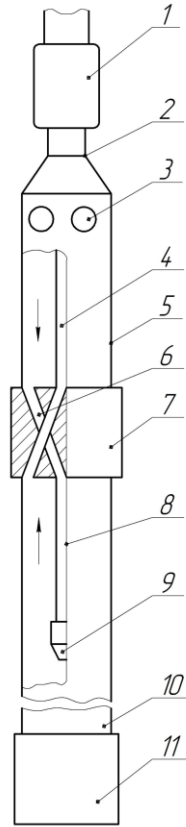


Рисунок 6.13 – Газопіщаний якір:

1 – глибокий насос; 2 – перевідник; 3 – отвір; 4 – усмоктувальна трубка; 5 – газова камера; 6 – отвір; 7 – спеціальна муфта; 8 – ввідна трубка; 9 – насадка; 10 – піщана камера; 11 – заглушка

Застосування порожнистих штанг. Для кращого винесення піску іноді успішно застосовують насосні установки з порожнистими (трубчастими) штангами. Такі установки є одночасно й ланкою, що передає плунжеру насоса рух від обладнання на поверхні, і трубопроводом для відкачуваної зі свердловини рідини. Порожністі штанги дозволяють підіймати до устя свердловини нафту, воду, газ, пісок та парафін. Хоча при цьому і не усувається небезпека накопичення механічних частинок у затрубному просторі. Висока швидкість руху рідини, характерна для порожнистих штанг, сприяє винесенню піску та інших механічних домішок на поверхню. Проте порожністі штанги мають і недоліки. Під час видобування високопарафіністих нафт необхідно більш ретельно (порівняно з насосно-компресорними трубами) очищувати їх внутрішні стінки. Цей недолік частково компенсується тим, що порожністі штанги для очищення не потрібно підіймати на поверхню.

На практиці використовують три варіанти роботи глибинного насоса з порожнистими штангами, як це показано схематично на рис. 6.14 (початок ходу вниз). Ці варіанти пов'язані з розмірами порожнистих штанг 1, нагнітального клапана 2, циліндра насоса 3 та всмоктувального клапана 4.

У першому варіанті діаметр плунжера та внутрішній діаметр порожнистих штанг однакові (рис. 6.14 а). При цьому навантаження, обумовлене вагою стовпа рідини, повністю передається на всмоктувальний клапан 4 і сила дії рідини на штанги дорівнює нулю.

У насосі другого типу внутрішній діаметр порожнистих штанг більший за діаметр плунжера (рис. 6.14 б). У цьому випадку стовп рідини частково діє на всмоктувальний клапан насоса, частково на колону штанг, при цьому частина рідини переміщується разом зі штангами униз, набираючи від'ємного прискорення.

У насосі третього типу діаметр плунжера більший за внутрішній діаметр порожнистих штанг (рис. 6.14 в). При цьому навантаження, обумовлене вагою рідини у порожнистих штангах та насосі, передається на всмоктувальний клапан

останнього. У результаті виникає сила, що дорівнює добутку різниці площ плунжера та порожнистих штанг на градієнт тиску й на глибину спускання насоса; ця сила перешкоджає руху колони штанг та прагне виштовхнути рідину нагору.

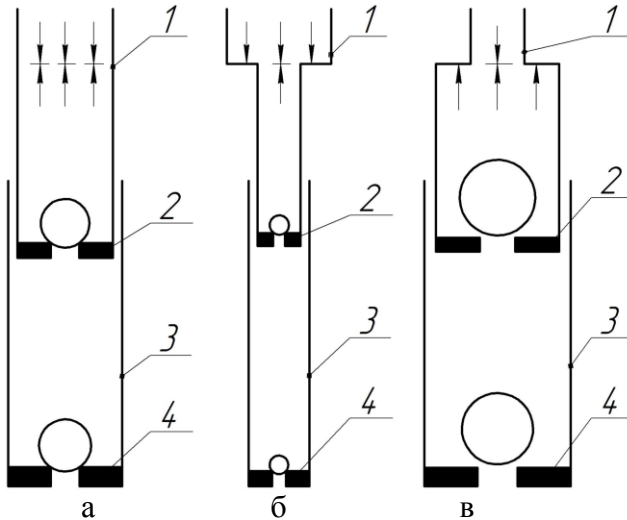


Рисунок 6.14 – Схеми роботи глибокого насоса з порожнистими штангами:

1 – штанги; 2 – нагнітальний клапан; 3 – циліндр насоса;
4 – усмоктувальний клапан

Контрольні питання до розділу 6

1 Опишіть загальну схему штангової насосної установки.

2 Які елементи входять до складу наземного обладнання штангової насосної установки?

3 З яких елементів складається штанговий свердловинний насос?

4 Які існують конструктивні схеми штангових насосів?

5 Які типи плунжерів застосовуються у штангових насосах?

- 6 Опишіть конструкцію клапанів штангових насосів.
- 7 З яких елементів складається верстат-качалка?
- 8 Що входить до складу обладнання устя?
- 9 Які фактори впливають на подачу штангового насоса?
- 10 Яким чином відбувається захист штангового насоса від газу та піску?
- 11 Яким чином працює газовий якір?
- 12 З якою метою застосовують порожнисті штанги?

Розділ 7

Експлуатація свердловин безштанговими насосами

У штанговій насосній установці найбільш відповідальна та слабка ланка – колона насосних штанг. У зв'язку з цим було розроблено насосні установки нових типів із перенесенням привода (первинного двигуна) у свердловину до насоса. До них відносять установки занурюваних відцентрових та гвинтових насосів.

Схема встановлення відцентрового електронасоса

Установки занурюваних відцентрових електронасосів (УЕЦН) складаються із занурюваного агрегата, обладнання устя, електрообладнання та НКТ (рис. 7.1).

Занурюваний агрегат складається з відцентрового електронасоса 5, гідрозахисту та електродвигуна 3. Він спускається до свердловини на колоні НКТ 7, яка підвішується за допомогою устьового обладнання 11, встановленого на колонній головці експлуатаційної колони 1. Електроенергія від промислової мережі через трансформатор 14 та станцію керування 13 кабелем 8, прикріпленим до зовнішньої поверхні НКТ кріпильними поясами 9 (хомутами), подається на електродвигун 3, із ротором якого з'єднаний вал відцентрового електронасоса 5 (ЕЦН). ЕЦН подає рідину по НКТ на поверхню. Вище від насоса встановлений зворотний шаровий клапан 6, який полегшує пуск установки після її простою, а над зворотним клапаном – спускний клапан для зливання рідини з НКТ під час її підняття. Гідрозахист містить в собі компенсатор 2 та протектор 4.

Занурюваний насос, електродвигун і гідрозахист поєднані між собою фланцями та шпильками. Вали насоса, двигуна та гідрозахисту мають на кінцях шліци та з'єднуються між собою шліцьовими муфтами.

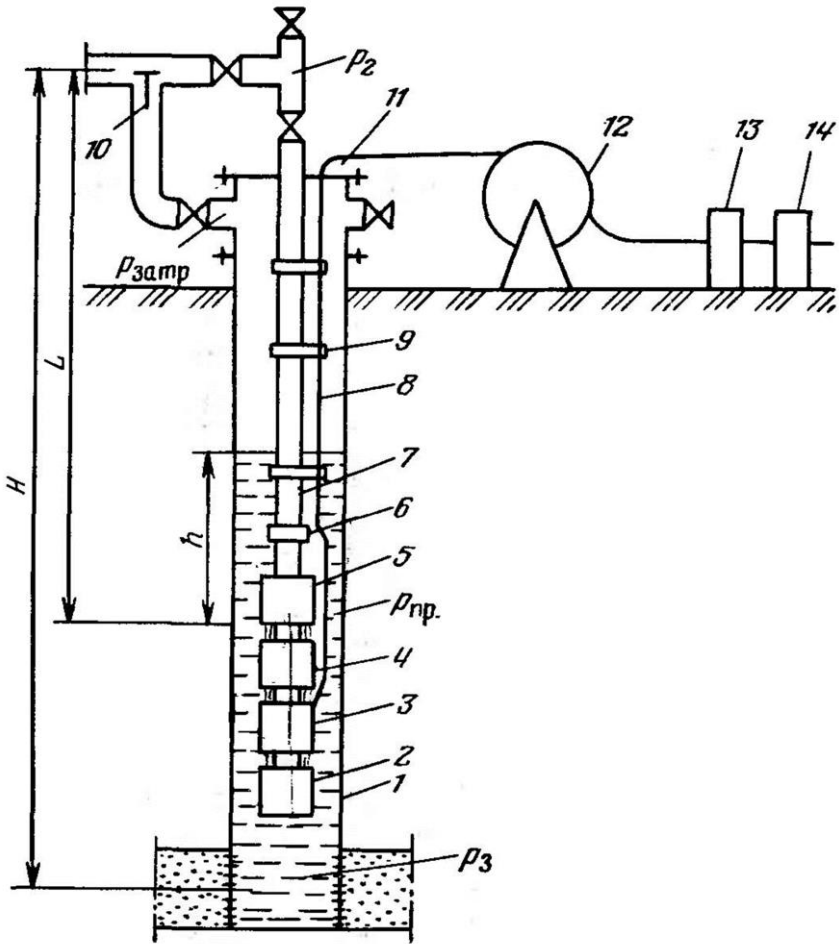


Рисунок 7.1 – Схема встановлення занурюваного відцентрового електронасоса:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – компенсатор; 3 – електродвигун;
 4 – протектор; 5 – відцентровий електронасос; 6 – зворотний та спускний клапани; 7 – насосно-компресорні труби;
 8 – електричний кабель; 9 – кріпильний пояс; 10 – зворотний перепускний клапан; 11 – обладнання устя; 12 – барабан для кабелю; 13 – станція керування; 14 – трансформатор

Основні вузли установки відцентрового електронасоса

Установки ЕЦН випускають для експлуатації високодебетних, обводнених, глибоких та нахилених свердловин із дебетом 25–1300 м³/доб та висотою піднімання рідини 500–2000 м.

Залежно від поперечного розміру занурюваного агрегата УЕЦН розділяють на три умовні групи 5, 5А і 6 із діаметрами відповідно 92, 103 і 114 мм. Вони призначені для експлуатації свердловин із внутрішніми діаметрами експлуатаційних колон відповідно не менше ніж 121,7; 130; 144,3 мм, а установки УЕЦН 6-500-1100 та УЕЦН 6-700-800 – для свердловин діаметром експлуатаційної колони 148,3 мм.

Як приклад наведемо три шифри установок: УЕЦН 5-130-1200, У2ЕЦНИ 6-350-1100 і УЕЦН 5-180-1200, де крім УЕЦН прийняті такі позначення: 3 – модифікація; 5 – група насоса; 130 – подача, м³/доб; 1 200 – створюваний напір, м; И – зносостійке виконання; К – корозійностійке виконання (інші позначення аналогічні).

Розглянемо основні вузли установок УЕЦН.

Відцентрові електронасоси – це занурювані, відцентрові, секційні, багатоступінчасті насоси (рис. 7.2). За принципом дії вони не відрізняються від звичайних відцентрових насосів, що застосовуються для перекачування рідини.

Секції 1 і 2, з'єднані фланцевими з'єднаннями, є металевими корпусами 8, виготовленими зі сталеві труби довжиною до 5,5 м. У корпус секції вставляється пакет ступенів, які складаються з робочих коліс 7 та напрямних апаратів 6, зібраних на валу 9. Робочі колеса встановлюють на валу на поздовжній механічній шпонці, вони мають можливість переміщення в осьовому напрямку. Напрямні апарати закріплені від повороту у корпусі гайкою-ніпелем, розміщеним у верхній частині корпусу. Число ступенів змінюється від 127 до 413.

Знизу в корпус угвинчується основа 13 насоса з приймальними отворами та фільтром-сіткою 14, через які рідина зі свердловини надходить до насоса.

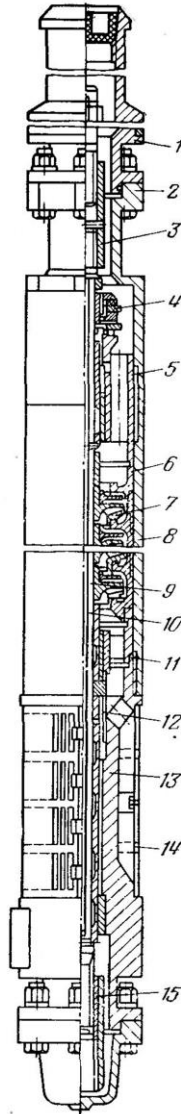


Рисунок 7.2 – Занурюваний відцентровий електронасос:

- 1 – верхня секція; 2 – нижня секція; 3 – шлицьова муфта;*
- 4 – опорна п'ята; 5 – корпус підшипників; 6 – напрямний апарат;*
- 7 – робоче колесо; 8 – корпус; 9 – вал; 10 – шпонка; 11 – підшипник*
- ковзання; 12 – захисна втулка; 13 – основа; 14 – фільтр;*
- 15 – привідна муфта, закрита захисною кришкою*

Верхній кінець вала обертається у підшипнику ковзання та закінчується п'ятою 4, яка сприймає навантаження на вал. Радіальні зусилля у насосі сприймаються підшипниками ковзання 11.

У верхній частині насоса (верхній секції 1) міститься ловильна головка, у якій розміщений зворотний клапан і до якої кріпляться НКТ.

Занурюваний електродвигун. Як привод насоса використовують занурюваний, трифазний, асинхронний із короткозамкненим багатосекційним ротором вертикального виконання, маслозаповнений електродвигун ПЕД (рис. 7.3). Занурюваний двигун складається із статора 10, ротора 11, головки 7 та основи 12. Корпус статора виготовляють зі сталевій труби, на кінцях якої передбачена нарізка для приєднання головки та основи двигуна. Магнітопровід статора складається з активних та немагнітних шихтованих пластин, що мають пази, у яких розміщена обмотка. Фази обмотки з'єднують у зірку. До кінців обмотки статора припаяні спеціальні вивідні кінці, виготовлені з багатожильного мідного проводу з ізоляцією, яка має високу електричну та механічну міцність. Вивідні кінці обмотки з'єднують із кабелем через спеціальну ізоляційну штепсельну колодку (муфту для двигунів діаметром 117 мм) кабельного вводу 3.

Двигун заповнюють спеціальним, малов'язким, високої діелектричної міцності маслом, що служить як для охолодження, так і для змащування. Додаткову циркуляцію масла та змащування підшипників ротора забезпечує турбінка 9. Фільтр 8 очищує масло. У головці двигуна розміщені п'ята 5 та підп'ятник 6.

Занурювані електродвигуни мають такі шифри: ПЕД 125-138АВ5, де 125 – номінальна потужність, кВт (16–125 кВт); 138 – діаметр корпусу, мм (108–138 мм); АВ5 – серія двигуна. Під час роботи електродвигуна серії АВ5 температура оточуючого середовища не повинна перевищувати 50–70 °С. Для занурюваних електродвигунів лінійна напруга становить

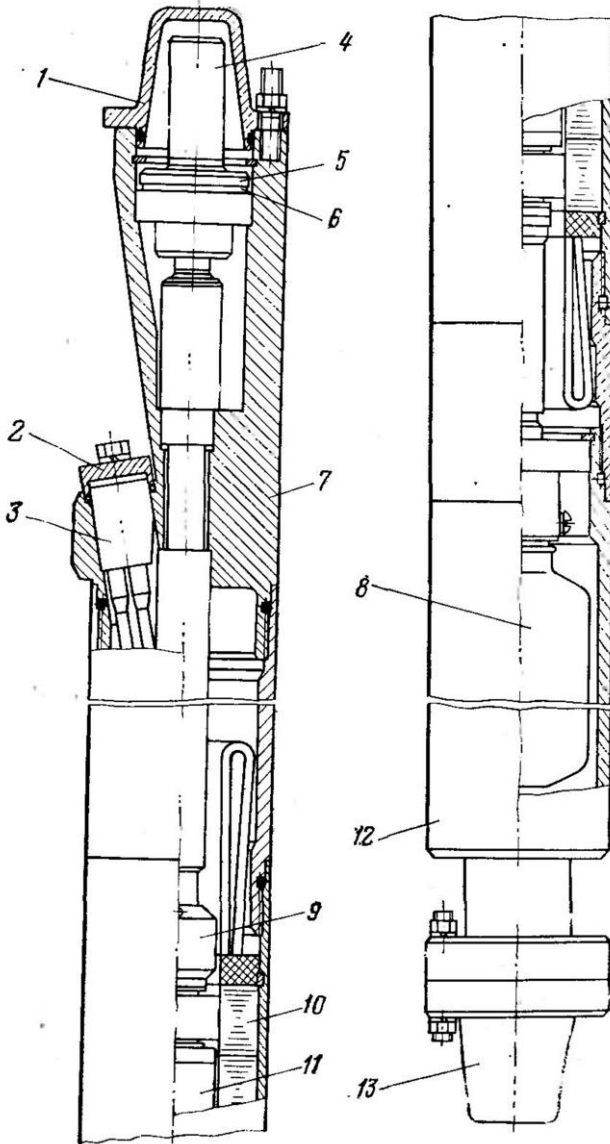


Рисунок 7.3 – Занурюваний електродвигун:

- 1 – кришка захисна верхня; 2 – кришка захисна кабельного вводу;
- 3 – колодка кабельного вводу; 4 – муфта шліцьова;
- 5 – п'ята; 6 – підп'ятник; 7 – головка; 8 – фільтр; 9 – турбінка;
- 10 – статор; 11 – ротор; 12 – основа; 13 – кришка захисна нижня

380–2 300 В, номінальна сила току – 24,5–86 А за частотою 50 Гц. Частота обертання ротора 3 000об/хв.

Гідрозахист призначений для захисту ПЕД від проникнення у його порожнину пластової рідини. Вона складається з протектора та компенсатора (див. рис. 7.1).

Протектор установлюють між ЕЦН та ПЕД. Він має дві камери, розділені еластичною гумовою діафрагмою та заповнені маслом. Протектор забезпечує змащування упорного підшипника, який сприймає осьове навантаження від валу ЕЦН, та захищає ПЕД від проникнення у його порожнину свердловинної рідини. Вирівнювання тиску у протекторі та у свердловині забезпечується зворотним клапаном, розміщеним у нижній частині протектора. Пробку зворотного клапана необхідно викручувати перед спусканням занурюваного агрегата в свердловину.

Компенсатор приєднується до основи ПЕД. Він складається з маслозаповненої камери, утвореної еластичною гумовою діафрагмою та захищеною від пошкодження сталевим корпусом. Порожнина за діафрагмою сполучається зі свердловинними отворами. Компенсатор захищає ПЕД від проникнення в його порожнину свердловинної рідини.

Кабель. Із поверхні до занурюваного агрегата підводять живильний, поліетиленовий (ізоляція одним або двома шарами), броньований (еластична сталева оцинкована стрічка) круглий кабель (типу КПКБ), а у межах занурюваного агрегата – плаский (типу КПБП). Кабелі беруть із врахуванням на максимальну глибину підвішування агрегата, а залишок залишають на кабельному барабані (див. рис. 7.1). Втрати напруги в кабелі становлять 25–125 В на 1 000 м.

Станція керування забезпечує вмикання та вимикання установки, самозапуск після повернення напруги, що зникла, та аварійне відключення (перевантаження, коротке замикання, коливання тиску, відсутність припливу в насос тощо).

Трансформатори підвищують напругу подання електроенергії від напруги промислової мережі (380 В) до

напруги живильного струму у ПЕД (350–6 000 В) з урахуванням втрат напруги у кабелі.

Обладнання устя свердловини (ОУЕ) забезпечує муфтове підвішування НКТ, герметизацію устя (виведення кабелю та НКТ), подачу продукції та регулювання режиму експлуатації і можливість проведення різних технологічних операцій (рис. 7.4). Герметичність виводу кабелю та НКТ досягається за

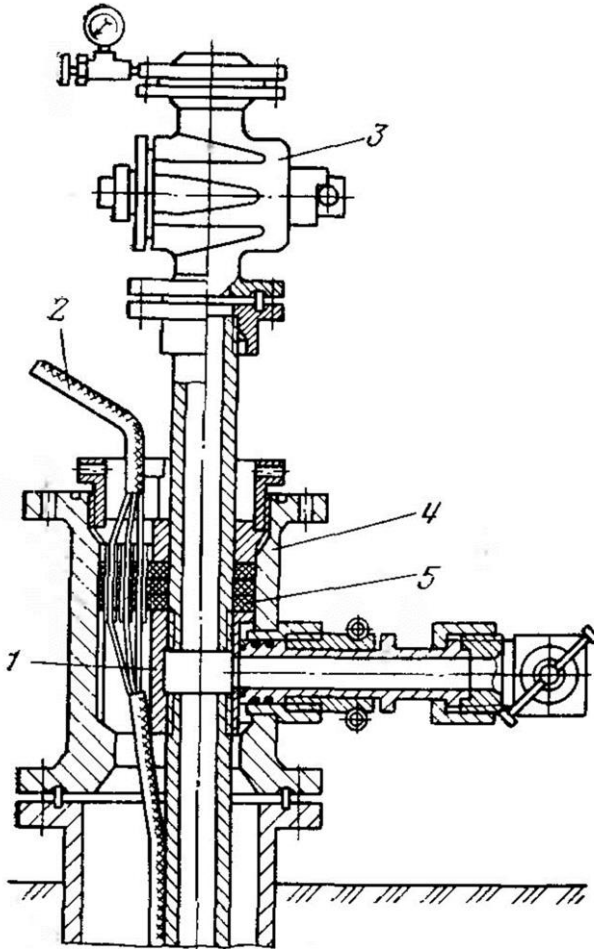


Рисунок 7.4 – Обладнання устьове:

1 – труба підвіска; 2 – кабель; 3 – кран пробковий прохідний;
4 – корпус; 5 – манжета

допомогою рознімного конусу, що вставляється у хрестовину, гумового ущільнення та фланця. Для відведення затрубного газу до лінії нафтогазозбирання монтується зворотний клапан.

Вибирання установок відцентрових електронасосів для свердловин

Під час вибирання УЕЦН для свердловини керуються паспортною (заводською) характеристикою насоса – залежностями напору H , споживаної потужності N та коефіцієнта корисної дії η від подачі Q насоса. Ймовірна характеристика роботи насоса в конкретній свердловині може істотно відрізнятись від паспортної внаслідок якості виготовлення насоса, відмінності в'язкості перекачуваної рідини від в'язкості води та наявності у продукції свердловини вільного газу.

Для вибору УЕЦН на умовну напірну характеристику свердловини $H_C(Q)$ накладаємо характеристику $H(Q)$ такого насоса, який забезпечує в області максимального значення η подачу, що дорівнює заданому дебету, і $H \geq H_C$ (рис. 7.5).

Умовна напірна характеристика свердловини є залежністю між дебетом Q та напором H_C , необхідним для підйому рідини на поверхню:

$$H_C = h'_d + \frac{p_2}{\rho g} + h_{TP} - h_G, \quad (7.1)$$

- де h'_d – відстань від устя до динамічного рівня;
 p_2 – устьовий тиск;
 ρ – середня густина рідини у НКТ;
 g – прискорення вільного падіння;
 h_{TP} – втрати напору на тертя під час руху рідини у НКТ;
 h_G – висота піднімання рідини у НКТ за рахунок енергії газу, що виділяється з нафти.

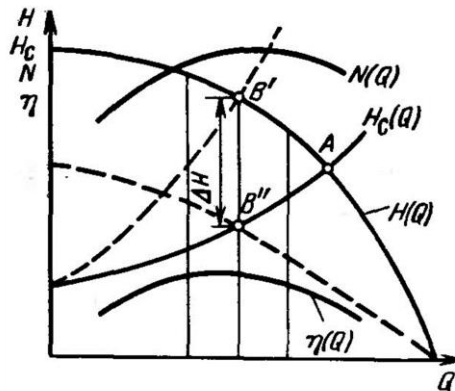


Рисунок 7.5 – Узгодження напірних характеристик свердловини та ЕЦН змінюю характеристик свердловини або насоса:

$H_c(Q)$ – напірна характеристика свердловини;
 $H(Q)$ – напірна характеристика насоса; $\eta(Q)$ – коефіцієнт корисної дії насоса; $N(Q)$ – споживана насосом потужність.

Пунктирною лінією позначені зміни напірних характеристик

Величину h_{TP} обчислюють за формулою Дарсі – Вейсбаха за заданого діаметра d НКТ.

Q , м ³ /доб	< 150	150–300	> 300
d , мм	50	63	76

Зазвичай $h_{TP} = 20\text{--}40$ м. Величину h_T можна оцінити за формулами, що описують роботу газорідного підйомника. Якщо прийняти $h_T = 0$, то розрахунковий запас підвищується. Задаючись рядом значень Q , будемо напірну характеристику свердловини $H_c(Q)$.

Точка A на рис. 7.5 характеризує спільну узгоджену роботу насоса та свердловини, проте не на оптимальному режимі роботи насоса. Відомі два методи регулювання та узгодження їх роботи. В області оптимального режиму узгодити роботу можна змінюю характеристики насоса або свердловини.

У першому випадку (точка B') необхідно збільшити устьовий тиск p_2 на величину $\Delta p = \Delta H \rho g$ за рахунок використання місцевого опору (устьовий штуцер). Проте це призводить до збільшення навантаження на підшипники насоса, погіршення використання пластової енергії, збільшення енергетичних витрат та необхідності застосування устьової арматури на підвищений тиск. Тому зазвичай регулюють роботу насоса, зменшуючи його напір (точка B''), шляхом видалення зайвих робочих ступенів та заміною їх на напрямні вкладиші. З кількістю робочих ступенів z насос створює напір H , а для створення напору H_C необхідна кількість ступенів z_C . Склавши пропорцію, знаходимо

$$z_C = \frac{z H_C}{H}. \quad (7.2)$$

Необхідно зняти ступенів

$$\Delta z = z - z_C = z \left(1 - \frac{H_C}{H} \right) = z \frac{\Delta H}{H}. \quad (7.3)$$

Обраний насос та занурюваний агрегат у цілому повинний відповідати габаритам свердловини.

Експлуатація свердловин занурюваними гвинтовими насосами

Принципова схема установки гвинтових електронасосів (УЕВН) аналогічна схемі УЕЦН. Основна відмінність полягає у використанні гвинтового насоса та іншого електродвигуна.

Робочий орган гвинтового насоса – однозахідний черв'ячний гвинт, що обертається у нерухомій обоймі. Гвинт виготовлений зі сталі або титанового сплаву, обойма гумова у сталевому корпусі. Внутрішня поверхня обойми є двозахідною гвинтовою поверхнею, що відповідає однозахідному гвинту. Крок гвинтової поверхні T_{II} удвічі більший за крок гвинта t_B , тобто $T_{II} = 2t_B$.

Поперечні перерізи обойми у будь-якому місці однакові, але повернені одне відносно одного навколо осі обойми. Через відстань уздовж осі, що дорівнює T_{II} , ці перерізи збігаються.

Гвинт та обойма по своїй довжині утворюють ряд послідовно замкнених порожнин, оскільки гребінь спіралі гвинта по всій довжині знаходиться у безперервному дотику з обоймою. Ці порожнини під час обертання гвинта переміщуються від входу насоса до його виходу. Оскільки під час обертання гвинт в осьовому напрямку не рухається, то рідина буде переміщуватися вздовж осі на відстань одного кроку при повороті гвинта на один оберт.

За принципом дії гвинтовий насос є об'ємним, а за способом передачі енергії рідині – ротаційним.

Конструкція свердловинного гвинтового насоса передбачає використання двох урівноважених гвинтів із правим 7 та лівим 4 напрямками спіралі (рис. 7.6). Осьові зусилля від гвинтів прикладені до ексцентрикової з'єднувальної муфти 5, розміщеної між ними, та взаємно компенсуються. Привод гвинтів здійснюється від розміщеного у нижній частині електродвигуна через протектор 10, ексцентрикову пускову муфту 9 та вал 8. Ексцентрикові муфти забезпечують необхідне обертання гвинтів 4 та 7. Пускова муфта здійснює пуск насоса при максимальному крутному моменті двигуна, відключає насос під час аварійного виходу з ладу, попереджує рух гвинта у зворотному напрямку під час вимкнення двигуна або неправильному підключенні живильного кабелю.

Підведення рідини відбувається через дві фільтрові приймальні сітки 2, розміщені уверху верхнього та унизу нижнього гвинтів. Відведення рідини відбувається у простір між гвинтами, далі вона проходить кільцем між корпусом обойми верхнього гвинта та кожухом насоса до багатофункціонального запобіжного клапана 1 поршнево-золотникового типу. Пройшовши через просвердлину повз запобіжний клапан, рідина надходить до шламової трубки та потрапляє до НКТ.

Запобіжний клапан пропускає рідину до НКТ під час спускання насоса до свердловини та з НКТ – під час піднімання, а також перепускає рідину з НКТ у затрубний простір під час зупинення насоса, недостатньому припливу з пласта, вмісті у рідині великої кількості газу, підвищенні устьового тиску вище

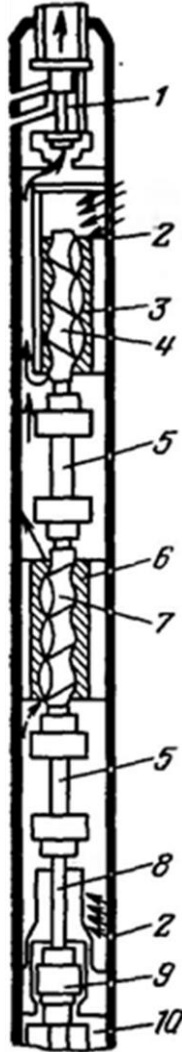


Рисунок 7.6 – Схема гвинтового свердловинного насоса:

- 1 – запобіжний клапан;
2 – фільтрова сітка; 3 – ліва обойма; 4 – лівий гвинт;
5 – ексцентрикова шарнірна з'єднувальна муфта; 6 – права
обойма; 7 – правий гвинт; 8 – вал;
9 – пускова муфта; 10 – протектор

від регламентованої величини (об'ємний насос не може працювати при закритому виході з нього). Шламова труба, що є заглушеним зверху патрубком із боковими отворами, запобігає потраплянню у насос механічних твердих частинок із поверхні та з відкачуваної рідини під час зупинок. Шлам збирається між внутрішньою поверхнею НКТ та зовнішньою поверхнею шламової труби.

Підбирання насосів аналогічне підбору ЕЦН.

Безштангові насоси інших типів

Різноманітність умов піднімання рідини у свердловині призвела до розроблення насосних способів із використанням гідропоршневих, діафрагмових, гідроімпульсних та інших насосів.

Основна відмінність експлуатації свердловин *гідропоршневими насосними установками* – передавання енергії до занурюваного поршневого насоса відбувається потоком рідини.

Гідропоршнева насосна установка (ГПНУ) складається із свердловинного насоса та гідродвигуна із золотниковим розподільником, об'єднаних у один агрегат – гідропоршневий насосний агрегат (ГПНА), НКТ, блок підготовки робочої рідини та силовий насосний блок.

ГПНА за принципом дії свердловинного насоса можна поділити на три групи відповідно до насосів одинарної, подвійної та диференційної дії (рис. 7.7).

Робоча рідина безперервно нагнітається з поверхні силовим насосом насосного блоку по каналу 3 до гідродвигуна 4. Золотник, суміщений із гідродвигуном, перемикає подання робочої рідини по чергово в порожнини над і під поршнем 5 гідродвигуна та відповідно вихід відпрацьованої рідини у канал 2 із порожнин під та над поршнем. Оскільки нагнітальний тиск робочої рідини істотно більший за тиск відповідної робочої рідини, то під дією перепаду тиску між цими порожнинами поршень гідродвигуна здійснює зворотно-поступальні рухи вверх та вниз.

Конструктивно золотник виконаний у вигляді фасонної втулки, яка переміщується у своєму циліндрі з підвідними та відвідними каналами й керується штоком 6 поршня гідродвигуна.

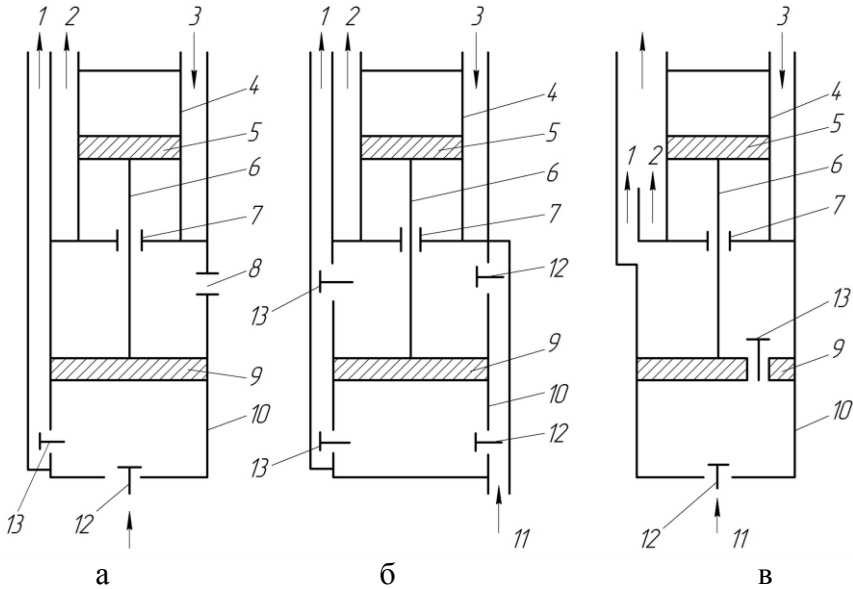


Рисунок 7.7 – Принципові схеми гідропоршневих насосів одинарної (а), подвійної (б) та диференційної (в) дії:

- 1 – вихід свердловинної рідини; 2 – вихід робочої рідини; 3 – вхід робочої рідини; 4 – гідродвигун із золотником; 5 – поршень гідродвигуна; 6 – шток; 7 – ущільнення штоку; 8 – отвір; 9 – поршень свердловинного насоса; 10 – свердловинний насос; 11 – вхід свердловинної рідини; 12 – усмоктувальний клапан; 13 – нагнітальний клапан

Із поршнем 5 гідродвигуна шток 6 жорстко зв'язує поршень 9 свердловинного насоса 10, який також здійснює зворотно-поступальний рух. Насос відкачує рідину зі свердловини.

У насосі одинарної дії (рис. 7.7 а) під час ходу поршня 9 угору нагнітальний клапан 13 закритий, оскільки на нього діє значно більший тиск із боку лінії 1 виходу свердловинної рідини. Під час ходу поршня 9 униз закривається

всмоктувальний клапан 12 та відкривається нагнітальний клапан 13, рідина з циліндра насоса 10 витискається у лінію 1 виходу свердловинної рідини. Порожнина над поршнем через отвір 8 сполучається із затрубним простором свердловини.

У насосі подвійної дії (рис. 7.7 б) подача свердловинної рідини відбувається під час ходу поршня 9 угору та униз, тобто за інших рівних умов майже у два рази більше за подачу насоса одинарної дії. У них під час ходу поршня угору одночасно відбувається усмоктування у порожнину під поршнем та нагнітання рідини у лінію 1 з порожнини над поршнем.

Гідропоршневий насосний агрегат диференціального типу (рис. 7.7 в) працює за рахунок перепаду тиску Δp , створюваного різницею між тиском робочої рідини та тиском відкачуваної рідини. Поршень 9 насоса 10 виготовлений наскрізним, із розміщеним у ньому нагнітальним клапаном 13. Працює насос аналогічно ШСН. Рух поршневої групи униз відбувається під дією сили, що дорівнює добутку цього перепаду тиску на площу перерізу штоку. При цьому закривається всмоктувальний клапан 12, відкривається нагнітальний клапан 13 і у канал 1 виштовхується частина відкачуваної рідини в об'ємі штока б, який входить у циліндр насоса 10.

При крайньому нижньому положенні поршневої групи за допомогою поздовжньої канавки у штоку над та під золотником створюється тиск робочої рідини. Оскільки нижня головка золотника за діаметром більша від верхньої, то золотник під дією різниці сил (добуток тиску на площу) підіймається угору та сполучає порожнину над поршнем 5 двигуна з порожниною викиду свердловинної рідини 1. Оскільки над поршнем двигуна завжди діє тиск нагнітання, то на поршень 5 двигуна починає діяти сила, обумовлена перепадом тиску Δp , і система починає рух угору. При цьому закривається нагнітальний клапан 13, відкривається всмоктувальний клапан 12, відбувається нагнітання свердловинної рідини та всмоктування нової порції у циліндр насоса.

Різне розміщення робочих порожнин у двигунній та насосній частинах дозволяє створити багато схем ГПНА. Реалізовані зразки є в основному агрегатами з двигуном та насосом подвійної або диференціальної дії. Найбільш простими у конструктивному виконанні є ГПНА диференціального типу, проте в агрегатів подвійної дії більш високий коефіцієнт корисної дії та більш плавний режим роботи.

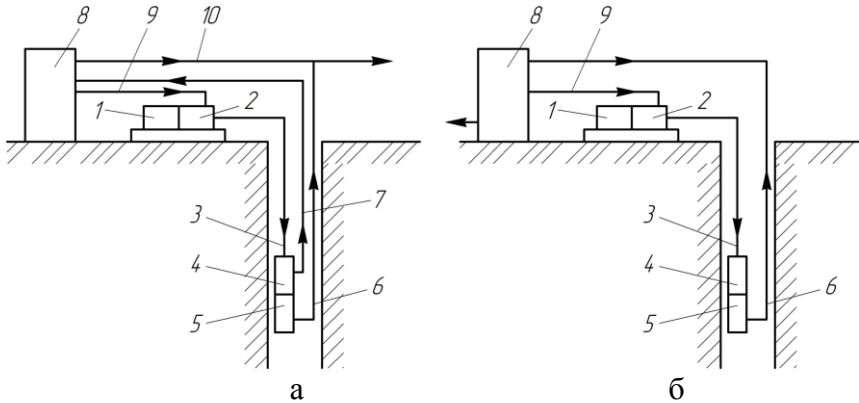


Рисунок 7.8 – Принципові схеми закритої (а) та відкритої (б) гідропоршневих насосних установок:

1 – електродвигун; 2 – силовий насос; 3 – лінія подачі робочої рідини; 4 – гідродвигун; 5 – свердловинний гідропоршневий насос; 6 – канал для відведення продукції свердловини; 7 – канал для відведення робочої рідини; 8 – блок підготовки робочої рідини; 9 – трубопровід для подачі робочої рідини; 10 – трубопровід для відведення свердловинної рідини

За типом принципової схеми циркуляції робочої рідини розрізняють відкриті та закриті ГПНУ. В установках із закритою схемою (рис. 7.8 а) робоча рідина з гідродвигуна та відкачувана свердловинна рідина підіймаються на поверхню своїми окремими каналами відповідно у блок підготовки та у нафтозбиральний промисловий трубопровід, тобто у свердловині необхідно мати три роздільних канали. В установках з відкритою схемою (рис. 7.8 б) робоча рідина, виходячи з гідродвигуна, змішується із продукцією зі свердловини та підіймається на поверхню загальним каналом,

тобто у цьому випадку необхідно мати лише два роздільних канали. Три канали можуть бути створені трьома рядами НКТ або двома рядами НКТ та пакером, а два канали – двома рядами НКТ або одним рядом НКТ та пакером.

За засобом спуску ГПНА у свердловину розрізняють ГПНА фіксовані (спускаються на колоні НКТ) та вільні (скидаються у свердловину).

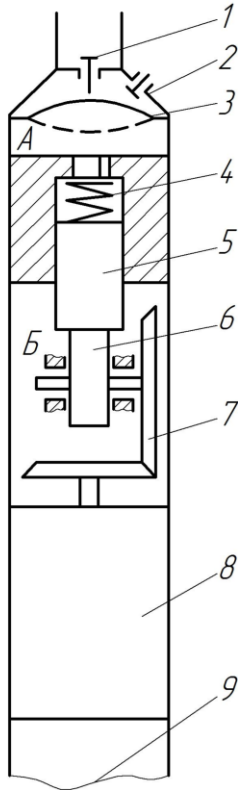


Рисунок 7.9 – Схема свердловинного діафрагмового насоса:
1 – нагнітальний клапан; 2 – усмоктувальний клапан; 3 – робоча діафрагма; 4 – пружина; 5 – поршень; 6 – ексцентрик; 7 – кутова зубчаста передача; 8 – електродвигун; 9 – діафрагма компенсатора

Діафрагмові електронасоси відносять до об'ємних насосів з електроприводом. Установка діафрагмового

електронасоса (УЕДН) складається із занурюваного насосного агрегата (насоса та електропривода), спущеного у свердловину на НКТ (рис. 7.9), кабелю, обладнання устя та поверхневої станції керування. При обертанні вала електродвигуна 8 та кутової зубчастої передачі 7 ексцентрик 6 обертається і поршень 5, притиснутий до ексцентрика пружиною 4, переміщується угору та униз. Порожнина А над поршнем та порожнина В привода заповнені маслом. Порожнина А містить строго визначений об'єм масла. Під час ходу поршня униз масло заповнює вивільнений об'єм та діафрагма 3 опускається униз (нижнє положення показане пунктиром). Тиск у робочій порожнині над діафрагмою під клапанами знижується, відбувається всмоктування рідини із свердловини через усмоктувальний клапан 2 у робочу порожнину. Під час ходу поршня 5 угору масло переміщує діафрагму угору та відбувається нагнітання рідини через нагнітальний клапан 1 до НКТ. Зміна об'єму порожнини В внаслідок руху поршня 5 компенсується діафрагмою 9, порожнина якої сполучена із свердловиною.

Свердловинні діафрагмові насоси призначені для роботи в умовах значного вмісту у рідині механічних домішок або для відкачування агресивних рідин. Їх міжремонтний період значно довший, ніж міжремонтний період свердловинних штангових насосів та ЕЦН.

Контрольні питання до розділу 7

- 1 З яких елементів складаються установки занурюваних відцентрових насосів?
- 2 З яких елементів складається занурюваний агрегат?
- 3 Опишіть конструкцію занурюваного відцентрового електронасоса.
- 4 Опишіть конструкцію занурюваного електродвигуна.
- 5 Які функції виконує гідрозахист?
- 6 За якими принципами вибирають установки відцентрових електронасосів для свердловин?

7 Якими способами можна регулювати режими роботи насоса та свердловини?

8 Опишіть конструкцію та принцип роботи гвинтового свердловинного насоса.

9 На які групи поділяють гідропоршневі насосні установки?

10 Опишіть конструкцію та принцип роботи діафрагмового свердловинного насоса.

Розділ 8

Система збирання та підготовки видобутої нафти

Видобута нафта – суміш нафти, газу, мінералізованої води, механічних домішок та інших супутніх компонентів – повинна бути збіраною з розосереджених на великій території свердловин та обробленою як сировина для отримання товарної продукції – товарної нафти, нафтового газу, а також пластової та стічної води, яку можна було б знову повертати в пласт.

8.1 Призначення та загальна характеристика системи збирання та підготовки нафти

Збирання видобутої нафти – це процес транспортування трубопроводами нафти, води та газу від свердловин до центрального збірного пункту (ЦЗП). Їх транспортують під дією напору, обумовленого тиском на усті свердловини, а точніше, його перевищенням над атмосферним тиском, різницею геодезичних відміток вхідної та вихідної точок трубопроводу (гористий рельєф місцевості), а також (за необхідності) створюваного насосами.

Отримання товарної продукції називають підготовкою видобутої нафти. Вона складається з технологічних процесів сепарації, стабілізації, зневоднення (деемільсації) та знесолення нафти, очищення стічної води від емульсованої нафти та механічних домішок (шламу), а також осушування (від водяної пари) та очищення (від сірководню та діоксиду вуглецю) нафтового газу. Первинну підготовку видобутої нафти на промислах виконують для зменшення транспортних витрат (відсутність перекачування води як баласту на нафтопереробний завод та назад для закачування у пласт), попередження утворення стійких емульсій, недопущення гідратуутворення у газопроводах, зменшення корозійного руйнування внутрішньопромислового, магістрального та заводського обладнання і трубопроводів під час транспортування нафти, газу та води.

Збирання та підготовка нафти – не два послідовних процеси, а єдина система перелічених технологічних процесів, коли збирання поєднується з підготовкою нафти. Система нафтогадозбирання та підготовки – це складний комплекс трубопроводів, блокового автоматизованого обладнання та апаратів, технологічно пов'язаних між собою. Вона повинна забезпечувати:

- попередження втрат нафтового газу та легких фракцій нафти від випаровування впродовж усього шляху під час руху;
- відсутність забруднення довкілля, спричиненого розливанням нафти та води;
- надійність функціонування кожної ланки та системи у цілому;
- високі техніко-економічні показники роботи.

8.2 Класифікація систем нафтогадозбирання, їх характеристика

Кожне нафтове родовище має свої особливості (властивості нафти, умови експлуатації свердловин, клімат, характер місцевості тощо). Тому єдиної універсальної системи нафтозбирання не існує.

За ступенем герметизації виділяють системи збирання відкриті, змішані (частково герметизовані), герметизовані; за кількістю збиральних трубопроводів для транспортування продукції свердловин – одно-, дво- та тритрунні; за величиною напору – самопливні, напірні (низько- та високонапірні); за типом вимірювально-сепараційних установок – з індивідуальними та груповими установками.

8.3 Сепарація та стабілізація нафти

Процес дегазації нафти може починатися вже у пласті при зниженні тиску, нижчого від тиску насичення. Під час збирання та підготовки нафти сепарацію здійснюють у різного роду сепараторах. Газонафтові сепаратори від газових

сепараторів, призначених для відділення газоконденсату, води та механічних домішок від природного газу, відрізняються тим, що в них оброблюється газорідинна суміш із порівняно малим вмістом газу (газовим фактором).

Конструкції сепараторів

Сепаратори, що застосовуються на нафтових промислах, можна поділити на групи:

- за призначенням – вимірювально-сепарувальні та сепарувальні;
- за геометричною формою та розміщенням у просторі – циліндричні, сферичні, вертикальні, горизонтальні, нахилені;
- за характером використання основних сил розділення фаз – гравітаційні, відцентрові (гідроциклонні) та інерційні (жалюзійні);
- за робочим тиском – високого (6,4–2,5 МПа), середнього (2,5–0,6 МПа), низького (0,6–0,1 МПа) тиску та вакуумні;
- за кількістю свердловин, що обслуговуються, – індивідуальні та групові;
- за кількістю розділюваних фаз – двофазові (газонафтові) та трифазові (газоводонафтові).

Сепаратори можуть істотно відрізнятися за своїми конструктивними ознаками та особливостями. Розглянемо деякі їх характерні типи.

На давно розроблюваних родовищах застосовують вертикальні газонафтові сепаратори або трапи (рис. 8.1).

Газорідинну суміш під тиском вводять через патрубок 1 у роздавальний колектор 2, що має на всій довжині щілину. Із щілини суміш витікає на нахилені площини б з невеликими порогами для інтенсифікації виділення нафти. У нижній частині під дією сил тяжіння збирається рідина, а у верхній – газ.

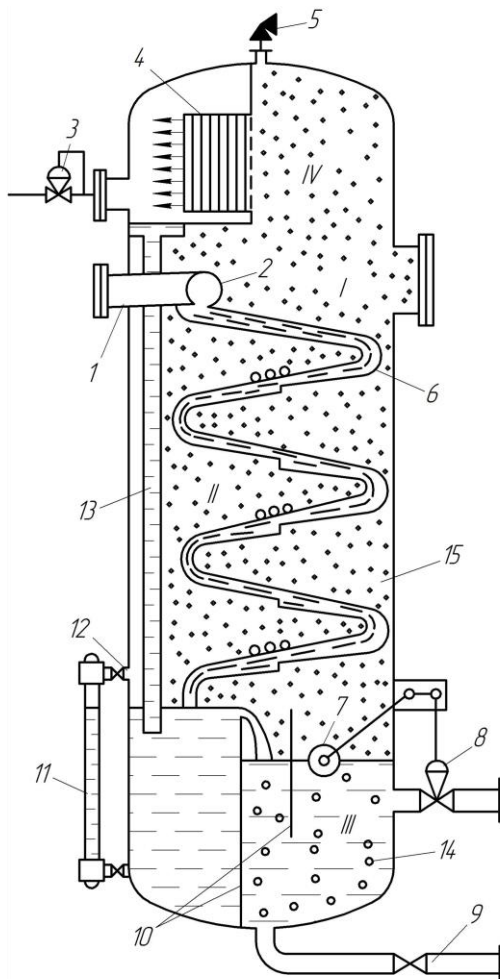


Рисунок 8.1 – Схема вертикального газонафтового сепаратора (трапа):

- 1 – введення газонафтової суміші; 2 – роздавальний колектор;
- 3 – регулятор тиску; 4 – краплевловлювальна насадка;
- 5 – запобіжний клапан; 6 – нахилені площини; 7 – датчик регулятора рівня поплавкового типу; 8 – виконавчий механізм скидання нафти; 9 – патрубок; 10 – заспокоювальні перегородки;
- 11 – водомірне скло; 12 – вимикальні крани; 13 – дренажна трубка;
- 14 – пухирці газу, що виносяться з нафтою із сепаратора;
- 15 – краплини рідини, що виносяться газом

Перегородки 10 служать для заспокоєння рівня рідини при пульсуючому потоку, а датчик регулятора рівня поплавкового типу 7 з виконавчим механізмом 8 – для циклічного виведення нафти із сепаратора. Через патрубков 9 періодично скидають накопичені механічні домішки. Водомірне скло 11 призначене для вимірювання кількості рідини, що подається.

У верхній частині сепаратора встановлена краплевловлювальна насадка 4 жалюзійного типу. Її робота ґрунтується на різних принципах: зіштовхування потоку з різного роду перегородками; зміни напрямку та швидкості потоку; використання відцентрової сили; застосування сіток. Виділена нафта стікає у піддон та по дренажній трубці 13 спрямовується до нижньої частини сепаратора. На лінії виведення газу встановлюють регулятор тиску 3, який підтримує постійний тиск у корпусі сепаратора. У верхній частині розміщений запобіжний клапан 5, який скидає газ при аварійному перевищенні тиску у сепараторі, вищому за допустимий.

У вертикальному сепараторі, як і у будь-якому іншому, можна виділити чотири секції (див. рис. 8.1): основну сепараційну (I), осаджувальну (II), вологонакопичувальну (III) та краплевловлювальну (IV).

Вертикальні сепаратори дозволяють достовірно визначити об'єм рідини (вимірювальний трап). Їх рекомендують використовувати за наявності піску у продукції свердловин. Більш висока якість розділення фаз забезпечується у горизонтальних сепараторах.

На I ступені сепарації ефективним є двофазовий сепаратор із попереднім відбором газу типу УБС (рис. 8.2).

На вході у сепаратор (у кінці збірного колектора) установлені депульсатор 5 та краплевловлювач 8. У депульсаторі відбуваються розшарування структури газорідної суміші, відбір газу та зменшуються пульсації витрати і тиску. Газорідна суміш зі збірного колектора підводиться нахиленим 1 (30–40°), горизонтальним 2 (довжиною

2–3 м) та нахиленим 3 (10–15°) довжиною 15–20 м трубопроводом. Із трубопроводу 3 у верхній частині (вище від рівня рідини у сепараторі) проводиться відбирання газу газовідвідними трубками 4 у газозбірний колектор депульсатора 5, що підводить газ у виносний краплевлловлювач (краплевідбійник) 8, у якому встановлюється для вирівнювання потоку газу перфорована перегородка 6 та жалюзійна касета 7. Із краплевлловлювача 8 газ спрямовується в ежектор 9 (не входить до комплекту установки) і далі у трубопровід на ГПЗ. Краплі нафти збираються та стікають у сепаратор. У сепараторі виділяється основна частина газу, який надходить в ежектор 9. Нафта йде на УПН.

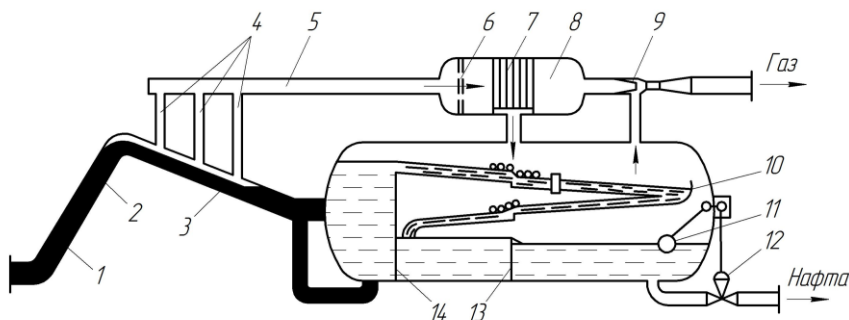


Рисунок 8.2 – Схема сепаратора I ступеня з попереднім відбиранням газу:

- 1, 3 – нахилені трубопроводи депульсатора; 2 – горизонтальний трубопровід; 4 – газовідвідні трубки; 5 – депульсатор;
 6 – перфорована перегородка; 7 – жалюзійна касета;
 8 – краплевлловлювач; 9 – ежектор; 10 – нахилені площини;
 11 – датчик регулятора рівня поплавкового типу; 12 – виконавчий механізм скидання нафти; 13 – заспокоювальні перегородки;
 14 – перегородка

Блокові сепараційні установки типу УБС випускаються на пропускну здатність за рідиною 1 500–16 000 м³/добу при газовому факторі 120 м³/т та робочому тиску 0,6 та 1,6 МПа.

Для відділення газу від нафти на I та наступних ступенях сепарації, включаючи гарячу (за високої температури) сепарацію на останньому ступені під вакуумом, випускають

нормальний ряд нафтогазових (двофазових) сепараторів типу НГС на пропускну здатність за нафтою 2 000–30 000 т/добу та за газом 150–4 400 тис. м³/добу. На відміну від установок УБС у них відсутній депульсатор, а два сітчастих краплевідбійники із в'язаного дроту встановлені в ємності сепаратора.

Для відділення нафти від води та газу застосовують трифазні сепаратори або установки з попереднім скиданням води (УПС) (рис. 8.3). Їх особливість полягає у використанні в одній ємності двох відсіків: сепараційного 3 та відстійного 6, які розділені глухою сферичною перегородкою 15 та сполучаються між собою через краплеутворювач 14.

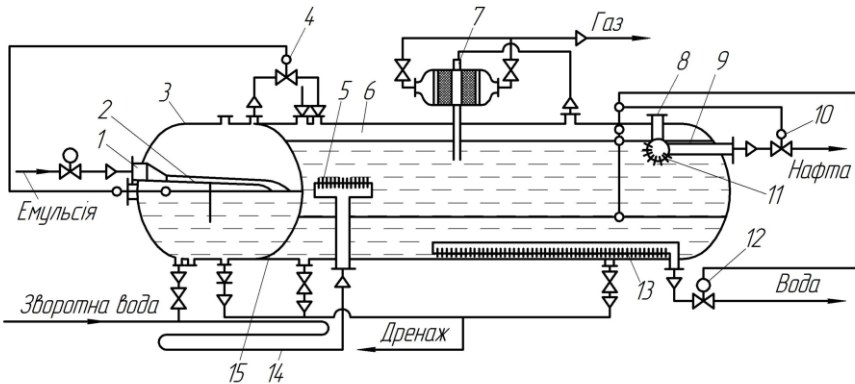


Рисунок 8.3 – Схема сепараційної установки з попереднім скиданням води:

- 1 – сопло введення суміші; 2 – нафторозливна полка;
 3 – сепараційний відсік; 4 – регулятор рівня; 5 – розподільник емульсії; 6 – відстійний відсік; 7 – краплевідбійник;
 8, 9 – патрубки виведення нафти; 10, 12 – автомати виведення нафти та води; 11 – збирач води; 14 – краплеутворювач;
 15 – перегородка

Продукція свердловин надходить до сепараційного відсіку соплом 1 та нафторозливною полицею 2, яка забезпечує більш повну сепарацію та запобігає піноутворенню. Відділений нафтовий газ через регулятор рівня 4 відводиться у відстійний відсік 6, звідки через краплевідбійник 7 та регулятор тиску надходить до газозбірного колектора. Вловлена у

краплевідбійнику 7 рідина самопливом надходить до відстійного відсіку.

Водонафтова емульсія із сепараційного відсіку 3 у відстійний відсік 6 надходить через краплеутворювач 14 під тиском газу. Допустимий перепад тиску між відсіками не більший за 0,2 МПа (залежно від довжини краплеутворювача). Для покращання розділення фаз у краплеутворювач вводиться також зворотна вода з УПН, яка містить поверхнево-активні речовини.

Лінійний горизонтально розміщений краплеутворювач виготовляють із трьох секцій труб, діаметри яких зростають у напрямку руху потоку. За рахунок цього послідовно відбувається зростання крапель унаслідок розвитку турбулентності потоку, коалесценції крапель при зниженні турбулентності та розшарування потоку під дією гравітаційних сил. Загальна довжина труб досягає 500 м залежно від необхідного часу контакту емульсії та зворотної води. Під час роботи без краплеутворення зворотну воду вводять за 200–300 м до входу у сепаратор.

У відстійному відсіку є дірчасті розподільники емульсії 5, збірники нафти 11 та води 13, призначені відповідно для рівномірного розподілу емульсії по всьому перерізу відстійника, збирання нафти та води.

Попередньо зневоднена нафта та вода автоматично скидаються із сепаратора за допомогою регуляторів 10 та 12. Два патрубки 8 та 9 для виведення нафти дозволяють здійснювати роботу установки в режимах повного та неповного заповнення ємності.

Установки типу УПС випускають на пропускну здатність за рідиною 3 000–10 000 т/добу при газовому факторі до 120 м³/т та робочому тиску до 1,6 МПа. Їх можна використовувати або як сепаратори I ступеня, при цьому повинен здійснюватися попередній відбір газу у депульсаторі, або після сепаратора I ступеня. Установка типу УПС із високою пропускну здатністю розділена на дев'ять відсіків, що дозволяє використовувати їх також як розподільники потоку (на чотири потоки) для

забезпечення рівномірного завантаження наступних технологічних установок.

Кінцевий ступінь сепарації повинен забезпечити тиск насичених парів у пункті здавання нафти не більше ніж 0,066 МПа. Відбір із нафти найбільш летких вуглеводнів (пропан, бутан) та отримання стабільної нафти, практично нездатної випаровуватися в атмосферу, називають *стабілізацією нафти*. Крім сепарації, для отримання стабільної нафти можна застосовувати ректифікацію, проте вона не набула великого поширення. Відбір найбільш летких вуглеводнів і забезпечення необхідного тиску насичених парів здійснюють *гарячою сепарацією* та створенням вакууму на кінцевому (гарячому) ступені сепарації.

Один із кінцевих сепараторів наведено на рис. 8.4. Нафта з УПН, як правило, надходить із високою температурою (40–50°C). За допомогою форсункових розбризкувачів 2 вона диспергується в газовому об'ємі сепаратора, в якому за допомогою ежектора 4 створений вакуум. Дрібнодисперсні краплі нафти, що мають більшу поверхню контакту з газом, додатково дегазуються, осаджуються на краплевловлювальну сітку (жалюзі) 3 та стікають із неї у вигляді струминок або великих крапель. Дегазована нафта самопливом відводиться у товарні резервуари. Високо- та низьконапірний газ ежектора 4 надходить до холодильника 5 та сепаратора 6, де відбувається відокремлення легких ($C_1 - C_4$) та важких (C_{5+} вищі) фракцій. Таким чином, пентанові та гексанові (бензинові) фракції, що за нормальних умов (0,101 МПа; 0 °C) є рідинами, виділяються з газу та переходять у товарну нафту, а легкі вуглеводні ($C_1 - C_4$), що за нормальних умов є газами, складають товарний газ.

На вимірювальних установках застосовують відцентрові (гідроциклонні) сепаратори (рис. 8.5). Розділення нафти та газу відбувається в гідроциклонній головці 1, потім на зливних полицях 4 і 12 верхньої 3 та нижньої 14 ємностях, а інтенсифікується процес за допомогою кутового розбризкувача 6. Газонафтова суміш у гідроциклонну головку надходить тангенційно. За рахунок відцентрової сили, що виникає при

цьому, нафта відкидається на стінку головки, а газ, як більш легкий, зосереджується у центральній її частині. Нафта та газ із головки за рахунок козирка 2 надходять окремо. Виділюваний газ звільняється від крапель нафти у кутовому краплеуловлювачі 5 та жалюзійній касеті 7.

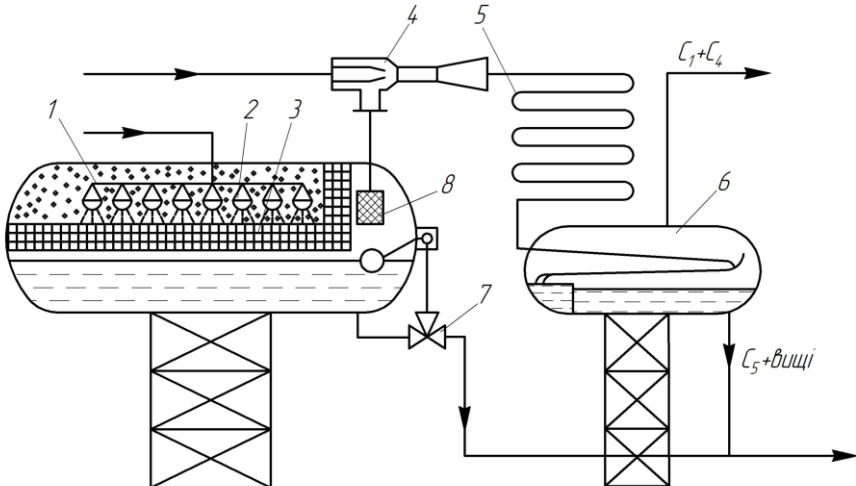


Рисунок 8.4 – Схема кінцевого сепаратора:

- 1 – роздавальний колектор; 2 – форсунковий розбризкувач;
 3 – краплеуловлювальна сітка; 4 – ежектор; 5 – холодильник;
 6 – сепаратор; 7 – автомат виведення дегазованої нафти;
 8 – краплеуловлювач

Із сепараційних установок із насосним відкачуванням типу БН компонують ДНС із поданням 500, 1 000 та 2 000 м³/добу при газовому факторі 120 м³/м³. Установа типу БН містить у своєму складі гідроциклон, відцентрові насоси та горизонтальну технологічну ємність, яка виконує функції додаткового сепаратора, буфера перед насосами та відстійника. Вона призначена для здійснення I ступеня сепарації, подальшого транспортування нафти відцентровими насосами за тиску 0,9–3,1 МПа та газу під тиском сепарації (0, МПа).

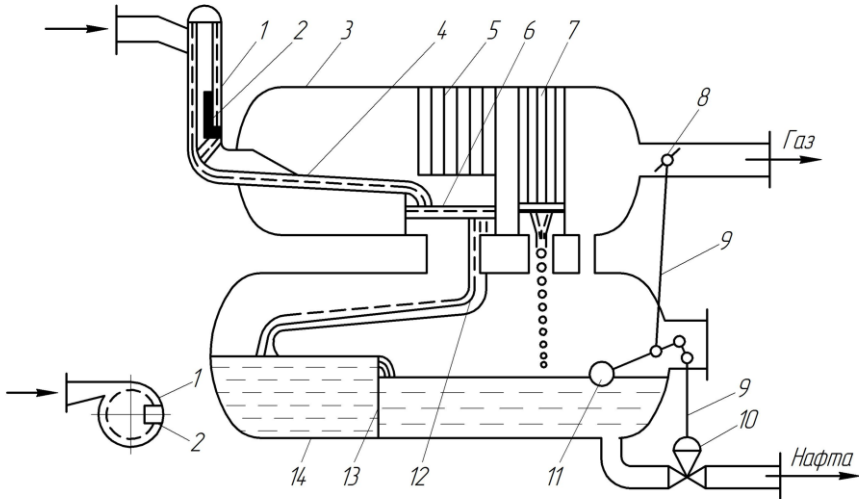


Рисунок 8.5 – Схема циклонного сепаратора з двома ємностями:

- 1 – гідроциклонна головка; 2 – напрямний козирок; 3 – верхня ємність; 4, 12 – зливні полиці; 5 – кутові краплевлочувачі; 6 – розбризкувач; 7 – жалюзійна касета; 8 – заслінка; 9 – тяга; 10 – виконавчий механізм; 11 – датчик вимірювача рівня поплавкового типу; 13 – заспокоювач рівня рідини; 14 – нижня ємність

Ефективність роботи сепаратора характеризує коефіцієнт винесення краплинної рідини потоком газу ($\text{см}^3/1\ 000\ \text{м}^3$)

$$K_p = \frac{q_p}{Q_g} \quad (8.1)$$

та коефіцієнтом винесення вільного газу потоком рідини ($10^3\ \text{см}^3/\text{м}^3$)

$$K_g = \frac{q_g}{Q_p}, \quad (8.2)$$

а технічну досконалість – гранична середня швидкість газу у вільному перерізі сепаратора $V_{g_{\max}}$ та часом затримки рідини у сепараторі t_3 , де Q_p , Q_g – об’ємна витрата рідини та газу на виході із сепаратора; q_p , q_g – об’ємна витрата краплинної рідини та вільного газу, що виносяться потоком (витрати

приймають за тиском та температурою у сепараторі). Показники ефективності залежать від конструкції сепараторів, властивостей рідини та газу, температури та тиску сепарації, здатності рідини до утворення піни тощо.

Розрахунки сепараторів

Сепаратор піддають гідравлічному та механічному (на міцність) розрахункам. Під час гідравлічного розрахунку визначають пропускну здатність за газом та за рідиною або вибирають діаметр сепаратора залежно від витрати газу.

Розрахунок за газом для вертикального гравітаційного сепаратора виконують з умови, щоб швидкість V_G руху газового потоку у сепараторі була меншою за допустиму швидкість $V_{G.\text{дон}}$, за якої відбувається гравітаційне осадження рідких та твердих частинок у зустрічному потоці газу, тобто

$$V_G < V_{G.\text{дон}}. \quad (8.3)$$

Швидкість $V_{G.\text{дон}}$, м/с, установлюють або з умови рівності сил, що діють на частинку, та сили опору середовища, що виникає під час осадження частинки, іноді зменшуючи її на 15–20 %, або, виходячи з практики експлуатації сепараторів, за формулою

$$V_{G.\text{дон}} = \frac{0,245}{\sqrt{p}}, \quad (8.4)$$

де p – тиск у сепараторі, МПа.

Виражаючи швидкість V_G через витрату газу та площу поперечного перерізу сепаратора та використовуючи формулу (8.3), визначають пропускну здатність (витрату газу) при заданому діаметрі або навпаки.

При розрахунку горизонтального гравітаційного сепаратора у виразі (8.3) $V_{G.\text{дон}}$ множать на відношення довжини сепаратора до його діаметра.

Гідравлічний розрахунок гравітаційного сепаратора за рідиною виконують з умови, щоб швидкість підняття рівня

рідини V_p у ньому була меншою за швидкість спливання W_G газових пухирців, тобто

$$V_p < W_G. \quad (8.5)$$

Виражаючи швидкість V_p через витрату рідини та площу дзеркала рідини у сепараторі та швидкість W_G за формулою Стокса, визначають пропускну здатність (витрату) за рідиною при заданих розмірах сепаратора.

8.4 Деемульсація та знесолювання нафти. Підготовка стічної води

Видобування нафти супроводжується відбором пластової води, що призводить у процесі руху та перемішування фаз до утворення нафтових емульсій. Здатність емульсії впродовж певного відрізка часу не руйнуватися та не розділюватися на фази називають стійкістю або *стабільністю емульсії*. Вона зменшується з підвищенням температури, зниженням дисперсності системи, зменшенням вмісту у системі стабілізуювальних речовин (емульгаторів). Стабілізуювальні речовини, які містяться у нафті (асфальтени, нафтени, смоли, парафін) та пластовій воді (солі, кислоти), називають *природними емульгаторами* або природними поверхнево-активними речовинами.

Для руйнування нафтових емульсій шляхом витіснення природних емульгаторів із поверхневого шару крапель води широко використовують різні *деемульгатори* – поверхнево-активні речовини, що мають більшу активність, ніж емульгатори. Деемульгатор утворює гідрофільний адсорбційний шар, унаслідок чого краплі води під час зіткнення зливаються у більш великі краплини, які вже легко осідають у нафті.

Існують різні методи руйнування нафтових емульсій типу вода/нафта:

– внутрішньотрубна (шляхова) деемульсація – введення деемульгатора дозувальним насосом у потік водонафтової суміші;

- гравітаційний відстій у герметичних відстійниках (ємностях) та резервуарах для сировини;
- термохімічна підготовка нафти, що ґрунтується на використанні ПАР та теплоти;
- електродегідрування;
- розділення на центрифугах;
- фільтрація через тверді пористі тіла (пісок).

Зневоднення нафти дозволяє отримати товарну нафту з кінцевим вмістом води нижче за 0,2%. При цьому вміст хлористих солей зростає до 20–1 000 мг/л. Тому після ступеня глибокого зневоднення нафти передбачають додатковий процес – *знесолення нафти*, сутність якого полягає у промиванні зневодненої нафти прісною водою та подальшому розділенні фаз.

Розділення фаз здійснюється в *електродегідраторі*, який називають також електрознесолювальною установкою. Найбільш ефективним та економічним є горизонтальний електродегідратор (рис. 8.6), який є сталеву циліндричною ємністю об'ємом 200 м³, розраховану на робочий тиск 1 МПа. Пропускна здатність становить 500 м³/год. Як і відстійник, він обладнаний розподільником емульсії 9, збірниками нафти 4 та води 8, виконаними із перфорованих труб. Додатково електродегідратор обладнаний двома електродами – верхнім 2 та нижнім 1, які підвішені на ізоляторах 3 горизонтально один над одним та мають форму прямокутних рам, які займають увесь поздовжній переріз електродегідратора. На електроди подається змінний струм із максимальним напруженням 44 кВ. Емульсія подається через розподільний колектор 9, який забезпечує рівномірне надходження її по всьому горизонтальному перерізу апарата. Вона повільно рухається знизу догори через три зони: шар відстояної води 7, рівень якої підтримується автоматично на 20–30 см вище від колектора 9; зону слабого напруження електричного поля між рівнем води та нижнім електродом 1; зону сильного напруження між нижнім 1 та верхнім 2 електродами.

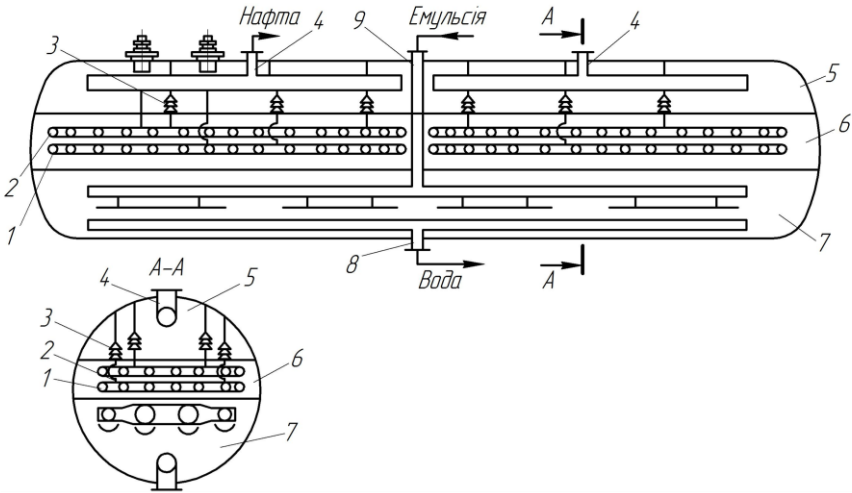


Рисунок 8.6 – Схема горизонтального електродегідратора:

- 1, 2 – електроди; 3 – ізолятори; 4 – вихід зневодненої та знесоленої нафти зі збирачем; 5 – нафта;
 6 – емульгована нафта; 7 – вода; 8 – скид води;
 9 – введення емульсії в апарати з розподільним колектором

Принцип руйнування емульсії полягає в зіткненні крапель води під дією сил притягування та їх коалесценції. Дисперговані краплі внаслідок індукції електричного поля поляризуються та витягуються вздовж силових ліній з утворенням у вершинах крапель води електричних зарядів, протилежних зарядам на електродах. Під дією основного та додаткового електричних полів відбувається впорядкований рух та зіткнення крапель води. У полі змінного струму краплі перебувають у стані коливання, з постійною зміною форми та безперервно деформуються, що сприяє руйнуванню адсорбційних оболонок на них та злиттю цих крапель.

Відомі дві системи очищення води. На давно розроблюваних родовищах спостерігається відкрита система, коли відділення нафти та механічних домішок відбувається за рахунок різниці густин у відкритих ємностях – піщаній та нафтовій пастках. На сьогодні застосовують установки закритого типу (герметичні), у яких воду подають у резервуар-

відстійник із гідрофобним рідинним фільтром. У ньому вода з краплями нафти «фільтрується» через нафтову «подушку», внаслідок чого краплі нафти переходять до складу цього фільтра.

8.5 Внутрішньопромисловий транспорт та зберігання нафти

Промислові трубопроводи

Трубопроводи для внутрішньопромислового транспорту поділяють:

- за призначенням – на нафто-, газо-, нафтогазо-, водото- та нафтогазоводопроводи;
- за функцією – на викидні лінії (шлейфи); нафтові, газові, водяні та нафтогазоводяні збірні (магістральні) колектори; товарні трубопроводи;
- за напором – на напірні та безнапірні;
- за робочим тиском – на трубопроводи високого (не менше ніж 6,4 МПа), середнього (1,6 МПа) та низького (0,6 МПа) тиску;
- за способом укладення – на підземні, наземні та підвідні;
- за гідравлічною схемою роботи – на прості (без відгалужень) та складні (з відгалуженнями), зокрема замкнені (кільцеві).

Усі трубопроводи піддають гідравлічному, механічному та за необхідності тепловому розрахунку. Гідравлічний розрахунок простого трубопроводу зводиться до визначення одного з параметрів (пропускної здатності, діаметра, необхідного початкового тиску) при відомих інших параметрах та умовах транспортування (в'язкість, густина, профіль траси тощо). Під час розрахунку багатофазового трубопроводу враховують структуру потоку. Розрахунок проводять на максимальну витрату продукції, яка відповідає другій стадії процесу розроблення. Пропускню здатність прокладеного трубопроводу можна збільшити прокладенням паралельного

трубопроводу (лупінгу), поданням у потік зневодненої нафти ПАР для інверсії емульсії та зменшення її в'язкості, підвищенням насосами початкового тиску або підігріванням нафти.

Пропускна здатність трубопроводів може знижуватися внаслідок засмічення трубопроводів механічними частинками при недостатній швидкості потоку, випадання та відкладення парафіну, солей, а також утворення окалини при корозії трубопроводів, особливо під час транспортування пластових вод.

Для запобігання та усунення відкладень парафіну застосовують різні методи: додавання ПАР; пропарювання запарафінованих труб; очищення гумовими кулями (торпедами), які проштовхуються трубами; теплоізоляція. Для боротьби з відкладеннями солей використовують хімічні реагенти та прісну воду.

Трубопроводи та резервуари від ґрунтової корозії захищають такими методами:

- пасивним (ізоляційні покриття – бітумні, бітумно-гумові, полімерні; крафт-папір; гідроізоляційна стрічка);
- активним (катодний або за відсутності джерел електропостачання протекторний захист).

Трубопроводи зазвичай прокладають під землею, нижче від рівня промерзання ґрунту на глибину від 0,8 до 1,5 м. У місцях перетину з дорогами їх монтують на опорах висотою до 4 м. Усі трубопроводи піддають гідравлічному випробуванню водою на тиск, що перевищує робочий у 1,5 рази. Труби виготовляють із низьковуглецевої сталі.

Нафтові резервуари

Нафтові резервуари поділяють:

- за розміщенням – на наземні, підземні, підводні;
- за матеріалами, з яких вони виготовлені, – на металеві (зі сталей, кольорових металів та їх сплавів), залізобетонні, кам'яні, земляні, дерев'яні, склопластикові, пластмасові, гумовотканеві;

– за величиною надлишкового тиску – на резервуари низького ($p_H \leq 0,002$ МПа) та підвищеного ($p_H > 0,002$ МПа) тиску;

– за формою оболонки – на вертикальні та горизонтальні циліндричні резервуари, краплеподібні резервуари, кульові резервуари, прямокутні;

– за станом продукту, що зберігається, – для малов'язких нафт і нафтопродуктів (застосовуються також резервуари з гнучкими розділювальними оболонками – мембранами для зберігання декількох нафтопродуктів в одному резервуарі), для високов'язких та застигаючих нафт і нафтопродуктів, що вимагають підігрівання, для скраплених газів;

– за способом установлення – стаціонарні та рухомі.

Наземні нафтові резервуари споруджують в основному із залізобетону та сталі. Останні виготовляють із рулонних заготовок корпусу та днища резервуара, які зварюють на спеціальних заводах та доставляють до місця монтажу у згорнутому вигляді, або з готових елементів, з окремих листів металу, які зварюють на монтажному майданчику. Підземні нафтові резервуари поділяють на шахтові, які споруджують у спеціально створюваних гірничих виробках або у відпрацьованих виробках; безшахові, які створюють у пластах кам'яної солі шляхом вилуджування, а також ущільненням порід вибухом; траншейні, які створюють відкритим гірничим способом. Недоліками підземних нафтових резервуарів є: складність визначення витоків, ремонту та експлуатації, а в шахтних, крім того, – необхідність заглиблення насосної станції та інші. При підводному зберіганні нафти та нафтопродуктів еластичну ємність або металеву оболонку занурюють на дно за допомогою підвішених додаткових вантажів-якорів. Крім того, нафтові резервуари розміщують у бетонних фундаментах морських бурових платформ. Конструкція резервуара повинна забезпечувати герметичність, корозійну та хімічну стійкість щодо продукту, який зберігається, довговічність, безпечність експлуатації тощо.

Нафтові резервуари (ємності) призначені для накопичення, короткотермінового зберігання та обліку «сирої» і товарної нафти. Групу резервуарів, зосереджених в одному місці, називають резервуарним парком. Загальний об'єм товарного резервуарного парку беруть як дводобовий дебіт свердловин. На промислах в основному використовують сталеві циліндричні резервуари ємністю 100–20 000 м³ та рідше залізобетонні підземні ємності об'ємом до 100 000 м³.

Товарні резервуари обладнують люком-лазом, світловими та вимірювальними люками, рівнеміром, пробовідбірником, зворотним клапаном, дихальним клапаном із вогневим запобіжником, запобіжним гідравлічним клапаном та пінокамерою для гасіння пожежі, що може виникнути у резервуарі.

Резервуар періодично очищують від «мертвого» залишку нафти та парафінових відкладень, продуктів корозії, механічних домішок, води.

Найбільш поширеними є вертикальні сталеві циліндричні резервуари (рис. 8.7).

Основний елемент кульового резервуара – оболонка, що збирається з пелюсток подвійної кривизни за допомогою зварювання. Оболонка спирається на колони, приварені безпосередньо до корпусу, які передають тиск на бетонний фундамент (рис. 8.8). Кульові резервуари для скраплених газів захищаються від надмірного нагрівання фарбуванням їх у білий колір, застосуванням водяного охолодження тощо. Кульові резервуари мають більш досконалу форму порівняно з циліндричними внаслідок меншої площі поверхні резервуара, що призводить за одного й того самого тиску зберігання до зменшення витрати металу на одиницю маси продукту, що зберігається.

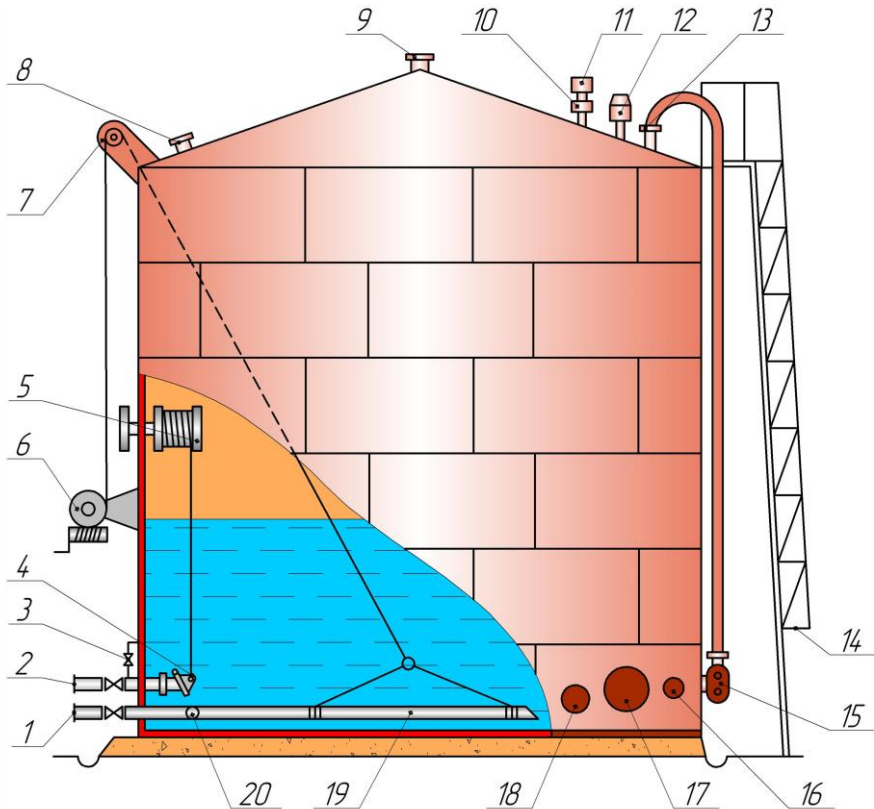


Рисунок 8.7 – Вертикальний сталевий нафтовий резервуар:

- 1 – роздавальний патрубок; 2 – приймальний патрубок;
- 3 – перепускний вентиль; 4 – закривка; 5 – пристрій для керування закривкою; 6 – лебідка; 7 – роликівий блок; 8 – світловий люк;
- 9 – вентиляційний патрубок; 10 – вогневий запобіжник;
- 11 – запобіжний клапан; 12 – дихальний клапан;
- 13 – вимірювальний люк; 14 – драбина; 15 – показчик рівня;
- 16 – пробовідбірник; 17 – люк-лаз; 18 – сифонний кран;
- 19 – підйомна труба; 20 – шарнір

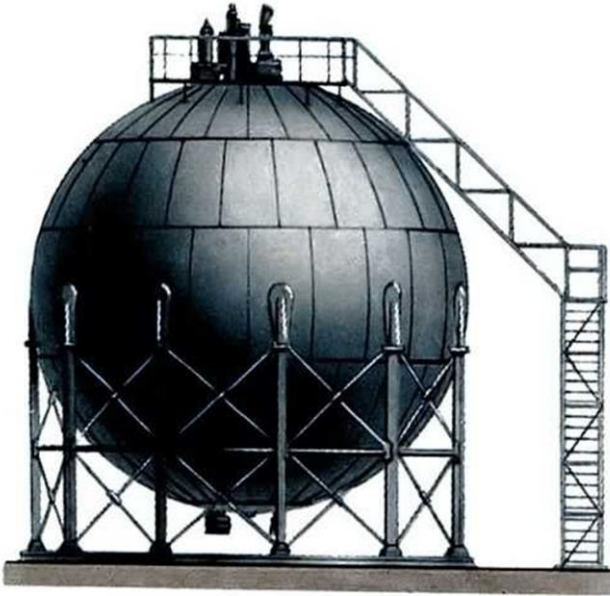


Рисунок 8.8 – Кульовий резервуар

Контрольні питання до розділу 8

- 1 Які технологічні процеси входять до підготовки видобутої нафти?
- 2 Які вимоги висуваються до системи нафтогазозбирання та підготовки?
- 3 За якими ознаками класифікують системи нафтогазозбирання?
- 4 На які групи поділяють сепаратори, що застосовуються на нафтових промислах?
- 5 Опишіть конструкцію та принцип роботи вертикального газонафтового сепаратора.
- 6 Опишіть конструкцію та принцип сепаратора I ступеня з попереднім відбиранням газу.

7 Опишіть конструкцію та принцип сепараційної установки з попереднім скиданням води.

8 Опишіть конструкцію та принцип роботи кінцевого сепаратора.

9 Опишіть конструкцію та принцип роботи циклонного сепаратора з двома ємностями.

10 Які існують методи руйнування нафтових емульсій?

11 Як розділяють трубопроводи внутрішньо-промислового транспорту?

12 Як класифікують нафтові резервуари?

13 Опишіть конструкцію вертикального сталевого нафтового резервуара.

Розділ 9 Транспортування нафти та газу

9.1 Способи транспортування нафти та газу

Існують три основних види транспортування нафти, нафтопродуктів та газу: водний, залізничний та трубопровідний.

Природний газ, що перебуває у газоподібному стані, транспортують лише трубопроводами.

Нафту, нафтопродукти, а також скраплені нафтові гази (пропан і бутан) транспортують усіма видами транспорту. Кожен із цих видів має свої переваги та недоліки.

Водний транспорт дозволяє у наливних баржах і танкерах, а також у дрібній тарі, перевозити нафту, нафтопродукти та скраплені природні і нафтові гази у будь-яких кількостях.

Річковий транспорт, як правило, має сезонний характер. Тому у пунктах розливання та розвантаження суден необхідно будувати додаткові ємності для накопичення нафтових вантажів у міжнавігаційний період.

Залізничним транспортом можна перевозити нафтові вантажі будь-яких видів, зокрема й скраплені нафтові гази, у цистернах, бункерах або легкій тарі.

Використання залізничного транспорту є недоцільним для великих усталених нафтових вантажопотоків, проте є доцільним для перевезення дрібних партій нафтопродуктів.

Трубопровідний транспорт служить для переміщення великих кількостей нафти, нафтопродуктів та скраплених газів в одному напрямку. Він має такі переваги порівняно з іншими видами транспорту:

- траса трубопроводу є коротшою за траси інших видів транспорту, причому трубопровід може бути прокладений між двома будь-якими пунктами на суші, які знаходяться на будь-якій відстані один від одного;

- трубопровідний транспорт на відміну від інших видів транспорту є безперервним, що забезпечує ритмічну роботу

постачальників та безперебійне забезпечення споживачів, завдяки чому відпадає необхідність створення на кінцях траси великих запасів вантажу;

– втрати нафти та нафтопродуктів при трубопровідному транспорті менші, ніж під час перевезення іншими видами транспорту;

– трубопровідний транспорт найбільш механізований та автоматизований.

До недоліків трубопровідного транспорту відносять велику витрату металу та «жорсткість» траси перевезень, тобто неможливість (складність) зміни напрямку перевезень.

Крім основних видів транспорту, велику роль відіграє автомобільний транспорт. Нафтопродукти перевозять у автоцистернах або дрібній тарі. Автотранспорт в основному використовують для перевезення нафтопродуктів від великих нафтобаз до дрібних та далі до споживачів.

Скраплений природний газ перевозять також спеціальними криогенними цистернами від місць скраплювання до сателітних баз, де скраплений газ дегазифікують та трубопроводами передають споживачам.

9.2 Нафтогазотранспортна система України

За характером лінійної частини розрізняють трубопроводи:

– **магістральні**, які можуть бути однопітковими простими (з однаковим діаметром від головної споруди до кінцевої газорозподільної станції (ГРС) та телескопічні (з різними діаметрами труб уздовж траси), а також багатопітковими, коли паралельно основній нитці прокладені друга, третя та наступні нитки;

– **кільцеві**, що споруджуються навколо великих міст для збільшення надійності постачання газом (нафтопродуктами) та рівномірної подачі газу (нафтопродуктів).

Нафтопроводом називають трубопровід, призначений для перекачування не лише нафти, а й нафтопродуктів. Якщо

бажають підкреслити, що перекачують саме нафтопродукти, то використовують термін **нафтопродуктопровід**. Залежно від виду перекачуваного нафтопродукту трубопровід називають також бензинопроводом, гасопроводом або мазутопроводом тощо.

За своїм призначенням нафтопроводи ділять на три групи:

– **внутрішні** (внутрішньопромислові, внутрішньо-заводські тощо) – з'єднують різні об'єкти та обладнання на промислах, нафтопереробних заводах та нафтобазах;

– **місцеві** – порівняно з внутрішніми мають більшу довжину (до декількох десятків кілометрів) та з'єднують нафтопромисли або нафтопереробні заводи із головною станцією магістрального нафтопроводу;

– **магістральні** – мають велику довжину, тому перекачування нафти (нафтопродуктів) здійснюється однією або декількома насосними станціями, розміщеними на трасі, безперервно.

Магістральним газопроводом називають трубопровід, призначений для транспортування газу з району видобування або виробництва у район його споживання, або трубопровід, що з'єднує окремі газові родовища.

Відгалуженням від магістрального газопроводу називають трубопровід, приєднаний безпосередньо до магістрального газопроводу та призначений для відведення частини транспортованого газу до окремих населених пунктів та промислових підприємств.

Нафтотранспортна система України (рис. 9.1) складається із 19 магістральних нафтопроводів загальною довжиною понад 4 766 км. Технічна пропускна здатність системи для транзиту нафти на відповідних транзитних маршрутах становить: на вході – 114, на виході – 56,3 млн тонн. Роботу системи забезпечує 51 нафтоперекачувальна станція.

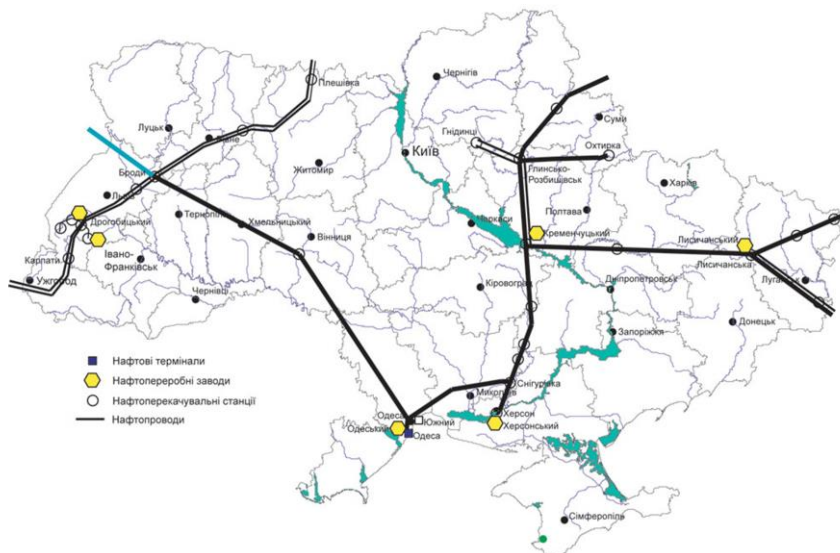


Рисунок 9.1 – Нафтотранспортна система України

Таблиця 9.1 – Потужності основних магістральних нафтопроводів та їх завантаження

Підприємство	Фактична потужність, млн тонн на рік	Середнє завантаження, %
Мозир – Броди	34,0	60
Самара – Лисичанськ	62,0	45
Мічуринськ – Кременчук	18,0	34
Броди – Державний кордон	24,7	73
Снігурівка – Одеса	16,2	83
Тихорецьк – Лисичанськ	16,8	0
Броди – Одеса (реверсний режим)	14,5	40

9.3 Споруди магістральних трубопроводів

Магістральний трубопровід складається з:

- лінійних споруд (власне трубопровід, система протикорозійного захисту, лінії зв'язку тощо);
- перекачувальних та теплових станцій, що здійснюють перекачування нафти, нафтопродуктів або газу, а також підігрів нафти;
- кінцевих пунктів нафтопроводів та нафтопродуктопроводів і газорозподільних станцій, на яких приймають продукт із трубопроводу та розподіляють його між споживачами, подають на завод для перероблення або відправляють іншими видами транспорту.

9.4 Генеральний план та склад споруд нафтоперекачувальної та компресорної станції

Місця розміщення насосних та компресорних станцій на трасі трубопроводів визначають відповідно до гідравлічного розрахунку.

Генеральний план станції містить комплексне рішення планування та благоустрою території, розміщення будівель та споруд, транспортних комунікацій та інженерних мереж відповідно до існуючих норм проектування та конкретних геологічних і гідрогеологічних умов та рельєфу місцевості.

Приблизні плани розміщення будівель і споруд на майданчиках нафтоперекачувальної та компресорної станції наведені на рис. 9.2 та 9.3.

Нафтоперекачувальні станції поділяють на головні та проміжні. Головні станції розміщують на початку трубопроводу, а також на початку експлуатаційних ділянок (довжина ділянки приблизно 400 км).

Головна перекачувальна станція містить у своєму складі: насосну; резервуарний парк; камеру запуску пристроїв очищення трубопроводів, суміщену з вузлом підключення перекачувальної станції до магістрального трубопроводу;

мережу технологічних трубопроводів із майданчиками фільтрів та камерами засувок або вузлами переключення; знижувальну електростанцію з відкритим розподільним пристроєм або електростанцію для власних потреб, якщо основні насоси обладнані приводом від двигунів внутрішнього згоряння або газотурбінних установок; комплекс споруд для водопідготовки та водозабезпечення станції та жилого поселення; комплекс каналізаційних споруд; котельню з тепловими мережами; об'єкти допоміжних служб; адміністративний блок та складські приміщення.

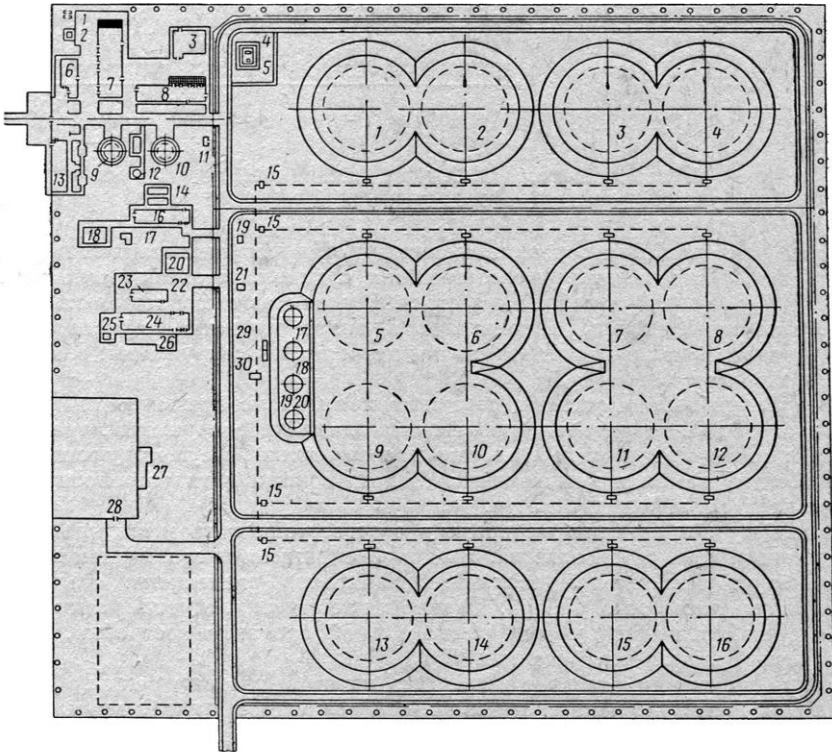


Рисунок 9.2 – Генеральний план насосної станції

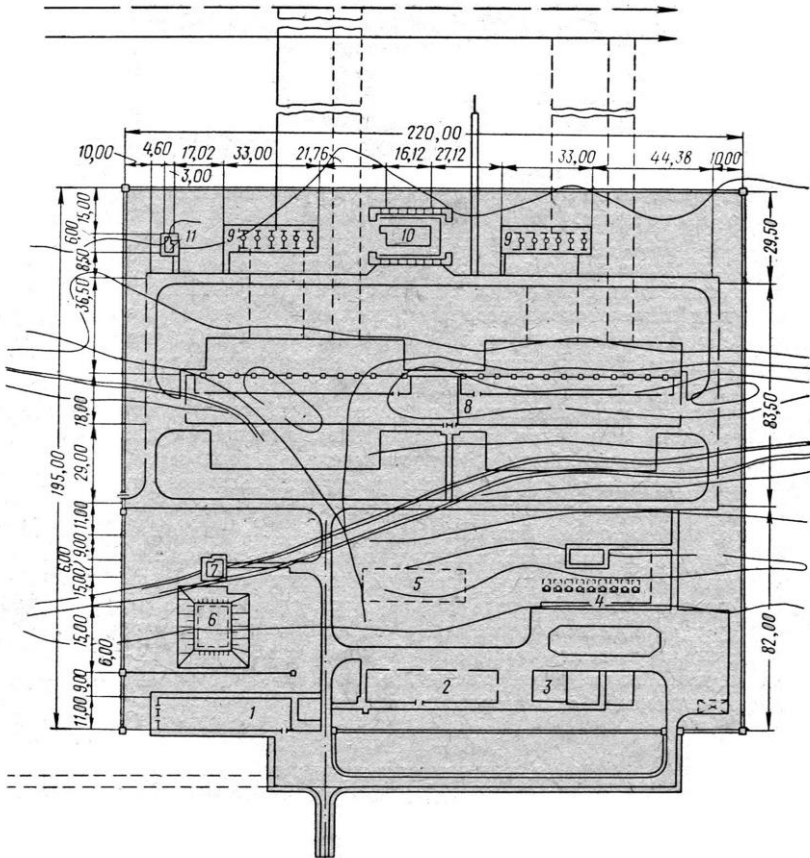


Рисунок 9.3 – Генеральний план компресорної станції:

1 – експлуатаційний блок; 2 – ремонтний блок; 4 – склад паливо-мастильних матеріалів; 5 – склад обладнання; 6 – резервуар для води; 7 – насосна; 8 – компресорний цех; 9 – установка очищення газу; 10 – градирня; 11 – контрольно-регуляторний пункт

Проміжні перекачувальні станції мають у своєму складі ті самі об'єкти, що й головні, але місткість їх резервуарних парків значно менша, ніж на головних станціях.

До загального комплексу споруд компресорних станцій входять такі об'єкти: компресорний цех, обладнаний відцентровими нагнітачами з приводом від газотурбінних установок або електродвигунів; колектори газу високого тиску

(приймальні та нагнітальні) з необхідною арматурою; апарати очищення газу від механічних домішок; камери пуску та приймання очищувальних пристроїв, газорозподільний пункт.

До допоміжних об'єктів відносять адміністративну споруду, майстерні, склади різного призначення, приміщення для охорони тощо.

Енергетичне господарство складається з котельної, тепломереж, трансформаторної підстанції, розподільних пристроїв.

До об'єктів водозабезпечення та каналізації відносять водонасосні станції, водонапірну башту, резервуар для запасу води, градирню, водопровідні та каналізаційні мережі та очищувальні споруди.

9.5 Технологічні схеми нафтоперекачувальних станцій

Принципова схема комунікацій, що передбачає проведення операцій із перекачування, має назву технологічної. Основні вузли технологічних схем – обв'язка підпірних та основних насосів та резервуарів.

Залежно від схеми приєднання насосів і резервуарів проміжних станцій можна здійснювати різні системи перекачування нафти та нафтопродуктів трубопроводами. Як правило, виділяють такі схеми перекачування (рис. 9.4): постанційну (а), через один резервуар насосної станції (б), з під'єднаним резервуаром (в), із насоса в насос (г).

На рисунку 9.4 а показана постанційна система перекачування, або система перекачування через резервуари насосних станцій. Нафта приймається почергово в один із резервуарів станції, подання на наступну станцію здійснюється з іншого резервуара. Почергове заповнення та спорожнення резервуарів станцій дозволяє виконувати достатньо точний облік перекачування нафти, що надходить із попередньої станції, й у той самий час вести облік відкачування на наступну станцію. За цієї системи перекачування відбуваються значні втрати нафти від випаровування, тому її недоцільно

застосовувати під час перекачування сирої нафти та світлих нафтопродуктів.

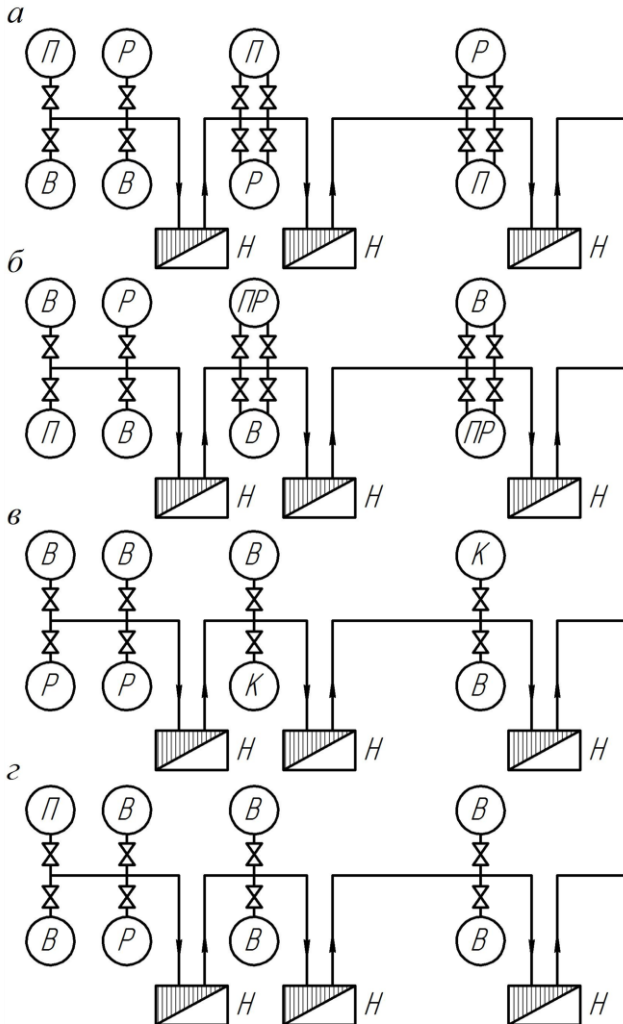


Рисунок 9.4 – Системи перекачування:

Н – насосна станція; П – приймальний резервуар; Р – витратний резервуар; ПР – приймально-витратний резервуар; В – вимкнений резервуар; К – під'єднаний резервуар

Під час перекачування через один резервуар насосної станції (рис. 9.4 б) нафта від попередньої станції надходить до резервуара, що служить буфером, та одночасно відкачується з нього. Ця система не дозволяє виконувати постанційний облік перекачування. Втрати нафти від випаровування під час роботи за цією схемою є також великими внаслідок посиленого руху нафти в резервуарі. Ця система, як і постанційна, не рекомендована для перекачування сирової нафти та світлих нафтопродуктів.

Більш довершена система перекачування з під'єднаним резервуаром подана на рисунку 9.4 в. Рівень нафти в резервуарі коливається залежно від нерівномірності надходження та відкачування нафти. Під час синхронної роботи станцій рівень нафти у під'єднаній ємності залишається практично незмінним. Втрати нафти від випаровування у цьому разі є меншими. За наявності автоматичних лічильників цю систему перекачування можна рекомендувати для магістральних трубопроводів, обладнаних поршневыми насосами.

За системи перекачування з насоса у насос (рис. 9.4 г) резервуари проміжних станцій взагалі від'єднують від магістралі. Резервуари використовують лише для приймання нафти з трубопроводу під час аварій або ремонту. У разі від'єднаних резервуарів усуваються втрати від випаровування та повністю використовується підпір попередньої станції. Ця система передбачає повну синхронізацію перекачування та може застосовуватися під час обладнання станції відцентровими насосами.

Насосні станції з точки зору послідовності технологічних процесів можна поділити на такі основні об'єкти: резервуарний парк, що складається із декількох резервуарів із приймальними та випускними трубопроводами; насосно-двигунний зал; маніфольд – відкрите або закрите приміщення, у якому зосереджені засувки, зворотні клапани, фільтри тощо; камери пускання та приймання пристроїв очищення трубопроводів.

До складу головних перекачувальних станцій входить резервуарний парк для забезпечення безперебійної роботи

трубопроводу, а під час послідовного перекачування – для накопичення нафтопродуктів.

Резервуарні парки проміжних станцій мають невеликий об'єм або взагалі відсутні. Обв'язку резервуарного парку (рис. 9.5 *а, б*) можуть виконувати у двох варіантах. При першому варіанті (рис. 9.5 *а*) колектор *ac* служить для заповнення резервуарів *I–IV* через засувки з непарними номерами, а колектор *bd* є всмоктувальним, по якому через засувки з парними номерами нафту відкачують насосами станції.

При другому варіанті обв'язки (рис. 9.5 *б*) для кожного резервуара передбачений самостійний приймально-відпускний трубопровід, а керування засувками зосереджене на маніфольді. Ця схема дозволяє приймати нафту з будь-якого промислу у будь-який резервуар та одночасно відкачувати її з довільно вибраної ємності.

На головних станціях передбачається встановлення підпірних насосів, що забезпечують безкавітаційну роботу основних насосів. Підпірні насоси залежно від їх характеристик можуть бути з'єднані як послідовно, так і паралельно.

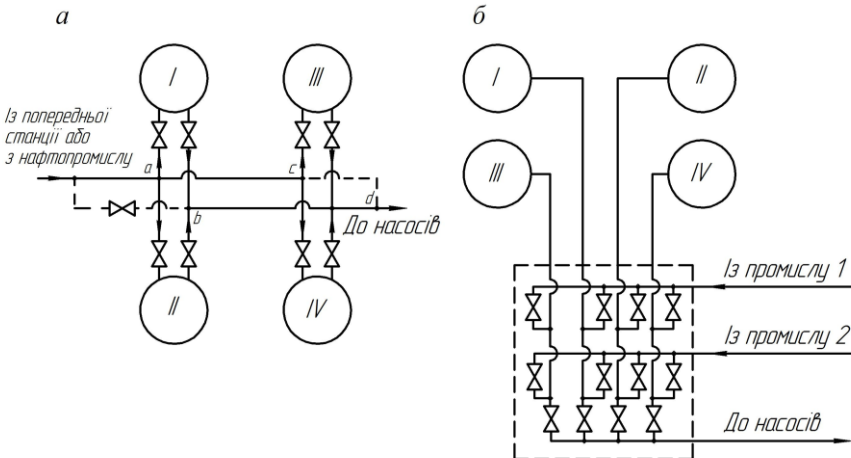


Рисунок 9.5 – Обв'язка резервуарного парку

Обв'язка для послідовної роботи основних насосів показана на рис. 9.6. Наведена схема обв'язки дозволяє також здійснювати зворотне перекачування нафти з магістралі у резервуарний парк (наприклад, під час аварії на нагнітальному трубопроводі) за допомогою підпірних насосів.

У деяких випадках застосовують паралельне, а іноді й послідовно-паралельне з'єднання основних насосних агрегатів.

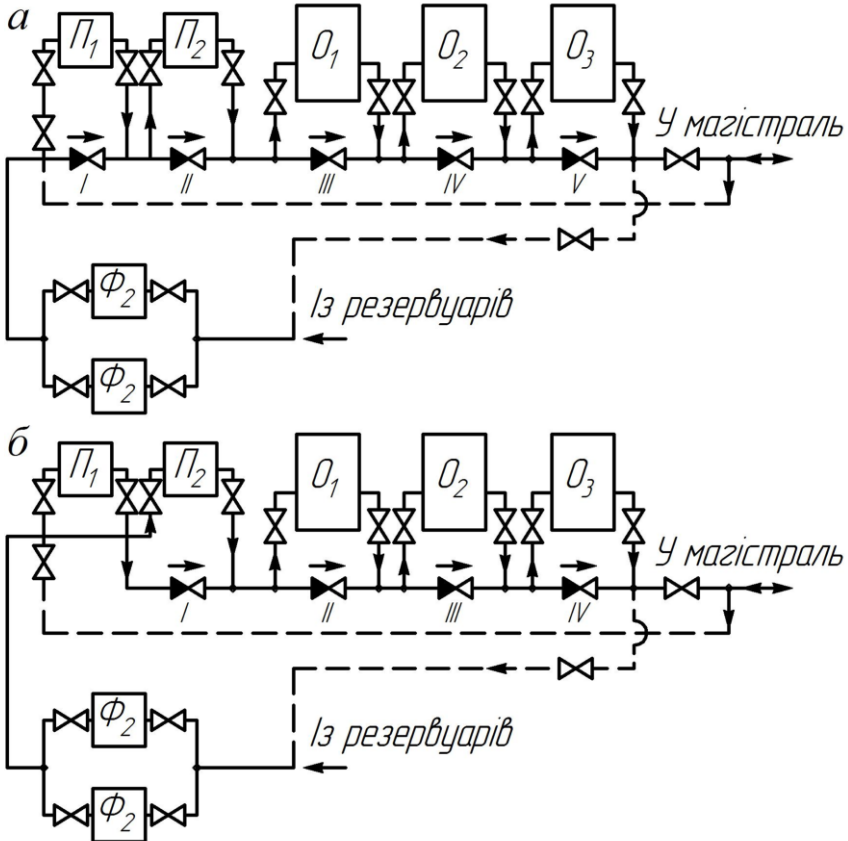


Рисунок 9.6 – Обв'язка насосів для послідовної роботи:
 а – усі насоси з'єднані послідовно; б – основні насоси з'єднані послідовно, підпірні – паралельно; O₂ – O₃ – основні насоси; П₁, П₂ – підпірні насоси; Ф₁, Ф₂ – фільтри; I – V – зворотні клапани

Технологічна схема головної перекачувальної станції наведена на рис. 9.7.

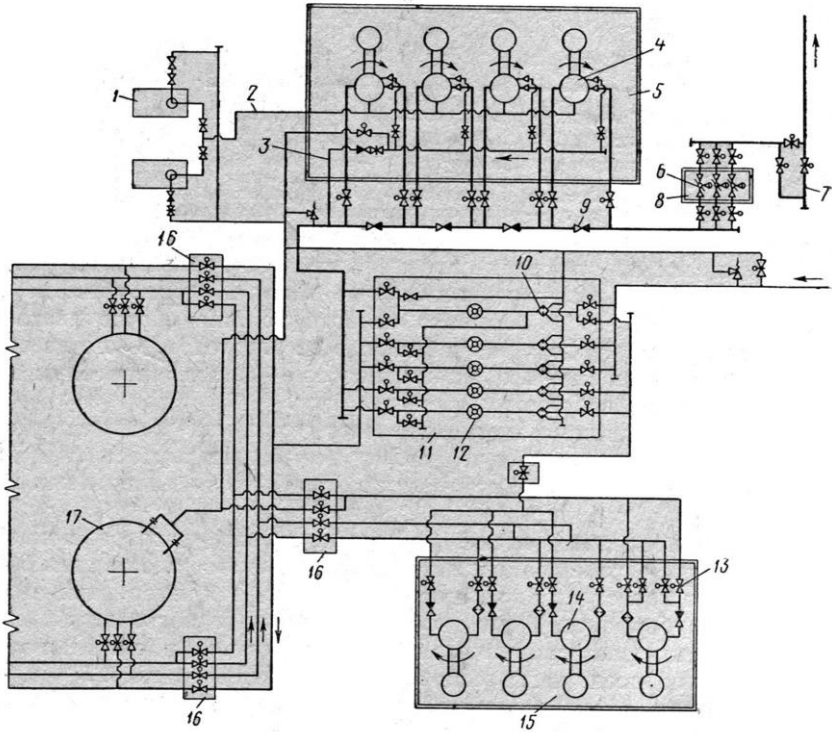


Рисунок 9.7 – Технологічна схема головної перекачувальної станції:

- 1 – резервуар-збирач витоків; 2 – колектор витоків;
 3 – колектор розвантаження; 4 – магістральний насос;
 5 – перекачувальна насосна; 6 – регульовальна заслінка;
 7 – вузол запуску; 8 – вузол регуляторів тиску; 9 – вузол зворотних
 клапанів; 10 – фільтр; 11 – вимірювальний вузол;
 12 – витратоміри; 13 – засувка; 14 – підірний насос; 15 – підірна
 насосна; 16 – вузли переключення (маніфольди); 17 – резервуари

Потрапивши на майданчик головної станції, нафта проходить через камеру фільтрів 10, де очищується від механічних домішок, потім через камеру витратомірів 12 та колекторами через маніфольди 16 надходить до будь-якого з

резервуарів 17. Після відстоювання нафта через маніфольди надходить до підпірної насосної 15. Потім підпірні насоси подають нафту в усмоктувальну лінію основної насосної 5. Пройшовши послідовно працюючі насосні агрегати та камеру регулювальних клапанів 8, нафта під тиском через камеру запуску 7 потрапляє у магістраль.

Технологічна схема проміжної станції наведена на рис. 9.8.

Нафта від попередньої станції з тиском, більшим або таким, що дорівнює необхідному для безкавітаційної роботи насосів, надходить до пристрою приймання та пускання 2, а потім, пройшовши фільтри 3, потрапляє до всмоктувальної лінії насосної 15. Пройшовши послідовно працюючі агрегати, нафта через регулювальні клапани 1 та пристрій приймання та пускання спрямовується у магістраль.

У наведених технологічних схемах кожний із насосних агрегатів може бути резервним.

9.6 Основне та допоміжне обладнання насосних станцій

Усе обладнання насосних станцій умовно ділиться на основне та допоміжне. До основного відносять насоси та їх привод, до допоміжного – обладнання, необхідне для нормальної експлуатації основного обладнання, тобто системи змащування, водозабезпечення, енергозабезпечення, опалення, вентиляції, каналізації тощо.

Насоси

Для перекачування нафт та нафтопродуктів використовують поршневі та відцентрові насоси. Вибір насосного агрегата визначається техніко-економічними показниками з урахуванням умов його експлуатації. Як поршневі, так і відцентрові насоси мають певні переваги та недоліки.

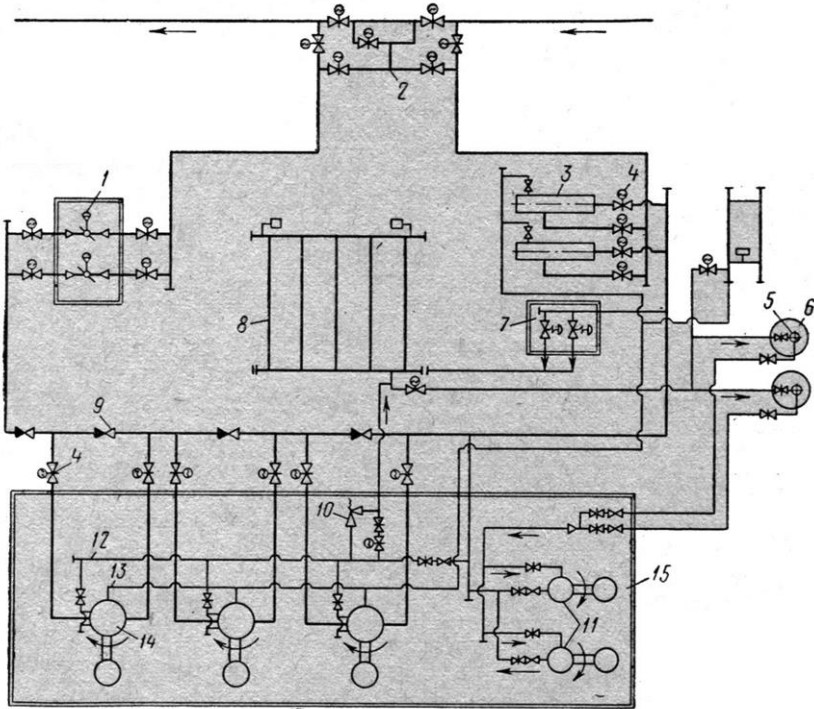


Рисунок 9.8 – Технологічна схема проміжної перекачувальної станції без ємності:

1 – регульовальна заслінка; 2 – вузол пропускання; 3 – вузол фільтрів; 4 – засувка; 5 – занурюваний насос; 6 – резервуар-збирач витоків; 7 – вузол скидання хвилі тиску; 8 – резервуар-збирач скидання ударної хвилі та розвантаження; 9 – зворотний клапан; 10 – запобіжний клапан; 11 – насос відкачування витоків; 12 – колектор розвантаження; 13 – колектор витоків; 14 – магістральний насос; 15 – насосна

До переваг відцентрових насосів відносять:

- відносно невеликі габаритні розміри насоса при великих подачах та високих напорах;
- простота безпосереднього приєднання вала насоса до швидкохідного привода;
- відносно менша вартість порівняно із поршневими, простота ремонту та експлуатації;

- можливість широкого регулювання режиму роботи без зупинення агрегата;
- можливість послідовної роботи з іншими відцентровими насосами при недостатньо високому напорі;
- високий к. к. д. під час перекачування малов'язких нафт;
- можливість перекачування нафт, що містять механічні домішки.

До недоліків відцентрових насосів відносять:

- швидке зменшення подачі, напору та всмоктувальної здатності при зростанні в'язкості рідини;
- обов'язкове заливання перед пуском та постійний підпір за нормальної експлуатації з метою запобігання виникненню кавітації;
- відносно невеликий к. к. д. за малих подач;
- відносно малий інтервал ефективної роботи насоса.

Поршневі насоси мають такі переваги:

- високий к. к. д., що істотно не змінюється від зміни в'язкості рідини;
- практична незалежність напору насоса від подачі.

Проте поршневі насоси мають істотні недоліки з точки зору їх застосування під час магістрального транспортування нафт та нафтопродуктів:

- великі габаритні розміри за великих подач;
- обмежена можливість регулювання режиму роботи без зупинення;
- відносно висока вартість насосів та насосних станцій;
- складність експлуатації, необхідність великої кількості кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- необхідність установаження компенсаторів пульсацій для зменшення пульсацій рідини, у вигляді повітряних ковпаків, що призводить до необхідності утримувати компресорне господарство;
- неможливість перекачування нафти, забрудненої навіть незначними твердими домішками, що призводить до руйнування клапанів, поверхонь циліндрів та плунжерів.

Більш широке використання під час магістрального транспортування нафти та нафтопродуктів отримали відцентрові насоси. Поршневі насоси конкурентоспроможні лише під час перекачування високов'язких рідин.

Для нормальних умов роботи відцентрового насоса необхідний підпір на його вході, який, як правило, створюється допоміжним підпірним насосом або за рахунок невикористаного напору попередньої насосної станції. При цьому основний та підпірний насоси повинні мати однакові подачі.

Підпірні насоси повинні забезпечувати хорошу всмоктувальну здатність, тому вони експлуатуються при відносно низькій частоті обертання вала, мають одне робоче колесо з двостороннім підведенням рідини та встановлюються якомога ближче до резервуарів.

Конструкція нафтових магістральних насосів багато у чому визначається особливостями їх експлуатації:

- забезпеченням пожежобезпечності;
- роботою в аварійному режимі без постійної присутності обслуговуючого персоналу;
- поетапним введенням в експлуатацію;
- відкритими насосними станціями.

Основні вимоги до конструкції нафтових магістральних насосів:

- забезпечення пожежо- та вибухобезпечності;
- корпус насоса повинен витримувати потрібний робочий тиск;
- робота насоса повинна бути повністю автоматизованою;
- насоси повинні комплектуватися змінними роторами на 0,5, 0,7 і 1,25 номінальної подачі для забезпечення економічної роботи при поетапному введенні нафтопроводу в експлуатацію;
- забезпечення роботи насоса за температури + 50 °С;
- високий ступінь уніфікації;
- гарна ремонтпридатність.

Ці вимоги реалізуються в конструкції нафтових насосів так:

- застосування матеріалів, які не допускають іскроутворення;
- високий ступінь уніфікації елементів насоса;
- високий ступінь герметизації (кінцеві ущільнення торцевого типу з резервним торцевим ущільненням і постійним контролем витоків);
- гарна ремонтпридатність (заміна торцевого ущільнення без знімання корпусу підшипника тощо);
- корпус насоса та кінцеві ущільнення розраховують, як правило, на потрійний робочий тиск;
- наявність змінних роторів (для поетапного введення нафтопроводу в експлуатацію необхідні насоси з постійними напорами, але різними подачами).

Вітчизняна промисловість випускає нафтові насоси, які застосовуються на магістральних трубопроводах для перекачування нафти та нафтопродуктів із температурою до 80 °С, із кінематичною в'язкістю, не вищою ніж 3 см²/с, та вмістом механічних домішок, не більшим за 0,05 %.

Залежно від необхідних параметрів головні магістральні насоси мають такі конструктивні схеми:

- при подачах до 1 000 м³/год – горизонтальні багатоступеневі однокорпусні (рис. 9.9);
- при подачах більших або таких, що дорівнюють 1 250 м³/год – горизонтальні одноступеневі спірального типу Д (рис. 9.10);
- підпірні магістральні нафтові насоси, які мають вертикалу одноступеневу конструкцію типу НПВ (рис. 9.11) або горизонтальну типу НМ;
- насоси відкачування витоків – вертикальні багатоступеневі (подача до 50 м³/год і напір до 350 м).

Насоси серії НМ типу Д – відцентрові, одноступеневі, горизонтальні, спірального типу. Патрубки насосів розміщені у нижній частині корпусу та спрямовані в різні боки. Робоче колесо з двостороннім входом забезпечує розвантаження ротора

від осьових зусиль. Залишкові осьові зусилля сприймаються радіально-упорними підшипниками. Опорами ротора є підшипники ковзання, до яких подається масло від централізованої системи змащування та маслоохолодження.

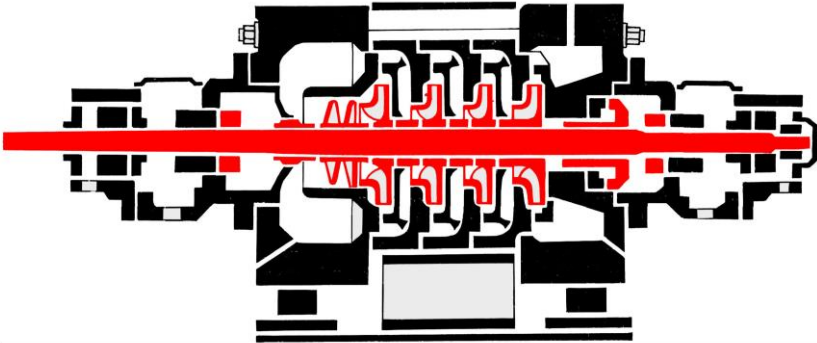


Рисунок 9.9 – Насос нафтовий магістральний типу HM секційний

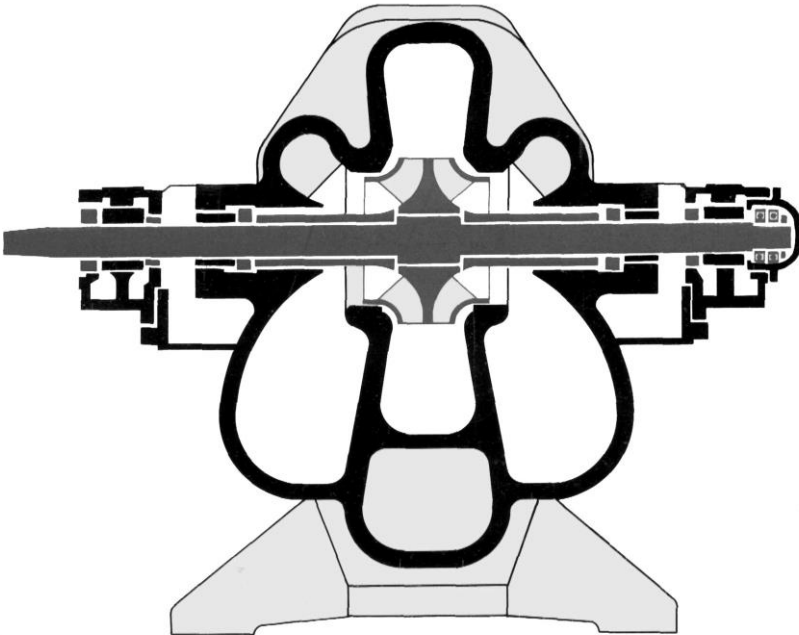


Рисунок 9.10 – Насос нафтовий магістральний HM типу Д

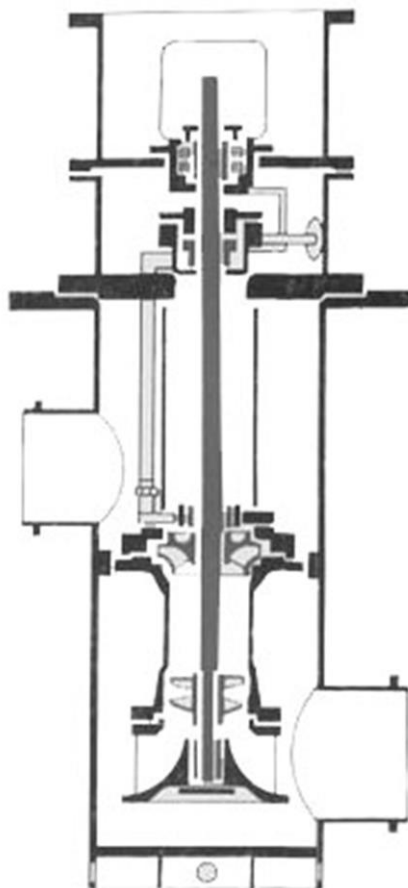


Рисунок 9.11 – Насос нафтовий підірний вертикальний типу ПНВ

Нормальний ряд насосів серії НМ наведено на рис. 9.12, де поле $Q-H$ визначає межі раціональної роботи насоса за високих значень к. к. д. Верхня лінія 2–3 є характеристикою насоса за максимального зовнішнього діаметра колеса, нижня лінія 1–4 – за мінімально рекомендованого діаметра, який отримується обточуванням колеса. Лінії 1–2 та 3–4 є рекомендованими обмеженнями за к. к. д. насоса. Подачі, менші

від номінальної, можна одержати шляхом використання змінних роторів.

Шифр запису у полі $Q-H$, наприклад НМ 360–460, означає: НМ – насос магістральний, 360 – подача ($\text{м}^3/\text{год}$) за найбільшого значення к. к. д. насоса, 460 – напір насоса (м).

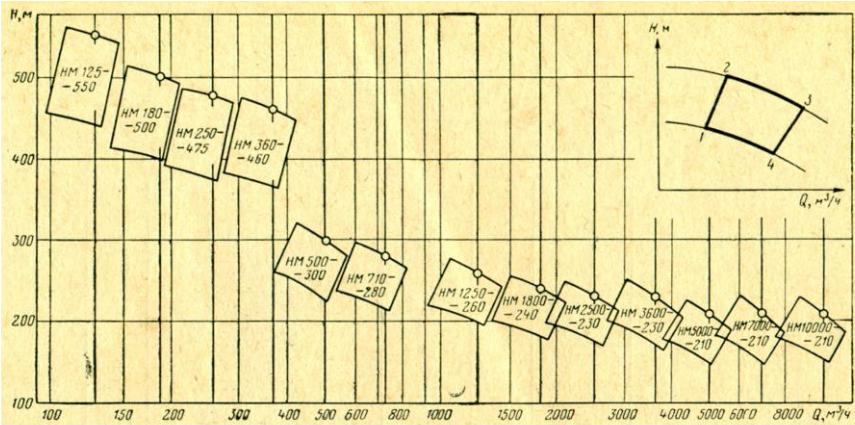


Рисунок 9.12 – Нормальний ряд відцентрових насосів для магістральних нафтопродуктопроводів

На магістральних трубопроводах для перекачування високов'язких нафт застосовують поршневі насоси, переважно трициліндрові подвійної дії типу НТ-45. Шифр насоса означає: Н – нафтовий, Т – трициліндровий, 45 – подача ($\text{дм}^3/\text{с}$). Вони мають три горизонтально розміщені циліндри з кривошипними механізмами, зміщеними під кутом 120° , а також порівняно плавну подачу, але для повного вирівнювання пульсацій у трубопроводі потребують установлення повітряних ковпаків. Насоси типу НТ-45 обладнані спеціальним регулювальним пристроєм, який дозволяє у широких межах змінювати їх подачу.

Привод насоса

Під час вибору електродвигуна для приводу насоса керуються:

– можливістю отримання на станції електроенергії для живлення двигунів сумарною потужністю 10–20 МВт;

– необхідністю спрощення трансмісії між двигуном та насосом.

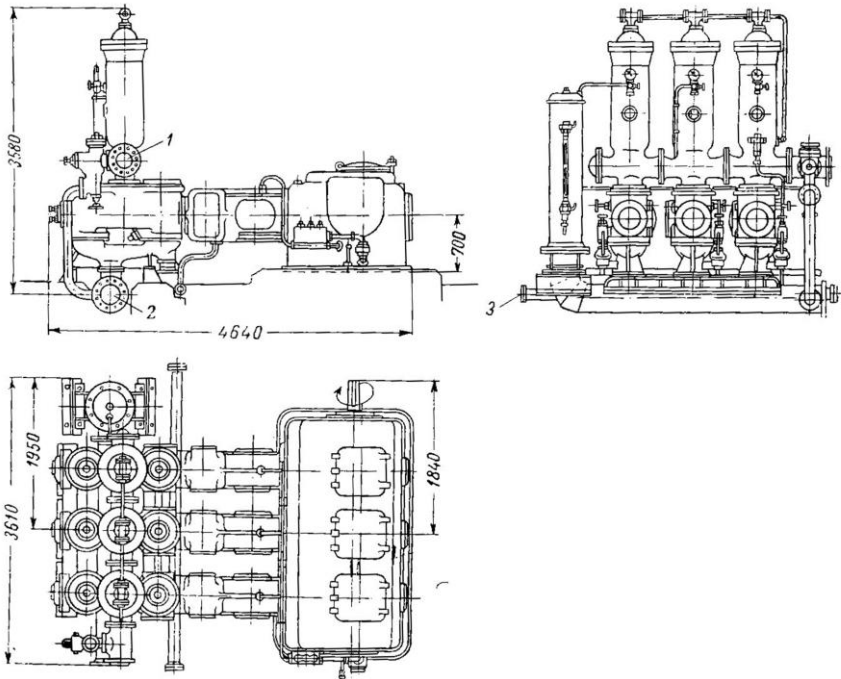


Рисунок 9.13 – Насос НТ-45:

1 – напірний патрубок; 2 – усмоктувальна труба; 3 – зливна труба

Привод насосів в основному здійснюється від електродвигунів (як асинхронних, так і синхронних). Крім того, застосовують газові турбіни та двигуни внутрішнього згорання. Привод поршневих насосів зазвичай здійснюють від стаціонарних дизелів, які, як правило, довгий час працюють без капітального ремонту. Вал дизеля з валом насоса зазвичай з'єднують за допомогою редуктора.

Засоби контролю та захисту насосного агрегата

Для підвищення надійності насосний агрегат обладнують засобами контролю, захисту та сигналізації (рис. 9.14). У насосному агрегаті проводять:

- контроль тиску на всмоктуванні та нагнітанні насосів;
- контроль електричних параметрів роботи електродвигуна;
- тепловий контроль корпусу насоса;
- тепловий контроль корпусу електродвигуна;
- контроль подачі масла електроконтактним манометром;
- тепловий контроль вузлів із деталями, що труться (підшипники та ущільнення вала насоса, підшипники електродвигуна);
- тепловий контроль повітря на вході в електродвигун та на виході з нього;
- контроль наявності надлишкового тиску повітря у корпусі електродвигуна;
- контроль герметичності торцевого ущільнення;
- контроль тиску в лінії розвантаження;
- контроль вібрацій;
- контроль часу роботи агрегата.

Система захисту вимикає насосний агрегат у разі аварійної ситуації. У насосному агрегаті передбачені такі системи захисту:

- захист від зниження тиску на вході в насос для запобігання кавітаційних явищ;
- захист від надмірного підвищення тиску на вході в насос;
- захист від зниження тиску масла в системі;
- тепловий захист корпусу насоса, для запобігання довгої роботи насоса із закритою засувкою;
- захист герметичності торцевого ущільнення, який спрацьовує у разі зростання витікань;
- захист від надмірних вібрацій.

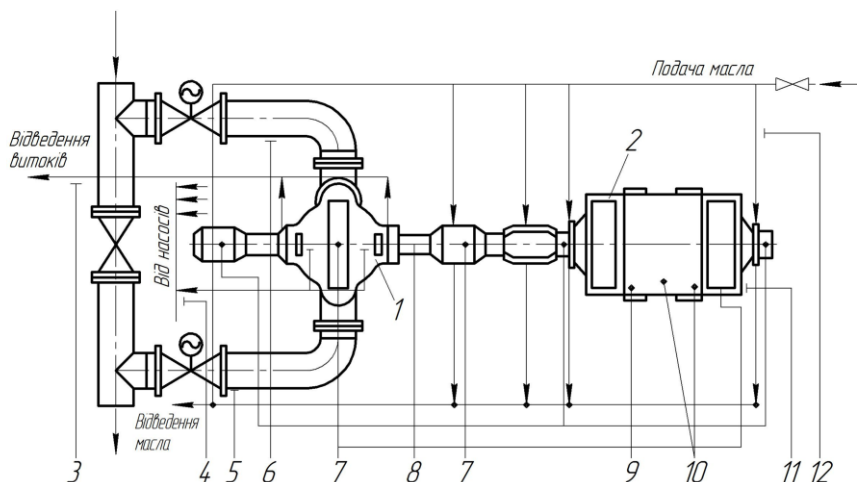


Рисунок 9.14 – Схема вимірювань та автоматичного захисту основного насосного агрегата

Допоміжне обладнання насосних станцій

Для забезпечення нормальних умов роботи магістральних насосів та електродвигунів передбачаються:

- система розвантаження торцевих ущільнень;
- система збирання витікань від торцевих ущільнень;
- система змащування та охолодження підшипників;
- система подання води для охолодження повітря усередині електродвигунів та масла у теплообмінниках;
- система подання та підготовки стисненого повітря.

Усі системи мають закрите виконання, робочі реагенти у них циркулюють по замкненому контуру.

Система збирання витікань передбачена для приймання крапельних витікань від торців, а також на випадок виникнення аварійних ситуацій. Витікання самоплином надходять до спеціально заглибленого бункера.

Система змащування та охолодження підшипників служить для подання під напором масла до насосних агрегатів та самоплинного відведення його у масляні баки. Перед подаванням до підшипників агрегатів масло охолоджують водою у теплообмінниках (маслоохолоджувачах).

9.7 Технологічна схема та обладнання компресорної станції

У початковому пункті газопроводу, що знаходиться у районі газового промислу, розташовують головну споруду, до складу якої входить установка для підготовки газу до транспортування. Якщо пластовий тиск великий, то газ на початковій ділянці трубопроводу рухається лише під його дією. Якщо пластовий тиск є недостатнім, то до складу головних споруд входить компресорний цех. У цьому випадку на магістральному газопроводі розрізняють головні та проміжні компресорні станції. Останні споруджують на відстані 110–150 км одна від одної. Призначення проміжних компресорних станцій – очищення газу від рідких та твердих домішок, його компримування та охолодження.

Об'єкти компресорної станції, де відбувається очищення, компримування та охолодження, тобто пиловловлювачі, компресорні агрегати та охолоджувачі, називають основними. Для забезпечення їх нормальної роботи споруджують установки допоміжного призначення, що забезпечують водопостачання, електропостачання, охолодження масла та маслопостачання, вентиляцію приміщень тощо.

За типом компресорні станції поділяють на поршневі, відцентрові та комбіновані, за кількістю ступенів стиснення – на одно- та багатоступеневі, за видом привода – на газомоторні, газотурбінні та електроприводні. На рисунку 9.15 наведено типову технологічну схему з десятима газотурбінними агрегатами, що працюють за схемою: чотири паралельні групи по два послідовно увімкнених нагнітачі. На кожні чотири агрегати передбачений один резервний.

Газ, пройшовши масловловлювач, надходить до нагнітачів, де компримується до необхідного тиску. Після стиснення газ через відкриті клапани біля кранів спрямовується знову в магістральний газопровід.

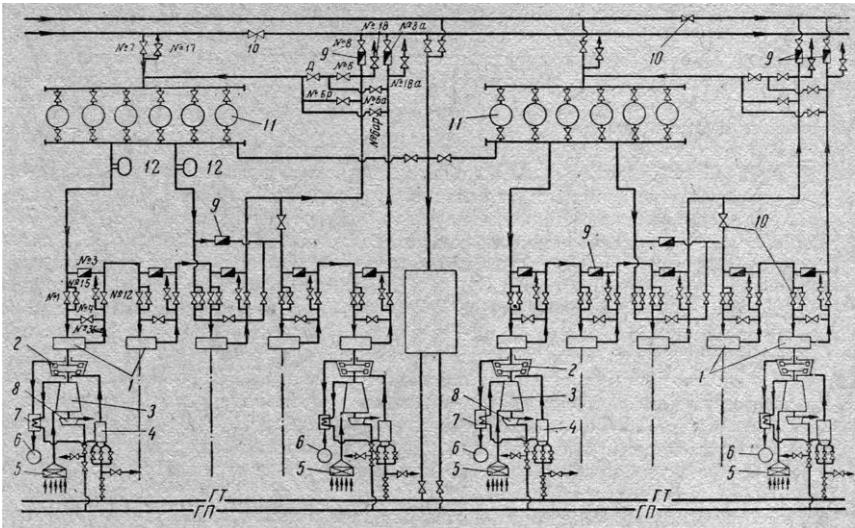


Рисунок 9.15 – Технологічна схема компресорної станції:

1 – відцентровий нагнітач; 2 – повітряний компресор; 3 – камера згоряння; 4 – повітряний фільтр; 5 – вихлопна труба; 6 – підігрівач повітря; 7 – турбодетандер; 8 – газова турбіна; 9 – зворотний клапан; 10 – запірна арматура; 11 – пилловловлювач; 12 – маслороздільник; ГТ – трубопровід паливного газу; ГП – трубопровід пускового газу

На цій схемі компресорний цех складається з десяти газоперекачувальних агрегатів, що утворюють чотири самостійні групи по два послідовно працюючих нагнітачі у кожній. Обв'язка нагнітача виконана так, щоб кожний із десяти нагнітачів міг періодично знаходитись у резерві. На цій схемі передбачені два резервних агрегати.

Нагнітачами природного газу називають машини зі ступенем стиснення більше ніж 1,1, що не мають спеціальних пристроїв для охолодження газу.

Найбільше застосування на компресорних станціях мають відцентрові нагнітачі з газотурбінним приводом та електроприводом. На головних компресорних станціях, на компресорних станціях підземного зберігання газу, газобензинових заводах та інших об'єктах застосовують

поршневі та гвинтові компресори з приводом від газового двигуна або від електродвигуна.

Основні переваги поршневих машин полягають у можливості роботи в широкому діапазоні тисків, регулюванні витрати за рахунок зміни частоти обертання агрегата та об'єму «шкідливого» простору у компресорних циліндрах та у довгому терміні служби. Істотні недоліки – відносно мала витрата, обмежена потужність привода, дуже велика маса установки на одиницю витрати, велика динамічна неврівноваженість, нерівномірність подання газу, складна конструкція вузлів привода та компресора.

Порівняно з поршневими компресорами відцентрові мають деякі переваги. Це насамперед компактність та висока витрата, простота конструкції, мала кількість деталей, що труться, відсутність зворотно-поступальних рухів, рівномірне подання газу тощо. До недоліків електропривода відцентрових нагнітачів відносять складність регулювання частоти обертання та залежність живлення електроенергією від потужності енергосистеми. До недоліків газотурбінного привода можна віднести порівняно невисокий к. к. д., високі температури у проточній частині турбіни, що вимагає використання спеціальних матеріалів.

Контрольні питання до розділу 9

- 1 Які існують види транспортування нафти та нафтопродуктів?
- 2 Які переваги та недоліки має трубопровідний транспорт нафти?
- 3 Як розрізняють трубопроводи нафтотранспортної системи?
- 4 Опишіть нафтотранспортну систему України.
- 5 Які споруди входять до складу магістральних трубопроводів?
- 6 Опишіть споруди нафтоперекачувальної станції.

7 Опишіть споруди компресорної станції.

8 Які існують системи перекачування нафти та нафтопродуктів трубопроводами?

9 Які існують варіанти обв'язки резервуарного парку перекачувальних станцій?

10 Переваги та недоліки використання відцентрових насосів для перекачування нафти.

11 Переваги та недоліки використання поршневих насосів для перекачування нафти.

12 Опишіть конструктивні схеми відцентрових насосів, які застосовуються для перекачування нафти.

13 Яким чином реалізується контроль за роботою насосного агрегата та його захист?

14 Що входить до складу допоміжного обладнання насосних станцій?

Розділ 10 Перероблення нафтопродуктів

10.1 Технологічні процеси перероблення нафти

Перероблення нафти на нафтопереробних заводах (НПЗ) здійснюється за допомогою різних технологічних процесів, які умовно можна поділити на такі групи:

- первинне перероблення (знесолювання та зневоднення; атмосферна та атмосферно-вакумна перегонка нафти; вторинна перегонка бензинових, гасових, дизельних та масляних фракцій);

- термічні процеси (термічний крекінг, віскрекінг, коксування, піроліз), призначені для більш глибокого перероблення нафти з метою видобування додаткової кількості світлих нафтопродуктів та отримання крекінг-залишку, необхідного для виробництва високоякісного нафтового коксу;

- термokatалітичні процеси (каталітичний крекінг та риформінг, гідрочищення, гідрокрекінг), призначені для покращання якості дистилатів шляхом видалення сірки, азоту, кисню та смолистих сполук у середовищі водню; підвищення детонаційної стійкості бензинів; виробництво технічного вуглецю та коксу;

- процеси перероблення нафтових газів (алкілування, полімеризація, ізомеризація), призначені для підвищення октанового числа фракцій бензинів, а також отримання ізобутану та ізопентану, необхідних у процесі виробництва якісного каучуку;

- процеси виробництва масел та парафінів (деасфальтизація, депарафінізація, селективне очищення, адсорбційне та гідрогенізаційне очищення);

- процеси виробництва бітумів, пластичних мастил, присадок, нафтових кислот;

- процеси виробництва ароматичних вуглеводнів.

Залежно від асортименту отримуваної продукції, поєднань технологічних процесів та характеру схеми

перероблення сировини нафтопереробні виробництва поділяють на: паливні, масляні, паливно-масляні, коксо-бітумні та нафтохімічні. Принципова технологічна схема перероблення нафти на НПЗ наведена на рис. 10.1.

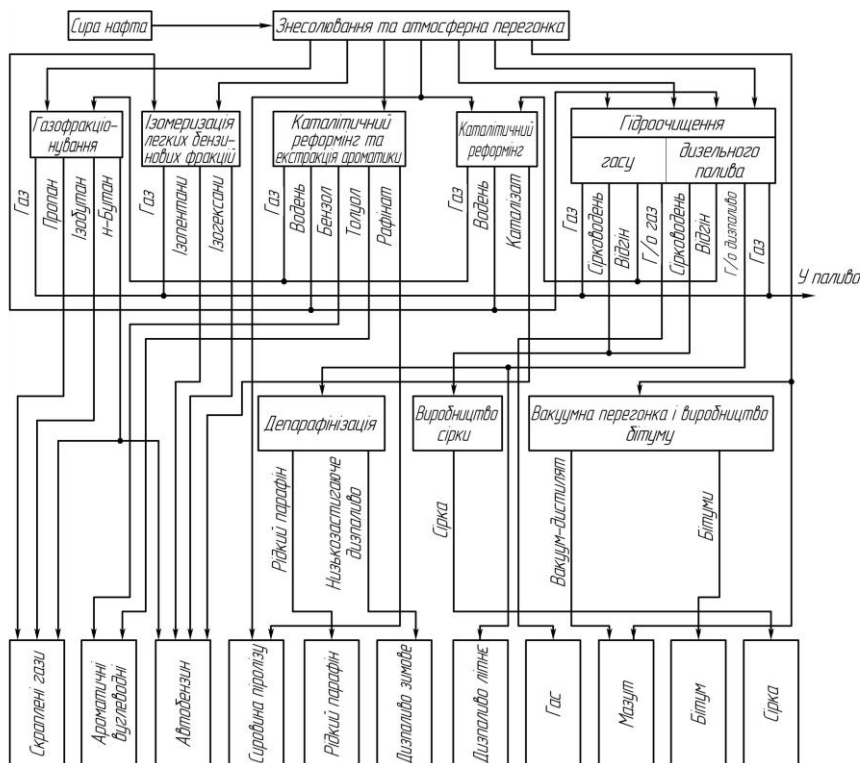


Рисунок 10.1 – Принципова схема потоків НПЗ паливного профілю

Перероблення нафти ґрунтується на різних схемах її розігрівання у спеціальних установках з атмосферним тиском або у вакуумі, з подачею пари, у середовищі каталізатора тощо. Для кожного технологічного процесу передбачені спеціальні установки з пічками, теплообмінниками; відпарною, атмосферною, вакуумною або ректифікаційною колонами та великою кількістю насосів різного призначення й різного конструктивного виконання.

Для первинної перегонки нафти – простої, складної або з ректифікацією – застосовують трубчасті та атмосферно-вакуумні трубчасті установки. На них здійснюється неглибока перегонка нафти з отриманням бензинових, гасових, дизельних фракцій та мазуту.

Для термічних процесів основним обладнанням є трубчасті пічки важкої та легкої сировини і ректифікаційна колона. Трубчасті пічки призначені для вогневого нагрівання, випаровування та розкладання нафти і вторинних продуктів її перероблення. У цих пічках спалюється рідке та газоподібне паливо. Поверхня нагрівання трубчастих пічок досягає 2 000 м², а теплопродуктивність – до 240 МВт. Температура середовища, що піддається нагріванню, залежно від технологічного процесу може регулюватися у межах 70–900 °С. В усіх процесах нафти або сировина підігрівається до температури 360–400 °С, випаровується та розкладається на складові. Отримані нафтопродукти насосами подаються у напрямках, визначених технологічним процесом. На усіх установках важким залишком є гудрон із температурою близько 360 °С, який відбирається з низу колони та спеціальними насосами подається на подальше перероблення або на установлення сповільненого коксування.

Як правило, на усіх установках застосовують відцентрові насоси різних конструктивних виконань. Лише для дуже в'язких продуктів застосовують поршневі або гвинтові насоси.

10.2 Підприємства з перероблення вуглеводнів

Сучасна нафтопереробна промисловість України представлена шістьма нафтопереробними заводами загальною потужністю первинного перероблення 51–54 млн т нафти на рік (це перевищує аналогічні потужності Польщі, Угорщини, Чехії та Словаччини взяті разом). Найпотужніші підприємства нафтопереробної промисловості України розташовані в Кременчуці, Лисичанську та Херсоні. Ці заводи виробляють 50 видів нафтопродуктів (відомо понад 300 найменувань цих продуктів).

Таблиця 10.1 – Номінальна потужність українських заводів із первинного перероблення нафти

Завод	Номінальна потужність, млн тонн на рік
Кременчуцький НПЗ	18,62
Лисичанський НПЗ	15,98
Херсонський НПЗ	7,09
Одеський НПЗ	3,60
Дрогобичський НПЗ	3,22
Надвірнянський НПЗ	2,60
Шебелинський ГПЗ	1,00
Разом по Україні	52,11



Рисунок 10.2 – Основні об'єкти українського перероблення

Застарілі технології та обладнання обумовлюють малу глибину перероблення нафти – близько 55–65 % проти 80–90 % в розвинених країнах. Загальні номінальні потужності установок поглибленого перероблення нафти (каталітичного крекінгу, коксування, термічного крекінгу, виробництва масел, бітумів) на

всіх НПЗ України становить 6,92 млн т на рік, із них каталітичного крекінгу – 3,68 млн т на рік, що становить відповідно 13,5 та 7,2 % загальних потужностей перероблення сирової нафти.

10.3 Номенклатура насосного обладнання на НПЗ згідно з нормаллю Н 521-57

Номенклатура спеціальних нафтових відцентрових насосів, їх параметри та конструкція регламентувалися нормаллю колишнього Міністерства нафтової промисловості Н 521-57. Поля Q – Н цієї номенклатури наведені на рисунку 10.3. Нормаль 521-57 охоплювала типорозміри насосів типів НК, НГК, Н, НГ, НД, НГД, КВН та передбачала таку класифікацію нормального ряду цих насосів:

1 Залежно від температури перекачуваного середовища насоси поділяють на:

- «холодні» (для $t \leq 200$ °С) – типів НК, Н, НД;
- «гарячі» (для $t \leq 400$ °С) – типів НГК, НГ, НГД.

2 За призначенням насоси поділяють:

- для перекачування нафти та нафтопродуктів;
- для перекачування скраплених нафтових газів (у кінці шифру насоса повинна бути літера «С» або «сг»);
- для перекачування 75–96 % сірчаної кислоти та лугів (у кінці шифру насоса повинна бути літера «К»).

За винятком багатоступеневих секційних насосів типу КВН насоси інших типорозмірів нормального ряду – спіральні.

3 За матеріальним виконанням залежно від перекачуваного середовища матеріали основних деталей рекомендують за такими групами:

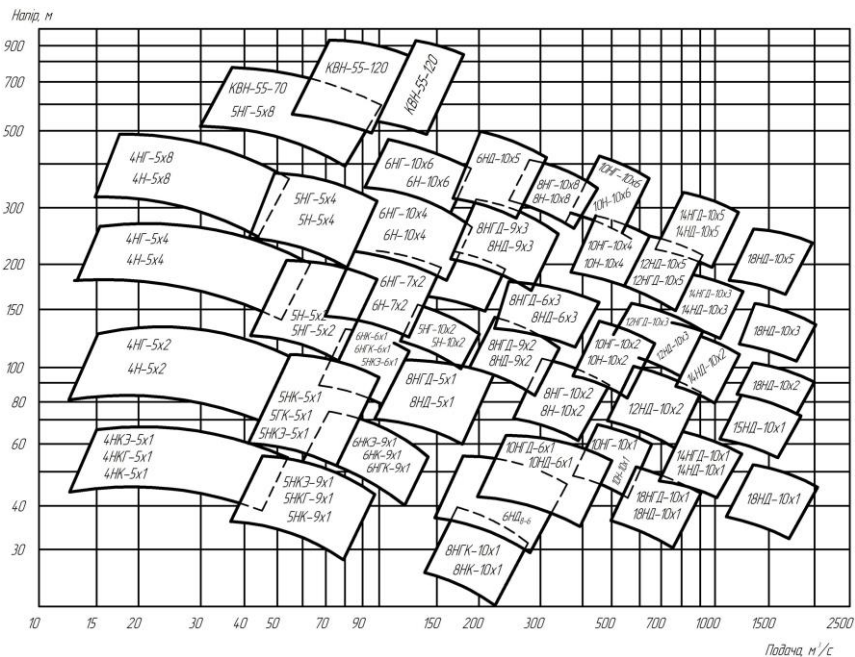


Рисунок 10.3 – Поля $Q - H$ відцентрових насосів нормального ряду за нормалю Н 521-57

I – для нафти та нафтопродуктів із $t \leq 250\text{ }^\circ\text{C}$ і лугів за нормальної температури – корпусні деталі з чавуну марки СЧ 32–52, робочі колеса з чавуну марки СЧ 28–48, вал зі сталі 40Х;

Iа – для скраплених нафтових газів, розчинів лугів (якщо чавун не забезпечує необхідну міцність) – корпусні деталі зі сталі марок 25Л або 30Л, робочі колеса з чавуну марки СЧ 28–48, вал зі сталі 40Х;

II – для некорозійних нафтопродуктів із $t = 251\text{--}400\text{ }^\circ\text{C}$ – корпусні деталі зі сталі марок 25Л або 30Л, робочі колеса зі сталі марок 25Л або 30Л, вал зі сталі 40Х;

III – для сірчанних корозійних нафтопродуктів із $t = 251\text{--}400\text{ }^\circ\text{C}$ – корпусні деталі зі сталі Х5ТЛ, робочі колеса зі сталі 20Х13Л, вал зі сталі 30Х13;

IV – V – Va – для жирних кислот, окисненого парафіну, фракцій із нафтовими кислотами за $t = 251\text{--}400\text{ }^{\circ}\text{C}$, а також для сірчаної кислоти 75–96 % за нормальної температури – корпусні деталі та робочі колеса зі сталі марки 1X18H9ТЛ, вал зі сталі 40X; усі деталі, що контактують із перекачуваним середовищем, виготовляють зі сталі марки 1X18H9ТЛ.

Маркування насосів нормального ряду виконують за формулою: перша цифра – діаметр вхідного патрубку, мм, зменшений у 25 разів та округлений; **Н** – нафтовий; **Г** – гарячий; **Д** – робоче колесо першого ступеня двостороннього входу; **К** – консольний; **КЕ** – консольний моноблоковий в одному блоці з електродвигуном; **М** – багатоступеневий; **В** – вертикальний. Друга цифра – коефіцієнт швидкохідності n_s , зменшений у 10 разів та округлений. Третя цифра – кількість ступенів.

У маркуванні насосів типу **КВН**: **К** – крекінговий, **В** – високонапірний; **Н** – нафтовий; перша цифра означає тиск на вихідному патрубку, кгс/см²; друга – основна подача насоса, м³/год.

Залежно від умов перекачуваного середовища насоси нормального ряду оснащені сальниковими (одинарними або подвійними) ущільненнями або торцевими (одинарними або подвійними).

Насоси для перекачування нафти та нафтопродуктів

За конструктивним виконанням насоси цієї групи – відцентрові горизонтальні спіральні. Ротори насоса та привода з'єднані зубчастою муфтою.

У «гарячих» насосах для виключення деформацій під час нагрівання насоса з холодного стану на роторі насоса передбачені теплові зазори, а корпус насоса має спеціальні пристрої для забезпечення спрямованого теплового розширення вздовж осі насоса. Площа кріплення опорних лап корпусу розміщена в горизонтальній площині по осі насоса.

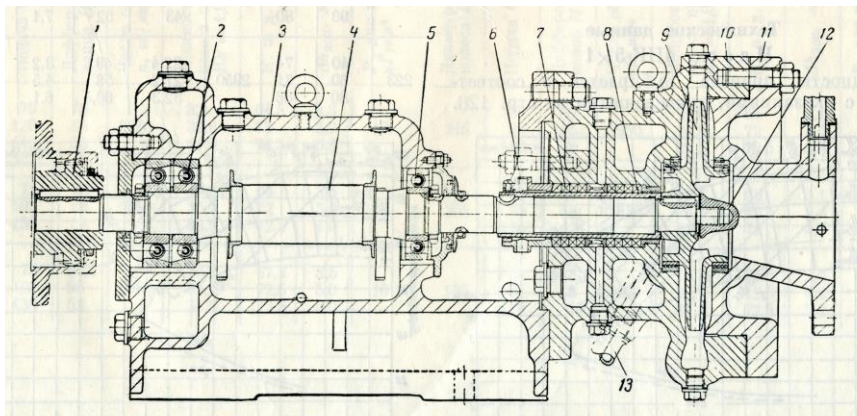


Рисунок 10.4 – Конструкція насоса типу НК

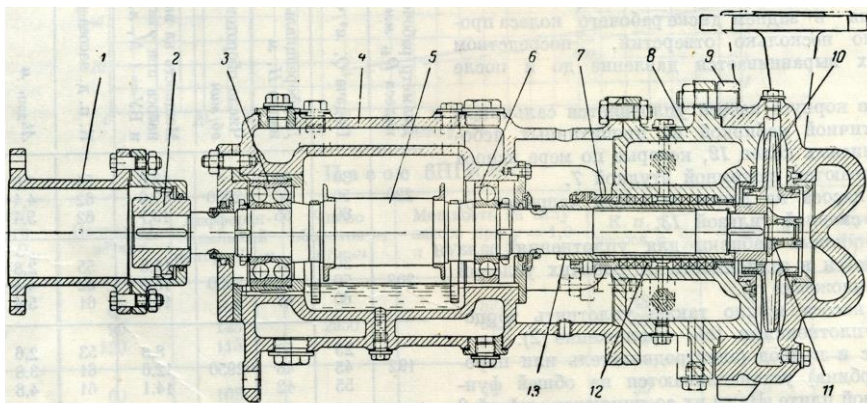


Рисунок 10.5 – Конструкція насоса типу НКГ

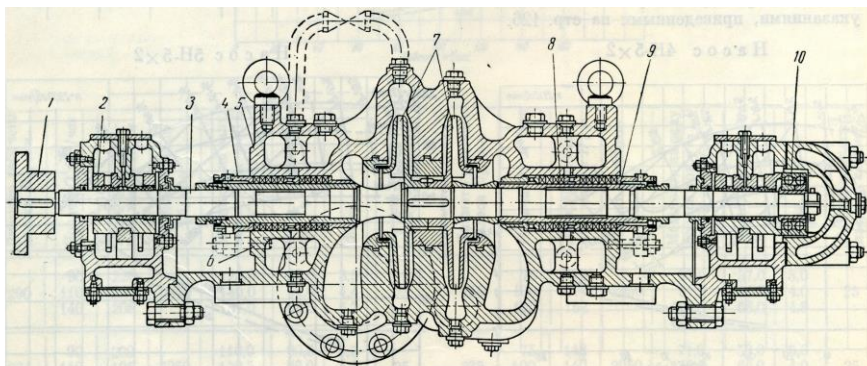


Рисунок 10.6 – Конструкція двоступеневого насоса типу Н

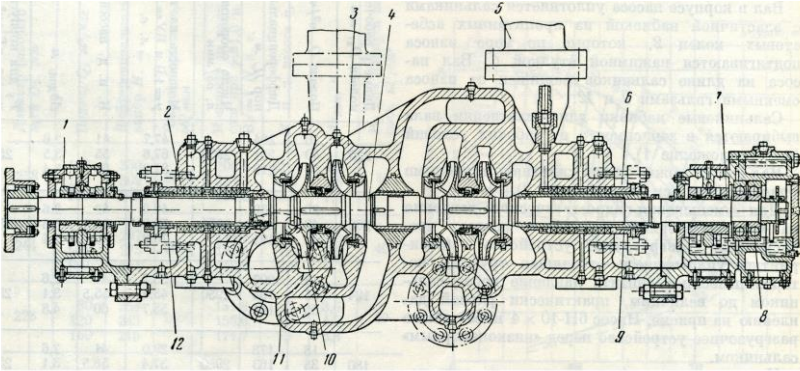


Рисунок 10.7 – Конструкція чотириступеневого насоса типу Н

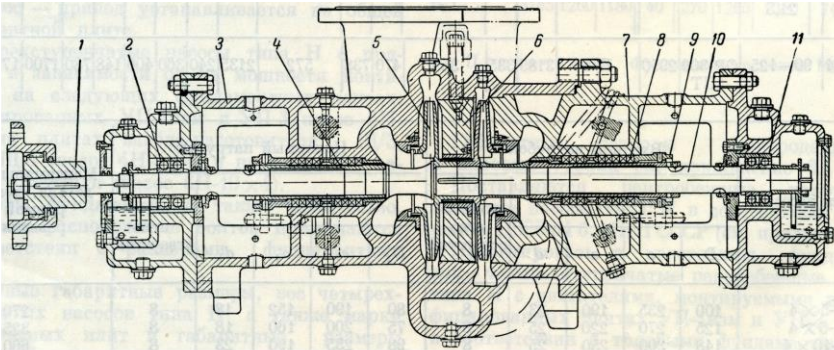


Рисунок 10.8 – Конструкція двоступеневого насоса типу НГ

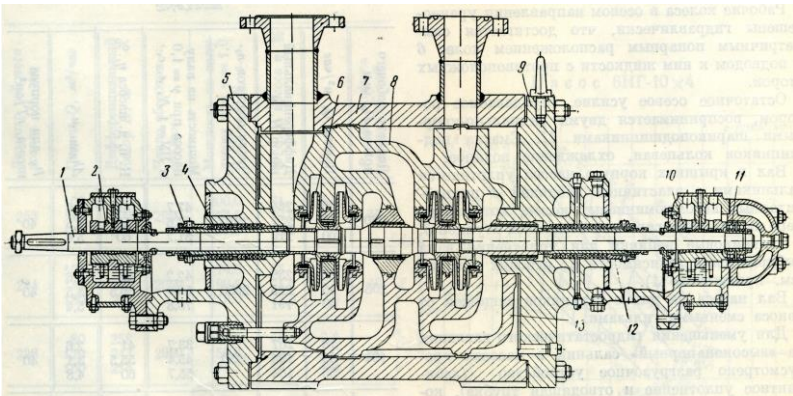


Рисунок 10.9 – Конструкція чотириступеневого насоса типу НГ

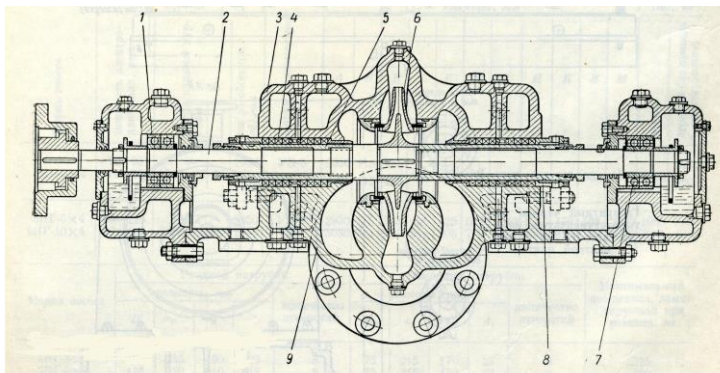


Рисунок 10.10 – Конструкція одноступеневого насоса типу НД

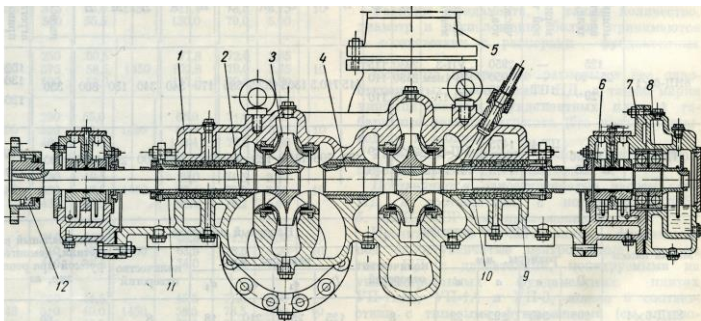


Рисунок 10.11 – Конструкція двоступеневого насоса типу НД

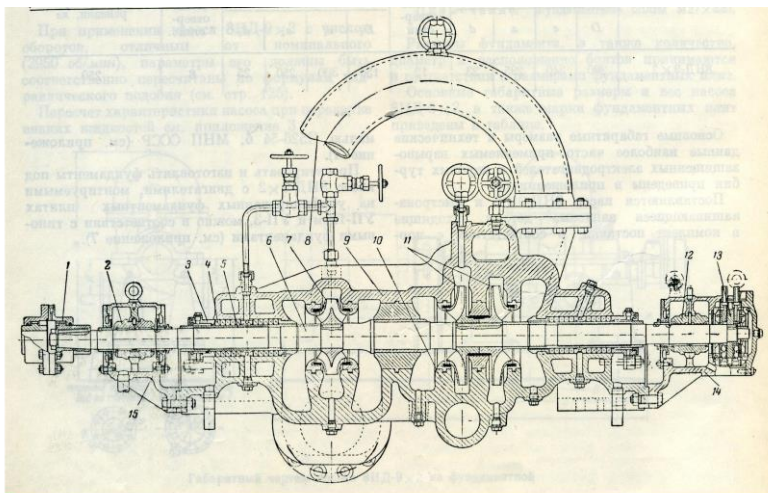


Рисунок 10.12 – Конструкція треступеневого насоса типу НД

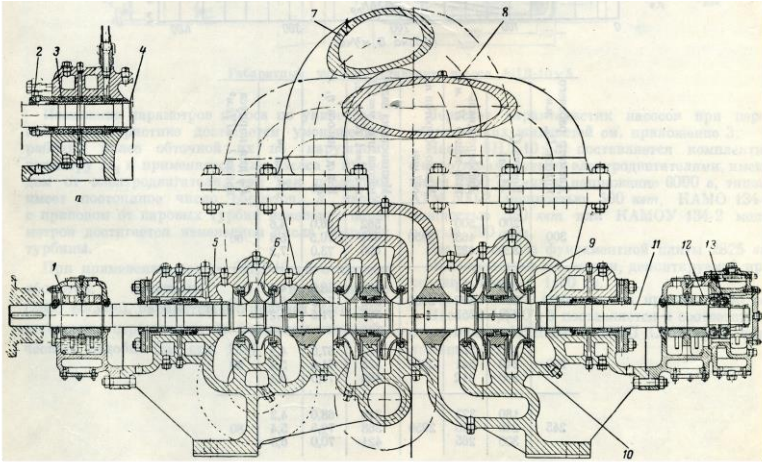


Рисунок 10.13 – Конструкція п'ятиступеневого насоса типу НД

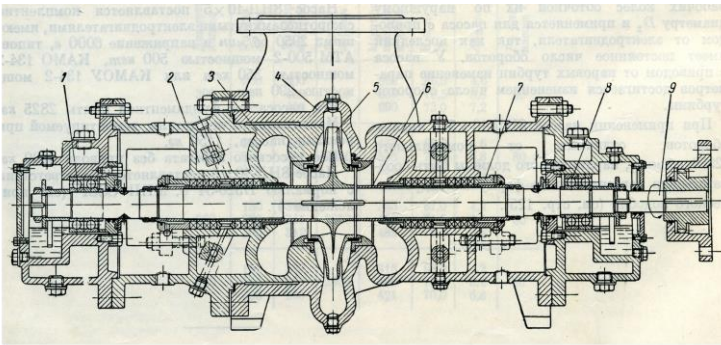


Рисунок 10.14 – Конструкція одноступеневого насоса типу НГД

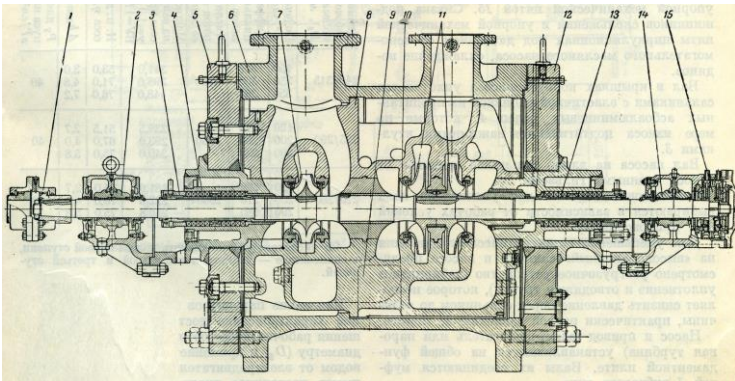


Рисунок 10.15 – Конструкція тріступеневого насоса типу НГД

Насоси для скраплених вуглеводневих газів

Особливістю скраплених вуглеводневих газів, зокрема, пропану, бутану та їх сумішей є висока пружність насичених парів. Наприклад, тиск насичених парів скрапленого пропану за робочої температури близько 45 °С дорівнює 16,4 кгс/см². У зв'язку з цим для запобігання кавітаційним явищам у насосах, що перекачують такі середовища, тиск у входному патрубку повинен бути на меншому за 17 кгс/см². На практиці для цих цілей застосовували сталеві гарячі насоси типу НГ, оснащені подвійними торцевими ущільненнями з поданням запірної рідини від спеціальних насосів, та спеціальні високонапірні восьмиступеневі насоси типу Н (рис. 10.16). Ці насоси також можна застосовувати для перекачування гарячих нафтопродуктів із температурою до 370 °С.

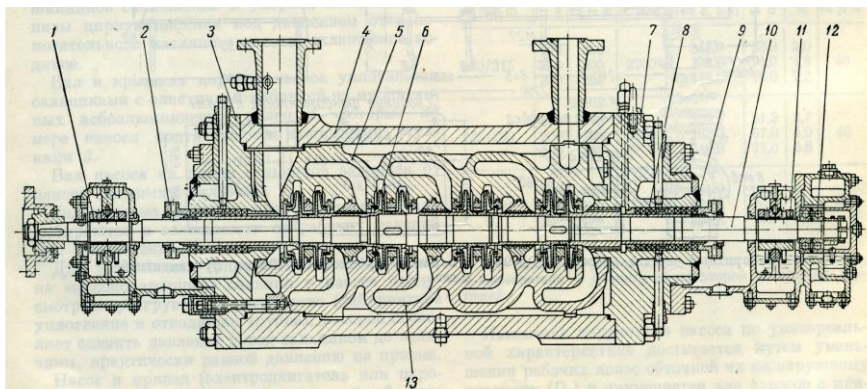


Рисунок 10.16 – Конструкція восьмиступеневого насоса типу НГД

Основні деталі насоса та кріплення виготовлені зі сталі, корпуси підшипників – із модифікованого чавуну. Ротор насоса в осьовому напрямку гідравлічно врівноважений за рахунок попарно симетрично розміщених робочих коліс за схемою «спина до спини». Залишкове осьове зусилля сприймається двома радіально-упорними підшипниками кочення. Опорами ротора є виносні підшипники ковзання з кільцевим картерним змащуванням та охолодженням. Ротори насоса та привода з'єднані зубчастою муфтою. Оскільки передбачається

застосування цих насосів і для перекачування гарячих нафтопродуктів, то для виключення деформацій під час розігріву насоса з холодного стану на роторі насоса передбачені теплові зазори, а корпус насоса має спеціальні пристрої для забезпечення спрямованого теплового розширення вздовж осі насоса. Площина кріплення опорних лап корпусу розміщена у горизонтальній площині по осі насоса.

Кислотні насоси

Для перекачування 75–96 % сірчаної кислоти та лугів за температури не вище ніж 25 °С застосовують консольні насоси типу **НК**, **Н** та **НД**, які відрізняються від базових типорозмірів матеріальним виконанням. Вал, захисні гільзи та деталі, що контактують із перекачуваним середовищем (за винятком корпусних), виготовлені зі спеціальних сталей.

Крекінгові насоси

Гарячі крекінг-насоси типу **КВН** (рис. 10.17) застосовуються як завантажувальні в установках термічного крекінгу для перекачування важких залишків: солярового дистилляту, мазуту, гудрону за температури 360–400 °С. Конструктивна схема цих насосів – класична для гарячих насосів високого тиску. Насоси типу КВН – відцентрові горизонтальні двохопорні, восьмиступеневі, з робочими колесами одностороннього входу, двокорпусні з виймальним внутрішнім корпусом секційного типу. Ротор насоса врівноважений гідропатою. Опорами ротора є виносні підшипники ковзання з примусовим змащуванням. Для виключення деформацій під час розігрівання насоса з холодного стану на роторі насоса передбачені теплові зазори, а корпус насоса має спеціальні пристрої для забезпечення спрямованого теплового розширення вздовж осі насоса. Площина кріплення опорних лап корпусу розміщена у горизонтальній площині по осі насоса. Рама насоса зварна з водяним охолодженням.

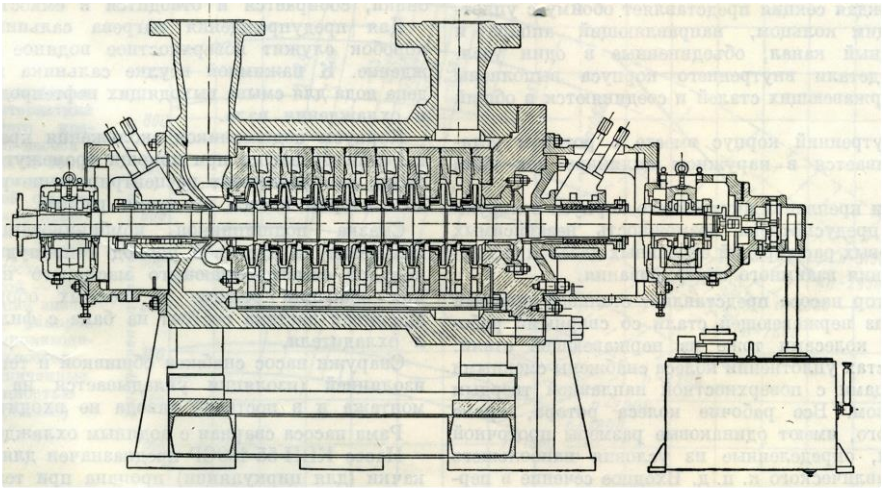


Рисунок 10.17 – Конструкція насоса типу KVH

10.4 Номенклатура нафтових насосів згідно з каталогом ВПІНафтомаш

На рисунках 10.18, 10.19 наведені поля Q – H другого покоління нафтових насосів згідно з каталогом ВПІНафтомаш.

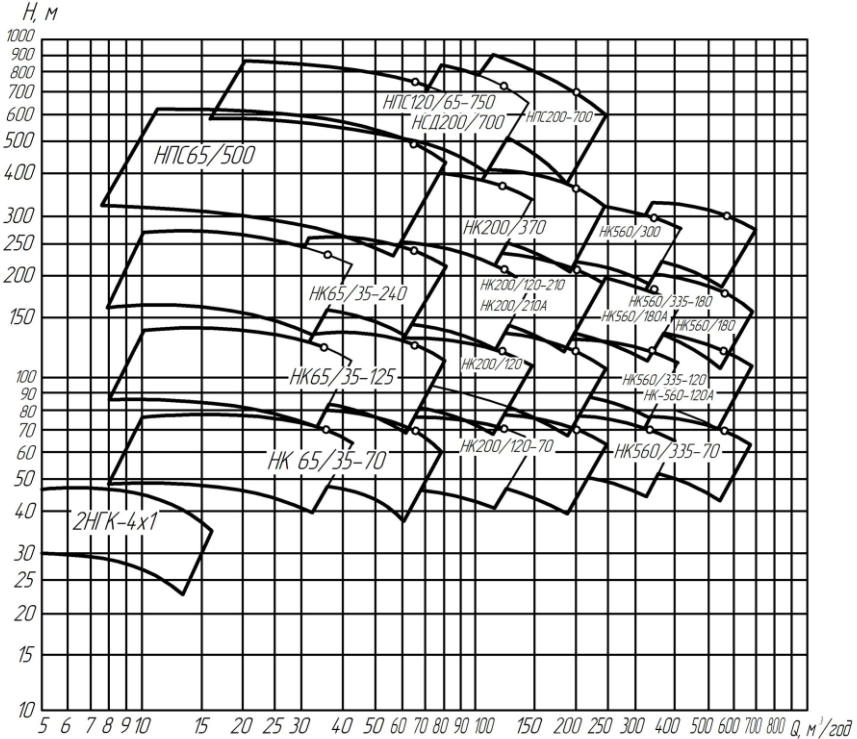
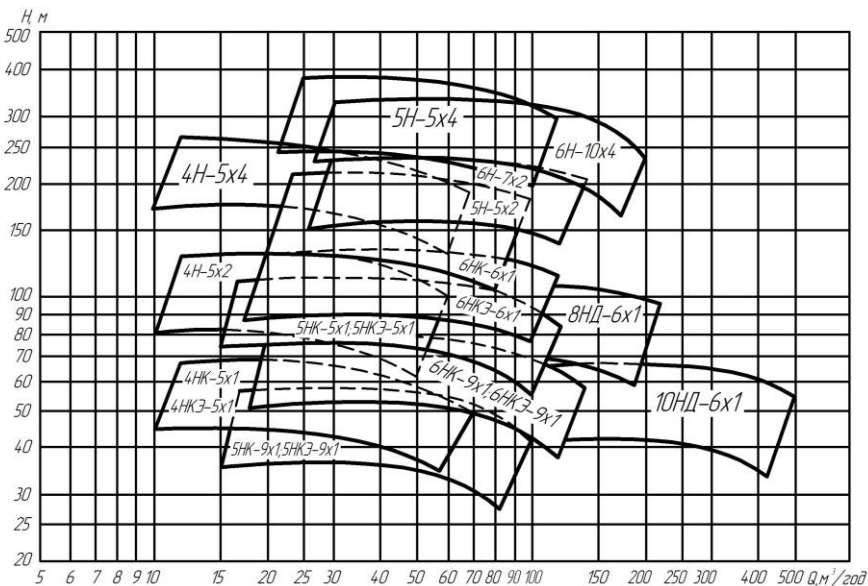


Рисунок 10.18 – Поля Q – H сталевих насосів

Насоси типу К

Нафтові консольні насоси типу К призначені для перекачування нафтопродуктів із температурою від -80 до $+400$ °С. Деталі проточної частини цих насосів можуть бути виготовлені зі сталей – вуглецевих (варіант С), хромистих (варіант Х) та нікелевмісних (варіант Н). Сфера застосування насосів типу К залежно від температури перекачуваної рідини та розміщення вхідного патрубку наведена в таблиці 10.2.

Рисунок 10.19 – Поля $Q - H$ чавунних насосівТаблиця 10.2 – Сфера застосування насосів типу K

Варіант виконання вхідного патрубку	Варіант виконання проточної частини		
	С	Х	Н
	Температура перекачуваної рідини, °С		
В	Від -30 до +400	Від 0 до +400	Від -80 до +200
Г	Від -30 до +200	Від 0 до +200	Від -80 до +200

У таблиці 10.3 зазначені марки матеріалів деталей насосів типу K різних виконань.

Корпуси насосів усіх виконань литі, встановлюються опорними лапами на пілони фундаментної плити. Опорні поверхні лап лежать у горизонтальній площині, яка проходить через вісь насоса. Рознім між корпусом та кришкою ущільнюється спіралью навитою прокладкою типу СНП.

Таблиця 10.3 – Марки матеріалів деталей насосів типу К

Складальна одиниця	Деталь	Виконання деталей проточної частини		
		С	Х	Н
		Матеріал; твердість поверхні		
Корпус	Корпус насоса. Кришка корпусу. Напрямний апарат та діафрагма	Сталь 25Л-II	Сталь 20X13Л або 20X5МЛ	Сталь 10X18Н9ТЛ
	Натискна втулка сальника	Сталь 25Л-II	Сталь 20X13Л або 25Л – II	Сталь 10X18Н9ТЛ
	Ущільнювальні кільця та вкладиші щілинних ущільнень	Сталь 40X; HRC 28 – 32	Сталь 30X13; HRC 30 – 35	Сталь 12X18Н10Т
Ротор	Вал	Сталь 40X	Сталь 20X13 або 30X13	Сталь 45X14Н14В2М
	Робоче колесо	Сталь 25Л-II	Сталь 20X13Л	Сталь 10X18Н9ТЛ
	Ущільнювальні кільця та втулки щілинних ущільнень. Розвантажувальний барабан	Сталь 40X; HRC 52 – 56	Сталь 40X13; HRC 52 – 56	Сталь 12X18Н10Т; наплавлення робочої поверхні
	Захисна гільза	Сталь 95X18; HRC 52 – 58		

Опорами ротора служать підшипники кочення з рідинним картерним змащуванням та охолодженням. Охолодження вузлів та деталей насосів передбачене охолодженням перекачуваним середовищем. Кожен насос виготовляють зі змінним ротором на половинну подачу. Крім того, передбачені чотири обточки діаметру кожного робочого колеса. Насоси обладнані торцевими ущільненнями або ущільненнями типу «плаваючі кільця» із вбудованими термобар'єрами.

Одноступеневі насоси типу К із робочим колесом одностороннього входу

Позначення насосів зі спіральним відводом: Н – нафтовий, К – консольний; перша цифра – значення подачі ротора № 1 (основного), через дріб – подача ротора № 2, друга цифра – значення напору на цих подачах обох роторів. Позначення насосів із напрямним апаратом: перша цифра – значення подачі основного ротора № 1, через дріб – значення напору при цій подачі.

На рисунку 10.20 наведена типова конструкція одноступеневого насоса з робочим колесом одностороннього входу та спіральним відводом.

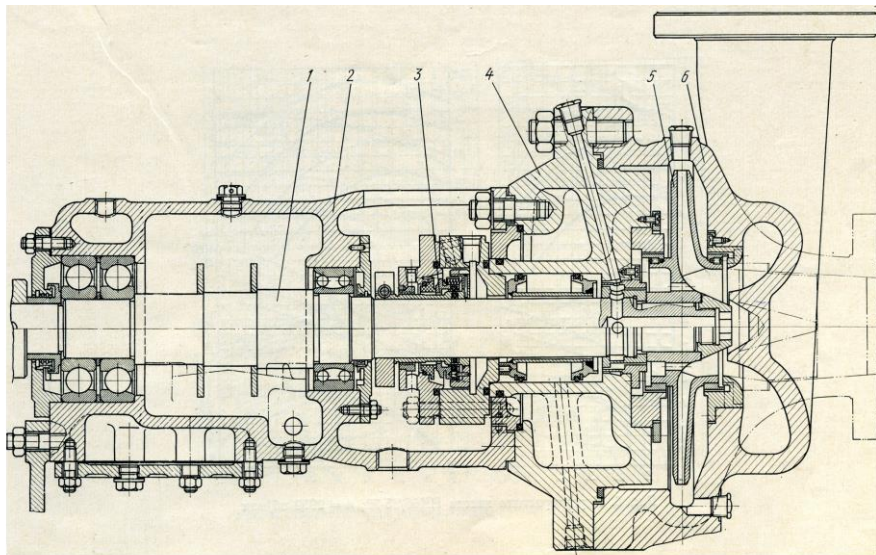


Рисунок 10.20 – Конструкція насоса НК 65/35-125

Одноступеневі насоси типу К із робочим колесом двостороннього входу (рис. 10.21)

Напрячний апарат складається з 4 частин та кріпиться у розточці спірального корпусу. Позначення в маркуванні насосів цієї групи такі самі, як і в попередній.

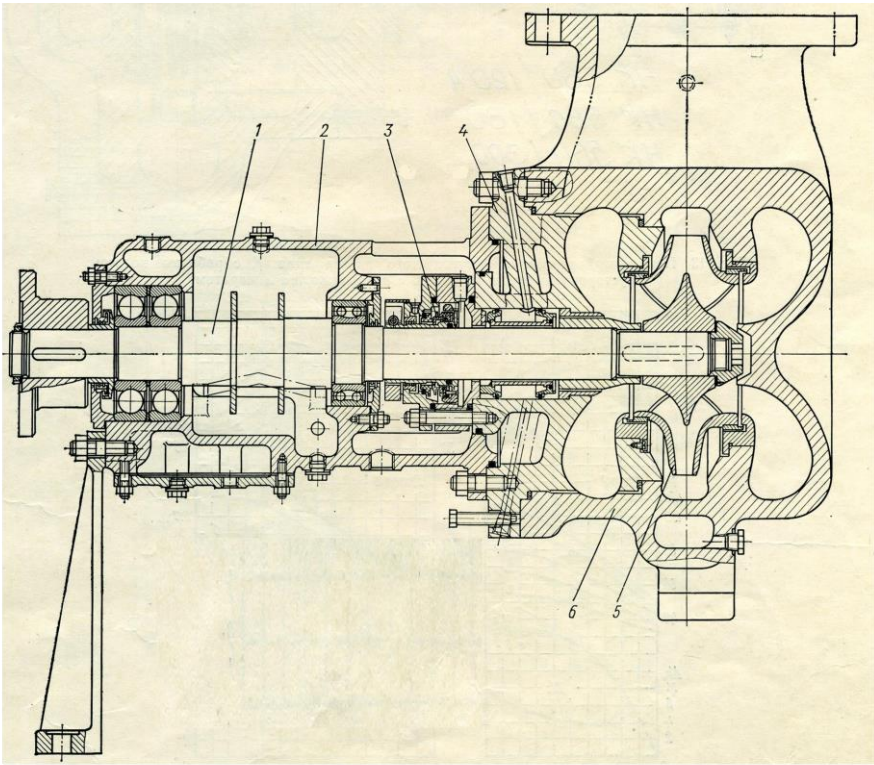


Рисунок 10.21 – Конструкція насоса НК 560/335-180

Двоступеневі насоси типу К (рис. 10.22)

Позначення в маркуванні насосів цієї групи: Н – нафтовий, К – консольний; перша цифра – номінальна подача основного ротора, друга цифра – напір при цій подачі.

Розвантаження від осьових сил та зниження тиску перед торцевим ущільненням здійснюється за рахунок отворів у валу, які з'єднують розвантажувальну камеру після щілинного ущільнення другого ступеня з входною порожниною насоса. Корпус насоса для охолодження вала й торцевого ущільнення має термобар'єр з охолоджувальною рідиною, яка постійно циркулює. Залишкове осьове зусилля сприймається двома радіально-упорними підшипниками. Опорами ротора є виносні

підшипники ковзання з кільцевим картерним змащуванням та з охолодженням. Ротори насоса та привода з'єднані зубчастою муфтою. Для виключення деформацій під час розігрівання насоса з холодного стану на роторі насоса передбачені теплові зазори, а корпус насоса має спеціальні пристрої для забезпечення спрямованого теплового розширення вздовж осі насоса. Площа кріплення опорних лап розміщена у горизонтальній площині по осі насоса.

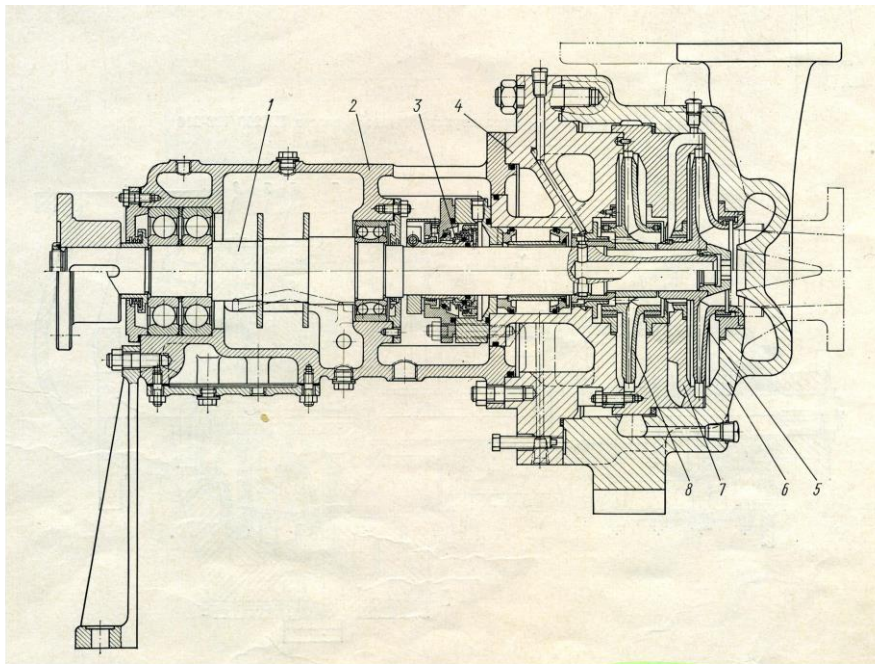


Рисунок 10.22 – Конструкція двоступеневого насоса НК65/35-240

Одноступеневі консольні насоси з передвключеним колесом типу НКВ

Ця група насосів призначена для перекачування нафти, скраплених вуглеводневих газів та нафтопродуктів із температурою від -80 до $+400$ °С, густиною до $1\,800$ кг/м³ з діапазоном подач від 12 до 1 000 м³/год. Для покращання кавітаційних характеристик насоси цієї групи обладнані

передвключеними колесами – «гвинтами». Типова конструктивна схема насосів типу НКВ наведена на рис. 10.23.

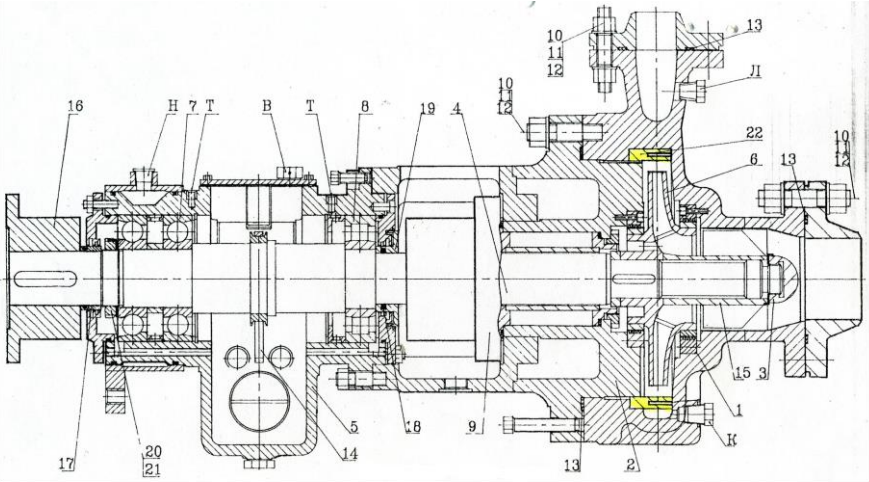


Рисунок 10.23 – Конструктивна схема насосів типу НКВ

Насоси типу НПС

Насоси типу НПС (рис. 10.24) призначені для перекачування нафтопродуктів із температурою від -30 до $+200$ °С. Позначення у маркуванні цього насоса: Н – нафтовий, П – із плоским рознімом корпусу, С – секційний; перше число у чисельнику – номінальна подача ротора № 1, у знаменнику – ротора № 2, друге число – напір при цих подачах. Насоси типу НПС – горизонтальні двокорпусні з плоским рознімом зовнішнього корпусу та виймальним внутрішнім корпусом секційного типу, восьмиступеневі із симетрично розміщеними однопотоківими робочими колесами за схемою «спина до спини» групами по чотири ступені зліва та справа. Ущільнювальний вузол між групами ступенів виконаний за типом «щільове ущільнення». Кінцеві ущільнення вала – одинарні або подвійні торцеві. Опорами ротора є виносні підшипники кочення з рідинним картерним змащуванням та охолодженням. Корпусні деталі, секції, робочі колеса та напрямні апарати виконані зі сталі 25Л-П. Деталі щільових

ущільнень та вал виконані зі сталі 40Х. Захисна гільза ущільнювального вузла виконана зі сталі 95Х18 (HRC 52–58). Насоси виготовляють з одним або двома варіантами роторів та з одним із чотирьох розрахункових зовнішніх діаметрів робочого колеса.

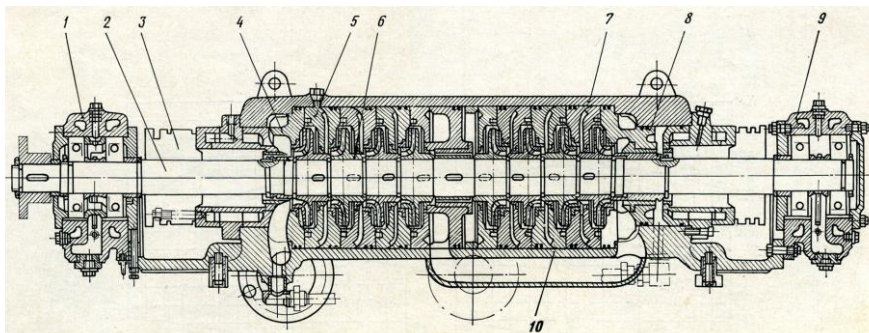


Рисунок 10.24 – Конструкція насосів типу НПС

Контрольні питання до розділу 10

- 1 Які технологічні процеси реалізуються під час перероблення нафти на нафтопереробних заводах?
- 2 На які види поділяють нафтопереробні виробництва?
- 3 Які нафтопереробні заводи розміщені на території України?
- 4 За якими ознаками класифікують нафтові відцентрові насоси?
- 5 Які матеріали застосовують для виробництва основних деталей нафтових відцентрових насосів?
- 6 За якими принципами виконують маркування насосів?
- 7 Опишіть основні конструктивні схеми нафтових відцентрових насосів.

Розділ 11

Особливості експлуатації насосного обладнання нафтогазового комплексу

11.1 Експлуатація обладнання свердловин при насосному способі видобування нафти

Однією з основних причин відмов обладнання свердловин та його передчасного руйнування є висока агресивність експлуатаційних середовищ. Низький ресурс роботи обладнання вимагає збільшення його маси та габаритів, зниження допустимих навантажень, збільшення кількості ремонтів, що призводить до підвищення витрат на виготовлення та обслуговування обладнання.

Серед свердловин, що на сьогодні перебувають в експлуатації, близько 90 % експлуатуються механізованим способом (штанговими насосними установками, відцентровими занурюваними електронасосними агрегатами тощо). Відповідно витрати на видобування продукції із цих свердловин становлять основну частку витрат у нафтовидобувній промисловості.

Досвід експлуатації свердловин, обладнаних глибиннонасосними установками, свідчить, що переважна більшість ремонтів цих свердловин пов'язана з порушенням працездатності колон насосно-компресорних труб, насосних штанг, свердловинних штангових та занурюваних відцентрових насосів, устьової запірної арматури. Різноманітність умов експлуатації обумовлює й різні причини відмов зазначених видів обладнання. Більшість відмов пов'язана з дією експлуатаційних факторів, які можна поділити на три основні групи:

- корозійне руйнування та руйнування внаслідок спільної дії корозій та втомленості металу;
- зношування;
- утворення на поверхні обладнання значних осадів парафінів та солей.

Обслуговування свердловин, обладнаних штанговими свердловинними насосними установками

Верстат-качалку встановлюють на фундамент: монолітний (залізобетонний), або складений (залізобетонний або металевий). Після завершення монтажу усього обладнання проводять обкатування верстата-качалки на холостому ходу впродовж трьох годин. Потім приєднують штанги і запускають верстат-качалку у роботу під навантаженням.

Після перших декількох днів роботи необхідно оглянути усі нарізні з'єднання і підтягнути їх. У перші дні експлуатації необхідно систематично контролювати стан зборки, кріплення підшипників, затяжки кривошипних і верхніх пальців на шатуні, натягування ременів, відсутність витікань масла у редукторі, відповідність потужності та швидкості обертання вала електродвигуна встановленому режиму тощо.

Під час обходу та огляду насосних свердловин необхідно перевіряти стан клинопасової передачі; стан валових підшипників верстата-качалки; кріплення головки шатуна і пальця кривошипа; надходження змащування до поверхонь тертя; роботу сальника; нафтові та газові лінії; стан території навколо верстата-качалки та свердловини.

Штангові насоси

Роботи з обслуговування верстатів-качалок досить небезпечні та трудомісткі. Це обумовлене наявністю рухомих частин і струмопровідних ліній, необхідністю змащування, обслуговування, частої заміни та ремонту вузлів і деталей. Небезпеки усуваються при надійному огороженні усіх рухомих частин та проведенні змащування, налагодження, ремонту обладнання при повному зупиненні верстата-качалки. Для усунення небезпеки падіння з висоти під час обслуговування і ремонту облаштовують майданчики з огороженням.

Безитангові насоси

Основні небезпеки у цьому випадку пов'язані з експлуатацією електрообладнання, монтажем (демонтажем) установок.

Монтаж і демонтаж наземного електрообладнання занурюваних відцентрових і гвинтових насосів, огляд, ремонт і налагодження необхідно виконувати електротехнічним персоналом. Неелектротехнічному персоналу (операторам, майстрам) дозволяється виконувати лише пуск та зупинення електронасосів.

11.2 Експлуатація технологічних трубопроводів, арматури та інженерних комунікацій

Технологічні трубопроводи та арматуру необхідно систематично оглядати для виявлення витікань нафти, нафтопродукту, газу тощо. Витікання газу зі з'єднань обладнання, трубопроводів та арматури виявляють за допомогою мильного розчину, спеціальними приладами або іншим методом без застосування відкритого вогню.

Під час технічного обслуговування трубопроводів і арматури необхідно виконувати такі роботи:

- зовнішній огляд для перевірки щільності зварних, фланцевих і нарізних з'єднань, сальникових ущільнень, стану ізоляційних покриттів;
- огляд, очищення від забруднення і дрібний ремонт арматури;
- перевірку стану опор трубопроводів, компенсаторів, переходів, колодязів, пожежних гідрантів.

У разі виявлення дефектів на арматурі, фланцевих з'єднаннях, компенсаторах тощо, а також у разі встановлення механічно напружених ділянок трубопроводів, які можуть через це зруйнуватися, їх необхідно відключити з подальшим проведенням необхідних ремонтних робіт.

Під час технічного обслуговування арматури необхідно перевірити наявність усіх болтів, гайок та шпильок, стан маховиків і надійність їх кріплення. У разі важкого ходу шпинделя арматури або втрати герметичності сальникового ущільнення, несправності необхідно усувати за умови вжиття додаткових заходів безпеки.

Також необхідно перевіряти справність приводів арматури. У разі потреби поновлювати вказівники напрямів відкриття та закриття арматури.

Несправна і негерметична арматура підлягає заміні.

Виявлені за результатами огляду несправності фіксують у журналі.

За результатами огляду визначають термін проведення поточного ремонту трубопроводів. До переліку робіт із поточного ремонту відносять:

- усунення дефектів, виявлених під час технічного обслуговування;
- усунення провисання надземних газопроводів, ремонт або заміна кріплень;
- фарбування надземних газопроводів;
- ремонт запірної арматури;
- перевірка герметичності з'єднань.

Поточний ремонт запірної арматури проводять не рідше одного разу на рік, якщо інший термін не передбачений підприємством-виробником. Він передбачає:

- очищення арматури від бруду й корозії;
- фарбування арматури;
- змащення черв'яків засувки і вентилів;
- перевірку та набивку сальників;
- усунення несправностей приводних пристроїв засувки і вентилів;
- перевірку герметичності всіх з'єднань та сальникових ущільнень;
- заміну непридатних болтів і прокладок.

Капітальний ремонт трубопроводів проводять за необхідності.

Під час капітального ремонту необхідно виконувати такі роботи:

- ремонт або заміну ділянок малонадійних газопроводів;
- ремонт або заміну ізоляції газопроводів;
- заміну несправної арматури.

Після проведення капітального ремонту трубопроводи підлягають випробуванням.

Під час технічного обслуговування компресорів і насосів виконують такі роботи:

- огляд агрегатів, запірної та запобіжної арматури, засобів вимірювань й автоматики безпеки для виявлення несправностей та витікань газу;
- очищення обладнання та КВП і А від забруднень і пилу;
- перевірку наявності та справності заземлення і кріплень;
- контроль відсутності сторонніх шумів та вібрацій; підвищеної температури підшипників; рівня, тиску і температури масла та охолоджувальної води;
- перевірку справності доступних для огляду рухомих частин;
- контроль стану і положень запірної арматури та запобіжних клапанів;
- відключення несправного обладнання;
- роботи, передбачені інструкціями з експлуатації заводів-виробників обладнання.

Технічне обслуговування насосів необхідно проводити у терміни, встановлені підприємством-виробником. Під час технічного обслуговування виконують такі роботи:

- перевірку вузлів зчеплення насосів з електродвигунами;
- перевірку роботи зворотного клапана, усунення витікань між секціями багатоступеневих секційних насосів;
- підтягування анкерних та напрямних болтів;
- інші роботи, передбачені інструкціями з експлуатації насосів.

Під час поточного ремонту насосів, окрім робіт, які виконують при технічному обслуговуванні, виконують такі роботи:

– знімання ротора та огляд внутрішньої поверхні корпусу;

– ремонт або часткову заміну дисків;

– шліфування та правку шийок вала;

– заміну ущільнювальних кілець;

– балансування ротора;

– заміну прокладок;

– ремонт, набивання або заміну сальникових ущільнень;

– заміну підшипників (за необхідності).

Рухомі частини обладнання та частини обладнання, що обертаються, повинні бути надійно огорожені. Допускається тимчасове зняття огорожі рухомих частин обладнання та термоізоляції поверхонь обладнання, що нагріваються (охолоджуються), у період огляду й ремонту.

Глосарій

А

Адсорбція – вибіркове поглинання речовини з газового чи рідкого середовища поверхневим шаром твердого тіла (адсорбенту) чи рідини.

Алкілування – процес, що ґрунтується на реакції взаємодії ізобутану з олефінами за наявності каталізатора для отримання бензинових фракцій, що характеризуються високою стабільністю й детонаційною стійкістю.

В

Вісбкрекінг – один із видів термічного крекінгу. Застосовують для зниження в'язкості гудрону та інших залишків вакуумної перегонки (інколи сировиною установки може бути мазут для одержання товарних котельних палив (топкових мазутів). Процес є некаталітичним.

Г

Гідрати – комплекси, які містять зв'язані молекули води, що можуть входити до її структури.

Гідрокрекінг – один із видів **крекінгу**, який відбувається під дією водню за температури 330–450 °С та тиску 5–30 МПа й за наявності нікелево-молібденових каталізаторів.

Гумус – органічна частина ґрунту, яка утворюється внаслідок розкладання рослинних і тваринних решток і продуктів життєдіяльності організмів.

Д

Дисипація – процес розсіювання енергії, перехід частини енергії впорядкованого процесу в енергію невпорядкованого процесу.

Диспергування – тонке подрібнення та розподіл в якомусь об'ємі твердого матеріалу, рідини або газу, внаслідок якого виникають дисперсні системи: порошки, суспензії, емульсії, аерозолі.

Дистилят – продукт дистиляції.

Дистиляція (перегонка) – процес розкладання (розділення) твердих (рідинних) речовин (суміші летких рідин) на складові частини (компоненти) шляхом нагрівання (випаровування з подальшою конденсацією) без доступу повітря. Процес **дистиляції** ґрунтується на різній здатності речовин набувати пароподібного стану залежно від температури і тиску.

Е

Емульсія – дисперсна система з рідким дисперсійним середовищем та рідкою дисперсною фазою. Складається з двох взаємно нерозчинних речовин, одна з яких рівномірно розподілена в інший у вигляді найдрібніших крапель.

І

Ізомеризація – 1) Зміна зв'язків між атомами або ж їх просторового положення в молекулі сполуки, що приводить до утворення її ізомеру. 2) Перетворення одного ізомеру на інший (наприклад, нормальний бутан при дії каталізатора ізомеризується в ізобутан).

К

Катодний захист – електрохімічний захист металу через знижування його потенціалу з допомогою зовнішнього джерела електричного струму або анодного протектора.

Коалесценція – злиття крапель рідини або газових (повітряних) пухирців при їх зіткненні всередині середовища, яке рухається (рідина, газ), або на поверхні будь-якого тіла, за якими йде зміна фазових границь, що призводить до зменшення загальної поверхні.

Компримування – підвищення тиску газу за допомогою компресора.

Крафт-папір – високоміцний обгортковий папір зі слабопровареної довговолокнистої сульфатної целюлози.

Крекінг – термічне або каталітичне перероблення вуглеводнів, наприклад, нафтових фракцій, за якого молекули важких вуглеводів розщеплюються на простіші.

Л

Лупінг – трубопровід, який прокладають паралельно до основного трубопроводу; підключають для збільшення його пропускної здатності.

М

Маніфольд – 1) Колектор, обв'язка устя свердловини, компресора і т. д. 2) Розгалужений комплекс труб з одним чи кількома випускними отворами, до якого підводять кілька ліній; оснащений клапанами та контрольно-вимірювальними приладами для моніторингу витрати флюїдів, що транспортуються індивідуальними трубопроводами.

Н

Нафта – горюча корисна копалина, складна суміш вуглеводнів різних класів з невеликою кількістю органічних кисневих, сірчистих і азотних сполук, що являє густу оліїсту рідину.

Нафтовий газ – газ, розчинений у нафті за пластових умов; виділяється під час експлуатації нафтових покладів внаслідок зниження пластового тиску, нижчого за тиск насичення нафти.

Нафтовий кокс – тверда пориста речовина від темно-сірого до чорного кольору, що є продуктом коксування (нагрівання до високих температур без доступу повітря) важких залишків нафти.

Нафтопереробний завод (НПЗ) – промислове підприємство, яке виробляє із сирової нафти рідкі палива, мастила, бітум, нафтовий кокс, парафін, церезин, ароматичні вуглеводні, органічні кислоти, сірку або сірчану кислоту, розчинники, скраплені гази і нафтохімічну сировину. На НПЗ здійснюється знесолення, зневоднення і стабілізація сирової нафти, первинна

(атмосферна і вакуумна) перегонка нафти, селективне очищення, депарафінізація і доочищення масел, деасфальтизація гудрону, каталітичний реформінг, гідроочищення, гідрокрекінг, сповільнене коксування, каталітичний крекінг, алкілування ізобутану олефінами, ізомеризація та газофракціонування.

П

Пакер – пристрій, призначений для щільного розділення гумовим елементом окремих ділянок стовбура свердловини під час здійснення ремонтних робіт або експлуатації свердловини.

Пласт – геологічне тіло, що має плоску форму, за якої його товщина в багато разів менша за розмір його поширення, характеризується однорідними ознаками й обмежене паралельними поверхнями: верхньою – покрівлею та нижньою – підошвою.

Пластовий флюїд – газ, нафта, пластова вода або їх суміші, якими насичено гірські породи.

Поверхневий натяг – фізичне явище, суть якого в прагненні рідини скоротити площу поверхні при незмінному об'ємі. Виникає як у випадку поверхні розділу між рідиною й газом, так і у випадку поверхні розділу двох різних рідин.

Поверхнево-активні речовини (ПАР) – хімічні речовини, що знижують поверхневий натяг рідини, полегшуючи розтікання, зокрема знижуючи поверхневий натяг на межі двох рідин. Це речовини, молекули або йони яких концентруються під дією молекулярних сил (адсорбуються) біля поверхні розділу фаз і знижують поверхневу енергію.

Полімеризація – утворення високомолекулярних сполук (полімерів) із низькомолекулярних сполук (мономерів). Утворений полімер має такий самий елементний склад, як і вихідна речовина (мономер).

Піроліз – розщеплення складних органічних сполук за високої температури за відсутності кисню або у киснево-дефіцитній атмосфері для уникнення окиснення і горіння.

Р

Ректифікація – розділення рідких сумішей, що містять два або кілька компонентів різної питомої ваги, багаторазовим випаровуванням суміші й конденсацією пари.

Риформінг – термокatalітичний процес отримання високооктанового компонента автомобільних бензинів, ароматизованого концентрату для виробництва індивідуальних вуглеводнів і технічного водню внаслідок кatalітичних перетворень бензинових фракцій первинного та вторинного походження, а також бензинів гідрокрекінгу й крекінгу кatalітичного.

С

Сапропель – органічні мули, відкладення прісних континентальних водоймищ, що складаються з решток організмів, які населяли товщу води та її поверхню, вищих водних рослин і продуктів їх розпаду.

Світлі нафтопродукти – фракції нафти, які википають за температур до 350 °С і тиску, що дещо перевищує атмосферний (бензинова фракція, лігроїнова фракція, гасова фракція, дизельна фракція).

Сира нафта – нафта пластова, видобута із надр.

Суспензія (завись) – дисперсна система з рідким дисперсійним середовищем та твердою диспергованою (дисперсною) фазою, частинки якої достатньо великі, щоб протидіяти броунівському руху.

Т

Тиск насичення пластової нафти газом – тиск, за якого в процесі ізотермічного розширення однофазової пластової нафти в умовах термодинамічної рівноваги появляються перші пухирці газу і він починає переходити із розчинного в нафті стану у вільний, що призводить до перетворення однофазової системи на двофазову.

Точка роси – температура, за якої повітря досягає стану насиченості водяною парою при незмінному тиску і даному стані вологоутримання.

У

Умовне паливо – одиниця обліку органічного палива, яка використовується для зіставлення ефективності різних видів палива та їх сумарного обліку. За одиницю **умовного палива** прийняте паливо, теплота згоряння якого дорівнює 29,3 МДж/кг або 7 000 ккал/кг.

Ф

Флюїд – загальний термін для позначення речовини, яка пластично деформується у часі (тече) під напруженням зсуву.

Список літератури

1. Костриба І. В. Нафтопромислове обладнання. Задачі, вправи : навч. посібник / І. В. Костриба. – Київ : ІЗМН, 1996. – 432 с.
2. Кушелев В. П. Охрана труда в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности : учебник для вузов / В. П. Кушелев, Г. Г. Орлов, Ю. Г. Сорокин. – Москва : Химия, 1983. – 482 с.
3. Строительство и монтаж насосных и компрессорных станций : учебное пособие для вузов / В. Л. Березин, П. П. Бородавкин, С. Я. Куриц, Е. И. Трушин. – Москва : Недра, 1974. – 272 с.
4. Костриба І. В. Бурове і нафтопромислове обладнання : атлас технологічних схем та конструкцій / І. В. Костриба, І. І. Шостаківський, М. Й. Бурда. – Київ : Видавництво «ЛОГОС», 2001. – 105 с.
5. Бойко В. С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений : учеб. для вузов / В. С. Бойко. – Москва : Недра, 1990. – 427 с. : ил.
6. Ясов В. Г. Погружные гидравлические буровые машины : монография / В. Г. Ясов. – Львов : Вища школа, 1982. – 87 с.
7. Трубопроводный транспорт нефти и газа : учебник для вузов / В. Д. Белоусов, Э. М. Блейхер, А. Г. Немудров и др. – Москва : Недра, 1978. – 407 с.
8. Финкельштейн З. Л. Эксплуатация гидравлического оборудования : учеб. пособ. / З. Л. Финкельштейн. – Алчевск : ДонГТУ, 2008. – 123 с.
9. Швиндин А. И. Центробежные насосы для нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств : учебное пособие / А. И. Швиндин. – 3-е изд., перераб. и доп. – Сумы : СумГУ, 2014. – 231 с.
10. Лопастные насосы : справочник / В. А. Зимницкий, А. В. Каплун, А. Н. Папир, В. А. Умов ; под общ. ред.

В. А. Зимницкого и В. А. Умова. – Ленинград : Машиностроение. Ленингр. отд-ние, 1986. – 334 с.

11. Рябцев Г. Л. Нефтепродукты Украины: настоящее и будущее : монография / Г. Л. Рябцев, С. В. Сапегин, В. Э. Лир. – Киев : ЧП «Санспарель», 2008. – 280 с. : ил., табл.

12. Протасов В. Н. Повышение надежности оборудования скважин при насосном способе добычи нефти / В. Н. Протасов. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1986. – 72 с.

13. Кирсанов А. Н. Буровые машины и механизмы : учебник для вузов / А. Н. Кирсанов, В. П. Зиненко, В. Г. Кардыш. – Москва : Недра, 1981. – 448 с.

14. Верзилин О. И. Современные буровые насосы. / О. И. Верзилин. – Москва : Машиностроение, 1971. – 256 с.

15. Ржебаева Н. К. Расчет и конструирование центробежных насосов : учеб. пос. / Н. К. Ржебаева, Э. Е. Ржебаев. – Сумы : СумГУ, 2009. – 220 с.

16. Мала гірнича енциклопедія / за редакцією В. С. Білецького. – Донецьк : Донбас, 2004. – Т. 1. – 640 с.

17. Порядок експлуатації та технічного обслуговування систем постачання скраплених вуглеводневих газів. – Київ : ТОВ «Проектний та науково-дослідний інститут «УКРНДІНЖПРОЕКТ», 2014. – 87 с.

Навчальне видання

**Панченко Віталій Олександрович,
Папченко Андрій Анатолійович**

ГІДРАВЛІЧНІ МАШИНИ І ОБЛАДНАННЯ НАФТОВИХ ТА ГАЗОВИХ КОМПЛЕКСІВ

Навчальний посібник

Художнє оформлення обкладинки В. О. Панченка
Редактори: Н. З. Клочко, С. М. Симоненко
Комп'ютерне верстання В. О. Панченка

Формат 60×84/16. Ум. друк. арк. 13,25. Обл.-вид. арк. 12,51. Тираж 300 пр. Зам. №

Видавець і виготовлювач
Сумський державний університет,
вул. Римського-Корсакова, 2, м. Суми, 40007
Свідоцтво суб'єкта видавничої діяльності ДК № 3062 від 17.12.2007.