

	стор.
ЗМІСТ	
ВСТУП	7
1 ОСНОВИ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН	10
1.1 Способи буріння свердловин	10
1.1.1 Поняття про свердловину.....	10
1.1.2 Способи буріння нафтових і газових свердловин.....	12
1.2 Бурові установки	23
1.2.1 Класифікація бурових установок.....	23
1.2.2 Коротка характеристика бурових установок.....	26
1.3 Породоруйнівний інструмент	35
1.3.1 Призначення і класифікація бурових доліт.....	35
1.3.2 Долота для буріння суцільним вибоєм.....	36
1.3.3 Інструмент для буріння кільцевим вибоєм.....	52
1.3.4 Відбір керну в нафтових і газових свердловинах.....	60
1.4 Бурильна колона	66
1.4.1 Склад і призначення бурильної колони.....	66
1.4.2 Умови роботи бурильної колони.....	67
1.4.3 Елементи бурильної колони.....	69
1.5 Обладнання для обертання бурильного інструмента	84
1.5.1 Ротори.....	84
1.5.2 Гідравлічні вибійні двигуни.....	86
1.5.3 Електробури.....	95
1.6 Промивання і продування свердловин	99
1.6.1 Призначення і класифікація промивних рідин.....	99
1.6.2 Промивні рідини на водній основі.....	100
1.6.3 Промивні рідини на неводній основі.....	108
1.6.4 Обладнання для промивання свердловин. Приготування і очищення промивних рідин.....	109
1.6.5 Продування свердловин повітрям (газом).....	118
1.6.6 Вимірювання параметрів бурового розчину.....	120
1.7 Режим буріння	125
1.7.1 Поняття про режим буріння і показники роботи доліт.....	125
1.7.2 Технологічні особливості режимів різних способів буріння.....	126
1.7.3 Раціональний час роботи долота на вибої.....	128
1.7.4 Подача бурильної колони.....	128
1.7.5 Викривлення свердловин. Причини викривлення вертикальних свердловин.....	129
1.7.6 Попередження викривлення вертикальних свердловин.....	132
1.7.7 Штучне викривлення свердловин.....	135

1.8 Роз'єднання пластів	139
1.8.1 Елементи обсадної колони.....	139
1.8.2 Проектування конструкції свердловини.....	141
1.8.3 Умови роботи обсадної колони в свердловині. Конструкція обсадної колони.....	142
1.8.4 Цементування обсадних колон.....	145
1.9 Закінчення свердловин	156
1.9.1 Буріння в продуктивному горизонті.....	157
1.9.2 Дослідження продуктивного горизонту.....	159
1.9.3 Вибір конструкції вибійної частини свердловини...	162
1.9.4 Обладнання устя свердловини.....	164
1.9.5 Випробування колони на герметичність.....	174
1.9.6 Сполучення експлуатаційної колони з пластом.....	175
1.9.7 Виклик припливу нафти, газу або газоконденсату з пласта.....	186
2 ВИДОБУВАННЯ НАФТИ, ГАЗУ І ГАЗОКОНДЕНСАТУ	194
2.1 Фізичні основи руху рідин і газів у пористому середовищі	194
2.1.1 Пластова енергія і сили, які діють у нафтових, газових і газоконденсатних покладах.....	194
2.1.2 Режим дренування нафтових, газових і газоконденсатних покладів.....	195
2.1.3 Приплив флюїду до свердловин.....	200
2.2 Розробка покладів	203
2.2.1 Системи розробки	203
2.2.2 Контроль і регулювання розробки нафтового покладу.....	206
2.2.3 Розробка газового покладу.....	207
2.2.4 Розробка газоконденсатного покладу.....	209
2.2.5 Розробка сланцевого покладу.....	210
2.2.6 Розробка покладів газогідратів.....	211
2.2.7 Штучні методи дії на нафтові пласти.....	213
2.3 Фонтанний та компресорний способи експлуатації свердловин	220
2.3.1 Фонтанна експлуатація.....	221
2.3.2 Аварійне фонтанування. Попередження і ліквідація відкритих газових і нафтових фонтанів.....	229
2.3.3 Газліфтна експлуатація.....	235
2.3.4 Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин.....	245
2.4 Експлуатація нафтових свердловин насосами	251
2.4.1 Експлуатація штанговими насосними установками.....	251
2.4.2 Експлуатація за допомогою зануреного	

гідропоршневого насоса.....	265
2.4.3 Експлуатація безштанговими зануреними насосами.....	270
2.5 Сучасні методи підвищення продуктивності свердловин.....	279
2.5.1 Оброблення свердловин кислотою.....	280
2.5.2 Гідравлічний розрив пласта.....	285
2.5.3 Газогідродинамічний розрив пласта.....	290
2.5.4 Торпедування свердловин.....	291
2.5.5 Теплова дія на вибійну зону свердловин.....	291
2.5.6 Методи підвищення нафтовіддачі і газовіддачі пластів.....	293
2.6 Підземний ремонт свердловин.....	298
2.6.1 Обладнання і інструмент для проведення підземного ремонту свердловин.....	299
2.6.2 Спуско-підйомні операції та їх механізація.....	301
2.6.3 Очищення стовбура свердловини від піщаних пробок.....	308
2.6.4 Капітальний ремонт свердловин.....	309
2.7 Промисловий збір і підготовка нафти і газу.....	313
2.7.1 Схеми збору і транспортування нафти і газу.....	313
2.7.2 Промислова підготовка нафти.....	319
2.7.3 Підготовка газу.....	323
2.7.4 Основні напрями розвитку комплексної автоматизації на нафтогазовидобувних підприємствах.....	325
3 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ. ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ.....	330
3.1 Транспортування нафти і нафтопродуктів.....	330
3.1.1 Залізничний транспорт.....	330
3.1.2 Водний транспорт.....	332
3.1.3 Автомобільний транспорт.....	335
3.1.4 Трубопровідний транспорт.....	340
3.1.5 Резервуари для зберігання нафти і нафтопродуктів.....	348
3.1.6 Нафтобазове господарство.....	360
3.2 Транспортування газу.....	364
3.2.1 Класифікація газів.....	364
3.2.2 Підготовка газу до транспортування.....	365
3.2.3 Магістральні наземні газопроводи.....	367
3.2.4 Транспортування природного газу морськими трубопроводами.....	374
3.2.5 Транспортування скрапленого природного газу морем.....	376
3.2.6 Транспортування стисненого природного газу танкерами-газовозами.....	382
3.3 Переробка нафти і газу. Продукти переробки	

нафти	382
3.3.1 Характеристика нафтопродуктів.....	382
3.3.2 Властивості нафтопродуктів і основні вимоги до них.....	386
3.3.3 Процеси переробки нафти. Пряма перегонка нафти.....	395
3.3.4 Основні елементи установки прямої перегонки нафти.....	398
3.3.5 Типи установок для перегонки нафти і мазуту.....	404
3.3.6 Термодеструктивна переробка нафтової сировини.....	406
3.3.7 Каталітичний крекінг і каталітичний риформінг.....	409
3.4 Очищення нафтопродуктів	412
3.4.1 Очищення світлих нафтопродуктів.....	412
3.4.2 Очищення олив.....	414
3.5 Переробка вуглеводневих газів. Хімічна переробка нафтової і газової сировини	416
3.5.1 Способи переробки вуглеводневих газів.....	416
3.5.2 Хімічна переробка нафтової і газової сировини.....	421
Перелік посилань на джерела.....	429

ВСТУП

Розвиток національної економіки неможливий без ефективного розвитку паливно-енергетичного комплексу. Забезпеченість України ресурсами – це успішне вирішення соціальних, економічних і науково-технічних програм. Нафта та газ набули дуже широкого використання в нашому житті. Продукти переробки нафти та газу є не тільки ефективним і висококалорійним паливом, але і цінною сировиною для хімічної промисловості. Із нафти та газу отримують спирти, формалін, ацетилен, штучні барвники, синтетичні волокна, оливи, матеріали для дорожнього покриття тощо.

За запасами нафти та газу Україна посідає п'яте місце в Європі після Російської Федерації, Норвегії, Великобританії і Нідерландів. На її території розташовані три нафтогазових регіони: Західний (Львівська, Івано-Франківська, Чернівецька, Закарпатська обл.), Східний (Полтавська, Сумська, Харківська, Чернігівська обл.) та Південний (Причорноморсько-Кримський). Промислові і прогнозовані запаси нафти в Україні залягають у Дніпровсько-Донецькій, Прикарпатській та Причорноморській нафтогазоносних провінціях. На державному балансі нараховується 289 родовищ вуглеводнів, експлуатується понад 4300 нафтових та газових свердловин, проте потреби України власним видобутком нафти і газу забезпечуються недостатньо.

Видобуток нафти і конденсату в Україні за останній період становив 3,7...4,5 млн т на рік, а газу - 18...21 млрд м³ на рік. Стабільності видобутку досягнуто завдяки бурінню нових нафтових і газових свердловин, введення в розробку нових родовищ та покладів, ефективного використання наявного фонду свердловин, впровадження вторинних та третинних методів підвищення вилучення вуглеводнів.

Великі перспективи нафтогазової промисловості Україна пов'язує з шельфом Чорного моря.

Провідне місце у нафтогазовому комплексі мають розгалужені газотранспортні та нафтотранспортні системи, які забезпечують транзит газу і нафти територією України і вчасно постачають сировину на вітчизняні нафто- та

газопереробні заводи. Загальна довжина магістральних газопроводів в Україні становить 39 тис. км, а нафтопроводів – 4 тис. км. Система забезпечує 93...95 % експорту російського газу до країн Центральної і Західної Європи, а також до Туреччини. Обсяги транзиту нафти – 50 млн т. Запущена перша черга нафтопроводу Одеса-Броди і терміналу “Південний”, працює і може підвищити пропускну спроможність балканська газова магістраль. Але проблема полягає не в можливості забезпечення транзиту, а в конкурентоспроможності України в цій галузі, завантаженості системи, зростання, або хоч збереження на тому ж рівні транзиту. І проблема ця є складною, бо має геополітичний відтінок.

Вагоме місце у нафтогазовому комплексі має також нафтопереробна промисловість. Сучасна нафтопереробна промисловість України має шість нафтопереробних заводів загальною потужністю первинної переробки 51...54 млн т нафти на рік (це перевищує аналогічні потужності Польщі, Угорщини, Чехії та Словаччини сукупно). Найпотужніші підприємства нафтопереробної промисловості України розташовані в Кременчуку, Лисичанську і Херсоні. Загальні номінальні потужності установок поглибленої переробки нафти (каталітичного крекінгу, коксування, термічного крекінгу, виробництва олив, бітумів) на всіх нафтопереробних заводах України сягає приблизно 6,92 млн т на рік, з них каталітичного крекінгу – 3,68 млн т на рік, що становить відповідно 13,5 та 7,2 % від загальних потужностей переробки сирової нафти. Постачання нафти відбувається, в основному, з Російської Федерації, Казахстану та з вітчизняних покладів.

Але забезпечує життєдіяльність нафтогазової промисловості золотий фонд галузі – професіональні кадри. Науково-технічний розвиток нафтогазового комплексу в Україні реалізують 17 науково-дослідних та проектних інститутів. Активно сприяють розвитку комплексу Українська нафтогазова академія, профільні вищі навчальні заклади і в тому числі Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. Україна вшановує самовіддану працю кадрового потенціалу галузі. Щорічно у другу неділю вересня відзначається День працівників нафтової, газової та нафтопереробної промисловості – професійне свято працівників нафтової, газової,

нафтопереробної промисловості та нафтопродуктозабезпечення.

Посібник адресований студентам стаціонарної та заочної форм навчання. Може бути корисним для слухачів курсів післядипломної освіти та студентів нафтогазових коледжів. Викладений з мінімальним використанням спеціальних термінів, що робить його доступним для розуміння студентами перших курсів та фахівцями інших спеціальностей. Крім призначення для освоєння теоретичного курсу, може послужити теоретичною базою для професійно-технічної освіти, виконання студентами курсових і дипломних проектів з профільних дисциплін. Перші читачі посібника – викладачі Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу професор Міронов Ю. В., доцент Федорович Я. Т., доктор технічних наук Челядин Л. І., доцент Возняк М. П., які погодилися на нелегкий обов'язок рецензування рукопису. Автори висловлюють їм щире подяку за ряд виправлень, цінних порад і критичних зауважень.

1 ОСНОВИ ТЕХНОЛОГІЇ БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

1.1 СПОСОБИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

1.1.1 Поняття про свердловину

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

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

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

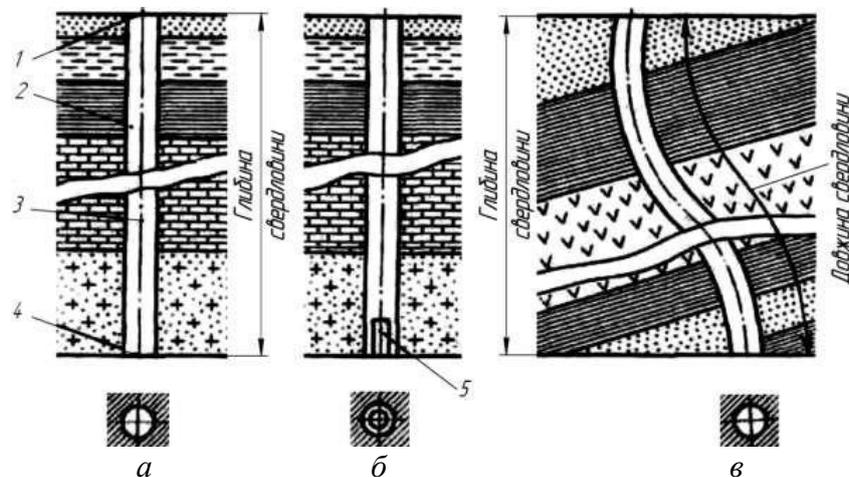


Рисунок 1.1 – Конструкції свердловини:
а, б – вертикальні; в – похила;
а, в – свердловини з суцільним вибоєм; б – свердловина з кільцевим вибоєм; 1 – устя; 2 – стовбур; 3 – вісь; 4 – вибій;
5 – керн

Першість у питаннях розвідувального буріння в пошуках нафти, зазвичай, приписують Американському нафтовику Едвіну Лорентайну Дрейку, який 27 серпня 1858 року на глибині 21 м буром досягнув нафти. Її почали викачувати за допомогою звичайного насоса. Тепер свердловина Дрейка в місті Тайтусвілл – музей.

Поглиблення свердловин відбувається шляхом руйнування породи по всій площі вибою (буріння суцільним вибоєм) або по його периферійній частині (буріння кільцевим вибоєм). У останньому випадку в центрі свердловини залишається керна (стовпчик породи), який пері-

одично піднімають на поверхню для вивчення пройденого розрізу.

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

Безперервне зростання видобутку нафти і газу можливе тільки за умови буріння тисяч свердловин, що забезпечує розвідування і введення в експлуатацію десятків нових нафтових і газових покладів. На Прикарпатті, в околицях села Шевченкове, що недалеко від селища Вигода, у 1984 р. була пробурена свердловина “Карпатський Раточин-1” на 7520 м.

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

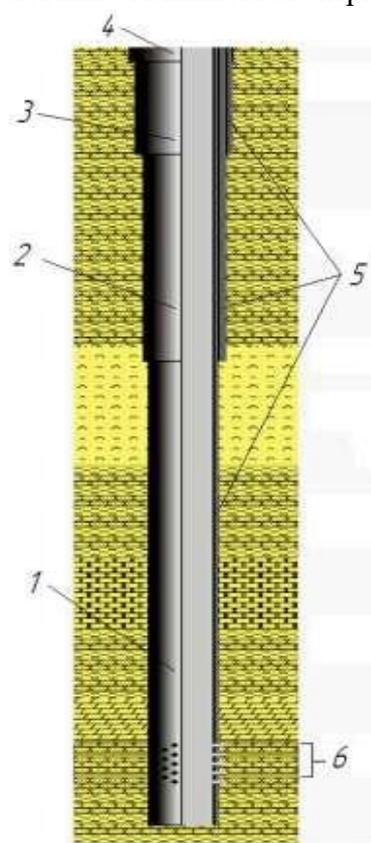


Рисунок 1.2 – Конструкція свердловини:
 1 – експлуатаційна колона; 2 – технічна колона;
 3 – кондуктор; 4 – направлення;
 5 – цементне кільце; 6 – інтервал перфорації

1.1.2 Способи буріння нафтових і газових свердловин

Широке промислове застосування знайшли способи буріння, які забезпечують механічне руйнування гірської породи. Інші способи мають характер експериментальних досліджень. Буріння свердловин, пов'язані з механічною дією на гірську породу, проводиться із застосуванням двигунів (механічне буріння). Розповсюдженим способом механічного буріння з використанням енергії двигунів є обертове буріння. З поміж інших різних способів механічного буріння інколи використовується ударно-канатне буріння.

Ударно-канатне буріння. На рис. 1.3 показана схема установки ударно-канатного буріння.

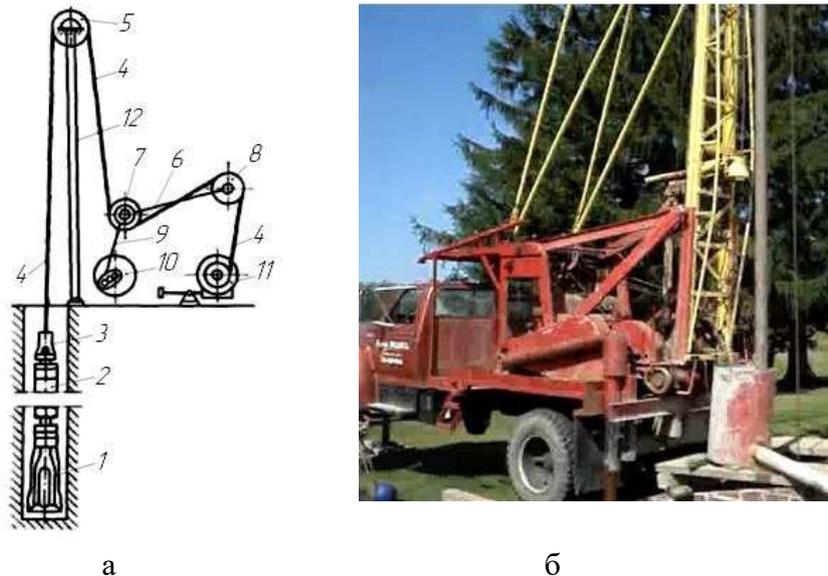


Рисунок 1.3 – Схема установки ударно-канатного буріння:
а – схема установки; б – загальний вигляд установки; 1 – долото;
2 – штанга ударна; 3 – замок; 4 – канат; 5 – шків канатний;
6 – балансир; 7 – шків канатний відтяжний; 8 – шків канатний
допоміжний; 9 – шатун; 10 – колесо; 11 – барабан бурової
лебідки; 12 – щогла

Буровий інструмент складається з долота 1, ударної штанги 2 і канатного замка 3. Він підвішується до канату 4, який перекидається через канатний шків 5 на щоглі 12, відтяжний канатний шків 7 на балансири 6 і допоміжний

канатний шків 8. Канат намотується на барабан 11 бурової лебідки. При обертанні колеса 10 шатун 9, рухаючись зворотно-поступально, підводить і опускає балансиру раму 6. При опусканні рами відтяжний канатний шків 7 натягує канат і піднімає буровий інструмент над вибоєм. При підйомі рами канат опускається, долото падає на вибій і руйнує породу. У міру поглиблення свердловини канат подовжують (змотують з барабана 11). Циліндричність свердловини забезпечується провертанням долота під час його підйому над вибоєм. Долото повертається під час роботи самовільно, оскільки канат розкручується під навантаженням (під час підйому) і скручується при знятті навантаження (під час удару долота у породу).

У міру накопичення на вибої зруйнованої породи (шламу) виникає необхідність в його очищенні. Для цього піднімають буровий інструмент із свердловини і спускають желонку (відро з клапаном в дні). При зануренні желонки в суміш з пластової рідини і розбурених частинок породи, клапан відкривається, і желонка заповнюється цією сумішшю. Під час підйому желонки клапан закривається. Желонка опускається в свердловину стільки разів, скільки необхідно для очищення вибою від розбуреної породи. Після очищення вибою в свердловину спускають буровий інструмент, і процес буріння триває.

При ударному бурінні свердловина, зазвичай, не заповнюється рідиною. Тому, щоб уникнути обвалення породи, в свердловину спускають обсадну колону, яка складається з металевих обсадних труб, сполучених нарізним з'єднанням або зварюванням. У міру поглиблення свердловини обсадну колону просувають до вибою і періодично нарощують на одну трубу.

Із збільшенням довжини обсадної колони просування її до вибою стає все важчим і врешті-решт неможливо опустити вниз навіть за допомогою спеціального забивного пристрою. У цьому випадку опущену обсадну колону залишають у свердловині, всередину її спускають другу обсадну колону, свердловину поглиблюють долотом меншого діаметра, а колону нарощують. Якщо і друга обсадна колона вже не просувається, то спускають третю колону ще меншого діаметра і так далі, доки не буде досягнута проектна глибина. Так у свердловину може бути опущено декілька обсадних колон.

Ефективність ударно-канатного буріння прямо пропорційна масі бурового інструменту, висоті його падіння, прискоренню вільного падіння, частоті ударів долота і обернено пропорційна квадрату діаметра свердловини. Проте продуктивність ударно-канатного буріння у великій мірі залежить від правильності вибору для заданої породи типу долота. При бурінні в породах м'яких і середньої твердості найкращі результати отримують використовуючи двотаврові долота (рис. 1.4, а). Вони мають широке і відносно тонке лезо з двотавровою формою бокових поверхонь лопаті. При бурінні в твердих породах доцільно використовувати зубильні важкі долота (рис. 1.4, б). Ці долота порівнюючи з двотавровими – масивніші. Для зрізання виступів на стінці свердловини долоту надають закруглену форму. При бурінні в твердих тріщинуватих породах ефективніші хрестові долота (рис. 1.4, в).

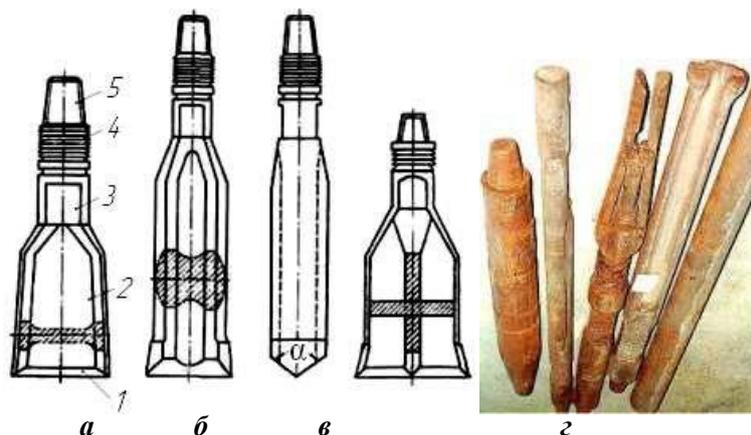


Рисунок 1.4 – Долота для ударного буріння:
 а – двотаврове ; б – зубильне; в – хрестове; г – зовнішній вигляд інструмента на ранніх стадіях ударного буріння;
 1 – лезо; 2 – лопать; 3 – шийка; 4 – головка ; 5 – конічна нарізь;
 α – кут загострення лопаті

Збільшення висоти падіння інструмента призводить, з одного боку, до підвищення ефективності удару, а з іншого – до зменшення частоти ударів. Практика показала, що оптимальна довжина ходу відтяжного канатного шківа становить 350...1000 мм, а частота ударів – 40...50 хв⁻¹. Сила удару інструмента залежить від висоти стовпа рідини,

забрудненої частинками розбуреної породи, а також від густини цієї рідини.

Отже, для підвищення ефективності ударно-канатного буріння необхідно своєчасно очищати вибій свердловини від розбуреної породи. Верстати для ударно-канатного буріння мають відносно невелику масу (7...20 т), тому їх легко транспортувати, що важливо для організації бурових робіт у віддалених від населених пунктів районах.

При бурінні нафтових і газових свердловин ударний спосіб в Україні не застосовують. Проте його використовують при бурінні свердловин для видобутку води, а також у вугільній і гірничорудній промисловості (буріння вентиляційних стовбурів).

Обертове буріння. На рис. 1.5 показана схема бурової установки для обертового буріння.

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

Існують два способи обертового буріння – роторний (в т.ч. за допомогою системи верхнього приводу) та із застосуванням вибійних двигунів (турбобура, електробура, гвинтового або турбогвинтового двигуна).

При **роторному бурінні** (рис. 1.6) потужність від двигунів 5 передається через лебідку до ротора 14 – обертового механізму, встановленого над устям свердловини – в центрі вежі 12.

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

Система верхнього приводу (СВП) – механізм нового типу, який виконує функції вертлюга і ротора (рис. 1.7).

Система складається з установки обертання, яка містить комплекс засобів механізації і пристроїв для роботи з бурильними трубами при виконанні спуско-підйомних операцій (СПО). Основні переваги застосування СВП: заощадження часу в процесі нарощування труб при бурінні; зменшення імовірності прихвату бурового інструменту; пророблення стовбура свердловини при спуску і підйомі інструмента; підвищення точності проходки свердловин при направленому бурінні; підвищення безпеки бурової бригади.

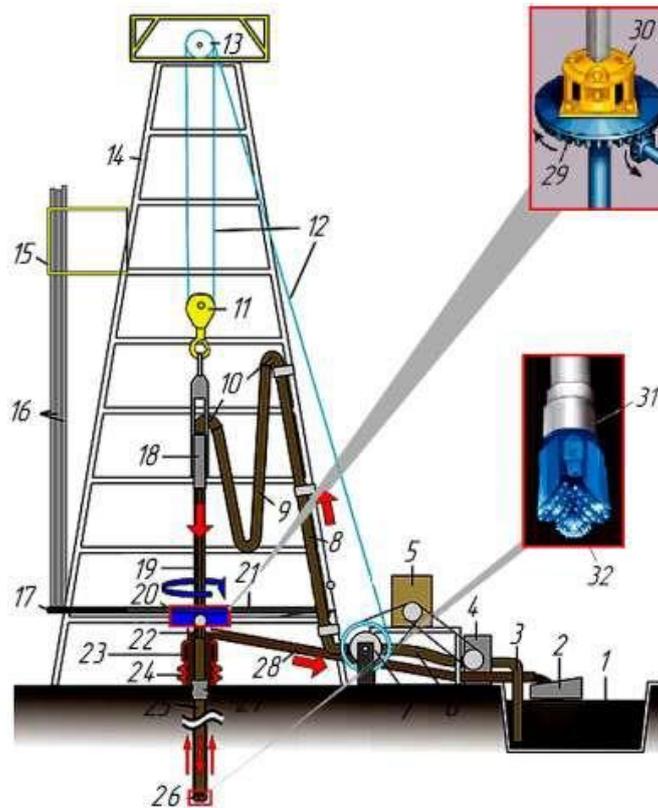


Рисунок 1.5 – Схема установки для обертового буріння:

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

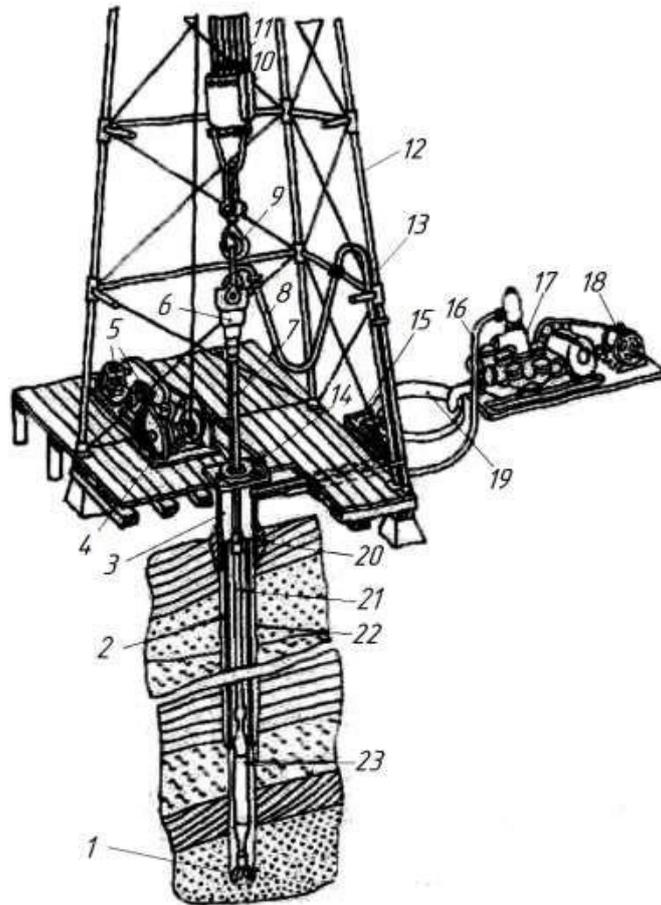
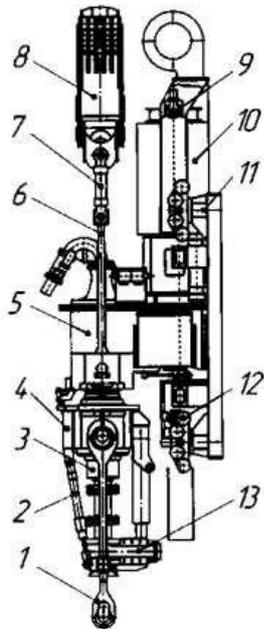


Рисунок 1.6 – Установа та інструмент для буріння свердловин роторним способом і вибійними двигунами:
 1 – долото; 2 – обсадні труби; 3 – шахтне направлення;
 4 – лебідка; 5 – двигуни лебідки і ротора; 6 – вертлюг; 7 – ведуча труба; 8 – буровий рукав; 9 – гак; 10 – талевий блок; 11 – талевий канат; 12 – вежа; 13 – стояк; 14 – ротор; 15 – жолоби;
 16 – вихідний трубопровід; 17 – буровий насос; 18 – двигун насоса; 19 – приймальний резервуар; 20 – перехідник;
 21 бурильні труби; 22 – цементне кільце навколо обсадних труб;
 23 – вибійний двигун



а

б

Рисунок 1.7 – Система верхнього приводу:

а – схема з двигуном постійного струму; б – загальний вигляд з гідроприводом; 1 – штропи елеватора; 2 – гідроциліндри відведення штропів елеватора; 3 – трубний маніпулятор; 4 – головка вертлюга; 5 – вертлюг-редуктор; 6 – штропи вертлюга-редуктора; 7 – система розвантажування нарізі; 8 – талевий блок; 9 – диско-колодкове гальмо; 10 – електродвигун постійного струму; 11 – рама з роликами (каретка); 12 – блок роликів; 13 – трубний затискувач

При бурінні **вибійним двигуном** долото 1 згвинчене до вала, а бурильна колона – до корпусу двигуна 23 (див. рис. 1.6). При роботі двигуна обертаються його вал і долото, а корпус і бурильна колона утримуються ротором від реактивного обертання.

Характерна особливість обертального буріння – промивання свердловини спеціально приготовленою рідиною або інколи водою за весь час роботи долота на вибої. Для цього за допомогою двох (інколи одного або трьох) бурових насосів 17 (див. рис.1.6), які приводяться в

роботу від двигунів 18, подається промивна рідина трубопроводом 16 у стояк 13, далі в гнучкий буровий рукав 8, вертлюг 6 і бурильну колону.

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

Після того як ведуча труба 7 в роторі 14 опуститься на всю довжину, вмикають лебідку, піднімають бурильну колону на довжину ведучої труби і підвішують бурильну колону за допомогою елеватора або клинів на столі ротора. Потім розгвинчують ведучу трубу 7 разом з вертлюгом 6 і опускають її в обсадну трубу, встановлену в заздалегідь пробурену трохи похилу свердловину (шурф), довжина якої дорівнює довжині ведучої труби. Шурф розміщений у правому куті вежі, приблизно посередині відстані від центра до її ноги. Після цього бурильну колону нарощують шляхом догвинчування до неї двох згвинчених між собою труб або однієї труби завдовжки близько 12 м. Знімають її з елеватора або клинів, опускають у свердловину на довжину двох труб, підвішують за допомогою елеватора або клинів на стіл ротора. Піднімають з шурфа ведучу трубу з вертлюгом, згвинчують її до бурильної колони, звільняють бурильну колону від клинів або елеватора, опускають долото до вибою і бурять далі.

Для заміни зношеного долота піднімають зі свердловини всю бурильну колону, а потім, знов спускають її. СПО ведуть за допомогою підйомного комплексу бурової установки. При обертанні барабана лебідки талевий канат намотується на барабан або змотується з нього, що і забезпечує підйом або спуск талевого блока і гака. До останнього за допомогою штропів і елеватора, підвішують бурильну колону.

При підйомі бурильну колону розгвинчують на секції (свічі), довжина яких визначається висотою вежі (нап-

риклад, близько 25 м при висоті вежі 41 м). Розгвинчені секції, так звані свічі, встановлюють у магазин вежі та нижніми кінцями на підсвічник.

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

Широко застосовують, в основному, три види вибійних двигунів – **турбобур**, **електробур** і **гвинтовий двигун**. Останнім часом з'явилися **турбогвинтові** вибійні двигуни, які увібрали окремі переваги турбобура і гвинтового двигуна.

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

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

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

Після установки напрямлення і виконання всіх інших робіт монтажною бригадою, складають акти на завершення монтажу та на початок буріння свердловини. Пробуривши нестійкі, м'які, тріщинуваті і кавернозні породи, які ускладнюють процес буріння (зазвичай 50...400 м), перекривають та ізолюють ці горизонти, для чого в свердловину спускають обсадну колону, яка складається із згвинчених сталевих труб, а її затрубний простір

цементують. Перша обсадна колона дістала назву **кондуктор**.

Після спуску кондуктора не завжди вдається пробурити свердловину до проектної глибини через проходження нових горизонтів з проблемними умовами буріння, або через необхідність перекриття продуктивних пластів, які не підлягають експлуатації цією свердловиною. У таких випадках виникає потреба в спуску і дальшому цементуванні другої обсадної колони, яка називається **технічною**.

При дальшому поглибленні свердловини знов можуть зустрітися горизонти, які підлягають ізоляції. Тоді спускають і цементують третю обсадну колону, яка називається другою проміжною колоною. У цьому випадку раніше опущена обсадна колона називатиметься першою проміжною колоною. В ускладнених умовах буріння таких проміжних колон може бути три і навіть чотири. Пробуривши свердловину до проектної глибини, спускають і цементують **експлуатаційну колону**, призначену для підйому вуглеводнів від вибою до устя свердловини, або для нагнітання води (газу) в продуктивний пласт для підтримування тиску в ньому.

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

Дані обсадних колон про їх діаметри, товщини стінок, групи міцності, глибини спуску, інтервали цементування, ступінчастості, способу спуску, тампонажу тощо, формують поняття про **конструкцію** свердловини. Якщо в свердловину, крім направлення і кондуктора, спускають тільки експлуатаційну колону, то конструкція такої свердловини називається **двоколонною**. Якщо в свердловину, крім направлення і кондуктора, спускають одну технічну і експлуатаційну колони, то конструкцію такої свердловини називають **триколонною** або **чотириколонною** (при двох технічних колонах). На рис. 1.8 показана триколонна конструкція свердловини.

Конструкцію свердловини проектують із врахуванням ускладнень (глибини залягання зон провалів, поглинань,

просочування води, глибини розташування продуктивних горизонтів), виду продукту, що видобувається (нафта, газ, газоконденсат), способів експлуатації і буріння, техніки і технології буріння. У результаті розвитку техніки і технології буріння конструкції нафтових і газових свердловин за останні десятиріччя зазнали значного спрощення і полегшення (зменшення витрат металу).

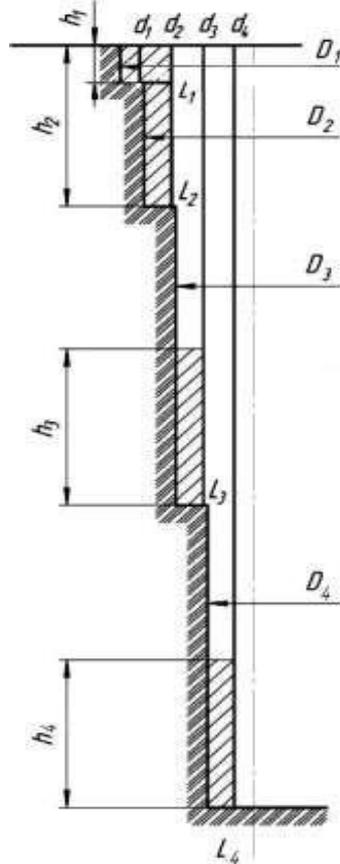


Рисунок 1.8 – Триколонна конструкція свердловини:
 D_1, D_2, D_3, D_4 – діаметри доліт, відповідно при бурінні під направлення, кондуктор, технічну і експлуатаційну колони; d_1, d_2, d_3, d_4 – діаметри відповідно направлення, кондуктора, технічної і експлуатаційної колон; h_1, h_2, h_3, h_4 – інтервали цементування затрубного простору відповідно за направленням, кондуктором, технічною і експлуатаційною колонами; L_1, L_2, L_3, L_4 – глибина спуску відповідно направлення, кондуктора, технічної і експлуатаційної колон

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

Облегшення конструкції свердловини можливе завдяки зменшенню діаметра експлуатаційної колони, а відтак і діаметрів інших колон; при можливості відмови від застосування технічної колони; зменшення глибин спуску колон тощо. У результаті при облегшенні конструкції свердловини зменшується витрата металу на її кріплення. У спрощенні і облегшенні конструкції свердловини позитивну роль зіграло впровадження обертового способу буріння. Якщо при ударному способі буріння в свердловину опускали велике число концентрично розташованих обсадних колон (іноді до 10...12), то при роторному – тільки 2...4 колони.

Після завершення будівництва свердловини бурове і енергетичне обладнання інколи використовують при її випробуванні, а потім демонтують і перевозять на нове місце буріння.

У процесі спорудження свердловини залучається чималий штат інженерно-технічних працівників, а самим процесом механічного буріння керує бурильник. На буровій цілодобово працює бурова бригада, яка складається з двох або трьох вахт, що змінюють одна одну. Кількість працівників вахти залежить від виду приводу, компоновки, комплектації бурової установки та довжини свіч, але вахта налічує не менше ніж чотири особи.

1.2 БУРОВІ УСТАНОВКИ

1.2.1 Класифікація бурових установок

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

Розробка нового розмірного ряду установок для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння базується на загальних положеннях, класифікації, методиці



**Бержець Георгій
Миколайович
1900-1978**

розрахунку параметрів і уніфікації вузлів бурових установок, викладених у працях відомого спеціаліста в галузі нафтового машинобудування проф. Бержеця Г. М. Тепер, згідно зі стандартом (ГОСТ 16293-89), комплектні бурові установки для експлуатаційного і глибокого розвідувального буріння на нафту і газ, поділяються на 12 класів і характеризуються основними параметрами поданими в табл. 1.1.

Таблиця 1.1 – Основні параметри комплектних бурових установок

Найменування параметра	Величина параметра для бурових установок класів											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Допустиме навантаження на гаку, кН	800	1000	1250*	1600	2000	2500	3200	4000*	5000*	6300	8000*	10000
2. Умовна глибина буріння, м	1250	1600	2000	2500	3200	4000	5000	6500	8000	10000	12500	16000
3. Швидкість підйому гака при розходжуванні колонни, м/с	від 0,1 до 0,25											
4. Швидкість підйому гака без навантаження, м/с, не менше	1,5						1,3					

Закінчення табл. 1.1

5. Розрахункова потужність, що розвивається приводом на вхідному валу підйомного агрегату, кВт**	Від 200 до 240	Від 240 до 360	Від 360 до 440	Від 440 до 550	Від 550 до 670	Від 670 до 900	Від 900 до 1100	Від 1100 до 1500	Від 1500 до 2200	Від 2200 до 3000	Від 3000 до 4000	
6. Діаметр отвору в столі ротора, мм, не менше	440	520		700			950		1250			
7. Розрахункова потужність приводу ротора, кВт, не більше	180		300		370			440		550		750
8. Потужність бурового насоса, кВт, не менше**	375	475 *** 375	600 *** 175	750 *5 600		950		1180				
9. Висота основи (відмітка підлоги бурової), м, не менше**	3	5	5,5	6 *4			8	9	10	11		

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

** Не поширюється на морські бурові комплекси.

*** Для бурових установок на постійній транспортній базі.

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

*5 Не допускається використовувати в установках кушового буріння.

1.2.2 Коротка характеристика бурових установок

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

Приводом лебідки і насосів найчастіше служать двигуни внутрішнього згорання та електродвигуни. У комплект бурової установки входить циркуляційна система, яка складається із вібраційного сита, жолобів, приймальних резервуарів для промивного розчину, вихідних трубопроводів із стояком і рукавом високого тиску. Для спуску і підйому бурильної колони, спуску обсадної колони, подачі долота і ряду допоміжних робіт при згвинчуванні і розгвинчуванні бурильних і обсадних труб служить талева система, яка складається з кронблока, талевого блока, гака і талевого каната.

Для обертання бурильної колони (роторне буріння), періодичного її провертання (буріння вибійними двигунами), її утримання (під час СПО), і утримання обсадної колони при спуску в свердловину – служить ротор.

Промивання свердловини здійснюється насосно-циркуляційним комплексом, що включає 1...3 бурові насоси. Привод лебідки, ротора і насосів в установках здійснюється від спарених чи індивідуальних дизельних або електродвигунів.



**Ільський
Олександр
Лонгінovich
1910-1997**

Бурова установка – це комплекс машин і механізмів, основна частина яких змонтована на металевих основах, що дозволяє перевозити їх з однієї точки на іншу в зібраному стані із змонтованим буровим і енергетичним обладнанням. Установка комплектується металевим каркасом для обшивки щитами з дощок або іншого матеріалу чи укриття прогумованою тканиною, з метою захисту устаткування і членів бурової бригади від вітру та атмосферних опадів. Загалом, бурові машини, механізми і споруди представляють досить складний комплекс

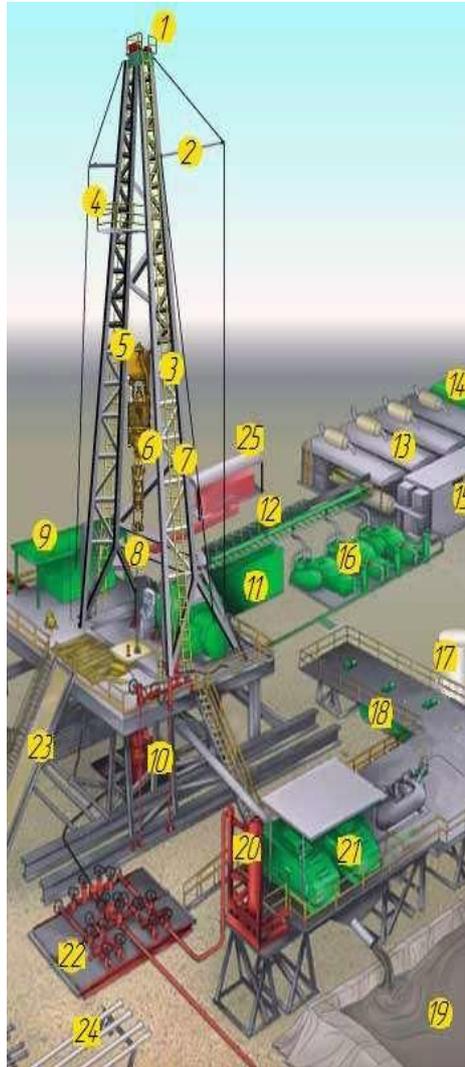
обладнання.

Вони описані в книгах відомого проф. Ільського О. Л. та інших вчених. Втім, установки постійно удосконалюються, щоб відповідати вимогам сучасності.

На рис. 1.9 показана типова бурова установка для буріння глибоких розвідувальних і експлуатаційних свердловин. (ілюстрації до позицій показані на аркушах 27, 28).

Рисунок 1.9 – Бурова установка для глибокого буріння:

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





1



2



3



4



5



6



7



8



9



10



11



12



13



14



15



16



17



18



19



20



21



22



23



24



25

На рис. 1.10 показано зовнішній вигляд унікальної бурової установки “Уралмаш 15000” (головний інженер проекту бурової Алексєєвський Г. В.), а на рис. 1.11 – панорамне зображення комплексу споруд і установки з укриттям на точці буріння на Кольському півострові. За допомогою установки пробурена в земній корі надглибока, єдина на планеті свердловина глибиною 12262 м. Цей рекорд визнаний ЮНЕСКО одним із самих видатних досягнень людства у двадцятому сторіччі і в 1997 р. його занесли до Книги рекордів Гіннеса.



**Алексєєвський
Георгій Васильович
1906 - 1992**



**Рисунок 1.10 – Бурова
установка “Уралмаш 15000”**

Впровадження блокового принципу транспортування і монтажу бурових установок значно прискорило будівельно-монтажні роботи в бурінні. Спорудження бурової установки зводиться в цьому випадку до установки блоків на основи, центруванню їх і обв’язуванню обладнання і комунікацій. Основами для блоків бурових установок служать метало-конструкції, які виготовляють з прокату із вуглецевої сталі звичайної якості.



Рисунок 1.11 – Комплекс споруд і укриття надглибокої Кольської свердловини

Для буріння свердловин на морських родовищах використовують різні типи установок морського буріння при різних глибинах моря (рис. 1.12). Вони встановлюються на видобувних платформах або на бурових суднах. Розрізняють самопідйомні, напівзаглибні платформи і платформи гравітаційного типу. Створені судна, спеціально пристосовані для буріння в наукових цілях на дні океанів. Такі судна зберігають своє положення за допомогою якорів або спеціальних гребних гвинтів.

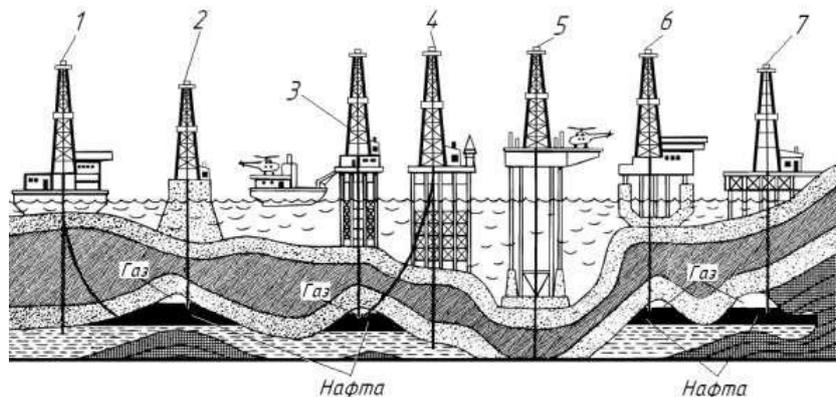


Рисунок 1.12 – Типи установок морського буріння при різних глибинах моря:

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

На рис. 1.13 наведена платформа гравітаційного типу, яка складається з опорних блоків, встановлених на дно моря, секцій ферм, пішохідних мостів і блоків для розміщення побутових приміщень.



а



б



в

Рисунок 1.13 – Сучасна стаціонарна кригостійка морська платформа гравітаційного типу (нафтогазовидобувна платформа “Лунский-А”, проект “Сахалин-2”):
 а – зовнішній вигляд платформи; б – 3D-модель платформи:
 1 – залізобетонна основа гравітаційного типу вагою 900 МН;
 2 – вертолітний майданчик для доставки людей і невеликих вантажів; 3 – вежа, бурове обладнання та труби для свердловин;
 4 – житловий модуль платформи розрахований на 140 осіб;
 5 – вікна у бетонній основі; в – вигляд на механізми і системи бурової установки всередині вежі

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

З метою безпеки все технологічне та бурове устаткування розташоване на протилежному від житлового модуля кінці перону.

Основні робочі зони закриті, у них передбачений контроль температури і вентиляції. Обладнання, розташоване на відкритому повітрі, оснащено засобами захисту від обмерзання і низьких температур.

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

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

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

В Україні розвідку і видобуток нафти та газу на українському шельфі Чорного і Азовського морів проводить державне акціонерне товариство (ДАТ) “Чорноморнафтогаз”. Найвні в компанії самопідйомні плавучі бурові установки (СПБУ) “Таврида” (рис. 1.14) і “Сиваш” здатні бурити на глибину до 5000 м при глибині моря до 70 м. Втім, за допомогою діючих СПБУ з технічних причин неможливо освоїти перспективні нафтогазоносні структури на більших глибинах. Необхідні сучасні, потужніші установки, здатні бурити свердловини до 9000 м при глибині моря до 120 м.



Рисунок 1.14 – Самопідйомна плавуча бурова установка “Таврида”

1.3 ПОРОДУРІЙНІВНИЙ ІНСТРУМЕНТ

1.3.1 Призначення і класифікація бурових доліт

Долото – буровий інструмент для механічного руйнування гірських порід на вибої свердловини в процесі її проходки.

За характером дії на породу долота можна класифікувати на:

1. Різально-сколювальні – лопатеві долота (рис. 1.15), призначені для розбурювання в'язких і пластичних порід невеликої твердості (в'язких глин, маломіцних глинистих сланців і ін.) і низької абразивності.

2. Сколювальні – шарошкові долота (рис. 1.16), призначені для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості, твердих, міцних і дуже міцних.

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

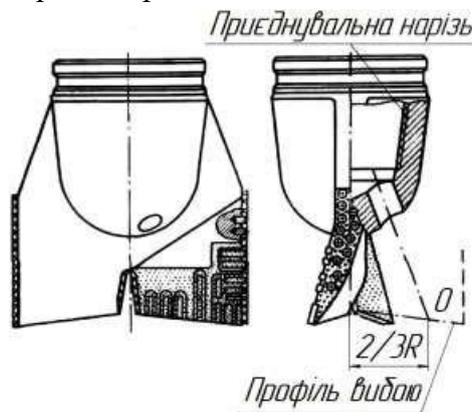


Рисунок 1.15 – Дволопатеве долото

За призначенням бурові долота поділяються на три види:

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

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

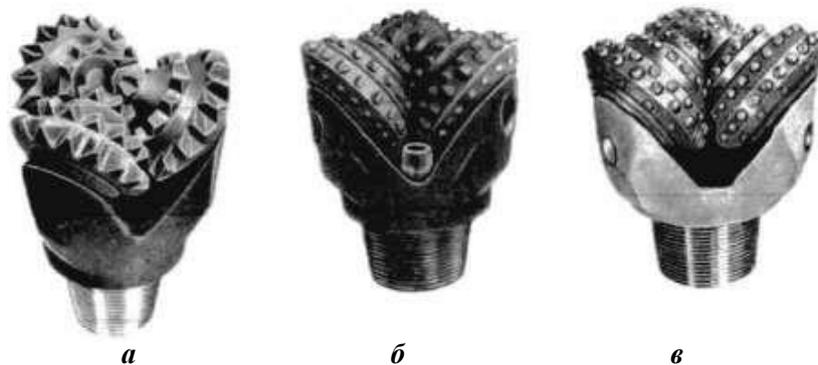


Рисунок 1.16 – Тришарошкові долота:

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

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

1.3.2 Долота для буріння суцільним вибоєм

Лопатеві долота. За числом лопатей долота поділяються на дволопатеві (типу 2Л) і трилопатеві (типу 3Л). У верхній частині долота є муфта з приєднувальною нарізю і двома або трьома лопатями, розташованими відносно одна до одної під кутом відповідно 180° і 120°.

Дволопатеві долота виготовляють суцільнокованими, а трилопатеві – зварними. Штамповані лопати у трилопатевих доліт приварюють до суцільнокованих корпусів по всьому контуру дотику.

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

Для підвищення зносостійкості лопаті армують твердими сплавами. Особливо інтенсивно армують периферійні ділянки і бокові поверхні лопатей, оскільки вони найбільше зношуються при руйнуванні породи.

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

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

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

Шарошкові долота. На шарошкові долота для суцільного буріння є міждержавний стандарт ГОСТ 20692-2003.

Шарошкові долота успішно застосовують при обертовому бурінні порід найрізноманітніших фізико-механічних властивостей з промиванням вибою будь-якою промивною рідиною і з продуванням вибою

повітрям. Використовують шарошкові долота з однією, двома і трьома шарошками. Проте найпоширенішими є тришарошкові долота, деякі типи яких наведені на рис. 1.16.

З шарошкових доліт інших типів тепер застосовують одношарошкові долота (рис. 1.17).

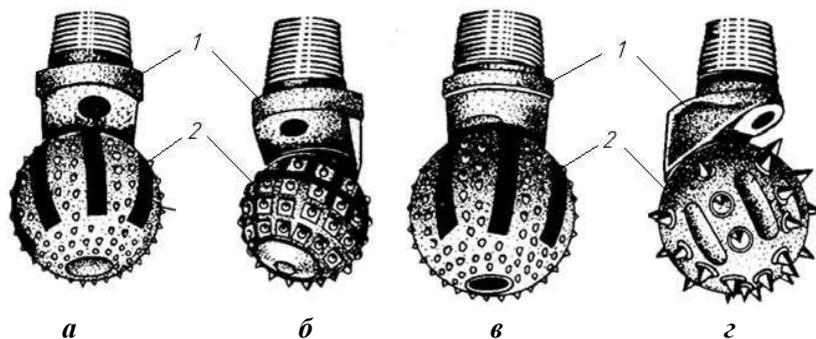


Рисунок 1.17 – Одношарошкові долота:
 а – серійне; б – з кільцевими розточуваннями на шарошці;
 в – з нижнім промиванням; г – з конічними зубками;
 1 – корпус; 2 – шарошка

Тришарошкові долота є корпусні і секційні (рис. 1.18).

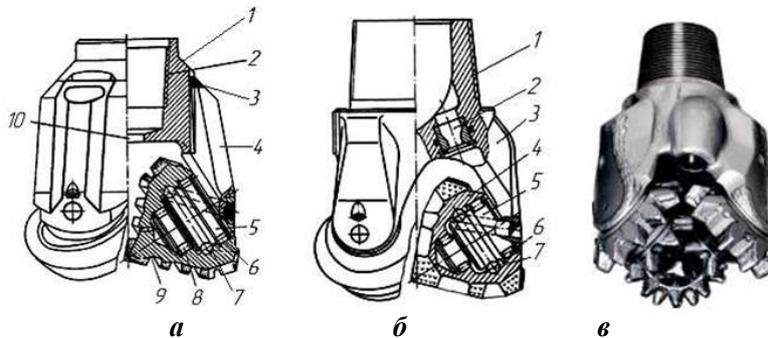


Рисунок 1.18 – Корпусне і секційне тришарошкові долота:
 а – схема корпусного долота: 1 – литий корпус; 2 – муфтова приєднувальна нарізь; 3 – зварний шов; 4 – вставні лапи; 5 – цапфа; 6,7,8 – підшипники; 9 – шарошка; 10 – центральний промивний отвір; б – схема секційного долота: 1 – приєднувальна нарізь; 2 – промивна насадка; 3 – секція; 4 – шарошка; 5 – цапфа; 6 – роликівий підшипник; 7 – кульковий підшипник; в – загальний вигляд секційного долота

Долота з суцільнолитим корпусом називаються корпусними. (див. рис. 1.18, а). Вони складаються з литого корпусу з привареними до нього лапами, на цапфах яких на підшипниках змонтовані шарошки. У корпусі є отвори для насадок, крізь які промивна рідина надходить до вибою свердловини. Для з'єднання з ОБТ чи валом вибійного двигуна корпус долота має муфтову замкову нарізь. Корпусні долота виготовляють діаметром понад 394 мм. Долота зі зварним корпусом називаються секційними (див. рис. 1.18, б).

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

Шарошкові долота виготовляють з одно-, дво-, три- і чотирикonusними шарошками. При обертанні долота за годинниковою стрілкою шарошки, перекочуючись по вибої проти годинникової стрілки, здійснюють складний обертний рух. При цьому зубки шарошок ударяють по породі і сколюють її. Тому шарошкові долота за принципом руйнування породи відносяться до доліт сколювальної дії. Залежно від порід, для буріння яких призначається долото, шарошки мають різні породоруйнівні елементи – зуби, які виготовляються разом з тілом шарошки шляхом фрезерування чи накатування, або окремі зубки – із спеціальних твердих сплавів. Зубки мають клиноподібну або кулясту контактну поверхню і запресовуються в гнізда, висвердлені в тілі шарошки. Шарошки доліт типів М, МС, С, СТ і Т мають зубки, які фрезеруються, або накатані, висота і крок яких зменшуються, а кут при вершині зубка збільшується від доліт типу М до доліт типу Т. На всіх шарошках породоруйнівні елементи розташовуються, зазвичай, концентричними вінцями. Число вінців у шарошок доліт типу М найменше, а у доліт типу Т – найбільше.

Таблиця 1.2 – Типи тришарошкових доліт і їх призначення

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

Оскільки периферійні вінці трьох шарошок вражають одну і ту ж ділянку вибою, форма і розташування зубів на них у кожної шарошки прийняті з врахуванням цієї особливості роботи долота.

Так, якщо периферійний вінець у однієї шарошки має звичайні призматичні зуби, то у іншій шарошки він може бути оснащений призматичними, але менш широкими зубами, розташованими в шаховому порядку. Оскільки потиличний конус шарошки, звернений до стінки свердловини, піддається абразивному зношуванню, то опозитно розташована вершина шарошки армується наплавленням, або встановленням твердосплавних зубків. Деякі заводи виготовляють зуби на периферійних вінцях Г-подібної, Т-подібної або П-подібної форми. Шарошки доліт типів К і ОК мають на всіх вінцях зубки з твердого сплаву з кулястою породоруйнівною поверхнею.

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

Один з основних вузлів шарошкового долота – опора шарошок, які обертаються навколо цапф. При роботі долота на вибої опори сприймають значні навантаження від перепаду тиску промивної рідини, сил реакції вибою і стінки свердловини. Тому опора має містити підшипники, які сприймають як радіальну, так і осьову складові навантаження.

Різноманітність доліт, призначених для буріння різних порід при різних навантаженнях на вибій і частотах обертання, зумовило створення багатьох схем опор шарошок (рис. 1.19).

Схема рис. 1.19, а. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах з частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння свердловин вибійними двигунами і ротором. Вони мають підвищений наробіток при форсованих режимах буріння. Опора наповнена мастилом, герметизується одним або двома радіальними стійкими до температури і оливи ущільненнями з еластомеру, або торцевим металевим ущільненням.

Поверхні всіх підшипників ковзання на цапфі наплавлені шаром твердого сплаву. Порожнина опори заповнюється мастилом, яке дозволяє знизити коефіцієнт тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис. 1.19, б. Опори наведеного типу використовують в бурових долотах діаметром до 165,1 мм включно з частотою обертання до 300 хв^{-1} і діаметром понад 165,1 мм з частотою обертання до 180 хв^{-1} для буріння свердловин вибійними двигунами і ротором. Опора герметизується одним або двома радіальними стійкими до температури і оливи ущільненнями з еластомеру, або торцевим металевим ущільненням. Опора виконана за схемою:

радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання.

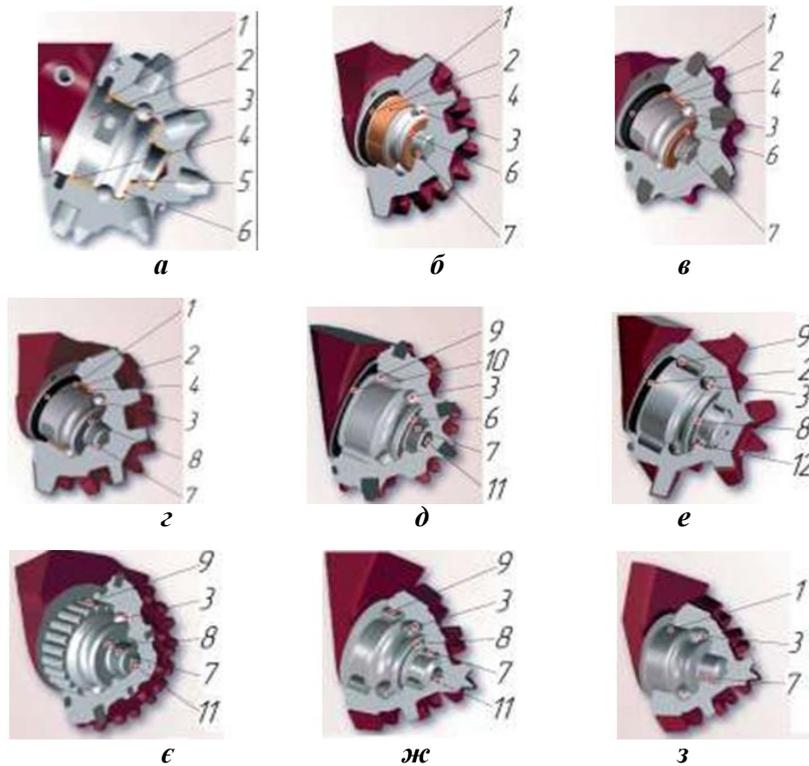


Рисунок 1.19 – Опори тришарошкових доліт:

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

Великий підшипник ковзання оснащений плаваючою розрізною втулкою з антифрикційного зносостійкого матеріалу. Упорний підшипник ковзання забезпечений плаваючою торцевою шайбою з того ж матеріалу, що й втулка. І

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

Схема рис. 1.19, в. Опори наведеного типу використовують в бурових долотах діаметром до 172 мм при бурінні вибійними двигунами і ротором похилих і горизонтальних свердловин з частотою обертання до 140 хв^{-1} . Опора долота герметизується радіальним, стійким до температури і оливи, ущільнювальним кільцем. Опора виконана за схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання. У шарошку запресована втулка великого підшипника ковзання із зносостійкого антифрикційного матеріалу. Упорний підшипник ковзання містить плаваючу шайбу з того ж антифрикційного матеріалу. Внутрішня поверхня шарошки на радіальних і торцевих поверхнях ковзання покрита срібним шаром. Крім створення антифрикційних властивостей, срібний шар сприяє прискореному відбиранню тепла з навантажених зон. Конструкція опори, яка містить плаваючу шайбу, а також комп'ютерне складання забезпечують жорсткіші допуски і однакові проміжки на малій і великій підшипникових доріжках. Всі поверхні ковзання на цапфі лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує коефіцієнт тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис. 1.19, г. Опори наведеного типу використовують в бурових долотах з частотою обертання до 110 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота герметизується одним або двома радіальними, стійкими до температури, ущільненнями із еластомеру, або торцевим металевим ущільненням.

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

Схема рис. 1.19, д. Опори наведеного типу використовують в бурових долотах з частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота герметизується стійким до температури і оливи торцевим гумометалевим або радіальним ущільнювальним кільцем. Опора виконана за схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Поверхні упорного бурта і радіального підшипника ковзання цапфи лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує тертя в опорі, її перегрів і зношування.

Схема рис. 1.19, е. Опори наведеного типу використовують в бурових долотах з частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння вибійними двигунами і ротором. Опора долота герметизується одним або двома радіальними стійкими до температури і оливи ущільненнями або торцевим металевим ущільненням. Поверхні упорного бурта цапфи лапи наплавлені твердим сплавом. Порожнина опори заповнюється мастилом, що знижує тертя в опорі, її перегрів і зношування. Опора виготовлена за схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання – роликівий

підшипник кочення. Для компенсації витрат мастила і тиску під час тривалої роботи опори в корпусі лапи долота передбачена мастильна система, яка складається з масляного резервуара з жорстко закріпленою кришкою, еластичної діафрагми і габаритного металевго стаканчика, який запобігає розриву діафрагми, а також каналів, які з'єднують масляний резервуар із зонами тертя в підшипниках опори.

Схема рис. 1.19, є. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах з частотою обертання до 300 хв^{-1} для буріння тихохідними турбінами, вибійними двигунами і ротором. Опора долота виготовлена відкритою за схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – радіальний підшипник ковзання – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Немає елементів герметизації в опорі, що дозволяє вибрати максимальні габарити цапфи лапи, збільшити небезпечні перерізи біля вершини шарошок, що забезпечить швидке охолодження і мащення зон навантаження промивною рідиною, яка циркулює в опорі. Завдяки наплавленню зносостійким твердим сплавом поверхонь радіального і упорного підшипників ковзання підвищується стійкість опор.

Схема рис. 1.19, ж. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах з частотою обертання до 600 хв^{-1} для турбінного буріння. Опора долота виготовлена відкритою за схемою: роликівий підшипник кочення – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – роликівий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання (упорна п'ята). Поверхня упорного бурта цапфи лапи наплавлена твердим сплавом. Немає елементів герметизації в опорі, що дозволяє вибрати максимальні габарити цапфи лапи і тіл кочення і здійснювати рясну циркуляцію в опорі промивної рідини, що дуже важливо для зниження механічного моменту, забезпечення швидкого охолодження і підвищення стійкості опори в умовах, характерних для турбінного буріння.

Схема рис. 1.19, з. Опори наведеного типу використовують у бурових долотах з частотою обертання до 100 хв^{-1} для буріння тихохідними турбінами, вибійними двигунами і ротором. Опора долота виготовлена відкритою за схемою: радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник

кочення – радіальний підшипник ковзання. Така схема опори використовується в долотах малого діаметра.

Як бачимо, опори відрізняються різним поєднанням підшипників: кочення (кулькових і роликів) і ковзання (шарошки на цапфі). Але в кожній схемі передбачений кульковий замковий підшипник, оскільки він не тільки сприймає зусилля, спрямовані вздовж і перпендикулярно осі цапфи, але й утримує шарошку на цапфі. Для цього після закладання необхідної кількості кульок в отвори в цапфі, пальцем 2 (рис. 1.20) отвір закривають, а відтак приварюють до тіла лапи.

Вибір типів опор і відповідно доліт залежить від частоти обертання, способу та умов буріння свердловин. Правильно вибрані долота забезпечують ефективність буріння свердловин завдяки скорочення часу механічного буріння і меншій кількості СПО.

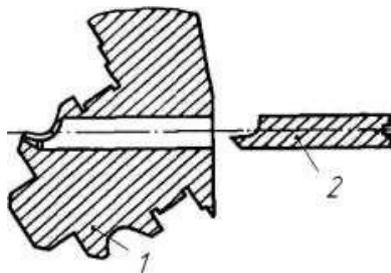


Рисунок 1.20 – Цапфа 1 і палець 2 тришарошкового долота

На рис. 1.21 показана схема розміщення підшипників та ущільнення на цапфі.

В опорі великий радіальний підшипник ковзання – кульковий підшипник кочення – торцевий підшипник ковзання – малий радіальний підшипник ковзання. Великий підшипник ковзання оснащений плаваючою розрізною втулкою. Упорний підшипник ковзання має плаваючу торцеву шайбу. Малий радіальний підшипник ковзання оснащений плаваючим ковпачком. Втулка, шайба, ковпачок зроблені з антифрикційного зносостійкого матеріалу і покриті шаром срібла по всій поверхні. Конструкція опори, яка містить плаваючу шайбу, а також комп'ютерне складання забезпечують жорсткіші допуски і однакові проміжки на малій та великій підшипникових доріжках.

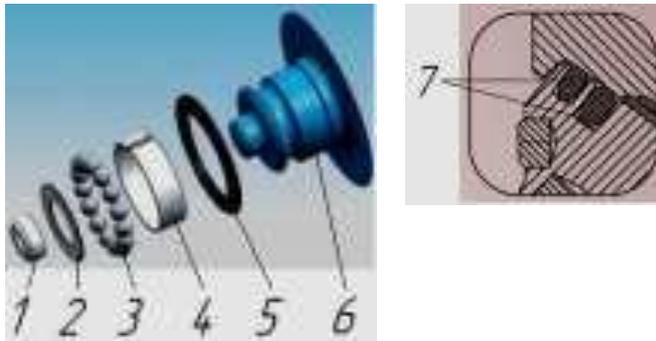


Рисунок 1.21 – Схема розміщення підшипників та ущільнення:

1 – малий радіальний підшипник ковзання; 2 – торцевий підшипник ковзання; 3 – кульковий підшипник кочення; 4 – плаваюча розрізна втулка з бериллової бронзи; 5 – ущільнення з еластомеру; 6 – цапфа; 7 – дві радіальні стійки до температури і оливи ущільнення з еластомеру

Відзначимо, що за останні роки тришарашкові долота з відкритими опорами поступово замінюються долотами з опорами, які герметизуються. Принципова схема такої опори наведена на рис. 1.22.

Проникненню промивної рідини в порожнину такої опори перешкоджає ущільнення 7. Мастило, яке міститься в порожнині між лапою долота і шарошкою, ізолюється від зовнішнього середовища діафрагмою 12.

Виготовляють долота з центральною, боковою і комбінованою промивкою.

При бурінні з продуванням свердловини повітрям умови роботи підшипників шарошок значно погіршуються через недостатній тепловідвід від деталей, які труться. Тому в долотах з центральним продуванням частина повітря (20...25 % від загальної витрати) спеціальними каналами в лапах і цапфах спрямовується в опори шарошок. При цьому поліпшується очищення вибою і захищається опора від попадання шламу (рис. 1.23). Ефективність роботи тришарашкових доліт у значній мірі залежить від ступеня очищення вибою свердловини промивною рідиною.

Тому не можна допускати скупчення розбуреної породи

під долотом і перемелювання її породоруйнівними елементами. Необхідно, щоб зруйнована порода відразу видалялася із вибою свердловини, що досягається не тільки подачею до вибою достатньої кількості промивної рідини високої якості, але і застосуванням раціональних конструкцій і схем розташування промивних отворів у долоті (рис. 1.24).

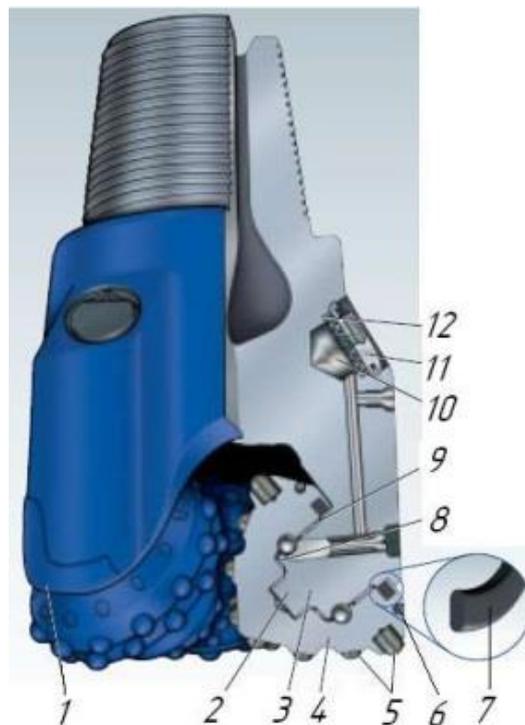


Рисунок 1.22 – Схема тришарошкового долота з герметизованою опорою:

- 1 – твердосплавний захист калібру; 2 – фрикційна цапфа;
- 3 – опора; 4 – шарошка; 5 – вставки з карбіду вольфраму;
- 6 – калібрувальний вінець; 7 – радіальний сальник з еластоміром;
- 8 – опорна поверхня; 9 – берилій-мідна плаваюча втулка з срібним покриттям; 10 – камера для мастила; 11 – кришка камери для мастила; 12 – діафрагма

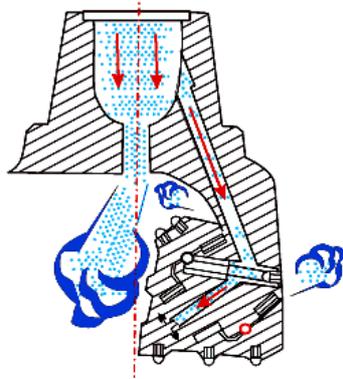


Рисунок 1.23 – Лапа тришарошкового долота для буріння з продуванням свердловини повітрям

Центральне промивання відбувається крізь центральний промивний канал, утворений поверхнями лап. Канал може містити зносостійку змінну втулку з максимальним наближенням її нижнього торця до шарошок. Центральний промивний отвір може бути в плиті, виготовленій в нижньому кінці корпусу долота.

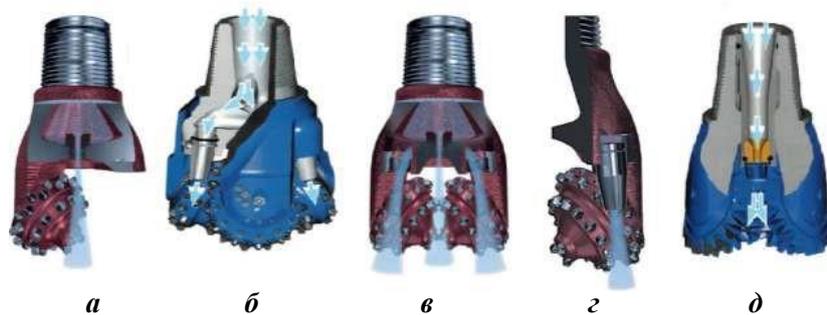


Рисунок 1.24 – Схеми промивок:
 а – центральна; б – бокова; в – комбінована; г – бокова з видовженою насадкою; д – центральна з наближеною насадкою до шарошок

Бокове промивання здійснює крізь три отвори розташовані похило до осі долота так, що направляють промивну рідину на периферію вибою мимо шарошок. Для створення ефективного процесу руйнування гірської породи в промивні отвори, як і у лопатевих доліт, вставляють зносостійкі змінні насадки, які забезпечують швидкість

витікання струменів рідини не менше 80...120 м/с. Долота з такими насадками називаються гідромоніторними. Насадки стандартного ряду мають внутрішній діаметр від 6,4 мм до 22,2 мм.

Комбінована промивка проводиться за допомогою тільки двох бокових і однієї центральної насадки. За такої асиметричної схеми промивання, замість третього бокового приливу під насадку, на одній з лап передбачений значний вільний простір для поліпшення умов протікання висхідного потоку промивної рідини. Важкі умови роботи шарошкових доліт призводять до інтенсивного зношування (рис. 1.25) і тому виготовляють їх з високоякісних сталей і хімікотермічним обробленням найвідповідальніших та швидкозношуваних деталей (зубів, робочих поверхонь цапф і шарошок). Для підвищення зносостійкості зуби, затильна частина шарошок і козирки лап наплавляються зносостійким твердим сплавом і армуються твердосплавними, алмазними, або в комбінуванні твердосплавних і алмазних зубків.



Рисунок 1.25 – Зношене долото (унікальний випадок)

Алмазні долота. Алмазні долота застосовують для буріння неабразивних і низької абразивності порід середньої твердості і твердих, а також для буріння нижніх інтервалів глибоких свердловин, у котрих їх висока вартість компенсується довговічністю і зниженням витрат часу на СПО. Виготовляють алмазні долота двох типів: спіральні (рис. 1.26, а) і радіальні (рис. 1.26, б).

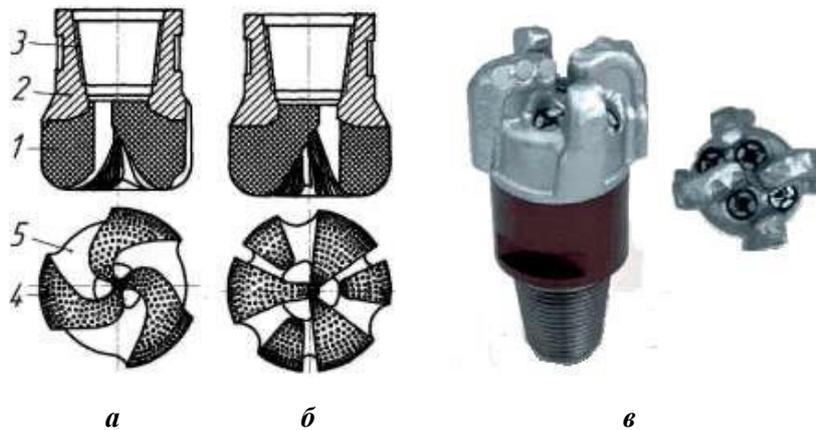


Рисунок 1.26 – Алмазні долота для буріння суцільним вибоєм:
 а – спіральне; б – радіальне; в – загальний вигляд долота з озброєнням алмазними полікристалічними пластинами
 1 – алмазна головка; 2 – корпус; 3 – нарізь; 4 – контактний сектор; 5 – канал для спрямування рідини;

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

Застосовуючи для виготовлення матриці методи порошкової металургії із використанням різних металевих порошків, досягають необхідного ступеня оголення алмазів під час роботи долота.

При бурінні твердих порід знос матриці інтенсивніший, тому матриця має бути зносостійкою, для запобігання зайвого оголення алмазів. У породах середньої твердості матеріал матриці зношується менше, тому матриця мусить бути меншої зносостійкості.

Регулюючи оголення алмазів, забезпечують також збереження під час роботи долота на вибої певного проміжку між матрицею і породою. У результаті промивна рідина, вийшовши з промивних отворів долота, має можливість пройти проміжком між матрицею і вибоєм

свердловини, захопити найдрібніші частинки розбуреної породи, направити їх в радіальні або радіально-спіральні канали 5, що є між контактними секторами 4, і далі в затрубний простір.

Твердосплавні долота. Разом з долотами, армованими природними алмазами, для буріння глибоких свердловин останніми роками застосовують долота, армовані надтвердими сплавами.



Рисунок 1.27 – Долото армоване надтвердим сплавом “Славутич”

Добрі результати, особливо при бурінні із вибійними двигунами в породах середньої твердості, дають долота, армовані зернистим твердим сплавом і зубками, виконаними з твердого сплаву “Славутич” (рис. 1.27). Промивна рідина в таких долотах подається до вибою свердловини шістьма промивними отворами, забезпечуючи добре очищення вибою від розбуреної породи і охолодження контактних секторів. Досвід проходки глибоких нафтових і газових свердловин показав, що в однакових умовах буріння одне алмазне долото може замінити 15...20 шарошкових доліт.

1.3.3 Інструмент для буріння кільцевим вибоєм

У процесі буріння розвідувальних, а іноді і експлуатаційних свердловин періодично відбираються породи у вигляді керна – щільного циліндричного стовпчика гірської породи шаруватої структури. Відбір керна необхідний для підрахунку запасів і оцінки придатності нафтових і газових покладів до промислового освоєння, вивчення їх геологічної будови і складання

проектів розробки, з метою оптимізації процесу буріння свердловин, а також для проведення досліджень у галузі наук, які вивчають будову Землі. Буріння з відбором керна називають бурінням кільцевим вибоєм, а інструментом служать бурильні головки, які руйнують тільки кільцеву поверхню вибою свердловини, залишаючи незайманою її центральну частину – kern.

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

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

інструмент для відбору керна	
К	- з незнімним керноприймачем
КС	- зі знімним керноприймачем
X X/X X	тип бурильної головки:
МСЗ	- для м'яких малоабразивних порід
СЗ	- для абразивних порід середньої твердості
СТ	- для порід середньої твердості з прошарками твердих
ТКЗ	- для твердих абразивних порід з прошарками міцних
внутрішній діаметр (діаметр керна), мм	
зовнішній діаметр, мм	

Бурильні головки серії К для відбору керна з незнімним керноприймачем виробництва відкритого акціонерного товариства (ВАТ) “ВБМ-група” показані на рис. 1.28 а, б, в, г і серії КС із знімним керноприймачем – на рис. 1.28 д, е.



Рисунок 1.28 – Загальний вигляд шарошкових бурильних головок:

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

Бурильна головка серії К типу МСЗ (рис. 1.28, а) призначена для низькообертового буріння нафтових і газових свердловин у м'яких породах з прошарками порід середньої твердості. Бурильна головка різальної дії – восьмишарошкова. Складається з корпусу, чотирьох свердловиноутворюючих і чотирьох кернаутворюючих шарошок. Ті й інші шарошки змонтовані парами на чотирьох осях. Вони розміщені в отворах корпусу, розташованих горизонтально по дотичній до кола, центр якого збігається з центром бурильної головки. Для запобігання випадання кожна з осей замикається другою віссю. Замком останньої є гвинт. Шарошки озброєні твердосплавним зубками з клиноподібною породоруйнівною поверхнею. Подача промивної рідини до вибою свердловини здійснюється крізь вісім каналів круглого перерізу. Таке конструктивне виконання бурильної головки дає можливість її розбирати з метою заміни зношених шарошок, осей, шайб, а тому дозволяє неодноразово використовувати найскладнішу і найдорожчу деталь бурильної головки – корпус.

Бурильна головка серії К типу СЗ (рис. 1.28, б) призначена для низькообертового буріння з відбором керна в породах середньої твердості. Руйнування породи відбувається в різально-подрібнювальному режимі з переважанням різання, що забезпечує добрі умови утворення керна. Основна відмінність бурголовок цього типу – консольне розташування цапфи в напрямку периферії, що дозволило збільшити розміри і довговічність опор. Бурильна головка складається з корпусу і привареної до нього муфти з приєднувальною різью. На трьох цапфах

корпуса на підшипниках змонтовані шарошки, зміщені відносно осі бурильної головки. Зовнішня поверхня шарошок виконана у формі частини кулі з радіусом, рівним радіусу свердловини. Озброєння шарошок – твердосплавні зубки з клиноподібною породоруйнівною поверхнею, різальні кромки яких орієнтовані по кулястих обвідках шарошок. Опори шарошок складаються з двох кулькових підшипників, один з яких є радіальноупорним замковим, і двох радіальних підшипників ковзання. Для подачі до вибою розчину в корпусі передбачені три отвори, що спрямовують потік між шарошки. Бурильна головка має низький керноприйм, захищений від впливу промивної рідини.

Бурильна головка серії К типу СТ (рис. 1.28, в) подрібнювальної дії, призначена для низькообертового буріння з відбором керна в породах середньої твердості з прошарками твердих порід. Бурильна головка шестишарошкова: три шарошки беруть участь в утворенні стовбура свердловини, а три інші – в утворенні керна. Бурильна головка складається з приставки і корпусу. Корпус – це зварна конструкція, яка складається з внутрішньої секції з цапфами для внутрішніх шарошок (керноутворювальних), трьох зовнішніх секцій з цапфами для зовнішніх (свердловиноутворювальних) шарошок і накладок. Опора кожної свердловиноутворюючої шарошки складається з одного радіального і двох упорних підшипників ковзання, а опора кожної керноутворювальної шарошки – з одного радіального і одного упорного підшипників ковзання. Опорні поверхні цапф наплавлені твердим сплавом. Подача промивної рідини до вибою свердловини здійснюється 12-ма каналами круглого перерізу. Озброєння шарошок – фрезеровані зуби призматичної форми. У двох зовнішніх і двох внутрішніх шарошок зуби виконані під кутом до осі шарошок, причому у кожної з цих шарошок нахил виконаний у різні боки.

Бурильна головка серії К типу ТКЗ (рис. 1.28, г) призначена для низькообертового буріння з відбором керна в твердих абразивних породах з прошарками міцних порід. Бурильні головки діаметром 187,3 мм і 212,7 мм – шестишарошкові (діаметром від 132 мм до 158,7 мм – п'ятишарошкові). Бурильна головка складається з приставки і корпусу. Корпус – це зварна конструкція, що

складається з внутрішньої секції з цапфами для внутрішніх шарошок (керноутворювальних), трьох зовнішніх секцій з цапфами для зовнішніх (свердловиноутворювальних) шарошок і накладок. Опора кожної свердловиноутворювальної шарошки складається з одного радіального і двох упорних підшипників ковзання, а опора кожної керноутворювальної шарошки – з одного радіального і одного упорного підшипників ковзання. Опорні поверхні цапф наплавлені твердим сплавом. Подача розчину до вибою свердловини здійснюється 12-ма каналами круглого перерізу. Озброєння шарошок виконано твердосплавними зубками з клиноподібною породоруйнівною поверхнею, на периферійних вінцях свердловиноутворювальних шарошок зазначені зубки чергуються з зубками, що мають кулясту породоруйнівну поверхню.

Бурильна головка серії КС типу ТКЗ (рис. 1.28, д) призначена для високообертового буріння з відбором керна в твердих абразивних породах з прошарками міцних порід. Складається з чотирьох конічних шарошок, змонтованих на цапфах чотирьох секцій на підшипниках кочення. Зварені секції утворюють корпус бурильної головки, верхня частина якого – це ніпель із замковою різь. Всі чотири шарошки беруть участь одночасно в утворенні стовбура свердловини і керна. Озброєння шарошок виконано твердосплавними зубками клиноподібної форми. У бурильній головці передбачено спеціальний пристрій для зниження керноприймача до вибою і захисту керна від дії промивної рідини. Пристрій (внутрішня втулка) закріплений до бурильної головки за допомогою зварювального шва, розташованого на торці ніпеля. У внутрішній частині пристрою розташовується компонування кернорвача, що за допомогою нарізи приєднане до керноприймача турбодолота. Подача промивної рідини здійснюється крізь спеціальні пази, передбачені у внутрішній втулці.

Бурильна головка серії КС типу СТ (рис. 1.28, є) призначена для високообертового буріння з відбором керна в породах середньої твердості з прошарками твердих порід. За конструкцією ця головка аналогічна бурильній головці серії КС типу ТКЗ і відрізняється тільки озброєнням шарошок, що є комбінованим: середні і периферійні вінці мають фрезеровані, наплавлені твердим сплавом зуби, а керноутворююча вершина – твердосплавні клиноподібні

зубки.

ВАТ “ВБМ-група” виготовляє також широкий набір бурильних головок з матричним корпусом із зубками з твердих сплавів (головки PDC) різних діаметрів, для порід різної твердості і у виконанні з незнімним та знімним керноприймачем (рис. 1.29).



Рисунок 1.29 – Загальний вигляд бурильних головок з матричним корпусом (головки PDC)

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

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

Бурові коронки. Для буріння кільцевим вибоєм застосовують ще один буровий інструмент – це бурові коронки. Бурові коронки є твердосплавні і алмазні.

Твердосплавні бурові коронки мають різці з метало-

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

На рис. 1.30 показані твердосплавні коронки типу СМ, та твердосплавні самогострювальні коронки типу СА призначені для колонкового буріння в породах м'яких, середньої твердості і твердих.



Рисунок 1.30 – Загальний вигляд твердосплавних коронок:
а – тип СМ5; б – тип СМ6; в – тип СА4; г – тип СА6

У коронках типу СМ5 і СМ6 для армування ріжучої частини використані твердосплавні (ВК6) призматичні різці (основні і підрізні) невеликого перерізу (3х3 мм), а по зовнішньому діаметру в промивних вікнах встановлені додаткові підрізні різці, які беруть участь як у руйнуванні порід вибою, так і в калібруванні стінок свердловини. Ступеневе розташування різців на робочих лезах під різними кутами до площини вибою і радіуса коронки створює оптимальні умови для руйнування гірських порід.

У самогострювальних коронках типу СА5 і СА6 для армування використані твердосплавні (ВК6) різці з невеликою площею поперечного перерізу (1,8 мм²), складені в спеціальні пакети на опорних пластинах, і встановлені на ріжучій частині, що дозволяє забезпечувати самогострювання різців у процесі буріння і ефективно руйнувати породу, незважаючи на затуплення ріжучих граней.

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

Алмазні бурові коронки використовуються для

буріння міцних скальних порід і виготовляються трьох видів: імпрегновані, одношарові та багатшарові.

Імпрегновані алмазні бурові коронки (рис. 1.31) – на яких об'ємні алмази зернистістю від ста п'ятдесяти до п'ятисот штук на карат рівномірно перемішуються з порошковою шихтою робочої частини коронки. Також до цього виду відносяться коронки, матриця яких імпрегнована дуже дрібними синтетичними алмазами.

Імпрегновані коронки використовуються для буріння найміцніших, тріщинуватих порід.



Рисунок 1.31 – Загальний вигляд імпрегнованих алмазних коронок з різним типом матриці за складом і конструкцією

Одношарові алмазні коронки (рис. 1.32) – це такі коронки, в яких алмази зернистістю від 10 до 90 штук на карат (0,2 г) розміщуються за особливою, певною схемою, яка забезпечує найбільшу рівномірність робочого торця коронки, при цьому, близько шістдесяти відсотків алмазів армують робочий торець коронки, а близько сорока відсотків більших і якісніших розміщуються в бокових стінках коронки як підрізні. Такі алмазні коронки можуть мати до дванадцяти промивних канавок.



Рисунок 1.32 – Загальний вигляд одношарових алмазних коронок з різним профілем матриці

1.3.4 Відбір керну в нафтових і газових свердловинах

Отримати реальну модель геологічної будови пласта та родовища і оцінити колекторні властивості пласта можна на основі лабораторних досліджень зразків керна – важливого джерела інформації про властивості гірських порід і нафтогазонасиченість пласта. Відбір керну – це досить складна технологічна операція, яка відбувається шляхом підйому із свердловини на поверхню, за можливості, неушкодженого, із збереженими природними фізичними і механічними властивостями зразка породи.

Формування керну і його відбір з високим ступенем виносу здійснюють за допомогою спеціальних компоновок керновідбірних (керноприймальних) пристроїв. Існують різні варіанти компоновок і виконання пристроїв.

Керноприймальними пристроями (керноприймальним або колонковим інструментом) прийнято називати інструмент, який забезпечує прийом, відрив від масиву гірської породи і збереження керна в процесі буріння і під час транспортування в свердловині аж до вилучення його на поверхню. Щоб отримати неспотворені геологічні, хімічні та інші дані про породу, часто необхідно застосовувати такі керноприймальні пристрої, які забезпечують не тільки високий винос керна, але й захищають його структуру від руйнівного впливу промивної рідини, вібрації тощо.

За принципом роботи та конструктивними особливостями керноприймальні пристрої поділяються на такі різновиди: Р1, Р2 – для роторного буріння відповідно зі знімними і з незнімними керноприймачами; Т1, Т2 – для турбінного буріння також відповідно зі знімними і незнімними керноприймачами.

Колонкові долота із знімною ґрунтоноскою дозволяють піднімати ґрунтоноску з керном без підйому бурильної колони. Для цього в бурильну колону спускають канатом уловлювач, з його допомогою витягують з колонкового набору ґрунтоноску і піднімають її на поверхню. Потім, використовуючи цей самий уловлювач, спускають і встановлюють в корпусі колонкового набору порожню ґрунтоноску і буріння з відбором керна проводять далі. Колонкові долота із знімною ґрунтоноскою застосовують при турбінному бурінні, а з незнімною ґрунтоноскою – при роторному бурінні свердловин.

Сучасні керноприймальні пристрої виготовляють

трьох типів і призначені для відбору керн з масиву щільних порід; в тріщинуватих або перемежованих за щільністю і твердістю породах; у сипучих породах, які легко руйнуються й розмиваються промивною рідиною.

Керноприймальні пристрої першого типу виготовляють у вигляді подвійного колонкового пристрою з ґрунтоноскою, ізольованою від потоку промивної рідини і таким, який обертається разом з корпусом пристрою. До цього типу належить колонковий пристрій “Надра”.

Пристрої другого типу виготовляють з керноприймачем, який не обертається, підвішеним на одному або декількох підшипниках, і з надійними керновідривачами і керноутримувачами.

Пристрій третього типу забезпечує повну герметизацію керн та перекриття керноприймального отвору в кінці буріння. До них належить пристрій з еластичним керноприймачем.

Керноприймальні пристрої різновиду Р2 виготовляють всіх трьох типів, а інші різновиди – одного-двох типів.

Колонковий пристрій “Надра” розроблений Всеросійським науково-дослідним інститутом бурової техніки (ВНДІБТ) складається з двох, трьох і більше секцій довжиною по 5 м. До його складу входить корпус, верхній і нижній перехідники і ґрунтоноска, зібрана, як і корпус, з декількох секцій, з’єднаних муфтою-центратором. В останній змонтований керноутримувач, а в нижній частині ґрунтоноски – комплект керновідривачів. Верхня частина ґрунтоноски містить вузол підвіски з гвинтом, гайкою та фіксатором і зворотний клапан, який складається зі змінного гнізда-сідла і кулі. Пристрій “Надра” завдяки теоретично необмеженій кількості секцій дозволяє відібрати керн великої довжини, залежно від стійкості бурильних головок.

Для відбору керн призначені керноприймальні пристрої, які використовуються при бурінні гірських порід в різних умовах буріння. Існують багато варіантів виконання керноприймальних пристроїв: для неускладнених умов буріння свердловин; для умов буріння в сипких, слабо зцементованих і тріщинуватих гірських породах; для буріння в ускладнених осипами й обвалами умовах; для буріння в умовах, ускладнених проявами нафти і газу та поглинаннями промивної рідини, в породах з високими

колекторними властивостями тощо.

Керноприймальні пристрої виготовляють як у односекційному, так і у дво- і трисекційному виконанні. Загальні вигляди керноприймальних пристроїв більшості серій однотипні

На рис. 1.33 показана схема керноприймального пристрою конструкції ВНДІБТ.



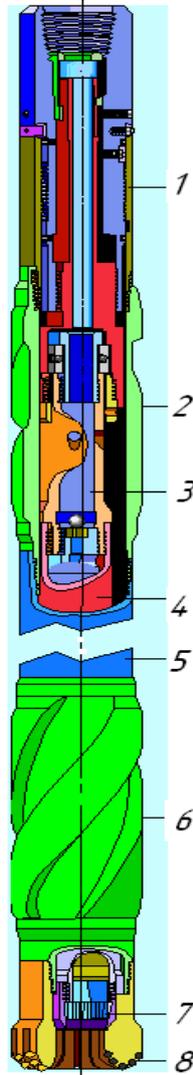
Рисунок 1.33 – Схема керноприймального пристрою ВНДІБТ:

1 – регулювальна головка; 2 – куля; 3 – вузол підшипників;
4 – корпус; 5 – керноприймач

Керноприймач вгорі підвішений на регулювальній головці 1 і оснащений вузлом підшипників 3, що запобігає його обертанню, а внизу оснащений керновідривачами різної конструкції (цангові і пелюсткові в різному поєднанні). Суттєвою перевагою конструкції є можливість регулювання за допомогою регулювальної головки 1 потрібного проміжку між башмаком керновідривача і бурильною головкою без виймання керноприймача і його підвіски, що заощаджує час допоміжних робіт на буровій і підвищує безпеку праці персоналу. Корпус 4 та керноприймач 5 виготовляються з суцільнотягнутих легуваних сталевих труб. Спеціальна обробка корпусу знижує інтенсивність зношування і підвищує термін служби з'єднань. Конструкція вузла підшипників 3 підвіски запобігає обертанню керноприймача.

На рис. 1.34 показано керновідбірний снаряд виробництва ВАТ “Интервал” для відбору керна в свердловинах діаметром від 139,7 мм до 295,3 мм (Росія). Вироби відзначаються простотою і надійністю у використанні.

Запобіжний перехідник 1 призначений для вилучення внутрішньої колонкової труби з керновідбірного снаряду, в разі прихвата його в стовбурі свердловини. Він також забезпечує зручне відділення зовнішньої від внутрішньої труби при розбиранні.



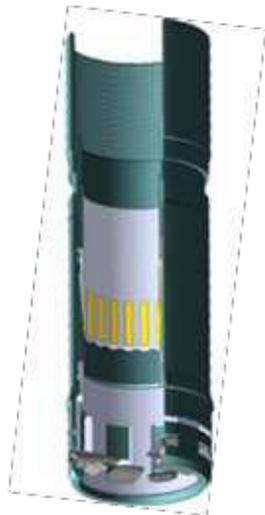
**Рисунок 1.34 – Складові частини
керновідбірного снаряда VAT “Интервал”:**
1 – запобіжний перехідник; 2,6 – стабілізатори;
3 – вузол підвіски; 4 – внутрішня труба;
5 – зовнішня труба; 7 – вузол керновідривача;
8 – бурильна головка

Стабілізатор 2 призначений для центрування керновідбірного снаряда в стовбурі свердловини. Стабілізація снаряда забезпечує:

- мінімальні пошкодження керна при його заході у внутрішню трубу, що підвищує ефективність відбору керна;
- збільшення механічної швидкості проходки;
- мінімальне зношування бурголовки;
- збільшення його терміну служби;
- стабілізацію кута нахилу стовбура свердловини;
- збереження діаметра стовбура свердловини.

Вузол підвіски 3 з’єднує внутрішню трубу із зовнішньою трубою через упорний кульковий підшипник. Підшипник запобігає обертанню внутрішньої труби, яка залишається нерухомою під час відбору керна. Обертання внутрішньої труби може призвести до заклинювання керна, а отже, до передчасного припинення керновідбору. Система вузла підвіски, дозволяє промивній рідині надходити з внутрішньої труби в кільцевий простір. Рідина проходить крізь внутрішню трубу до початку

відбору керна, при цьому шлам не попадає у внутрішню трубу. Скидання сталеві кулі у відповідне сідло для початку відбору керна забезпечує проходження розчину між зовнішньою і внутрішньою трубою колонкового снаряду. Сідло кулі встановлено в нижній частині вузла підвіски.



**Рисунок 1.35 – Схема
компонування керновідривача,
який містить цанговий і
важільний керновідривачі**

Внутрішня труба 4 заповнюється керном у міру надходження його у снаряд. Внутрішню трубу під'єднують до вузла підвіски у верхній частині так, щоб її нижній кінець розміщувався всередині бурголовки.

Причому, між бурголовкою і нижнім кінцем внутрішньої труби мусить залишатися невеликий осьовий і радіальний зазори. Осьовий зазор може змінюватися в результаті різних допусків виробників зовнішньої і внутрішніх труб. Цей допуск має витримуватися в заданих межах, щоб звести до мінімуму вплив бурового розчину на kern, що надходить у внутрішню трубу. Величина осьового зазору встановлюється за допомогою регульованого запобіжного перехідника або регулюючих прокладок.

Зовнішня труба 5 є корпусом для всіх елементів керновідбірного снаряду і передає навантаження, обертання і промивну рідину до бурильної головки.

Вузол керновідривача 7 складається з верхнього та нижнього башмаків і керновідривача. Він служить для відриву керна від вибою свердловини і утримання його у внутрішній трубі.

Верхній башмак – це перехідник, який може мати різну довжину для компоновок з різнорозмірними нижніми башмаками, що забезпечує постійну довжину складання керновідривача.

Нижній башмак містить керновідривач і служить місцем для входу керна у внутрішню трубу. У стандартному керновідбірному снаряді використовується башмак направляючого типу.

Керновідривачі призначені для відриву і утримання керна різних за складом і властивостями гірських порід. Відомі конструкції цангового і важільного керновідривачів призначених для відриву та утримання керна. Цанговий керновідривач використовується в роботі з монолітними породами. Він має направлення для захисту від перекосу при осьовому переміщенні в башмаку.

Важільний керновідривач служить для відриву та утримання керна, представленого середніми і м'якими породами. Важільний керновідривач складається з обойми і розміщених у ній підпружинених важелів.

Внутрішня поверхня цангового керновідривача, а також ріжуча частина важелів наплавлена твердим сплавом. Компонування керновідривачів переважно містить і цанговий і важільний керновідривачі, що забезпечує надійність виносу керна в різних за твердістю і умовах відбору керна.

На рис. 1.35 показана схема комплектування керновідривача, який містить цанговий і важільний керновідривачі.

Консервація керна – це процедура його збереження при транспортуванні. Для цього керн розрізають на секції по 1 м, видаляють промивну рідину (рис. 1.36).

Після, на торці секції встановлюють кришки. Підготовлюють суміш гіпсу і за допомогою насоса заповнюють секцію знизу доверху, витісняючи рештки рідини. Трубки маркують і пакують у ящики для транспортування.

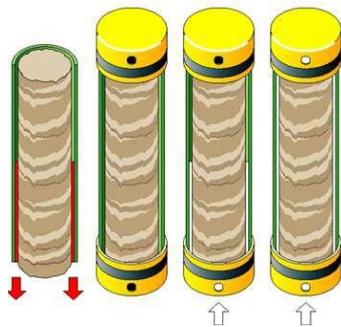


Рисунок 1.36 – Схема консервації керна

1.4 БУРИЛЬНА КОЛОНА

1.4.1 Склад і призначення бурильної колони

Бурильна колона (рис. 1.37) з'єднує долото (вибійний двигун і долото) з наземним обладнанням (вертлюгом) і складається з ведучої труби 4, бурильних труб 8 і компоновки низу бурильної колони (КНБК). КНБК відрізняються елементами, які входять до їх складу – калібраторами, центраторами, стабілізаторами, розширювачами, маховиками, обважненими бурильними трубами (ОБТ) тощо.

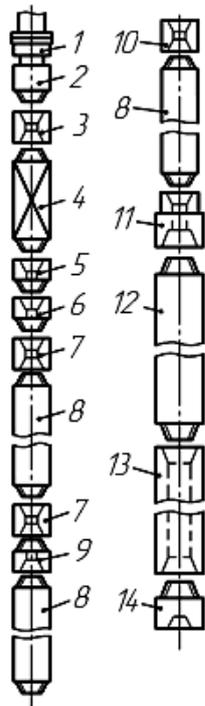


Рисунок 1.37 – Бурильна колона:
1 – ніпельна частина стовбура вертлюга;
2 – перехідник вертлюга;
3 – верхній перехідник;
4 – ведуча труба;
5 – нижній перехідник;
6 – запобіжний перехідник;
7 – муфта бурильного замка;
8 – перша бурильна труба;
9 – ніпель бурильного замка;
10 – з'єднувальна муфта;
11 – перехідник;
12 – верхня обважнена бурильна труба;
13 – нижня обважнена бурильна труба;
14 – долото

Верхня обважнена бурильна труба 12 приєднується до бурильної труби за допомогою перехідника 11, а нижня 13 – за допомогою перехідника приєднується до долота (при роторному бурінні) або вала вибійного двигуна з долотом (при бурінні турбобуром, гвинтовим двигуном чи електробуром).

Бурильна колона призначена для передачі обертового моменту долоту при роторному бурінні, і сприйняття реактивного моменту при бурінні вибійними двигунами; підведення промивної рідини до вибійного двигуна (при турбінному бурінні, або бурінні гвинтовим двигуном), до долота і вибою свердловини (при всіх способах буріння); монтажу окремих секцій підведення струму (при бурінні електробуром); створення навантаження на вибій; підйому і спуску долота, турбобура, електробура; проведення допоміжних робіт (пророблення, розширення і промивання свердловини, випробування пластів, ловильних робіт тощо).

Верхня частина бурильної колони містить ведучу трубу 4, яка приєднується до ніпельної частини стовбура вертлюга 1 за допомогою верхнього перехідника 3 і перехідника вертлюга 2. Ведуча труба 4 приєднується до першої бурильної труби 8 за допомогою нижнього перехідника 5 ведучої труби, запобіжного перехідника 6 і муфти бурильного замка 7. Бурильні труби 8 згвинчуються безпосередньо за допомогою бурильних замків, які складаються з двох деталей (муфти бурильного замка 7 і ніпеля бурильного замка 9), або за допомогою з'єднувальних муфт 10. ОБТ 12 і 13 згвинчуються у випадку однакової приєднувальної нарізі ніпеля і муфти. У інших випадках застосовують необхідні з'єднувальні елементи. Елементи колони бурильного інструменту виготовляють з конструкційної середньовуглецевої і легованої сталі. При виготовленні всі елементи бурильної колони піддаються термічній обробці для покращення властивостей матеріалу.

1.4.2 Умови роботи бурильної колони

Умови роботи бурильної колони при роторному способі буріння і при бурінні вибійними двигунами різні.

При роторному способі бурильна колона, яка передає обертання від ротора до долота і навантаження на вибій, зазнає цілого ряду навантажень. Якщо бурильна колона не торкається вибою свердловини і не обертається, вона зазнає тільки сил розтягу, які досягають максимуму біля вертлюга.

У процесі буріння свердловини верхня частина бурильної колони розтягнута, а нижня, яка спирається на вибій – стиснута. Отже бурильна колона при бурінні одночасно зазнає дії сил розтягу і стиску, а тому піддається напруженням розтягу і стиску.

Окрім напружень розтягу і стиску при передачі обертового моменту від ротора до долота, в бурильній колоні виникають напруження кручення, які мають максимальне значення на усті свердловини, а також напруження, що виникають, від дії відцентрових сил, що збільшуються від устя до вибою свердловини. До того ж ще діють сили від перепаду тиску рідини в каналі колони і затрубному просторі. Одночасна дія на бурильну колону всіх зазначених сил ускладнює умови її роботи при роторному способі буріння. У результаті часто трапляються аварії з бурильними трубами, бурильними замками та іншими елементами бурильної колони.

Аварії при роторному бурінні відбуваються, в основному, через поломки бурильної колони внаслідок втомного зношування нарізних з'єднань, зварювальних швів, матеріалу трубної частини і приєднувальних елементів.

При бурінні свердловини вибійним двигуном (турбобуром, гвинтовим двигуном або електробуром) умови роботи бурильної колони значно полегшуються. Вона в цьому випадку не обертається і тому зазнає тільки навантажень розтягу і стиску, а також дії реактивного моменту вибійного двигуна. Реактивний момент має незначну величину і тому в практичних розрахунках ним можна нехтувати.

Отже, буріння вибійними двигунами в значній мірі понизило вимоги до бурильної колони. Виявилось можливим застосування для бурильної колони труб з меншою товщиною стінок, що зменшило витрату металу, а отже і зменшило її вартість. Особливо ефективним є застосування вибійних двигунів при бурінні похило скерованих і горизонтальних свердловин.

Число аварій з бурильною колоною за будь-яких умов

її роботи вибійними двигунами завжди менше, ніж при роторному бурінні. Вони відбуваються, в основному, через прихвати бурильної колони і розмив нарізних з'єднань та стінок труб.

Однак, попри згадані переваги буріння вибійними двигунами, у світовій практиці все ж найпоширенішим є роторний спосіб (понад 90 % обсягу бурових робіт виконується цим способом). Останніми роками намітилася тенденція збільшення обсягів роторного буріння і в Україні.

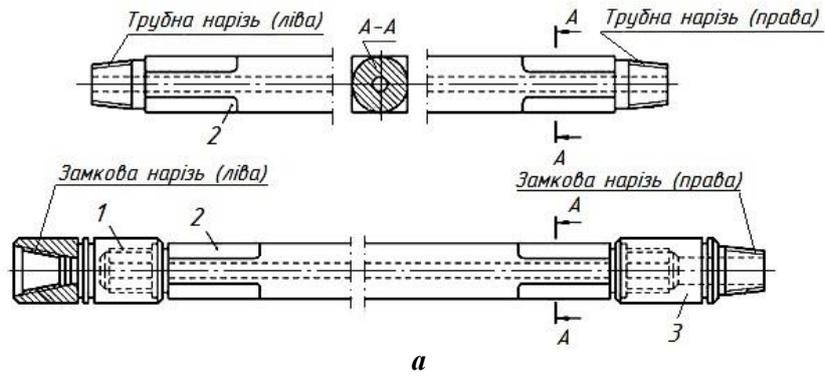
Основні переваги роторного способу, наприклад, перед турбінним – незалежність регулювання параметрів режиму буріння, можливість забезпечення великих перепадів тиску на долоті, значне збільшення проходки за рейс долота у зв'язку з меншими частотами його обертання тощо.

1.4.3 Елементи бурильної колони

Ведучі бурильні труби виготовляються квадратного і шестигранного перерізу. Ведуча труба складається з квадратної (рис. 1.38) або шестигранної товстостінної штанги 2 з прошитим, або просвердленим каналом, верхнього перехідника 1 для з'єднання з вертлюгом і нижнього перехідника 3.

Для захисту нарізі нижнього перехідника від зношування при багаторазовому згвинчуванні і розгвинчуванні (під час нарощування бурильної колони) і при СПО, на нижній перехідник нагвинчують запобіжний перехідник (див. поз. 6 на рис. 1.37), який приєднується до першої муфти бурильного замка (див. рис. 1.37, поз. 7). Обертний момент передається від ротора ведучій бурильній трубі завдяки затискачам, які вставляються в ротор. Для кожного розміру ведучої труби застосовують відповідні затискачі, які дозволяють їй вільно переміщатися уздовж осі свердловини.

На рис. 1.39 показано труби бурильні ведучі виробництва дочірнього підприємства (ДП) “Завод ОБіВТ” ВАТ “Сумське НВО ім. М. В. Фрунзе”



б

Рисунок 1.38 – Ведучі бурильні труби квадратного перерізу:

а – конструкція; б – загальний вигляд комплекту штанг

1 – верхній перехідник;

2 – товстостінна штанга;

3 – нижній перехідник;

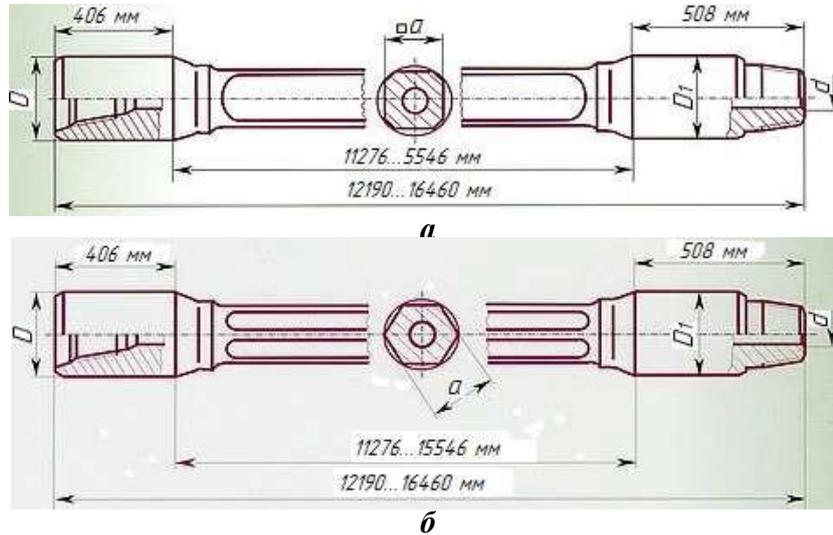


Рисунок 1.39 – Труби бурильні ведучі виробництва ДП “Завод ОБІВТ” ВАТ “Сумське НВО ім. М. В. Фрунзе”:

а – труба бурильна ведуча квадратна типу К
($D=146,1$ і $196,9$ мм, $d = 44,5 \dots 101,6$ мм, $D1 = 104,8 \dots 203,2$ мм, $a = 76,2 \dots 155,0$ мм);

б – труба бурильна ведуча шестигранна типу Ш
($D = 146,1$ і $196,9$ мм, $d = 44,5 \dots 88,9$ мм,
 $D1 = 104,8 \dots 177,8$ мм, $a = 88,9 \dots 152,4$ мм)

Сталеві бурильні труби виготовляють різних конструкцій (рис. 1.40):

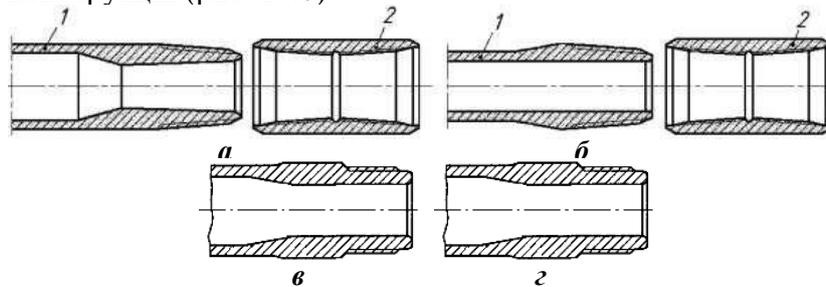


Рисунок 1.40 – Бурильні сталеві труби і з’єднувальні муфти до них:

а – з висадженими всередину кінцями (труба В);
б – з висадженими назовні кінцями (труба Н); в – з висадженими всередину кінцями і конічними стабілізуючими поясками (труба ВК); г – з висадженими назовні кінцями і конічними стабілізуючими поясками (труба НК); 1 – кінець бурильної труби;
2 – з’єднувальна муфта

- типу 1 – з висадженими всередину кінцями і нагвинченими замками на трубну конічну нарізь трикутного профілю (труби **В**, рис. 1.40, а);

- типу 2 – з висадженими назовні кінцями і нагвинченими замками на трубну конічну нарізь трикутного профілю (труби **Н**, рис. 1.40, б);

- типу 3 – з висадженими всередину кінцями і конічними стабілізуючими поясками (труби **ВК**, рис. 1.40, в) і нагвинченими замками на трубну конічну нарізь трапецієподібного профілю;

- типу 4 – з висадженими назовні кінцями і конічними стабілізуючими поясками (труби **НК**, рис. 1.40, г) і нагвинченими замками на трубну конічну нарізь трапецієподібного профілю;

- з внутрішньою (труби **ПВ**, рис. 1.41, а), комбінованою всередину і назовні (труби **ПК**, рис. 1.41, б) та зовнішньою висадкою (труби **ПН**, рис. 1.41, в) і привареними по висадці замками (див. рис. 1.43).

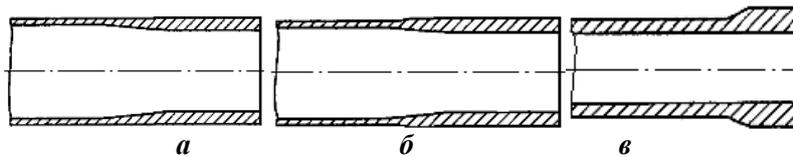


Рисунок 1.41 – Кінці бурильних труб для приварних ніпелів і муфт: а – з внутрішньою висадкою (труба **ПВ**);
б – з комбінованою всередину і назовні висадкою (труба **ПК**);
в – із зовнішньою висадкою (труба **ПН**)

Бурильні труби з висадженими всередину кінцями (труби **В**, ГОСТ 631–75) мають конусну дрібну трубну нарізь. Висадка всередину на кінцях труби зменшує її внутрішній діаметр. З'єднання бурильних труб з висадженими всередину кінцями показано на рис. 1.42. З'єднуються такі труби за допомогою бурильних замків (рис. 1.42, а) або з'єднувальних муфт (рис. 1.42, б). Довжина труб становить 6, 8 і 11,5 м, а зовнішній діаметр 60, 73, 89 і 102 мм.

Труби діаметрами 114, 127, 140 і 168 мм мають довжину 11,5 м.

Істотним недоліком труб **В** є низька статична міцність на розрив по трубній нарізі.

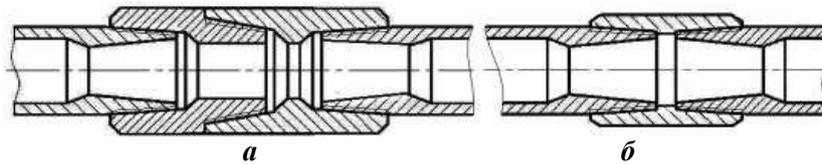


Рисунок 1.42 – З'єднання бурильних труб з висадженими всередину кінцями:

а – з'єднання з використанням бурильних замків; б – з'єднання за допомогою з'єднувальних муфт

Бурильні труби з висадженими назовні кінцями (труби **Н**, ГОСТ 631–75) мають таку ж нарізь, як і труби з висадженими всередину кінцями. Висадка назовні дозволяє мати однаковий внутрішній діаметр по всій довжині труби, що поліпшує гідравлічну характеристику цих труб, порівнюючи з трубами з висадженими всередину кінцями, оскільки знижуються втрати на подолання опорів при проходженні промивної рідини в бурильній колоні.

Ці труби з'єднуються також за допомогою з'єднувальних муфт або бурильних замків. Вони мають таку ж довжину, що і труби з висадженими всередину кінцями. Заводи випускають труби діаметрами 60, 73, 89, 102, 114 і 140 мм.

Спочатку ці труби призначалися для буріння свердловин із застосуванням електробура. При цьому способі буріння потрібна наявність у трубах широкого і однакового по всій довжині циркуляційного каналу, що забезпечує монтаж кабелю і проходження промивної рідини. Проте досвід показав доцільність застосування цих труб і при турбінному способі буріння.

Труби **Н** характеризуються невисокою втомною міцністю на знакозмінний згин по впадині останньої нитки трубної кінцевої нарізі.

Бурильні труби з висадженими всередину кінцями і кінчними стабілізуючими поясками (труби **ВК**, ГОСТ 631–75) мають підвищену втомну міцність з'єднання “труба-замок” завдяки наявного кінцевого стабілізуючого пояска і упорного уступу на торці труби. Труби **ВК** мають здатність підвищеної статичної міцності на розрив завдяки трапецієподібній нарізі з'єднання “труба-замок”.

Бурильні труби з висадженими назовні кінцями і кінчними стабілізуючими поясками (труби **НК**, ГОСТ

631–75) характеризуються підвищеною втомною міцністю з'єднання “труба-замок” (порівнюючи з трубами Н).

Бурильні труби з висадженими кінцями і привареними до них замками (труби ПЖ, ПВ і ПН, ГОСТ Р50278–92) призначені для всіх видів обертового буріння і виготовляються шляхом приварювання на спеціальних машинах до трубних заготовок готових ніпелів і муфт для отримання упорного замкового з'єднання.

Особливістю труб з комбінованою висадкою є те, що вони мають плавний перехід від висадженої частини труби до гладкої частини і менші гідравлічні втрати. Крім того, такі труби мають високу втомну міцність на згин зварного з'єднання завдяки тому, що немає концентраторів напружень.

На рис. 1.43 показана бурильна труба з привареними ніпелем і муфтою. Труби такої конструкції мають довжину 12 і 8 м і зовнішній діаметр 168, 146, 127 і 114 мм. Отже, при застосуванні таких труб свіча може бути складена з двох 12-м або трьох 8-м труб з наявністю в кожному з'єднанні замість трьох тільки одного упорного нарізного з'єднання.

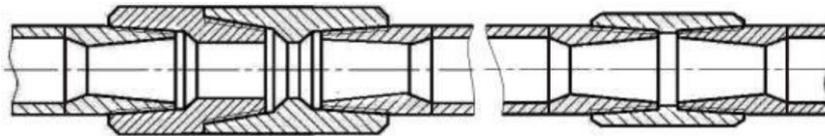


Рисунок 1.43 – Бурильна труба з привареними ніпелем і муфтою

У процесі спуску і підйому бурильної колони недоцільно згвинчувати і розгвинчувати всі труби, з яких складена колона. Набагато швидше здійснюються СПО при розгвинчуванні або згвинчуванні відразу декількох труб. Комплект таких труб називається свічею, яка може мати різну довжину, залежно від висоти бурової вежі.

Висота бурової вежі залежить від проектної глибини свердловини і сягає до 58 м, що дозволяє мати свічі завдовжки близько 24 або 36 м. Оскільки бурильні труби виготовляють довжиною 6, 8 і 12 м, то 24-метрова свіча може бути складена з чотирьох труб завдовжки 6 м, трьох труб завдовжки 8 м або з двох труб завдовжки 12 м.

Для з'єднання бурильних труб використовують такі основні типи бурильних замків: ЗН – з діаметром

прохідного отвору значно меншим за діаметр прохідного отвору висаджених кінців (рис. 1.44, а); ЗШ – з діаметром прохідного отвору близьким до діаметра прохідного отвору висаджених кінців (рис. 1.44, б); ЗУ – зі збільшеним діаметром прохідного отвору (рис. 1.44, в).

Крім того використовуються замки типу: ЗП – замки приварні (рис. 1.44, г); ЗШК – з діаметром прохідного отвору близьким до діаметра прохідного отвору висаджених кінців та конічним розточенням, ЗУК – зі збільшеним діаметром прохідного отвору та конічним розточенням.

Замки типів ЗН, ЗШ, і ЗУ використовують для з'єднання бурильних труб **В**; ЗШ, ЗУ – для труб **Н**; ЗШК, ЗУК – для труб **ВК**; ЗУК – для труб **НК**.

Замки типу ЗУ забезпечують нормальні умови при турбінному бурінні свердловин, бурінні гвинтовим двигуном і електробуром.

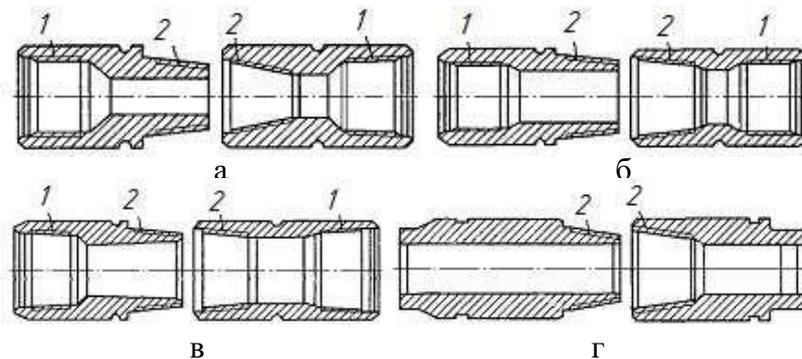


Рисунок 1.44 – Бурильні замки:

а – тип ЗН; б – тип ЗШ; в – тип ЗУ; г – тип ЗП; 1 – нарізь трубна;
2 – нарізь замкова

Замки приварні ЗП призначені для приварювання до висаджених кінців бурильних труб. Їх виготовляють згідно з ГОСТ 27834-95 і широко використовують у сучасній технології буріння.

Ніпель і муфта бурильного замка з'єднуються за допомогою конічної замкової нарізі великого кроку і конусності, а з'єднання цих деталей до бурильних труб – за допомогою трубної нарізі меншого кроку і конусності.

Розглянуті типи бурильних замків зовні дуже подібні один до одного (рис. 1.45).



Рисунок 1.45 – Зовнішній вигляд бурильного замка:
1 – ніпель; 2 – муфта

Замкова нарізь дозволяє багато раз згвинчувати і розгвинчувати свічі з малою витратою часу та зменшеним їх зношуванням. Застосування бурильних замків для з'єднання бурильних труб не тільки прискорює СПО, але і запобігає передчасному зношуванню бурильних труб: за наявності замкового з'єднання ключами захоплюються не бурильні труби, а ніпель і муфта замка. Тому для труб низьких груп міцності бурильні замки виготовляють з якіснішого металу.

Крім того, застосовують різні технології зміцнення нарізі з'єднань, наприклад, шляхом накатування впадин нарізі, нанесення антизадирних покриттів тощо.

На рис. 1.46 показано процес зміцнення накатуванням впадин нарізі замкового з'єднання та нанесення захисного покриття.

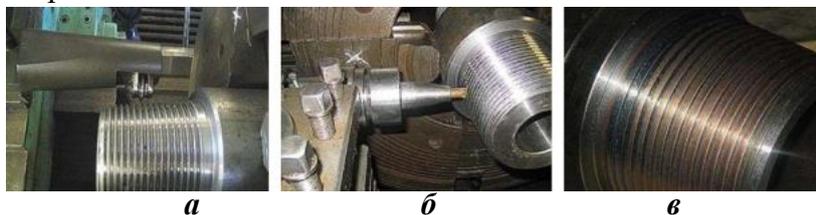


Рисунок 1.46 – Способи зміцнення нарізі замкових з'єднань:
а – накатування впадин нарізі; б – нанесення мідного покриття;
в – антизадирне мідне покриття замкової нарізі

Для буріння свердловин електробуром застосовують бурильні замки, які містять у ніпелі запобіжний стакан, призначений для захисту від пошкоджень контактної стрижня кабельної секції.

З'єднання труб бурильними замками разом з позитивними особливостями мають і принципові недоліки.

1. Для з'єднання двох труб застосовують не одне, а три нарізні з'єднання, що зменшує міцність бурильної

колони і знижує її герметичність.

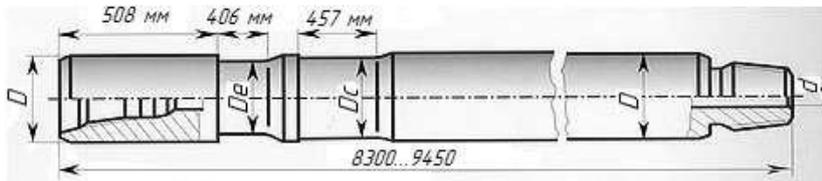
2. Найкраща герметичність нарізного з'єднання досягається в тому випадку, коли в кінці згвинчування одна деталь упирається в іншу (упорне з'єднання). Таке з'єднання надійне в роботі навіть за значного перепаду тиску в трубах і в затрубному просторі. Розглянуті конструкції бурильних труб і бурильних замків дозволяють після згвинчування двох труб мати з трьох з'єднань тільки одне упорне, утворюване при згвинчуванні деталей бурильного замка один з одним завдяки упору торця муфти в заплечики ніпеля. Два інших з'єднання безупорні, оскільки при згвинчуванні ніпеля і муфти бурильного замка з бурильними трубами деталі, що з'єднуються, не притискаються один до одного. Герметичність у цих з'єднаннях забезпечується тільки зчепленням нарізі.

3. Бурильні замки типу ЗШ і особливо типу ЗН, що мають зменшений внутрішній діаметр порівнюючи з внутрішнім діаметром бурильних труб, потребують застосування потужніших бурових насосів у зв'язку з виникненням під час циркуляції промивної рідини додаткового перепаду тиску в з'єднаннях. Зменшувати прохідний переріз у з'єднаннях дуже небажано також при застосуванні знімної ґрунтоноски, а також при використанні різних приладів, що спускаються в бурильну колону.

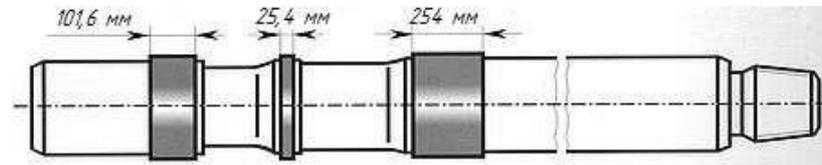
Обважені бурильні труби встановлюються над долотом (турбобуром, електробуром) для підвищення жорсткості нижньої частини бурильної колони. Застосування ОБТ дозволяє створювати навантаження на вибій коротким комплектом з'єднаних товстостінних труб, що покращує умови роботи бурильної колони. Виготовляють ОБТ різних типів: гладкі по всій довжині, з проточкою під елеватор і конусною проточкою для кращого захоплення їх клинами під час спуску і підйому бурильної колони, зі спіральними канавками, з потовщеннями, з наплавленням твердим сплавом тощо. Нижче показано труби бурильні обважені виробництва ДП "Завод ОБіВТ" ВАТ "Сумське НВО ім. М. В. Фрунзе".



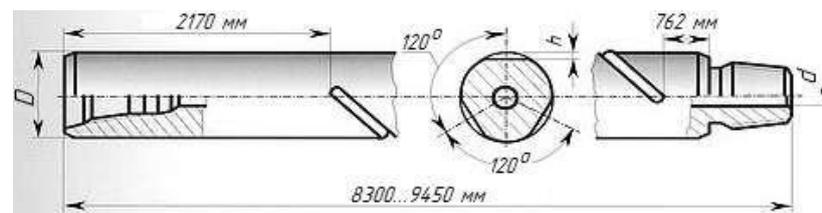
ОБТ типу А гладка ($D = 79,4...279,4$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



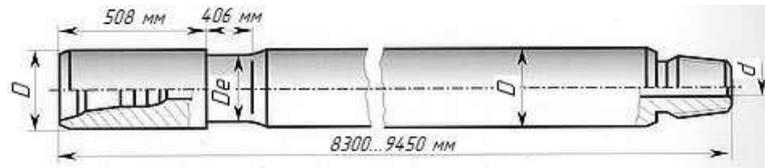
ОБТ типу Б з проточками під елеватор і клинове захоплення ($D = 79,4...279,4$ мм, $D_e = 71,4...257,2$ мм, $D_c = 73,0...266,7$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



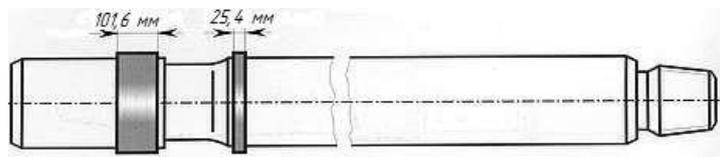
ОБТ типу Б/1 з проточками під елеватор і клинове захоплення, з наплавленням твердим сплавом



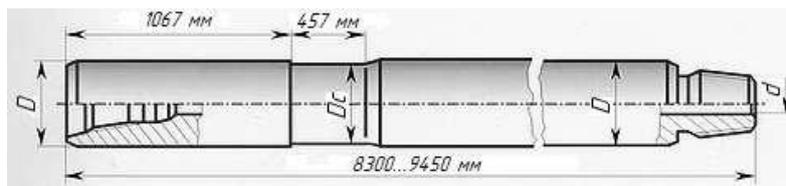
ОБТ типу Е зі спіральними канавками ($D = 79,4...279,4$ мм, $h = 4...8,3$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



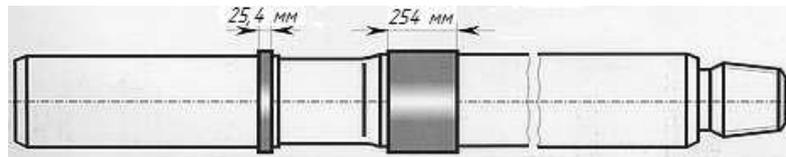
ОБТ типу Л з проточкою під елеватор
 ($D = 79,4...279,4$ мм, $D_e = 71,4...257,2$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



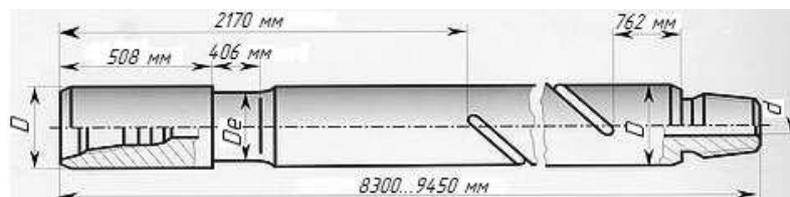
ОБТ типу Л/1 з проточкою під елеватор, з наплавленням твердим сплавом



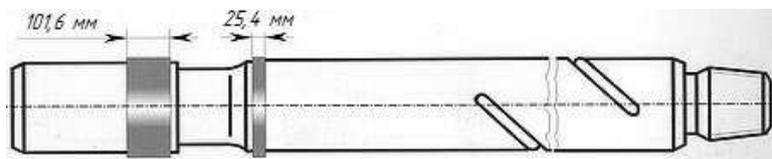
ОБТ типу М з проточкою під клинове захоплення
 ($D = 79,4...279,4$ мм, $D_e = 73,0...266,7$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



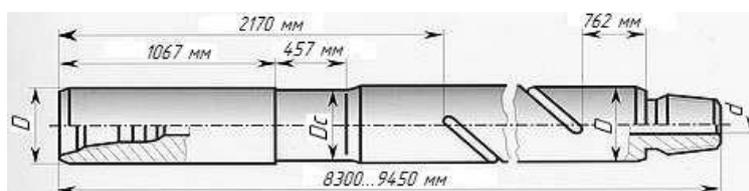
ОБТ типу М/1 з проточкою під клинове захоплення, з наплавленням твердим сплавом



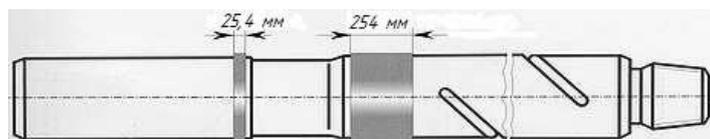
ОБТ типу ЕЛ зі спіральними канавками і проточкою під елеватор
 ($D = 79,4...279,4$ мм, $D_e = 71,4...257,2$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



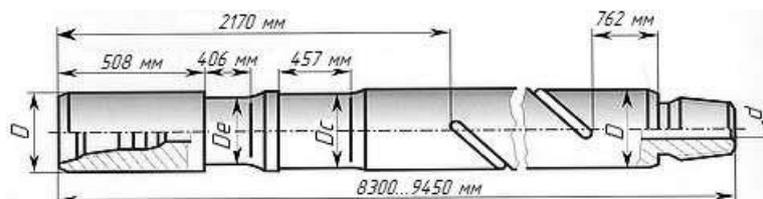
ОБТ типу EJ/1 зі спіральними канавками і проточкою під елеватор, з наплавленням твердим сплавом



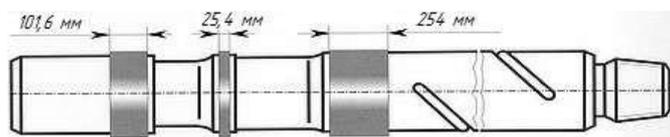
ОБТ типу EM зі спіральними канавками і проточкою під клинове захоплення
($D = 79,4...279,4$ мм, $D_c = 73,0...266,7$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



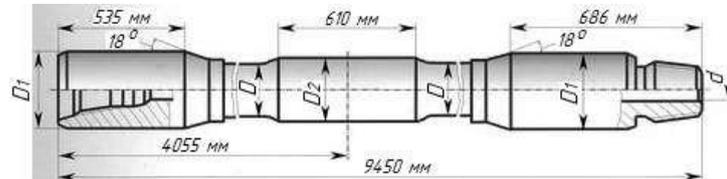
ОБТ типу EM/1 зі спіральними канавками і проточкою під клинове захоплення, з наплавленням твердим сплавом



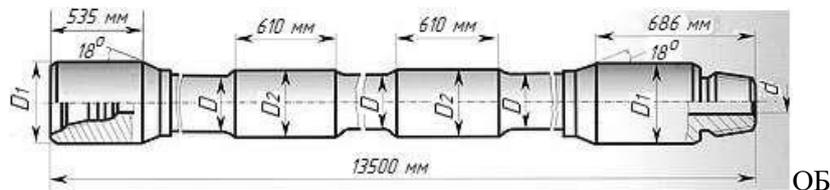
ОБТ типу EN зі спіральними канавками, проточками під елеватор і клинове захоплення ($D = 79,4...279,4$ мм, $D_c = 71,4...257,2$ мм, $D_c = 73,0...266,7$ мм, $d = 31,8...101,6$ мм)



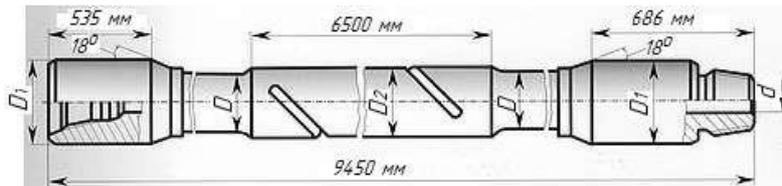
ОБТ типу EN/1 зі спіральними канавками, проточками під елеватор і клинове захоплення, з наплавленням твердим сплавом



ОБТ типу HW I з одним центральним потовщенням
($D = 88,9 \dots 168,3$ мм, $D_1 = 120,7 \dots 209,6$ мм, $D_2 = 101,6 \dots 184,2$ мм,
 $d = 57,2 \dots 101,6$ мм)



Т типу HW II з двома центральними потовщеннями
($D = 88,9 \dots 168,3$ мм, $D_1 = 120,7 \dots 209,6$ мм,
 $D_2 = 101,6 \dots 184,2$ мм, $d = 57,2 \dots 101,6$ мм)



ОБТ типу HW III з центральним потовщенням зі спіральними канавками
($D = 88,9 \dots 168,3$ мм, $D_1 = 120,7 \dots 209,6$ мм,
 $D_2 = 101,6 \dots 184,2$ мм, $d = 57,2 \dots 101,6$ мм)

У комплект обважнених труб входять одна наддолотна труба, що має на обох кінцях внутрішню замкову нарізь (рис. 1.47).



а



б

Рисунок 1.47 – Наддолотні ОБТ:

а – гладка ОБТ;

б – ОБТ з проточками під елеватор і клинове захоплення

Всі інші проміжні обважені труби, як видно з попередніх ілюстрацій, мають на верхньому кінці внутрішню, а на нижньому – зовнішню замкову нарізь. Нарізні поверхні труб піддаються фосфатуванню, магнітоскопічному контролю, змащуються спеціальним мастилом і захищаються штампованими ковпачками (рис.1.48).

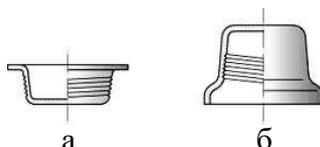


Рисунок 1.48 – Штамповані захисні ковпачки:

а – ковпачок для внутрішньої нарізі;
б – ковпачок для зовнішньої нарізі

З'єднуються ОБТ між собою за допомогою замкових з'єднань (рис. 1.49).

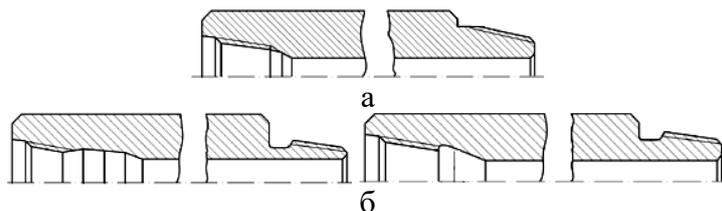


Рисунок 1.49 – Замкові з'єднання ОБТ:

а – замкове з'єднання без розвантажувальних канавок
б – замкові з'єднання з розвантажувальними канавками

Для зниження концентрації напружень нарізних з'єднань оптимальним варіантом є наявність розвантажувальних канавок, показаних на рис. 1.49, б). Розміри розвантажувальних канавок регламентовані відповідною нормативною документацією.

Легкосплавні бурильні труби. Збільшення глибин свердловин змусило шукати шляхи зменшення ваги бурильної колони. Сталеві бурильні труби почали замінювати бурильними трубами з алюмінієвих сплавів підвищеної надійності.

При бурінні глибоких і, особливо похилих та горизонтальних свердловин з великим віддаленням від вертикалі, надзвичайно важливо забезпечити надійну роботу бурильної колони, що експлуатується в умовах

екстремальних навантажень і температур.

Компонування і вага бурильної колони та окремих її секцій істотним чином впливають на техніко-економічні показники буріння свердловин, що накладає відомі обмеження на вибір матеріалів бурильних труб і коефіцієнта запасу міцності. Алюмінієві сплави мають цінні фізико-механічні властивості, що вигідно виділяють їх від сталей, традиційного матеріалу для виготовлення бурильних труб. Густина і модуль пружності майже в 3 рази нижчі, ніж у сталей. Корозійна стійкість в агресивних середовищах – сірководні, вуглекислому газі може бути порівняна тільки зі спеціальними сплавами з високим вмістом хрому. Випускають легкосплавні бурильні труби номінальних зовнішніх діаметрів по тілу 91, 103, 147, і 168 мм.

Основним елементом конструкції легкосплавних бурильних труб підвищеної надійності є з'єднання алюмінієвої труби зі сталевим замком. Це надійний спосіб такого з'єднання за допомогою трапецієподібної нарізі з конічним стабілізаційним пояском і внутрішнім упорним торцем. Гарантовані натяги по нарізі, стабілізаційному пояску і упорному торцю досягаються завдяки температурному монтажу. Конічний стабілізаційний поясок і упорний торець забезпечують часткове розвантаження нарізі і значно підвищують втомні показники роботи з'єднання.

На рис. 1.50 показано конструкції легкосплавних бурильних труб з алюмінієвих сплавів. Такі труби можуть успішно використовуватися при бурінні надглибоких, глибоких, похилоспрямованих і горизонтальних свердловин.

Перехідники для бурильних колон призначені для з'єднання між собою частин бурильної колони і приєднання до неї інструменту, який використовують при бурінні свердловин (вертлюг, вибійний двигун, долото і ін.).

Перехідники для бурильних колон випускаються всіх типорозмірів згідно зі стандартом ГОСТ 7360-82. Зазначений стандарт передбачає виготовлення всіх типорозмірів, які охоплюють практично всі необхідні випадки їх застосування.

Перехідники кожного типу і виконання виготовляють із замковою нарізкою, як правого, так і лівого спрямування

нарізки.

Перехідники для бурильних колон випускають таких типів: П – перехідні; М – муфтові; Н – ніпельні.

На рис. 1.51 представлені варіанти виконання перехідників для бурильних колон.

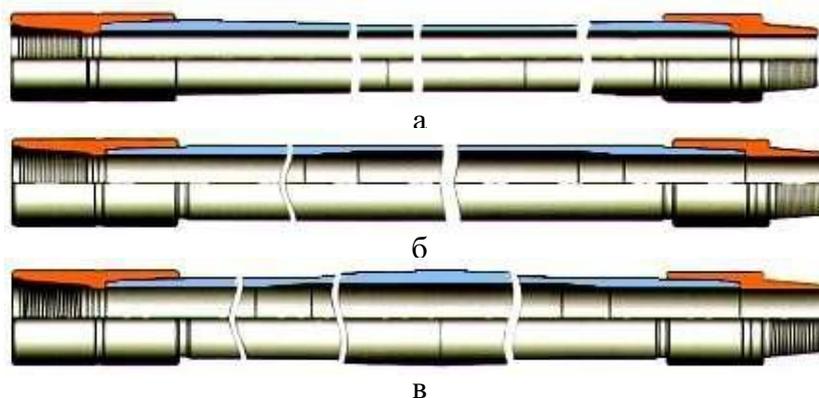


Рисунок 1.50 – Легкосплавні бурильні труби:

- а – із зовнішньою висадкою кінців;
- б – із внутрішньою висадкою кінців;
- в – з протекторним потовщенням посередині

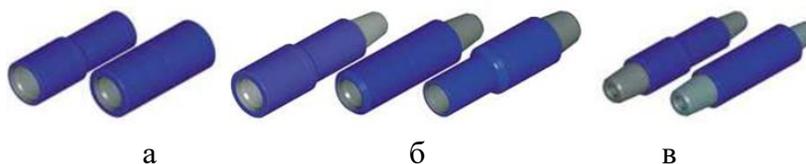


Рисунок 1.51 – Перехідники для бурильних колон:

- а – муфтові; б – перехідні; в – ніпельні

1.5 ОБЛАДНАННЯ ДЛЯ ОБЕРТАННЯ БУРИЛЬНОГО ІНСТРУМЕНТУ

1.5.1 Ротори

Ротори призначені для виконання таких операцій: обертання поступально рухомої бурильної колони при бурінні свердловин обертовим (роторним) способом; сприйняття реактивного моменту і забезпечення поздов-

жньої подачі бурильної колони при використанні вибійних двигунів; утримання бурильної чи обсадної колони над устям свердловини при нарощуванні і СПО; проведення робіт з штучного викривлення свердловин; провертання інструменту при ловильних роботах та інших ускладненнях у процесі буріння і кріпленні свердловин. Вони мають забезпечувати необхідну частоту обертання долота, а їх вантажопідйомність мусить перевищувати вагу найважчої колони (бурильної або обсадної).

Конструктивна схема бурового ротора представляє конічний редуктор, ведений вал якого виконаний у вигляді вертикального порожнистого циліндра (рис. 1.52). Бурові ротори відрізняються за діаметром прохідного отвору (460...1260 мм), потужністю (200...600 кВт) і допустимим статичним навантаженням на стіл ротора (2700...8000 кН).

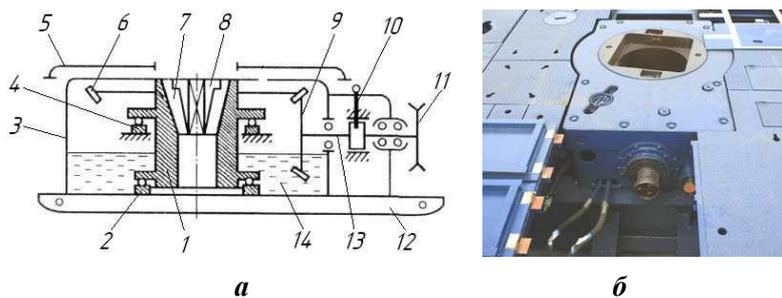


Рисунок 1.52 – Ротор Р-560:

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

Ротор складається із корпуса 3, у внутрішній порожнині якого встановлений на кулькових підшипниках 4 (основна опора) і 2 (допоміжна опора) стіл 1 із закріпленим зубчастим конічним вінцем 6, швидкохідного вала 13 з ланцюговою зірочкою 11 (або фланцем карданного вала) з однієї сторони і конічною шестірнею 9 – з іншої, кожуха 5, що захищає периферійну частину стола, що обертається, вкладишів 7 і затискачів 8 для ведучої труби. В отворі квадратного перерізу, що утворився між затискачами,

вільно розміщується ведуча труба також квадратного перерізу. Тому ведуча труба має можливість вільно переміщатися уздовж осі ротора і сприймати обертовий момент від стола. Для фіксації швидкохідного вала 13 від провертання при бурінні вибійними двигунами передбачений фіксатор 10. Змащування підшипників і зубчастої пари і відведення тепла здійснюється оливою 14, залитою в картер корпуса 3.

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

1.5.2 Гідравлічні вибійні двигуни

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

Турбобури. При турбінному бурінні долото приводиться в обертання вибійним двигуном – турбобуром, який перетворює гідравлічну енергію потоку промивної рідини в механічну роботу обертання вала турбобура і долота (рис. 1.53). Вперше турбобур, як винахід, був запатентований у 1922 році російськими інженерами Капельюшніковим, Волохом і Корнєвим.

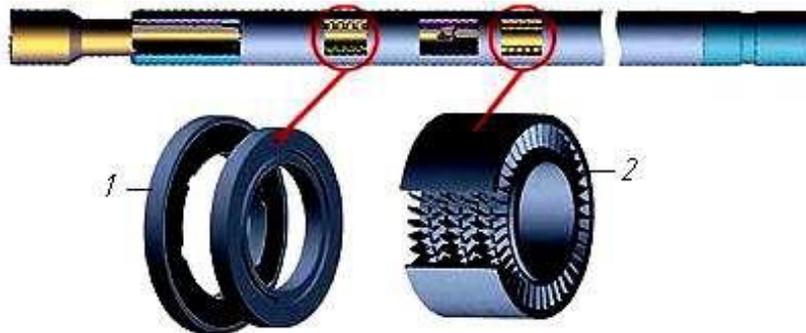


Рисунок 1.53 – Турбобур:
1 – опора; 2 – ступінь

Турбобур – багатоступінчаста турбіна (число ступеней від 25 до 350). Кожний ступінь турбіни (рис. 1.54) складається із ротора 1 закріпленого на валу турбобура і статора 2, жорстко з'єднаного з корпусом турбобура.

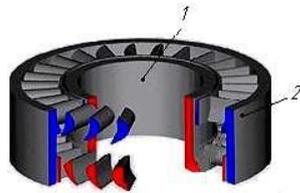


Рисунок 1.54 – Ступінь турбобура:
1 – ротор;
2 – статор

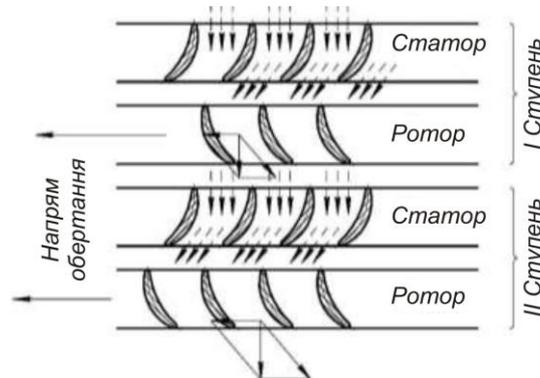


Рисунок 1.55 – Схема потоку у ступенях турбобура

У статорі і роторі потік рідини змінює напрям руху і, перетікаючи із ступеня в ступень (рис. 1.55), віддає їй частину гідравлічної потужності. У результаті потужність, що створюється всіма ступенями, підсумовується на валу турбобура.

Для ефективної роботи турбобура необхідно мати близько ста ступенів, тобто сто роторів і сто статорів. Із збільшенням кількості ступенів не тільки підвищуються потужність і обертовий момент, але і знижується частота обертання вала турбобура.

Схема багатоступінчастого турбобура показана на рис. 1.56.

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

Турбінна секція турбобура виконана за конструктивною схемою з “плаваючим ротором” на профільному валу. Осьовий люфт шпindelю не впливає на регламентований проміжок між турбінами статора і ротора, зберігаючи постійним ККД на весь термін експлуатації.

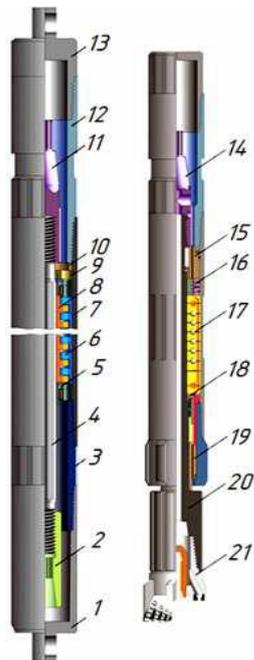


Рисунок 1.56 – Схема багатоступінчастого турбобура:

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

У турбінній секції розташована багатоступінчаста турбіна, яка містить 93 пари роторів і статорів, розділених на 4 пакети. Кожний пакет роторів спирається на радіально-осьовий твердосплавний підшипник. Статори фіксуються від провертання в корпусі внаслідок осьового стиску при згвинчуванні верхнього і нижнього перехідників. Вал має можливість осьового переміщення на 30 мм у результаті установки на шийці вала обмежувачої шайби. З'єднання валів шпиндельної і турбінної секції здійснюється за допомогою конусно-шлицевих муфт.

Турбобур призначений для розбурювання цементних стаканів, мостів і технологічних пробок при капітальному ремонті свердловин та для буріння глибоких свердловин з використанням як робочої промивної рідини води, бурового розчину.

У процесі роботи турбобура вал його сприймає осьове навантаження, що складається з сил, спрямованих вниз (від перепаду тиску і ваги деталей, які обертаються) і вгору (від реакції вибою). Осьове навантаження сприймається верхньою опорою (рис. 1.57).

Верхня опора складається з підп'ятника 1, диска 2 і

кільця 3. У середній частині і по внутрішньому ободу підп'ятники облицьовані гумою. Залежно від напрямку осьового навантаження диски підп'ятника, обертаючись разом з валом, верхньою або нижньою своєю поверхнею опираються на гумове облицювання підп'ятників.

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

Роль верхньої радіальної опори виконують кільця підп'ятника і підп'ятники. При обертанні вала разом з кільцями підп'ятника останні труться по внутрішньому ободу підп'ятника, облицьованого гумою, і тим самим передають йому радіальні навантаження. Втулки і середні опори, розміщені між турбінами, сприймають радіальні навантаження, які виникають у середній частині вала. Нижньою радіальною опорою є ніпель.

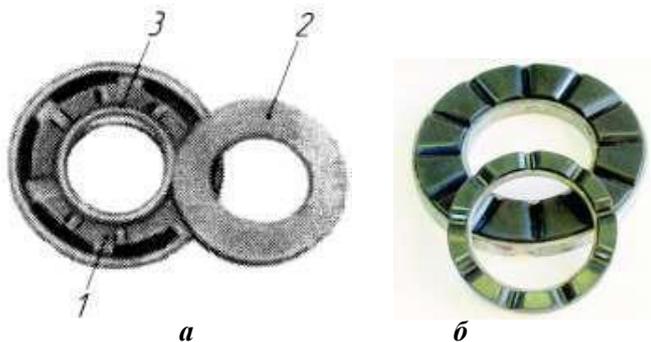


Рисунок 1.57 – Верхня опора турбобура:
 а – опора; 1 – підп'ятник; 2 – диск; 3 – кільце;
 б – зовнішній вигляд підп'ятників

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

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

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

Знімна ґрунтоноса (рис. 1.58) вміщається в порожньому валі турбобура і складається з головки 1, верхньої труби 2, клапана 3, призначеного для випуску рідини, яка витісняється керном з колонкової труби 4, кернотримача 5. Посадка ґрунтоноски здійснюється на конусну поверхню опори, притиснутої до корпусу турбобура розпірною втулкою.

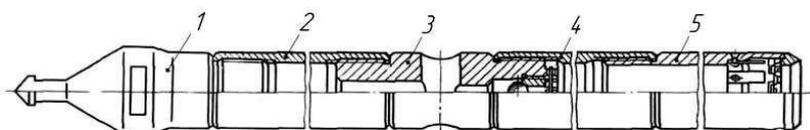


Рисунок 1.58 – Знімна ґрунтоноса колонкового турбобура

ґрунтоноса притискається до опори під дією гідравлічного зусилля, яке виникає від перепаду тиску в турбобурі і долоті. При цьому сили тертя утримують ґрунтоноску від провертання.

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

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

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

ВГД зберігають працездатність при варіації густини промивних рідин у широкому діапазоні – від пін і аерованих до обважнених з густиною до 2000 кг/м³, з вмістом у них частинок гірської породи розміром до 1 мм з концентрацією до 1 %, вони допускають перепад тиску на насадках

гідромоніторних доліт до 8...10 МПа, можуть працювати при температурі у вибійній зоні свердловини до 100 °С.

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

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

Рівнодіюча R сили тиску промивної рідини в камерах високого тиску є геометричною сумою двох складових, з них нормальна N притискає ротор до статора по радіусу, а тангенціальна T створює обертовий момент відносно поздовжньої осі двигуна і приводить в обертовий рух ротор. Величина цього моменту практично незалежна від швидкості руху робочої рідини в камерах.

Принцип дії ВГД демонструє рис. 1.59, на якому зображено поперечний переріз робочої пари – ротора 1 і статора 2.

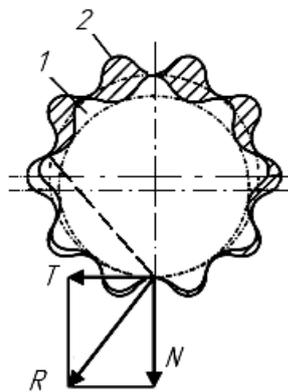


Рисунок 1.59 – Поперечний переріз робочої пари вибійного гвинтового двигуна:

R – рівнодіюча сил тиску робочої рідини в камерах високого тиску;

N – нормальна складова рівнодіючої;

T – тангенціальна складова рівнодіючої;

1 – ротор; 2 – статор

ВГД виконує свою функцію перетворення потенційної енергії тиску робочої рідини в механічну енергію обертового руху вала ротора завдяки втіленню таких конструктивних чинників:

- число заходів зовнішньої нарізки на роторі на одиницю менше за число заходів внутрішньої нарізки в статорі-корпусі;

- відношення кроку внутрішньої нарізки статора до кроку зовнішньої нарізки ротора дорівнює відношенню числа заходів нарізки статора до числа заходів нарізки ротора;

- довжина робочої (нарізаної) частини на роторі і в статорі не менша за крок нарізки статора;

- профілі витків нарізок на роторі і в статорі в поперечному перерізі взаємно огинають один одного у безперервному контакті в довільній фазі зачеплення.

За призначенням ВГД поділяються на:

- двигуни загального призначення (для буріння вертикальних свердловин суцільним вибоєм);

- двигуни для буріння похилоспрямованих і горизонтальних стовбурів свердловин;

- для буріння кільцевим вибоєм з відбиранням керна;

- для ремонту експлуатаційних свердловин;

- ВГД з розділеним потоком робочої рідини.

У загальному випадку ВГД складається з секцій двигуна і шпинделя. Секція двигуна приєднується замковою нарізкою до нижнього кінця обважнених бурильних труб. Її статор – це сталева трубчаста деталь, усередині якої привулканізована гумова оболонка. Внутрішня поверхня оболонки має вигляд багатозахідної гайки. У статор з певним ексцентриситетом до його осі вміщено сталевий ротор – багатозахідний гвинт з витками відповідного профілю.

Односекційні гвинтові вибійні двигуни типу Д (рис. 1.60) належать до двигунів загального призначення. Вони містять секції двигуна, шпинделя і переливного клапана. Корпуси секцій з'єднуються між собою за допомогою конічної нарізи.

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

шпинделя сприймають радіальні навантаження від карданного вала.

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

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

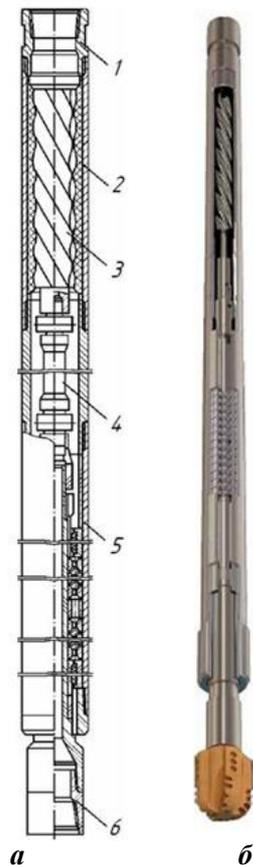


Рисунок 1. 60 – Односекційний гвинтовий вибійний двигун типу Д:

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

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

- складання з орієнтуванням робочих органів за гвинтовою лінією з жорстким з'єднанням роторів і статорів за допомогою перехідників.

- складання без орієнтування робочих органів з жорсткими з'єднаннями статорів та з'єднанням роторів за допомогою шарніру, або гнучкого вала.

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

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

Гвинтові двигуни типу ДГ призначені для буріння інтервалів набору кривизни та горизонтальних свердловин. Двигуни ДГ мають коротший шпindel. Вони оснащені опорно-центрувальними елементами і корпусними шарнірами, які забезпечують ефективно проходження горизонтальних свердловин за потрібною траєкторією.

Турбінно-гвинтові двигуни. Турбінно-гвинтові двигуни – це універсальні вибійні двигуни (рис. 1.61). Вони містять три основні вузли: одну, дві або три турбінні секції, один гвинтовий модуль і шпindel з осьовою опорою (при необхідності – шпindel відхилення). Їх компоновка побудована на максимальному використанні уніфікованих вузлів серійних турбобурів, високомоментних турбобурів і гвинтових пар.

Така компоновка двигуна забезпечує високі величини моменту на вихідному валу при відносно низькій частоті

його обертання. При цьому передбачено розвантаження гвинтового модуля на номінальному режимі роботи двигуна: модуль або підвищує, або поглинає момент тільки при подоланні піку моменту на долоті або його перевантаженні, що зумовлює значне підвищення безвідмовного наробітку гвинтової пари. Порівнюючи з відомими в практиці буріння турбобурами і гвинтовими вибійними двигунами, турбінно-гвинтовий вибійний двигун має ряд принципово важливих переваг. Він органічно поєднує стабільність енергетичної характеристики, високу збіжність параметрів моменту і частоти обертання, а також високу жорсткість лінії моментів, характерну для об'ємних гідромашин. Такий двигун позбавлений недоліків турбобура і недоліків гвинтового вибійного двигуна.

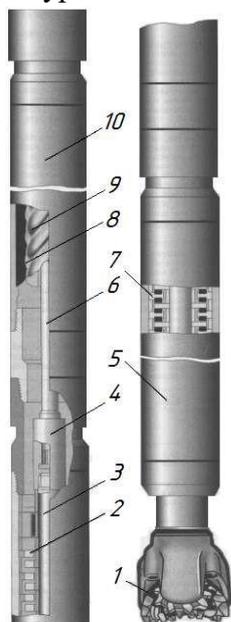


Рисунок 1.61 – Турбінно-гвинтовий двигун:

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

1.5.3 Електробури

Електробури – це вибійні агрегати, у яких обертовий момент створюється зануреним, наповненим оливою, асинхронним електродвигуном. За допомогою електробурів можна бурити вертикальні, похилоспрямовані і розгалужено-горизонтальні нафтові і газові свердловини. Схема розміщення обладнання і інструменту, які забезпечують буріння свердловин електробуром, наведена на рис. 1.62.

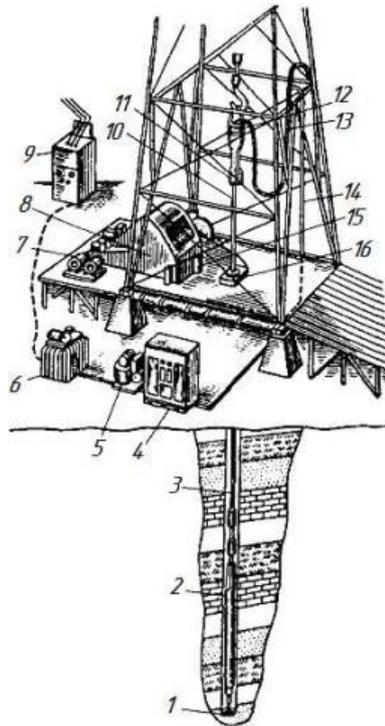


Рисунок 1.62 – Схема розміщення обладнання і інструменту при бурінні свердловин електробуром:

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

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

На рис. 1.63 показана схема електробура.

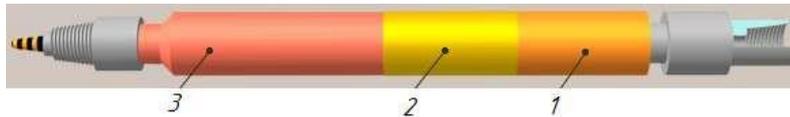


Рисунок 1.63 – Схема електробура:
1 – шпindelь; 2 – редуктор; 3 – електродвигун

На рис. 1.64 показана секція кабелю.

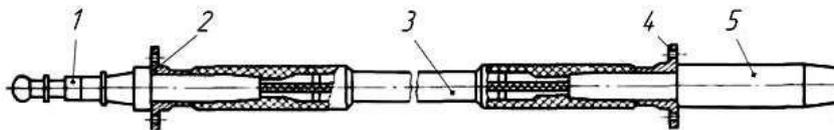


Рисунок 1.64 – Секція двожильного кабелю:
1 – двоконтактний стрижень; 2 – опора стрижня; 3 – кабель двожильний; 4 – опора муфти; 5 – двоконтактна муфта

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

Електробур складається з двох основних вузлів – електродвигуна і наповненого оливою шпинделя (рис. 1.65).

Промивна рідина з бурильної колони надходить до верхнього перехідника 2 і, пройшовши між лубрикаторами 14 і 33 усередині корпусу лубрикаторів 3, всередину пустотілого вала електродвигуна 7 і далі до долота. Вийшовши з отворів в долоті, промивна рідина, як і при роторному і турбінному способах буріння, підхоплює уламки розбуреної породи і затрубним простором піднімає їх на поверхню.

Для захисту електродвигуна від вологи внутрішня порожнина заповнюється мастилом ще до спуску у свердловину. Дією поршня лубрикатора 22, на який тиснуть промивна рідина і пружина лубрикатора підтримується надлишковий тиск в корпусі двигуна, компенсуючи втрати.

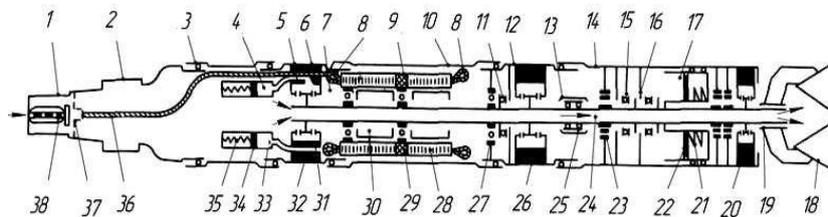


Рисунок 1.65 – Схема електробура зі шпинделем, наповненим оливою:

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

Пустотілий вал електродвигуна 7 з'єднується з пустотілим валом шпинделя 24 за допомогою зубчастої з'єднувальної муфти 13. При подачі електроенергії в обмотку статора і ротора зануреного асинхронного електродвигуна його пустотілий вал починає обертатися, а отже обертаються пустотілий вал шпинделя і долото.

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

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

Електробури ефективно працюють до глибин 7000 метрів при хорошому охолодженні прокачуванням розчином.

Температура прокачуваного розчину у свердловині в процесі усталеної циркуляції має бути не більше 80 °С. Порівнюючи з роторним і турбінним способами буріння в однакових умовах, використання електробурів знижує собівартість метра проходки на 10...15 %, забезпечує підвищення проходки на долото і збільшення механічної швидкості буріння в середньому на 16...18 %. Слід відзначити, про наявний багатий досвід використання електробурів при бурінні свердловин складного профілю в Західній Україні.

1.6 ПРОМИВАННЯ І ПРОДУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

1.6.1 Призначення і класифікація промивних рідин

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

Основні функції промивних рідин:

- винесення частинок розбуреної породи зі свердловини;
- утримування частинок розбуреної породи у зваженому стані при припиненні циркуляції;
- створення протитиску на стінку свердловини, тож запобігання обвалу порід і попередження проникнення в свердловину газу, нафти і води з розбурених пластів;
- глинизація стінки свердловини;

- охолодження долота, турбобура, електробура і колони;
- змащування деталей (що труться) долота, турбобура;
- передача енергії турбобуру (гвинтовому двигуну);
- захист бурового обладнання і бурильної колони від корозії. Промивна рідина має бути інертною до дії температур, мінералізованих вод пластів і уламків розбурених порід. Промивні рідини є:
 - замішані на водній основі, характерні представники яких вода і глинисті розчини;
 - замішані на неводній основі, до яких відносяться вуглеводневі розчини (нафтові);
 - насичені повітрям.

1.6.2 Промивні рідини на водній основі

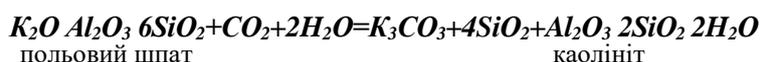
Вода, як промивна рідина, може бути застосована в районах, в яких геологічний розріз утворений твердими породами, які не обвалюються в свердловину без глинизації її стінки. У цих умовах промивання свердловини водою стає вигіднішою завдяки її великій рухливості, малій в'язкості і відносно невеликій густині. Як наслідок зменшуються гідравлічні опори в бурильній колоні, вибійному двигуні, долоті і затрубному просторі, полегшуються умови роботи бурових насосів, підвищується їх подача і потужність турбобура. Проте виникає небезпека прихвата (прилипання до стінки стовбура свердловини) бурильної колони, оскільки вода не спроможна утримувати у зваженому стані частинки розбуреної породи при припиненні циркуляції. Крім того, можуть бути обвали порід із стінки свердловини, оскільки вода не забезпечує належного гідростатичного тиску. Обвали пояснюються також фізико-хімічними діями води на породу. До того ж слід відзначити, що при розбурюванні продуктивного нафтоносного горизонту не можна свердловину промивати водою, оскільки інтенсивна фільтрація її в продуктивний горизонт утруднює приплив нафти з пласта в свердловину після закінчення буріння.

Глинисті розчини готують з глини і води. Проте не всяка глина придатна для цього.

Глина – суміш глинистих мінералів, які додають їй властивості пластичності, і твердих мінералів (піску,

карбонатів), які ускладнюють процес якісного приготування глинистого розчину. Відомі глинисті мінерали, які входять до складу глин: каолінит $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$, галуазит $Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 3H_2O$ і монтморилоніт $Al_2O_3 \cdot 4SiO_2 \cdot 2H_2O$. При великому вмісті твердих мінералів (домішок) глини перетворюються на мергелі, глинисті піски і інші осадові гірські породи, які характеризуються незначною пластичністю.

Глини містять також оксиди заліза Fe_2O_3 , лужних (калію K_2O , натрію Na_2O) і лужноземельних (кальцію CaO , магнію MgO) металів. Утворюються глини при вивітрюванні гірських порід, головним чином, польового шпату, під дією води і вуглекислого газу, який міститься в повітрі:



В результаті цього процесу відбувається нагромадження в землі глини, кремнезему і солей калію.

У всіх глинах є хімічно сполучна вода, яка утворює на поверхні глинистих частинок шар гідроксильних груп ОН. Оскільки, для останніх характерна велика полярність, то створюється навколо частинок сильне поле тяжіння. Водень цих гідроксильних груп може бути заміщений як металом (Na, K, Ca і ін.), так і кислотними радикалами (SO_4 , Cl, CO_3 тощо). Якщо водень гідроксильних груп залишився незаміщеним, то глину називають водневою, або кислотою, внаслідок її кислотних властивостей.

Хімічно сполучна вода глинистих мінералів видаляється тільки при прожарюванні глини до температури 500...700 °С.

Після цього повернути глині первинні властивості вже не можна. Гідроксильні групи ОН, які утворюють навколо глинистих частинок сильне поле тяжіння, притягають до поверхонь глинистих частинок молекули води. Ця вода, на відміну від хімічно сполучної води, називається **фізично сполучною водою**.

Фізично сполучна вода, яка оточує глинисті частинки шарами, майже повністю видаляється при нагріванні глини до 100...150 °С. Проте при цьому первинні пластичні властивості глини майже не втрачаються.

Глинисті частинки мають вид плоских лускових

пластинок. Отже, площа контакту при їх зіткненні значно більша, ніж при зближенні зерен піску, які мають округлу форму. При змочуванні глини водою молекули води проникають між пластинками глини і розсувають їх. Тому об'єм глини збільшується внаслідок її набухання, глинисті частинки віддаляються одна від одної, сили тяжіння між ними слабшають і глиниста грудочка розпадається на найдрібніші частинки, покриті водною оболонкою. Так відбувається **роздроблення** (диспергування) глини у воді і утворення глинистого розчину.

Отже, для отримання глинистого розчину високої якості необхідно застосовувати високосортну глину і досконалі методи приготування глинистого розчину.

Якість глинистого розчину характеризується цілим рядом параметрів: густиною, в'язкістю, водовіддачею, статичним напруженням зсуву тощо. **Густина** глинистого розчину – фізична величина, вимірювана відношенням маси розчину до його об'єму. Чим більша густина розчину, тим більший тиск він створює на вибій і стінку свердловини.

При бурінні свердловини необхідно, щоб тиск стовпа рідини в свердловині дещо перевищував тиск в прохідних нафтоносних, газоносних або водоносних пластах. Тому густина використовуваного глинистого розчину має відповідати цій вимозі.

При розбурюванні горизонтів, схильних до обвалу порід, треба збільшувати густина розчину. У разі проходження тріщинуватих, кавернозних пластів треба, навпаки, зменшити густина розчину, щоб запобігти його проникання в ці горизонти.

У неускладнених умовах буріння густина глинистого розчину підтримують в границях 1180...1220 кг/м³.

В'язкість (внутрішнє тертя) – властивість рідин і газів чинити опір переміщенню одної їх частини відносно іншої. Внутрішнє тертя, що виникає при русі глинистого розчину, складається з тертя між молекулами фізично сполучної води, між глинистими частинками, а також між молекулами фізично сполучної води і глинистими частинками.

З цих трьох видів – найменше тертя між молекулами води. Тому підвищення вмісту фізично сполучної води приводить до зменшення в'язкості глинистого розчину, а підвищення концентрації глинистої фази призводить до збільшення його в'язкості. Крім того, в'язкість глинистого

розчину залежить від ступеня дисперсності глини у воді. Значною мірою впливає на в'язкість також хімічне оброблення глинистого розчину і дія розчинних у воді порід і мінеральних солей у водах пластів.

При бурінні в пористих, тріщинуватих породах з малим пластовим тиском, поглинаючих промивну рідину, висока в'язкість рідини сприяє закупорці пор і каналів в пласті. При бурінні в пластах, які містять газ, необхідно зменшувати в'язкість для кращого проходження бульбашок газу крізь стовп рідини.

Водовіддача – спроможність розчину за певних умов віддавати воду пористим породам. При бурінні свердловини промивна рідина під впливом перепаду тиску проникає в пори пластів і згодом закупорює їх. Утворена на стінці свердловини глиниста кірка перешкоджає проникненню в пласти навіть дуже малих частинок глини, але не затримує воду, яка відділяється від глинистого розчину.

Якщо застосовується промивна рідина низької якості, то на стінці свердловини утворюється товста, рихла і нещільна глиниста кірка, крізь яку фільтрується вода в пласт. Утворення товстої глинистої кірки звужує стовбур свердловини, що може викликати прилипання бурильної колони. Крім того, проникнення відфільтрованої води в породи може привести до їх набухання і обвалів. У зв'язку з цим завжди прагнуть максимально понизити водовіддачу глинистого розчину.

Статичне напруження зсуву характеризує міцність структури нерухомого розчину. Ця міцність зростає з часу перемішування глинистого розчину. Було встановлено, що цей параметр доцільно вимірювати через 1 хвилину і 10 хвилин після закінчення перемішування. Відмінність результатів вимірювання показує, наскільки зміцнилася структура глинистого розчину за 10 хвилин.

Обважнювачі. Для попередження газонафтоводопроявлень, обвалювання стінок свердловин та інших ускладнень, необхідно регулювати величину гідростатичного тиску стовпа бурової промивної рідини у свердловині. Одним з методів регулювання гідростатичного тиску в свердловині є зміна густини бурової промивної рідини.

Максимальна густина бурової промивної рідини, яку можна отримати з допомогою бентонітових глинопорошків, залежно від сорту порошку та застосування хімічних

реагентів, коливається в межах 1100...1200 кг/м³.

При необхідності застосування бурової промивної рідини з більшою густиною використовують тонко розмелений порошок важких мінералів - обважнювач.

Залежно від основи мінералу обважнювачі поділяють на декілька типів: карбонатні, барієві, феритні та свинцеві.

Карбонатні обважнювачі. Вапняк, крейда (CaCO₃) - осадова порода білого або сірого кольору, яка в основному складається з кальциту. Ці обважнювачі мають густину 2700 кг/м³ та низьку абразивність. Вапняк або крейда погано змочуються як водою, так і нафтою, а тому можуть в бурових промивних рідинах випадати в осад.

Для запобігання цього явища необхідно, щоб бурова промивна рідина мала достатні структурно-реологічні властивості, щоб забезпечити утримування обважнювача в змуленому стані.

Практична межа обважнення вапняком або крейдою становить приблизно 1500 кг/м³.

Баритові обважнювачі. Основною складовою баритових обважнювачів є мінерал BaSO₄ - сульфат барію. Чистий мінерал білого кольору має густину 4480 кг/м³. Сульфат барію, як обважнювач бурових промивних рідин, отримав найбільш широке розповсюдження тому, що він інертний, малоабразивний і має велику густину.

Феритні обважнювачі. Гематит (Fe₂O₃) - один із головних мінералів залізних руд вишнево-червоного кольору. Густина чистого без домішок мінералу - 5300 кг/м³. Для обважнення бурових промивних рідин використовують природні руди з вмістом гематиту 54...60 %. Густина цих руд 4150...4400 кг/м³, а колір від чорного до сіро сталевого.

Максимальна густина рідини, яку можна отримати з допомогою гематитового обважнювача, дорівнює приблизно 2100... 2200 кг/м³.

Гематитовий обважнювач має високу абразивність, тому його застосовують рідше, ніж баритовий.

Свинцеві обважнювачі. Галеніт (PbS) - один з основних матеріалів свинцевих руд. Густина його - 7400...7600 кг/м³. Галеніт чорносірого кольору, нерозчинний у воді та розбавлених HCl, H₂SO₄ і лугах. Розчинний у розбавленій HNO₃. Сульфід свинцю використовують для отримання найважчих бурових промивних рідин і пакеруючих рідин густиною до 3800 кг/м³.

Галеніт не абразивний.

Оскільки свинець є стратегічною сировиною, то використання галеніту та свинцевого сурику для обваження бурових промивних рідин обмежене.

Хімічні реагенти. При бурінні свердловини промивна рідина піддається дії частинок розбуреної породи, прісних і мінералізованих вод пластів, температури і тиску, що, звичайно, призводить до зміни параметрів розчину в гіршу сторону, і далі буріння без прийнятих заходів стає неможливим. Щоб уникнути цього до глинистого розчину додають хімічні реагенти, які умовно поділяються на три групи: реагенти – понижувачі водовіддачі, реагенти – понижувачі в'язкості і реагенти спеціального призначення. Стисло розглянемо відомі реагенти кожної групи.

Реагенти – понижувачі водовіддачі. З цих реагентів широко застосовують вуглелужний реагент (ВЛР), сульфід-спиртову барду (ССБ) і карбоксилметилцелюлозу (КМЦ).

Вуглелужний реагент отримують з бурого вугілля і каустичної соди (NaOH), при реакції яких утворюються натрієві солі гумінових кислот – гумати натрію, які є разом з надлишками каустичної соди основними активними речовинами реагенту. Завдяки надлишку каустичної соди розщеплюються (пептизуються) глинисті частинки.

Завжди наявна в глинистому розчині фізично сполучна вода витрачається на обволікання знову утворених частинок, і потовщення гідратних оболонок, що призводить до зменшення водовіддачі. Одночасно з цим на поверхнях глинистих частинок адсорбуються гумати натрію, що призводить до інтенсивного потовщення гідратних оболонок. В результаті спроможність до злипання глинистих частинок різко падає, статичне напруження зсуву зменшується. Тому глинисті розчини, надмірно оброблені вуглелужними реагентами, у зв'язку з високою дисперсністю глинистих частинок, стають в'язкими, але безструктурними.

Таким чином, при обробленні розчину ВЛР треба уважно стежити за показниками в'язкості і статичного напруження зсуву. Цей реагент дає добрі результати при температурі рідини приблизно до 140 °С.

Сульфід-спиртова барда (ССБ) – речовина з відходів целюлозної промисловості. Лігносульфонатові кислоти, які містяться в ній, і їх солі добре знижують водовіддачу

глинистих розчинів, які піддалися дії мінералізованих вод пластів. Активність ССБ, як понижуючої водовіддачі, пропорційна кількості її у розчині.

Витрата реагенту, звичайно, велика і досягає 50 % від об'єму оброблюваного розчину. Дія ССБ на глинисті розчини, які не містять мінералізованих вод, менш ефективна. Проте деякого зниження водовіддачі при одночасному зменшенні в'язкості можна досягти і при обробленні прісних розчинів.

Останнім часом широко застосовують конденсовану сульфїт-спиртову барду (КССБ) декількох марок. Цей реагент – продукт конденсації ССБ, формаліну, фенолу, хромату, сірчаної кислоти з дальшою нейтралізацією NaOH. Застосовується він для зниження водовіддачі прісних (знижується і в'язкість) і мінералізованих розчинів. Залежно від марки КССБ реагент застосовують для оброблення розчинів з температурою 130...180 °С.

Карбоксилметилцелюлоза (КМЦ) призначена для оброблення дуже мінералізованих глинистих розчинів, проте, з успіхом застосовується і для зниження водовіддачі глинистих розчинів, які не містять солей. Цей реагент є натрієвою сіллю целюлозно-гліколевої кислоти і отримується при переробці деревини. Він добре знижує водовіддачу і підвищує в'язкість прісних розчинів, але знижує водовіддачу і різко зменшує в'язкість мінералізованих розчинів.

Чим більший ступінь мінералізації розчину, тим більше треба додавати реагенту. КМЦ – універсальний реагент, який активно поліпшує майже всі параметри глинистого розчину. Розчин, оброблений КМЦ, зберігає свої властивості в умовах тривалого впливу температури до 160...180 °С.

Реагенти – понижувачі в'язкості. З цих реагентів найчастіше застосовуються окзіл, нітролігнін і суніл.

Окзіл – продукт взаємодії в кислому середовищі ССБ з хромпіком. Високоактивний понижувач в'язкості прісних і мінералізованих розчинів, а також водовіддачі прісних розчинів. Ефективне його застосування при бурінні в глинах, гіпсі, ангідритах, аргілітах. Добре поєднується зі всіма відомими реагентами – понижувачами водовіддачі. Стійкий при дії температури до 200 °С. Нітролігнін отримують окисленням гідролізного лігніну азотною кислотою.

Добре знижує в'язкість мінералізованих розчинів, попередньо оброблених реагентами – понижувачами водовіддачі, і прісних розчинів.

Суніл – продукт відновлення нітролігніна солями сірчаної кислоти, добре розчинний у воді. Ефективно знижує в'язкість як прісних, так і мінералізованих розчинів.

Реагенти спеціального призначення – каустична сода, кальцинована сода, рідке скло, поварена сіль, вапно, хромати і біхромати.

Каустична сода NaOH використовується, в основному, для приготування ВЛР, ССБ, нітролігніна і ін.

Кальцинована сода Na₂CO₃ застосовується для поліпшення диспергування глин при приготуванні глинистого розчину, знижуючи при цьому водовіддачу, в'язкість і статичне напруження зсуву розчину.

Рідке скло Na₂SiO₃ дозволяє змінювати в'язкість і статичне напруження зсуву в досить широких границях. Якщо потрібно трохи збільшити статичне напруження зсуву, то рідкого скла потрібно додати не більше 0,75 % до об'єму глинистого розчину.

При додаванні до промивної рідини 2,5...3 % рідкого скла, можна отримати високов'язку рідину з великим статичним напруженням зсуву, придатну для боротьби з поглинаннями.

Поварена сіль NaCl забезпечує значне підвищення статичного напруження зсуву рідини, пересичених вуглелужним реагентом. Гашене вапно навіть при невеликому добавленні (до 5 %) різко підвищує в'язкість і водовіддачу.

Хромати і біхромати служать для підвищення стійкості глинистого розчину до дії температури. Вони запобігають загущенню і значно розріджують глинисті розчини, особливо при температурах 150...200 °С.

Обов'язковою умовою застосування цих реагентів є вміст в оброблюваному розчині достатньої кількості лужного реагенту: ВЛР, ССБ, КССБ, гіпану тощо.

Емульсійні глинисті розчини. Основні компоненти емульсійних глинистих розчинів – глинистий розчин, оброблений реагентами, – понижувачами водовіддачі і в'язкості, і нафта (або дизельне паливо) в кількості 8...15 % від об'єму глинистого розчину. При інтенсивному перемішуванні такої суміші утворюється емульсія, в якій

роль емульгатора виконують глинисті частинки і реагенти, які містяться в глинистому розчині (ВЛР, КССБ, КМЦ тощо).

Нафту (дизельне паливо) додають до глинистого розчину в приймальних резервуарах бурових насосів. Інтенсивне перемішування суміші досягається після двох-трьох циклів нагнітання її в циркуляційній системі.

Буріння з промиванням емульсійним глинистим розчином дозволяє зменшити товщину і клейкість глинистої кірки, яка утворюється на стінці свердловини, отже понизити небезпеку прилипання бурильної колони до стінки свердловини і тому поліпшити умови її експлуатації.

Сприятливі умови створюються і для роботи долота на вибої свердловини, що сприяє зменшенню числа доліт на свердловину і збільшенню швидкості буріння. Проте цим розчинам властиві і вади: підвищена вартість, руйнування нафтою гумових деталей турбобурів і насосів, негативна дія на керн, пожежна небезпека, забруднення бурової установки.

1.6.3 Промивні рідини на неводній основі

При розбурюванні аргілітів, сланцевих глин, соленосних порід з промиванням свердловини рідиною на водній основі, під впливом відфільтрованої з розчину води, зазвичай, відбуваються осипання, обвали порід і розчинення соленосних порід. У цих умовах бажано використовувати промивні рідини, які не мають в основі воду. Такі рідини треба застосовувати і при бурінні в продуктивних пластах, оскільки не треба допускати забруднення колекторів відфільтрованою водою.

Промивні рідини на неводній основі – складна багатокомпонентна система, в якій дисперсійним середовищем є рідкі нафтопродукти, частіше дизельне паливо. Тому їх називають розчинами на вуглеводневій основі.

Поширеними є вапняно-бітумні розчини, до складу яких входять дизельне паливо, бітум, оксид кальцію, поверхнево-активна речовина і невелика кількість води.

Для збільшення густини вапняно-бітумного розчину, якщо це необхідно, додають барит, який має велику густину.

Розчини на вуглеводневій основі навіть при великому перепаді тиску практично неспроможні фільтрувати рідку фазу. Розбурені частинки породи, зокрема глинисті, в таких розчинах не розпускаються, а частинки соленосних порід не впливають на якість розчинів. Вони не погіршують проникність колекторів продуктивних горизонтів. Проте, розчини на вуглеводневій основі чутливі до температури, і тому їх рецептура має підбиратися з врахуванням очікуваної температури на вибої свердловини.

Буріння з промиванням свердловини розчинами на вуглеводневій основі примушує, особливо суворо дотримуватися всіх правил протипожежної безпеки, а у зв'язку із забрудненням робочих місць нафтою, вимоги до заходів щодо охорони праці робочих зростають.

При бурінні з промиванням такими розчинами погіршуються умови проведення електрометричних робіт в свердловині.

Розчини на вуглеводневій основі значно дорожчі за глинисті розчини.

1.6.4 Обладнання для промивання свердловин. Приготування і очищення промивних рідин

Бурові насоси. В системі промивання свердловин бурові насоси призначені для нагнітання у свердловину промивної рідини з метою очищення вибою і стовбура від вибуреної породи, і винесення її з свердловини, охолодження і змащування долота, створення гідромоніторного ефекту в долотах гідромоніторними насадками, приведення в дію гідродвигунів. Переважно використовуються насоси горизонтальні, двопоршневі двосторонньої дії і трипоршневі односторонньої дії. Схема двопоршневого бурового насоса двосторонньої дії показана на рис. 1.66.

Вал 1, обертаючись від двигуна, за допомогою клинопасової передачі приводить в рух трансмісійний вал 3, який завдяки зубчастій передачі 5 обертає ексцентриковий вал 4, на якому встановлені два шатуни 15. Шатуни переміщують повзуни 6, і штоками 14 передають рух поршням 9, розташованих в циліндрах 13. У гідроблоці розташовані чотири вхідні клапани 11, і чотири вихідні клапани 8. Вхідні клапани сполучені вхідним

всмоктування рідини в циліндр або тільки її витіснення з циліндра, називаються насосами односторонньої дії.

Схема бурового трипоршневого насоса односторонньої дії показана на рис. 1.67. Принцип дії насоса впливає із самої схеми.

Поздовжні перерізи двопоршневого бурового насоса двосторонньої дії НБ-600 і трипоршневого бурового насоса односторонньої дії НБТ-1600 показано відповідно на рис. 1.68 і 1.69.

Останнім часом на ринку появилися нові трипоршнєві і чотирипоршнєві бурові насоси односторонньої дії з двома компенсаторами на вихідній лінії (рис. 1.70, а, б), компактні насоси для морських бурових установок (рис. 1.70, в), п'яти поршнєві (рис. 1.70, г).

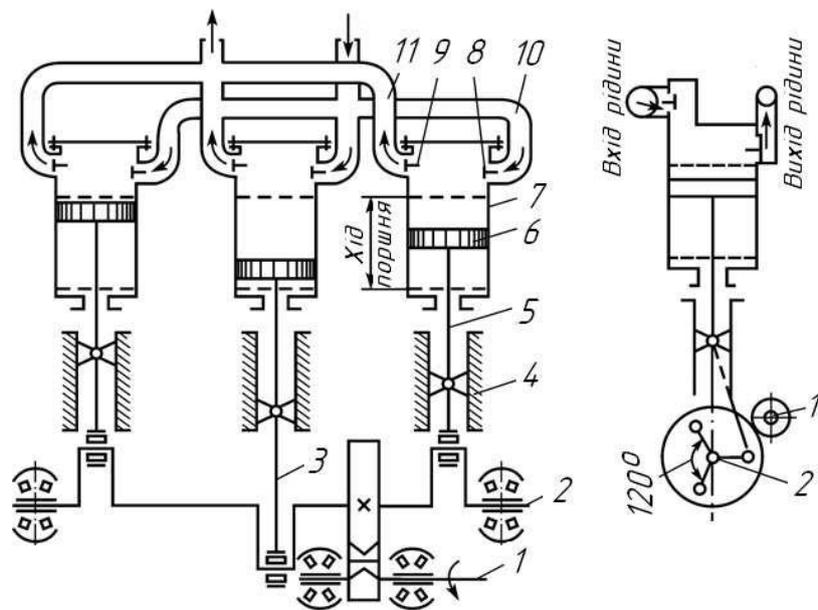


Рисунок 1.67 – Схема трипоршневого бурового насоса односторонньої дії:

- 1 – трансмісійний вал; 2 – ексцентриковий вал; 3 – шатун;
- 4 – повзун; 5 – шток; 6 – поршень; 7 – циліндр;
- 8 – вхідний клапан; 9 – вихідний клапан; 10 – вхідний трубопровід; 11 – вихідний трубопровід

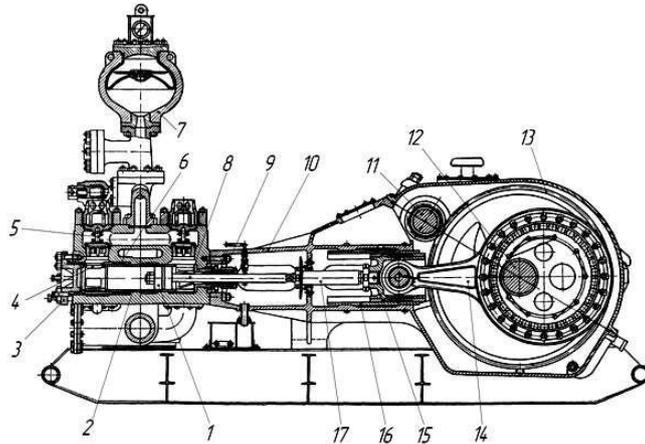


Рисунок 1.68 – Двопоршневий буровий насос двосторонньої дії:

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

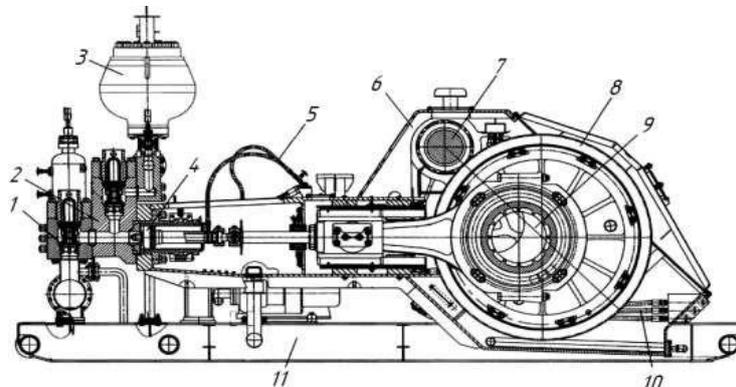


Рисунок 1.69 – Трипоршневий буровий насос односторонньої дії НБТ-1600:

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



a



б



в



г

- Рисунок 1.70 – Бурові насоси односторонньої дії:**
 а – трипоршневий буровий насос з двома компенсаторами фірми “NATIONAL”;
 б – чотирипоршневий буровий насос компанії “WHITE STAR PUMP”;
 в – трипоршневий буровий насос фірми “GARDNER DENVER”
 г – п’ятипоршневий насос

Перспективною є конструкція модульного гідроприводного бурового насоса (рис. 1.71). ВАТ науково-виробничого підприємства “Оснастка” (м. Краматорськ), спільно зі швейцарською фірмою Saxonte-chnologies Sarg, підготували до виробництва гідроприводний буровий насос, побудований за модульним принципом. Насос складається з автономних модулів потужністю 110 кВт кожний. Маса одного модуля 5000 кг. Регулювання величини подачі – безступінчасте. Необхідна подача досягається одночасним застосуванням декількох модулів, які працюють на одну магістраль. При цьому немає необхідності мати резервний насос на повну потужність, як це прийнято при експлуатації насосів з кривошипно-шатунним приводом. Достатньо мати один резервний модуль.



Рисунок 1.71 – Модульний гідроприводний буровий насос ВАР “НВП Оснастка” (м. Краматорськ)

Насоси бурові гідроприводні мають ряд переваг над буровими насосами з кривошипно-шатунним (ексцентрово-шатунним) приводом:

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

Насосний агрегат, скомпонований із 7-ми модулів може замінити два насоси НБ-600.

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

Якщо в розрізі свердловини немає глин належної якості, промивну рідину готують в механічних або гідравлічних мішалках на буровій установці або на заводі для приготування глинистого розчину, розташованому в

районі бурових робіт. В останньому випадку промивна рідина подається на бурову установку трубопроводом.

Для приготування глинистого розчину застосовують глинопорошки. У мішалках промивну рідину отримують шляхом інтенсивного перемішування глини з водою. При необхідності в розчини додаються обважнювачі та інші необхідні хімічні реагенти.

Очищення промивної рідини. Для очищення промивної рідини від розбуреної породи, на шляху руху рідини від устя свердловини до резервуарів бурових насосів встановлюються сита або ситогідроциклонні установки (рис. 1.72 а, б), які відокремлюють від неї розбурену породу. Ситогідроциклонна установка влаштована так, що промивна рідина, яка поступає в неї, спочатку очищається від крупних частинок розбуреної породи на двох вібраційних ситах, а повне очищення рідини відбувається в гідроциклонних установках (рис. 1.73, а). Рідина в установку подається насосом (рис. 1.73, б).

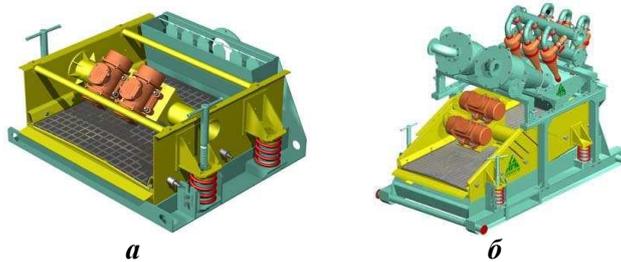


Рисунок 1.72 – Сито вібраційне ЛВС5-МТ (а) і ситогідроциклонний сепаратор СГС-1М2 (б)

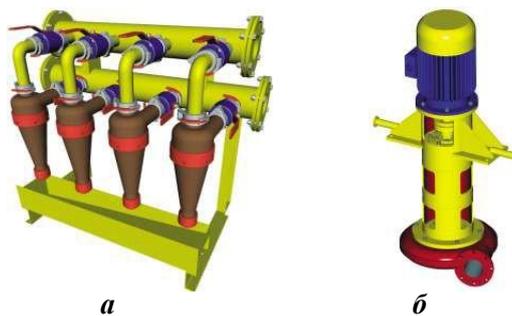


Рисунок 1.73 – Установка гідроциклонна УГ-30 (а) і вертикальний шламовий насос ВШН-150 (б)

Корпус кожного гідроциклону має форму конусо-подібної посудини 2 (рис. 1.74). Рідина в гідроциклон подається патрубком 1.

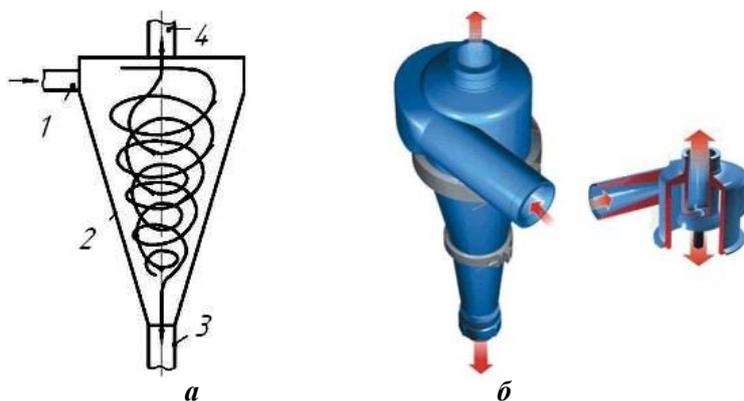


Рисунок 1.74 – Гідроциклон:

а – схема принципу роботи; б – зовнішній вигляд; 1 – вхідний патрубок; 2 – корпус конічної форми; 3 – регульований отвір для видалення шламу; 4 – вихідний патрубок

У зв'язку з дотичним розташуванням патрубків до корпусу гідроциклону, рідина після виходу з патрубків рухається подібно вихору, що створює в потоці відцентрові сили. Під впливом цих сил розбурені частинки відділяються з рухомого потоку рідини і відкидаються до стінки гідроциклону. Зісковзуючи стінкою гідроциклону, частинки відділяються крізь регульований заслінкою отвір 3. Очищена рідина концентрується в центральній частині гідроциклону і патрубком 4 зливається в систему жолобів, а потім в приймальний резервуар насосів.

Для більш тонкої очистки бурового розчину від частинок породи розміром меншим 0,8 мм використовують гідроциклонний муловідділювач (рис. 1.75, а), який може містити 6 або 8 гідроциклонів та установку, що містить центрифугу (рис. 1.75, б).

Необхідно зазначити, що ефективність наведених вище установок для очищення розчину може суттєво знизитися через його загазованість. Внаслідок попадання газу в потік розчину, зменшується швидкість буріння, особливо в м'яких породах, виникають обвали і флюїдопрояви через зниження густини бурового розчину,

виникає небезпека вибуху або отруєння пластовими газами, наприклад, сірководнем. Тому важливою є необхідність видалення газу з розчину. Для цього використовують різні сепаратори та дегазатори достатньої пропускної здатності дегазованого розчину і газу.

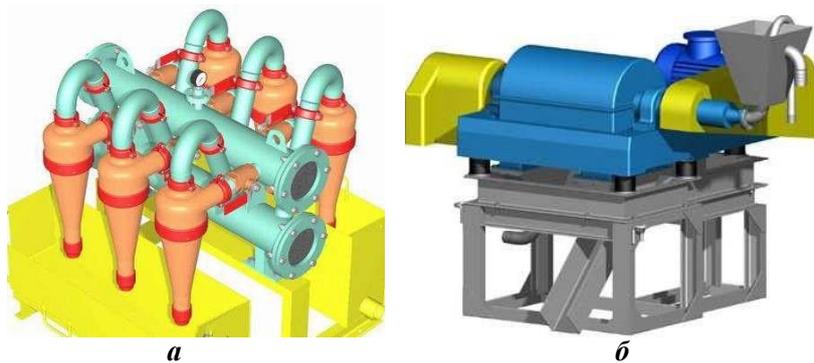


Рисунок 1.75 – Муловідділювач гідроциклонний ІГ-1 (а) і установка тонкої очистки бурового розчину УТО-352Т (б)

На рис. 1.76 показано зовнішній вигляд вакуумного дегазатора розчину ДВС-3. Дегазатор використовується в складі циркуляційних систем приготування і очищення бурового розчину.



Рисунок 1.76 – Дегазатор бурового розчину ДВС-3

1.6.5 Продування свердловин повітрям (газом)

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

Винесення розбуреної породи при продувці свердловин повітрям здійснюється так. Від компресора стиснене повітря або газ вихідним трубопроводом подається буровим рукавом, і крізь вертлюг в бурильну колону, і далі крізь отвори в долоті, на вибій свердловини. Потік повітря, або газу, підхоплює шматочки розбуреної породи із вибою і затрубним простором піднімається до устя свердловини. Потім ця суміш прямує у викидну лінію, на кінці якої розташовується уловлювач шламу. Устя свердловини герметизують спеціальним пристроєм для захисту людей і обладнання від пилу, що виноситься зі свердловини.

Застосування продування свердловини повітрям або газом, порівнюючи з промиванням рідиною, має ряд переваг:

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

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

- полегшуються умови буріння свердловини в безводних районах;

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

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

Проте продування свердловин можна застосовувати не в будь-яких геологічних умовах. Найбільші труднощі

виникають при продуванні свердловин в процесі буріння у водоносних горизонтах із значними водо-припливами, коли у зв'язку із збільшенням гідростатичного тиску стовпа рідини погіршуються умови роботи компресорів.

Великими труднощами супроводжується також розбурювання в'язких порід (типу глин), які можуть налипати на стінку свердловини і утворювати сальники на бурильній колоні (з можливим її прихватом).

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

Якщо в породах містяться горючі гази, то для уникнення вибухів і пожеж, інколи, застосовують продування природним газом.

Необхідно зазначити, що для буріння з продуванням потрібні потужні компресори, пристрої герметизації устя свердловини, і уловлювач шламу із повітряної суміші, що виходить з свердловини.

Подача в свердловину стисненого повітря має забезпечувати швидкість висхідного потоку в межах 8...20 м/с, а це потребує витрати повітря 3...9 м³/хв.

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

1.6.6 Вимірювання параметрів бурового розчину

До основних параметрів бурового розчину, як зазначалося вище, належать густина, умовна в'язкість і водовіддача. Крім того, можуть вимірюватись вміст піску, концентрація солей, лужність тощо.

Густину, яка визначається відношенням маси розчину до його об'єму, вимірюють за допомогою приладу АБР-1, комплект якого містить власне ареометр і подовжений металевий футляр у вигляді відерця з кришкою, що служить пробовідбірником для розчину (рис. 1.77). Прилад складається з мірного стакану, денця, поплавка, стрижня і знімного калібрувального вантажу.

Крім ареометра поплавкового типу для визначення густини бурового розчину може бути використаний важільний густинимірник (рис 1.78).

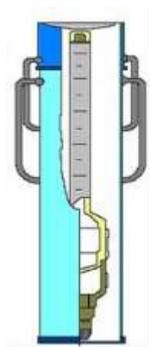


Рисунок 1.77 – Прилад АБР-1



Рисунок 1.78 – Важільний густинимірник



Рисунок 1.79 – Лійка Марша для визначення умовної в'язкості

Стандартні польові вимірювання в'язкості бурового розчину проводяться за допомогою віскозиметра ВБР-1 (лійка Марша). Віскозиметр ВБР-1 складається з лійки, герметично з'єднаної з лійкою трубки, сітки і мірної посудини.

У воронку, встановлюють сітку на виступи, затискають нижній отвір пальцем правої руки і заливають через сітку розчин до верхньої кромки віскозиметра (об'єм лійки 700 см^3). Підставивши мірну посудину під трубку віскозиметра, прибирають палець і одночасно лівою рукою включають секундомір. Лійку необхідно тримати вертикально. Коли мірна посудина наповниться до краю (500 см^3), зупиняють секундомір, а отвір воронки знову закривають.

Умовна в'язкість визначається часом витікання 500 см^3 розчину через трубку з лійки віскозиметра, заповненої 700 см^3 розчином. За вихідний результат приймають середнє значення результатів трьох вимірів, що відрізняються між собою не більш ніж на 2 с.

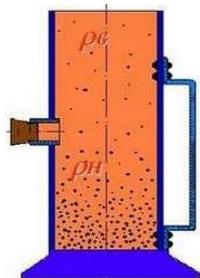


Рисунок 1.80 – Прилад ВМ-6

Для вимірювання водовіддачі застосовують прилади, які працюють під тиском чи вакуумом.

Ті, які працюють під тиском поділяються на прилади, що вимірюють статичну чи динамічну водовіддачу.



Рисунок 1.81 – Циліндр стабільності ЦС-2

Останні, поки що, використовують лише в наукових дослідженнях.

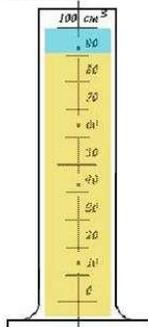


Рисунок 1.82 – Прилад для вимірювання добового відстою

В практиці розвідувального буріння поширеним є прилад ВМ-6 (рис. 1.80), за допомогою якого водовіддача вимірюється в статичному стані при перепаді тиску 0,1 МПа. За показник фільтрації приймається кількість рідини, що відфільтрована через круглий паперовий фільтр площею 28 cm^2 за 30 хв.

Показник стабільності С вимірюється за допомогою приладу ЦС-2 (рис. 1.81), що представляє собою металевий циліндр об'ємом 800 cm^3 із зливним отвором в середині. При вимірі отвір перекривають гумовою пробкою, циліндр заливають розчином, закривають склом і залишають у спокої на добу. Після закінчення цього терміну отвір відкривають і верхню половину розчину зливають в окрему посудину. Ареометром визначають густину верхньої і нижньої частин розчину. За міру стабільності беруть різницю густини розчину в нижній і верхній частинах циліндра. Чим менша різниця, тим стабільніша розчину вища.

Добовий відстій В вимірюють за допомогою скляного мірного циліндра об'ємом 100 cm^3 (рис. 1.82). Випробовувану рідину обережно наливають в мірний циліндр до позначки 100 cm^3 , закривають склом і залишають у спокої на добу, після чого візуально визначають величину шару прозорої води, що виділилася у верхній частині циліндра.

Відстій виражають у відсотках виділеної рідини від об'єму проби. Чим менше добовий відстій, тим стійкіша, стабільніша промивна рідина. Ці параметри слід вимірювати при температурах, що відповідають температурі розчину у свердловині. Стабільним вважається розчин, у якого $S=0,02\dots0,03 \text{ г/см}^3$ і $V = 3\dots4\%$.

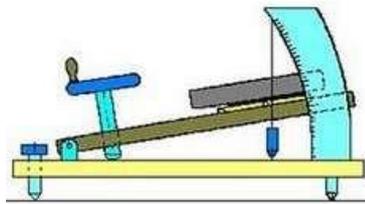


Рисунок 1.83 – Прилад для вимірювання липкості глинистої кірки



Рисунок 1.84 – Прилад для вимірювання вмісту піску

Липкість визначають за допомогою спеціального приладу (рис. 1.83). Фільтр із глинистою кіркою кладуть на столик. На кірку кладуть сталевий брусок квадратного перерізу зі стороною квадрата 10 мм, довжиною 64 мм. Обертанням гвинта збільшують кут відхилення столика від горизонталі. Зі збільшенням кута відхилення збільшується складова сила тяжіння бруска, яка прагне зрушити брусок з глинистої кірки. Коли ця складова сила подолає липкість кірки, брусок зісковзне з неї. Тангенс кута нахилу, при якому брусок зісковзне з глинистої кірки, вважається показником липкості кірки.



Рисунок 1.85 – Прилад для визначення статичного граничного напруження зсуву

Вміст піску характеризує стійку забрудненість промивної рідини твердими включеннями (пісок, грубодисперсні частинки породи і вихідної твердої фази). Надмірний вміст піску призводить до абразивного зношування вузлів гідравлічного обладнання та бурового інструменту, зменшення механічної швидкості буріння. Вміст піску позначається літерою П і вимірюється у відсотках. Визначають вміст піску за допомогою відстійника ОМ-2. Для промивних рідин нормальним вважається вміст піску до 4%.

Для визначення статичного граничного напруження зсуву глинистих розчинів використовуються ротаційні прилади типу СНС-2 з нерухомим внутрішнім циліндром і зовнішнім циліндром-стаканом, що обертається (рис. 1.85). У стакан заливається розчин. При обертанні стакана розчин захоплює за собою вимірювальний циліндр, що знаходиться в стакані і всю підвісну систему до тих пір, поки момент закручування нитки не стане рівним крутному моменту, що розвивається статичним напруженням зсуву розчину на циліндр. Статичне максимальне напруження визначається за максимальним кутом закручування нитки, позначається літерою "q" і вимірюється в Па.



Рисунок 1.86 – рН-метр для бурових розчинів

Контроль за величиною рН дозволяє визначити причини зміни властивостей промивної рідини в процесі буріння і вжити заходів по відновленню її якості. Концентрацію водневих іонів промивних рідин вимірюють колориметричним і електрометричним способами. На рис. 1.86 показано компактний цифровий рН-метр, який можна використовувати в польових умовах. В нейтральних розчинах рН=7.

1.7 РЕЖИМ БУРІННЯ

1.7.1 Поняття про режим буріння і показники роботи доліт

Свердловину вважають успішно пробуреною, якщо при відносно невеликих грошових витратах отримані високі швидкості буріння, а фактичний профіль її стовбура істотно не відрізняється від проектного.

Досягти цього можна за умови раціональної експлуатації доліт, турбобурів, бурильної колони і якісного очищення вибою свердловини від розбуреної породи.

Тому при проектуванні технологічних особливостей режиму буріння певної породи підбирають відповідний тип долота і, з врахуванням способу буріння і конструкції бурильної колони, визначають такі параметри:

- навантаження на вибій, P ;
- частоту обертання долота, n ;
- витрату промивної рідини Q .

Оптимальний режим буріння для кожних конкретних гірничо-геологічних і технічних умов при бурінні свердловини отримують при такому поєднанні перерахованих параметрів, коли досягаються найвищі показники буріння.

Якщо підбирають параметри не для досягнення високих показників роботи долота, а для вирішення спеціальних технологічних завдань (наприклад, викривлення свердловини в потрібному напрямі, забезпечення кращого відбору керна тощо), то такий режим буріння називають **спеціальним**.

Ефективність роботи долота оцінюється такими показниками:

- проходкою на долото h ;
- вартістю 1 м проходки;
- середньою механічною швидкістю проходки, V_m .

$$V_m = \frac{h}{t}, \quad (1.1)$$

де t – час буріння.

1.7.2 Технологічні особливості режимів різних способів буріння

При виборі режиму буріння треба пам'ятати, що при зміні одного з параметрів не завжди вдається збільшити механічну швидкість і проходку на долото. Для кожної породи існує оптимальне поєднання навантаження на долото, частоти обертання долота і витрати промивної рідини.

При турбінному бурінні параметри режиму буріння взаємопов'язані. Із збільшенням витрати промивної рідини при незмінному навантаженні на вибій, частота обертання вала турбобура (долота) збільшується прямопропорційно. Так, наприклад, при збільшенні Q вдвічі, частота обертання також збільшується вдвічі. Якщо ж навантаження на вибій буде збільшено, а витрата промивної рідини залишається постійною, частота обертання вала турбобура (долота) зменшиться.

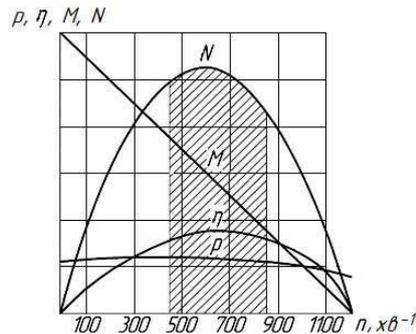
У практиці буріння свердловин витрату промивної рідини встановлюють з врахуванням забезпечення вигідних умов роботи турбобура і винесення розбуреної породи. З поглибленням свердловини, у зв'язку із зменшенням її діаметра, витрату промивної рідини знижують від інтервалу до інтервалу. Довжина інтервалу, на якому витрата промивної рідини залишається приблизно постійною, буває різною: від декількох сотень метрів до 2000 м і більше.

При бурінні в інтервалі, для якого встановлена постійна витрата промивної рідини, з трьох параметрів режиму буріння можна змінювати тільки навантаження на вибій, регулюючи тим самим частоту обертання долота.

Частота обертання долота, як це бачимо з характеристики турбіни турбобура (рис. 1.86), знятої при постійній витраті промивної рідини, досягає свого максимуму (близько 1100 хв^{-1}) при знятті навантаження на вибій ($M=0$).

При створенні навантаження на вибій частота обертання вала турбобура (долота) зменшується, а обертовий момент M збільшується. Ефективна робота турбобура буде забезпечена при таких навантаженнях на вибій, коли потужність на валу турбобура N досягає максимального значення. У цей період частота обертання вала турбобура дорівнює приблизно половині частоті його

обертання за відсутності навантаження на вибій (близько 550 хв^{-1}), а обертовий момент становить близько половини моменту гальмування вала турбобура ($n=0$).



**Рисунок 1.87 –
Характеристика турбіни
турбобура:**

- M – обертовий момент на валу турбобура;
- N – потужність на валу турбобура;
- p – перепад тиску в турбіні турбобура;
- η – ККД турбіни турбобура

Як бачимо з рис. 1.87, при максимальній потужності на валу турбобура турбіна має і максимальне значення коефіцієнта корисної дії.

Навантаження на вибій вибирається залежно від твердості прохідних порід. При розбурюванні твердих порід бурильник для підвищення ефективності роботи долота збільшує навантаження, а при бурінні в м'яких породах – зменшує.

Саме тоді, незалежно від бурильника, частота обертання долота в першому випадку зменшується, а в другому – збільшується, що і потрібно для досягнення високих показників роботи долота. Найбільший ефект буде отриманий, коли за рахунок застосування відповідних навантажень на вибій, частота обертання турбіни підтримуватиметься в робочій зоні (заштрихована частина діаграми на рис. 1.87).

При роботі турбобурів згідно з описаними умовами забезпечуються якнайкращі показники роботи долота, оскільки зменшення і збільшення частоти його обертання призводить до нестійкого режиму роботи турбобура.

При роторному бурінні відсутній певно виражений взаємозв'язок параметрів режиму буріння і отже вплив їх один на одного, як і при турбінному бурінні. Тому оптимальний режим роторного буріння отримують при поєднанні вигідних значень кожного параметра окремо.

Витрата промивної рідини встановлюється, головним

чином, згідно з умовами якісного очищення вибою свердловини.

Навантаження на вибій і частота обертання долота встановлюються для кожного геологічного горизонту з врахуванням твердості прохідних порід.

При електробурінні, як і при турбінному бурінні, важливою є частота обертання долота. Проте на відміну від турбінного буріння при електробурінні немає взаємозв'язку між параметрами режиму, а частота обертання долота цілком визначена. Це полегшує контроль параметрів режиму буріння і їх підтримування на оптимальному рівні.

1.7.3 Раціональний час роботи долота на вибої

Максимальну проходку на одне долото можна отримати при повному зносі долота, тобто при тривалій його роботі на вибої, а максимальну механічну швидкість проходки – при зменшенні часу роботи долота на вибої.

Тому про оптимальний час роботи долота на вибої судять не за проходкою за рейс і не за механічною швидкістю, а за рейсовою швидкістю, яка визначається за формулою

$$V_p = \frac{h}{t + T}, \quad (1.2)$$

де h – проходка на долото;

t – час роботи долота на вибої;

T – час, витрачений на спуск і підйом долота.

Якщо долото піднято дуже рано, то з причини невеликої проходки рейсова швидкість буде низькою. При збільшенні часу роботи долота на вибої рейсова швидкість зростатиме і досягне найбільшої величини при деякому часі t .

1.7.4 Подача бурильної колони

Для створення навантаження на вибій необхідно нижню частину бурильної колони привести в стиснений стан. З цією метою бурильна колона опускається (подається) вниз так, щоб на гаку талевої системи бурової установки навантаження було менше ваги бурильної колони. Різниця між дійсною вагою бурильної колони і її вагою під час роботи долота на вибої, характеризує

навантаження на вибій. Знаючи конструкцію стисненої частини бурильної колони і її вагу, можна визначити довжину тієї частини колони, яка забезпечує потрібне навантаження на вибій.

В більшості випадків подача бурильної колони проводиться бурильником за допомогою гальма лебідки (відпусканням гальма і звивання талевого канату з барабана лебідки). Чим швидше звиватиметься канат з барабана лебідки, тим швидше опускатиметься бурильна колона.

Дуже важливо в процесі буріння забезпечити рівномірну подачу долота. Проте навіть досвідчений бурильник не може це зробити вручну. Для цього використовують спеціальні механізми, за допомогою яких досягається автоматична подача долота і плавність заглиблення його в породу.

1.7.5 Викривлення свердловин.

Причини викривлення вертикальних свердловин

Раніше наголошувалося, що свердловини бурять вертикальні і похилі (див. рис. 1.1). У першому випадку роблять заходи, спрямовані на попередження викривлення свердловини, а в другому – примусово скривлюють свердловини за заздалегідь вибраним профілем. У зв'язку з цим буріння будь-якої свердловини має проводитися при постійному контролі її положення в просторі, для чого від інтервалу до інтервалу заміряють:

- зенітний кут α – кут між віссю свердловини 1 і вертикаллю 2;
- азимутний кут θ – кут в горизонтальній площині 3 між площиною 4 викривлення свердловини і напрямом, наприклад, на північ 5 (рис. 1.88).

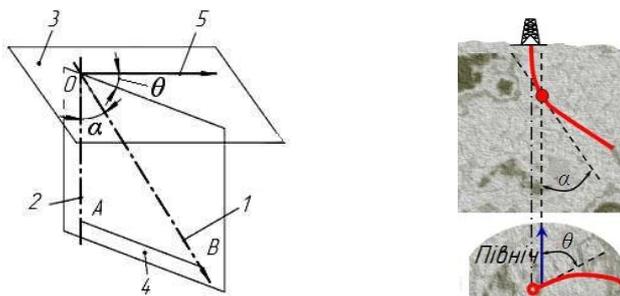


Рисунок 1.88 – Елементи просторового викривлення свердловини

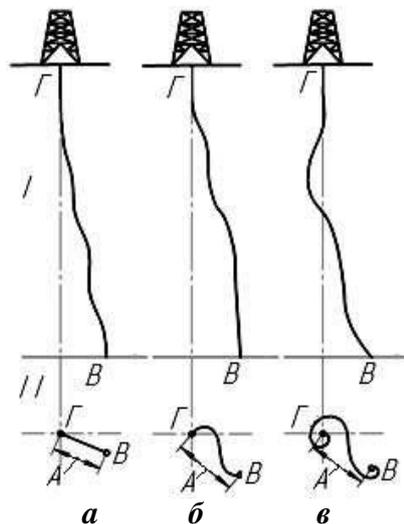


Рисунок 1.89 – Проекції викривлених свердловин:
 I – проекції осі свердловини на вертикальну площину (профіль свердловини);
 II – проекції осі свердловини на горизонтальну площину (план свердловини);
 а – викривлення свердловини в одній площині (плоске викривлення);
 б і в – викривлення свердловини просторове;
 Г – устя свердловини;
 В – вибій свердловини;
 А – відхилення вибою свердловини від вертикалі

Викривлення свердловини може бути плоским (рис. 1.89, а) і просторовим (рис. 1.89, б, в). У першому випадку із зростанням глибини (довжини) свердловини азимутний кут не змінюється, а в другому – постійно змінює свою величину. За відомими α і θ , заміряними на початку і кінці кожного інтервалу, будують проекції осі свердловини на вертикальну (рис. 1.89, I) і горизонтальну (рис. 1.89, II) площини, при спільному розгляді яких, судять про просторове положення осі свердловини. При цьому проекція осі свердловини на вертикальну площину називається профілем свердловини, а на горизонтальну – планом. Проте при $\alpha < 2^\circ$ будувати проекцій не треба, оскільки вимірювання кутів α і особливо θ в цьому випадку супроводжується значними неточностями. Тому свердловини, в яких $\alpha = 2^\circ$ і менше, умовно називають вертикальними, а при $\alpha > 2^\circ$ – викривленими.

Викривлення стовбурів свердловин відбувається при будь-якому способі буріння. При бурінні в горизонтально- і похило лежачих пластах, складених ізотропними породами, можливість викривлення свердловин значно менша, ніж при бурінні в крутопадаючих пластах, представлених анізотропними породами. Тому за сприятливих геологічних

умов можна пробурити умовно вертикальну свердловину при дотриманні елементарних технологічних прийомів.

При бурінні в складних геологічних умовах потрібне розроблення і впровадження комплексу заходів, спрямованих на попередження викривлення свердловин. Природно, що розроблення цих заходів неможливе без вивчення причин, що призводять до викривлення свердловин. Прийнято поділяти ці причини на три групи; геологічні, технічні і технологічні.

Найважливіші з геологічних причин:

- анізотропія, шаруватість, сланцюватість, тріщинуватість гірських порід;
- перемижування порід різної твердості і ступінь нахилу пластів до горизонту;
- тектонічні порушення, каверни і порожнечі в прохідних пластах;
- тверді включення (валуни, крупний галечник) в прохідних пластах.

Технічні причини:

- незбіжність осі вежі з віссю свердловини;
- погане центрування кронблока до осі вежі;
- викривлення бурильних труб і ведучої труби в бурильній колоні.

Основні технологічні причини:

- вигин нижньої частини бурильної колони під впливом навантаження на вибій;
- неправильне співвідношення діаметрів ОБТ і свердловини;
- неправильний вибір числа, місць установки і конструкції пристосувань, які центрують нижню частину бурильної колони в свердловині;
- застосування режиму буріння, параметри якого не відповідають конструкції нижньої частини бурильної колони і геологічним умовам залягання гірських порід.

Викривлення свердловини відбувається у тому випадку, коли на долото діє відхиляюча сила, значення і напрям якої зумовлюються, зазвичай, не однією, а сукупністю перелічених вище причин.

В результаті викривлення вертикальних свердловин з'являються ускладнення, які негативно впливають на процес дальшого буріння свердловини, її експлуатацію і розробку покладу.

В результаті викривлення свердловини в процесі буріння може відбутися:

- інтенсивніше зношування бурильних труб, бурильних замків, з'єднувальних муфт, що призводить до збільшення числа аварій з бурильною колоною;

- ускладнення СПО (через затягування бурильної колони при її підйомі і посадку при її спуску в свердловину);

- обвал порід внаслідок інтенсивного тертя бурильної колони до стінки викривленого стовбура свердловини;

- більша витрата потужності обертання бурильної колони;

- стирання обсадних труб проміжної колони (кондуктора);

- труднощі спуску обсадних колон в свердловину, що може спричинити їх недопуск до проектних глибин;

- підвищення ризику змінання труб обсадних колон в місцях різких викривлень свердловини;

- ускладнення цементування обсадних колон, оскільки у викривленій свердловині імовірніше прилягання колони до однієї сторони стовбура свердловини і нерівномірне заповнення цементним розчином затрубного простору;

- збільшення обсягів геофізичних досліджень в свердловині і утруднення проведення цих робіт.

Негативні наслідки викривлення свердловини виявляються і після здачі її в експлуатацію, коли протягом роботи свердловини відбуваються передчасні виходи з ладу глибинонасосного обладнання, насосних штанг тощо.

Викривленість свердловини може бути причиною неправильної експлуатації покладу, оскільки внаслідок відхилень вибоїв свердловин від проектних положень зони їх живлення перетинаються і в результаті зменшується сумарний дебіт.

1.7.6 Попередження викривлення вертикальних свердловин

Внаслідок одночасної дії різноманітних причин, які сприяють викривленню свердловин, практично неможливо бурити їх в строго вертикальному напрямі. Тому всі вертикальні свердловини, як правило, викривлені. Отже, першочерговим завданням стає попередження їх значного викривлення. У зв'язку з цим розглянемо умови роботи

долота не у вертикальній, а у викривленій свердловині.

Припустимо, що свердловина відхилилася від вертикалі на кут α і направляюча ділянка (направляючою ділянкою називається ділянка бурильної колони від долота до першої точки дотику колони із стінкою свердловини) бурильної колони торкається стінки свердловини в точці Т (рис. 1.90).

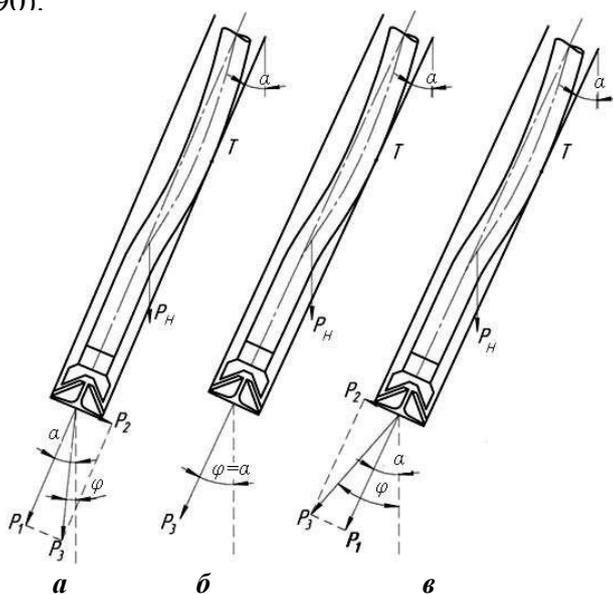


Рисунок 1.90 – Схема дії сил, які впливають на викривлення свердловини при бурінні в ізотропних породах:
 а – зменшення кута α ; б – стабілізація кута α ; в – збільшення кута α

За відсутності навантаження на вибій, єдиною силою, що діє на долото, є вага направляючої ділянки бурильної колони P_n .

Під час буріння свердловини під впливом ваги направляючої ділянки бурильної колони P_n долото намагається зайняти вертикальне положення, а під впливом ваги стисненої частини бурильної колони переміститься уздовж її осі.

Результуючу цих двох сил P_3 можна розкласти на дві складові: силу P_1 , що діє вздовж осі бурильної колони, і силу P_2 , перпендикулярну до неї. Якщо P_2 спрямована до вертикалі, долото прагне зменшити зенітний кут свердловини α і сила P_2 називається випрямляючою силою (див.

рис. 1.90, а). Якщо P_2 спрямована від вертикалі, долото прагне збільшити zenітний кут свердловини α і P_2 називається відхиляючою силою (див. рис. 1.90, в). Якщо P_2 дорівнює нулю, наступить стабілізація zenітного кута свердловини α і, потім, свердловина буритиметься похило (див. рис. 1.90, б).

При бурінні в ізотропних породах величина P_2 залежить від навантаження на вибій, діаметра свердловини, проміжку між ОБТ і стінкою свердловини, діаметра ОБТ і zenітного кута свердловини. Із збільшенням навантаження на вибій збільшиться прогинання нижньої частини бурильної колони, точка Т наблизиться до долота і складова ваги направляючої ділянки бурильної колони P_n зменшиться. Це приведе до зменшення випрямляючої сили P_2 . При дальшому підвищенні навантаження на вибій може наступити стабілізація (сила P_2 стає рівною нулю), а потім і приріст zenітного кута свердловини α (P_2 стає відхиляючою силою).

Наведений аналіз дії сил на нижню ділянку бурильної колони справедливий для умов буріння в ізотропній породі, тобто, для умов, коли не враховується вплив геологічних умов на викривлення свердловин.

З геологічних причин найбільший вплив на викривлення свердловин має анізотропія гірської породи і ступінь нахилу, що чергуються за твердістю і потужністю пластів.

Для попередження викривлення свердловини найсприятливіші умови, коли вісь долота перпендикулярна або паралельна до площин шаруватості анізотропної породи і до площин нашарування похилої породи. У всіх інших випадках долото, прагнучи зайняти одне з цих положень, відхиляє свердловину від вертикалі при одночасній зміні азимуту. У складних геологічних умовах разом з силою P_3 діє сила, значення і напрям якої залежать від анізотропії порід, кута нахилу пластів і інших геологічних причин, які важко враховуються. Рівнодіюча, цих сил і визначить напрям свердловини.

Ще більші можливості регулювання сили P_2 можна отримати, якщо використовувати в нижній частині бурильної колони, складеної з ОБТ одного діаметру, один або два центрувальні пристрої, або ОБТ не одного, а, наприклад, двох діаметрів. В цьому випадку секція

розрахованої довжини з ОБТ більшого діаметру встановлюється над долотом, а над нею, також розрахованої довжини, встановлюється секція з ОБТ меншого діаметру. Ефект зростає, якщо на границі переходу від ОБТ більшого діаметру до ОБТ меншого діаметру встановити перше центрувальне пристосування, а потім на розрахунковій відстані в колоні ОБТ меншого діаметру встановити друге центрувальне пристосування. При цьому бажано щоб діаметри центрувальних пристосувань були рівними діаметру долота.

На відміну від розглянутих конструкцій нижньої частини бурильної колони, які використовують “ефект виска”, при бурінні в складних геологічних умовах, широко застосовують конструкції нижньої частини бурильної колони, в яких досягається її центрування в свердловині. В цьому випадку над долотом, а потім на розрахованій відстані від нього (рис. 1.91) встановлюють центрувальні пристосування з діаметром, рівним діаметру долота.

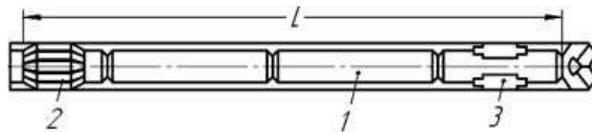


Рисунок 1.91 – Конструкція нижньої частини бурильної колони заснована на принципі її центрування в свердловині:
1 – обважені бурильні труби; 2, 3 – центрувальні пристрої

В результаті вісь нижньої частини бурильної колони і вісь свердловини суміщаються, що створює умови для буріння свердловини без зміни її зенітного кута. Проте внаслідок зношування центрувальних пристосувань і більшого діаметру свердловини, порівнюючи з діаметром долота, центрування нижньої частини бурильної колони порушується, і даліше буріння при такому положенні колони призводить до збільшення зенітного кута свердловини.

1.7.7 Штучне викривлення свердловин

Найхарактерніші приклади умов, за яких доцільне буріння похилих свердловин:

- під дно моря, озера, річки, каналу;

- з наливних площадок, естакад, плавучих суден;
- на болотистих і лісистих площах;
- під яри, гори;
- на площах, зайнятих заповідниками;
- під промислові об'єкти і житлові селища;
- при бурінні нового стовбура внаслідок неліквідованої аварії в свердловині;
- при гасінні палаючих фонтанів і ліквідації відкритих викидів нафти і газу.

Технологія буріння похилих свердловин заснована на використанні геологічних умов, які сприяють викривленню свердловин, і на застосуванні відхилювача, який встановлюється між турбобуром і бурильною колоною (рис. 1.92), або двосекційного турбобура, секції якого з'єднані один з одним під кутом $1^{\circ}30' \dots 2^{\circ}$.

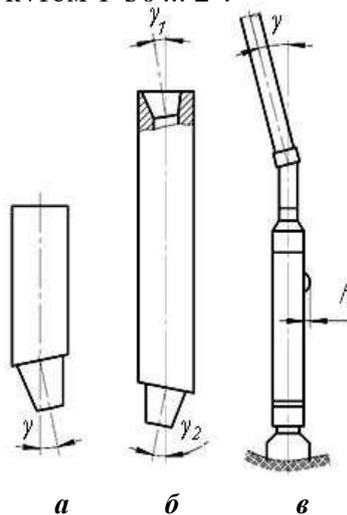


Рисунок 1.92 – Типи відхилювачів для буріння похилих свердловин вибійними двигунами:
 а – кривий перехідник; б – відхилювач з косими нарізями на муфті і ніпелі; в – відхилювач, який складається з турбобура з накладкою і кривого перехідника

Незалежно від типу відхиляючого пристосування в місці його перегину виникає момент пружних сил, який створює на долоті відхиляючу силу. Темп викривлення свердловини визначається значенням цієї сили, залежної від конструкції відхиляючого пристосування; механічними

властивостями породи і умовами їх залягання; типом долота і турбобура, а також режимом буріння.

Темп викривлення свердловини залежить і від зенітного кута свердловини, оскільки за інших рівних умов момент пружних сил тим менший, чим більший кут нахилу свердловини.

Похилі свердловини бурять за задалегідь вибраним профілем (рис. 1.93), кожен з яких призначений для відповідних умов їх проводки. Профіль типу *a*) складається з трьох ділянок: вертикальної 1, ділянки збільшення зенітного кута 2 і ділянки стабілізації зенітного кута. Рекомендується цей профіль при великих відхиленнях від вертикалі при незначному куті нахилу свердловини. Профіль типу *б*) відрізняється від попереднього ділянкою 3, яка характеризується стабілізацією зенітного кута, а потім його зменшенням. Такий профіль рекомендується застосовувати при великих глибинах свердловин.

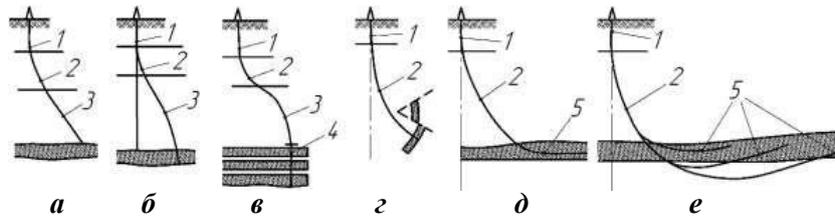


Рисунок 1.93 – Профілі похилих свердловин:

- 1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка збільшення зенітного кута;
- 3 – ділянка стабілізації зенітного кута або його зменшення;
- 4 – вертикальна ділянка в продуктивній товщі; 5 – горизонтальна або горизонтально-розгалужена ділянка в продуктивному пласті

При профілі типу *в*) можна перетнути вертикальною ділянкою 4 декілька продуктивних горизонтів.

Профіль типу *г*) складається з вертикальної ділянки 1 і ділянки набору кута нахилу стовбура 2. Для нього характерна велика довжина другої ділянки. Профіль рекомендується при необхідності витримати заданий кут входу в пласт і розкривати його на найбільшу потужність.

Профіль *д*) характеризується збільшенням зенітного кута на ділянці 2, аж до переходу в горизонтальну ділянку 5, збільшуючи площу контакту з продуктивним пластом.

Профіль *е*) характеризується збільшенням зенітного кута на ділянці 2 і переходом в горизонтально-розгалужені

ділянки 5, забезпечуючи ще більшу площу контакту з продуктивним пластом і підвищення нафтогазовіддачі. У всіх профілях обов'язково є ділянка 2, на якій здійснюється набір зенітного кута свердловини.

Буріння похилої свердловини за заданим профілем можливо у тому випадку, коли, з початку буріння від вертикальної ділянки 1, відхилювач точно орієнтується в проектному азимуті. Орієнтувати відхилювач можна в процесі спуску бурильної колони, після згвинчування кожної свічі, шляхом контролю положення його з використанням спеціальних приладів.

Багаторічний досвід буріння похилих свердловин привів до створення багатьох видів похилого буріння. Проте тепер найбільше застосування має послідовне буріння декількох похилих свердловин з обмеженого за розмірами майданчика. Суть цього виду буріння похилих свердловин зводиться до таких операцій.

Вежу і один комплект бурового обладнання монтують так, щоб насосний блок був на відстані 20...50 м від устя свердловини.

Після закінчення буріння першої похилої свердловини пересувають тільки вежу з обладнанням на відстань 8 м. Потім приєднують викидні лінії від насосів до нового стояка, сполучають нове устя свердловини з системою жолобів і бурять другу похилу свердловину. Після закінчення буріння другої похилої свердловини пересувають вежу з обладнанням ще на 8 м, а насосний блок залишають на колишньому місці.

Обв'язавши викидні лінії від насосів із стояком, і з'єднавши систему жолобів з новим устям свердловини, бурять третю похилу свердловину і так далі. Так групуються устя свердловин на майданчику обмежених розмірів.

Буріння похилих свердловин здійснюється за профілями, які забезпечують розташування вибоїв свердловин, передбачене сіткою розробки покладу. Кількість згрупованих усть свердловин вибирається залежно від прийнятої на покладі відстані між вибоями свердловин і їх глибин (довжин) і в окремих випадках досягає 8...12.

Такий спосіб будівництва свердловин дозволяє розробляти з великим економічним ефектом родовища з

складним рельєфом місцевості (гори, яри), розташованими під заболоченими ділянками, дном озер, морів, під великими промисловими об'єктами тощо.

Групують устя похилих свердловин на спеціально споруджуваних в прибережній смузі моря естакадах наприклад, (при розробці родовищ, розташованих під дном Каспійського моря). Групування усть похилих свердловин досить ефективно і в тих випадках, коли необхідно забезпечити мінімальну шкоду лісовим масивам і коли потрібно проявляти особливу турботу про найменші втрати родючих орних земель.

Відомий і такий спосіб буріння похилих свердловин, при якому досягається горизонтальне розташування свердловин на кінцевих їх інтервалах. Буріння цих свердловин доцільне у тому випадку, коли заплановано введення в експлуатацію пласта з малим дебітом. В результаті забезпечується розтин продуктивного пласта не перпендикулярно, а уздовж його нашарування, що створює умови для отримання більшого притоку нафти з пласта в свердловину.

З цією ж метою застосовується так зване буріння горизонтально-розгалужених свердловин, при якому від основного стовбура по черзі починають бурити декілька свердловин так, щоб кожна з них розкривала пласт уздовж нашарування.

1.8 РОЗ'ЄДНУВАННЯ ПЛАСТІВ

1.8.1 Елементи обсадної колони

Стандартами передбачається випуск сталевих безшовних обсадних труб діаметром від 114 до 508 мм.

Труби кожного діаметру випускаються з різною товщиною стінок. Так, наприклад, товщина стінок обсадних труб діаметром 146 мм складає 6,5; 7; 8; 9; 10 і 11 мм. На кінцях труб передбачені виконання конусної нарізі. Труби завдовжки 9,5...13 м, з'єднуються за допомогою муфт (рис. 1.94).

Для успішного спуску обсадної колони і її цементування низ обладнується (рис. 1.95) направляючою пробкою 1, башмаком 2, башмачним патрубком 3, зворотним клапаном 4 і упорним кільцем (на рис. не

завдовжки близько 1,5 м з наріззю на кінцях. Нижній кінець патрубку згвинчується з башмаком, а на верхній кінець нагвинчують подовжену муфту, усередині якої поміщають зворотний клапан. У башмачному патрубку просвердлюють отвори по гвинтовій лінії для виходу з обсадної колони промивної рідини і цементного розчину при цементуванні свердловини.

Зворотний клапан служить для циркуляції рідини в напрямі зверху донизу. При спуску обсадної колони рідина із свердловини в колону не проникає, що зменшує навантаження на нарізні з'єднання, а також на талеву систему і вежу. Тому зворотний клапан необхідно застосовувати при спуску важких обсадних колон. У проміжних, а іноді і в експлуатаційних колонах, зворотний клапан після цементування свердловини необхідно розбурювати. Тому зворотний клапан виготовляють з чавуну. До подовженої муфти, в якій встановлюється зворотний клапан, згвинчується обсадна труба, з'єднана з наступною обсадною трубою за допомогою стандартної муфти, в якій встановлюється чавунне упорне кільце товщиною 15...20 мм з внутрішнім діаметром на 60...80 мм меншим від внутрішнього діаметру муфти обсадної труби. Упорне кільце призначене для затримання цементувальних пробок, що переміщуються обсадною колоною в процесі її цементування.

1.8.2 Проектування конструкції свердловини

Проектування конструкції свердловини починають з вибору діаметра експлуатаційної колони d_4 (див. рис. 1.8). Після цього визначається діаметр долота D_4 для буріння стовбура свердловини в інтервалі $L_3...L_4$. При турбінному бурінні вибір діаметра долота залежить від діаметра вибраного турбобура d_T

$$D_4 = d_T + 2\delta, \quad (1.3)$$

де δ – проміжок, який рекомендується, між турбобуром і стінкою свердловини. При застосуванні доліт діаметром до 295 мм δ беруть рівним 15...30 мм, а при більшому діаметрі – 30...40 мм. Після цього визначають внутрішній діаметр проміжної колони d_3

$$d_3 = D_4 + 7\text{мм}, \quad (1.4)$$

де 7 мм – проміжок між долотом і стінкою проміжної колони.

За величиною внутрішнього діаметра підбирають обсадні труби для проміжної колони, після чого визначають діаметр долота D_3 для буріння в інтервалі $L_2...L_3$

$$D_3 = d_{3м} + 2\delta, \quad (1.5)$$

де $d_{3м}$ – діаметр муфти для згвинчування обсадних труб діаметром d_3 .

Потім за формулою (1.4) знаходять внутрішній діаметр кондуктора і підбирають обсадні труби для нього. Знаючи діаметр муфт, за допомогою яких згвинчуються обсадні труби кондуктора, за формулою (1.3) встановлюють діаметр долота D_2 для буріння в інтервалі $L_1...L_2$.

Завершальним етапом є вибір діаметра направлення і діаметра долота для буріння свердловини в інтервалі $0...L_1$. Якщо під направлення шахта копається вручну, то її розміри встановлюються з врахуванням діаметра направлення і зручностей здійснення земляних робіт (часто 1,5...2 м).

Методика проектування конструкції свердловини при роторному способі буріння аналогічна. Відмінність полягає тільки у визначенні діаметра долота для буріння ділянки свердловини під експлуатаційну колону. В цьому випадку у формулу (1.3) замість діаметра турбобура d_T треба підставити діаметр муфти експлуатаційної колони. Як було відзначено, діаметр експлуатаційної колони визначає конструкцію свердловини. Діаметр експлуатаційної колони треба визначати з врахуванням створення нормальних умов для експлуатації продуктивного пласта, проведення підземних ремонтів і ловильних робіт в експлуатаційній колоні.

1.8.3 Умови роботи обсадної колони в свердловині. Конструкція обсадної колони

Обсадна колона складається з обсадних труб з однаковим зовнішнім, але з різним внутрішнім діаметром, тобто обсадна колона по всій довжині має декілька секцій обсадних труб з різною товщиною стінок. Це пояснюється тим, що така колона піддається дії різних зусиль, величини яких є непостійні вздовж колони.

Верхня частина обсадної колони зазнає максимальних зусиль розтягу від власної ваги. Ці зусилля зменшуються за прямолінійним законом і стають рівними нулю у нижній частині колони (якщо обсадна колона не встановлена на вибій свердловини). Нижня частина обсадної колони (якщо вона не заповнена рідиною) зазнає максимальних зусиль зминання від гідростатичного тиску стовпа рідини за колоною.

На рис. 1.96, а показана зміна напружень, які виникають у висячій і не заповненій рідиною обсадній колоні АВ від навантажень розтягу і зминання (найважчі умови роботи колони). Обсадна колона має складатися так, щоб в будь-якому її перерізі не відбувалося розриву у муфтовому з'єднанні під дією сил власної ваги і не було зминання труб від гідростатичного тиску стовпа рідини за колоною. Щоб задовольнити цій умові, обсадну колону розраховують спочатку з врахуванням тільки навантажень зминання. Для цього визначають допустиму глибину спуску обсадних труб l_1 з мінімальною товщиною стінок δ_1 (рис. 1.96, б). Потім на підставі розрахункових даних встановлюють допустиму глибину спуску обсадних труб l_2 , які мають найближчу більшу товщину стінок δ_2 . Аналогічно підбирають допустимі глибини спуску l_3, l_4 обсадних труб з товстими стінками δ_3, δ_4 . Так підбирають обсадну колону, яка витримує тільки навантаження зминання.

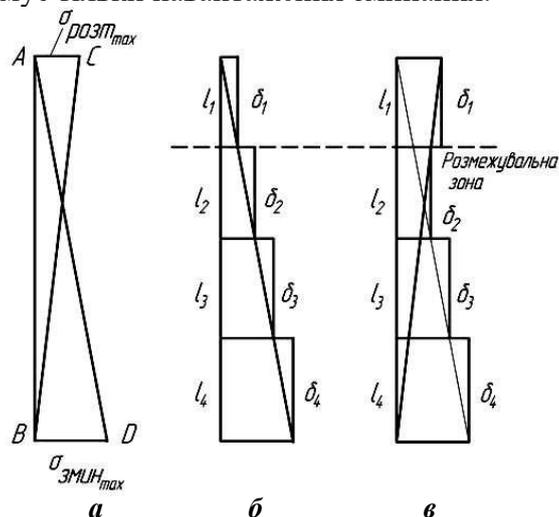


Рисунок 1.96 – Конструкція обсадної колони

Обсадну колону такої конструкції перевіряють на міцність в нарізних з'єднаннях від дії сил власної ваги. Для цього виявляють розмежувальну зону, нижче якої жодне нарізне з'єднання під дією власної ваги колони не розірветься. Вище за цю зону належить встановити обсадні труби з більшою товщиною стінок, нарізні з'єднання яких завдяки підвищеній міцності надійно протистоятимуть силам власної ваги.

Можливий випадок, коли заміна на довжині l_1 обсадних труб з товщиною стінок δ_1 обсадними трубами з товщиною стінок δ_2 задовольнить умовам розрахунку на розтяг. Якщо ж така заміна виявиться недостатньою, то треба замінити труби з товщиною стінок δ_1 на δ_3 . Так, підбираючи необхідну товщину стінок обсадних труб, отримують конструкцію обсадної колони, яка задовольняє навантаженням змінання і розтягу (рис. 1.95, в).

Підготовка до спуску обсадної колони. Перед спуском обсадної колони необхідно перевірити: обсадні труби; бурову вежу, бурове обладнання, інструмент для СПО тощо. Обсадні труби мають бути ретельно оглянуті. Труби з вадами вибраковують, а відібрані для комплектування колони після вимірювання їх довжини укладаються на поміст в порядку, зворотному черговості їх спуску в свердловину. При огляді труб особливу увагу треба звертати на розшарування металу, кривизну та деформацію труб і муфт. Після зовнішнього огляду необхідно перевірити у всіх труб чистоту внутрішньої поверхні, пропускаючи крізь кожну трубу шаблон спеціальної конструкції. В процесі укладання труб на поміст нарізи ретельно очищають від бруду волосяною щіткою і промивають гасом. На очищені кінці труб нагвинчують запобіжні кільця, а в муфти угвинчують ніпелі.

Перед спуском обсадної колони необхідно ретельно заміряти глибину свердловини. Після цього стовбур свердловини іноді проробляють новим долотом. Під час спуску обсадної колони необхідно:

- конкретно закріпити обов'язки за кожним членом бурової бригади;
- згвинчувати труби тільки вручну, а докріплювати нарізне з'єднання машинними ключами;
- стежити за якістю і рівнем промивної рідини в свердловині і в обсадній колоні;
- організувати роботу так, щоб спуск обсадної колони в свердловину відбувався швидко.

1.8.4 Цементування обсадних колон

Мета цементування обсадної колони – отримання міцного, концентрично розташованого в затрубному просторі кільця цементного каменя, який надійно ізолює розкриті свердловиною поглинаючі, та з великими припливами газу, води і нафти горизонти.

Для цементування обсадних колон застосовують цементні розчини, що приготуються з тампонажного цементу і води. При розмішуванні тампонажного цементу з водою отримують рідку і рухливу масу. В різних нафтогазових регіонах використовують різні технологічні схеми приготування і нагнітання тампонажних розчинів (рис. 1.97). Це обумовлено специфікою геологотехнічних, а іноді і кліматичних умов району, що визначає вибір конструкції свердловини, способу цементування і тампонажного матеріалу для кожного конкретного регіону.

Відмінність цих схем полягає у використанні різної кількості цементувальних агрегатів і цементозмішувальних машин, а також у застосуванні спеціальних пристроїв і механізмів, що підвищують якість розчину або цементування в цілому і поліпшують умови праці обслуговуючого персоналу.

Схему, представлену на рис. 1.97, а застосовують при використанні більше 20...40 т сухого тампонажного матеріалу; схему (рис. 1.97, б) – при використанні більше 60 т сухого тампонажного матеріалу; схему (рис. 1.97, в) – при використанні облегшеного розчину із застосуванням бака для заготовки рідини замішування; схему (рис. 1.97, г) – з використанням двох ємностей для акумулювання рідини замішування об'ємом 25 м³; схему (рис. 1.97, д) – з використанням фрезерно-струминного млина; схему (рис. 1.97, е) – з розходжуванням обсадної колони.

У всіх схемах передбачається таке співвідношення між кількістю цементозмішувальних машин і цементувальних агрегатів, при якому забезпечується безперебійне приготування і нагнітання тампонажного розчину в свердловину із заданим темпом. Зазвичай, з однією цементозмішувальною машиною 2СМН-20 працюють два цементувальних агрегати, один з яких (що має насос подачі води) подає воду на замішування в гідровакуумний змішувальний пристрій цементозмішувальної машини, а другий (що немає насоса подачі води) разом з першим нагнітає готовий розчин у свердловину.

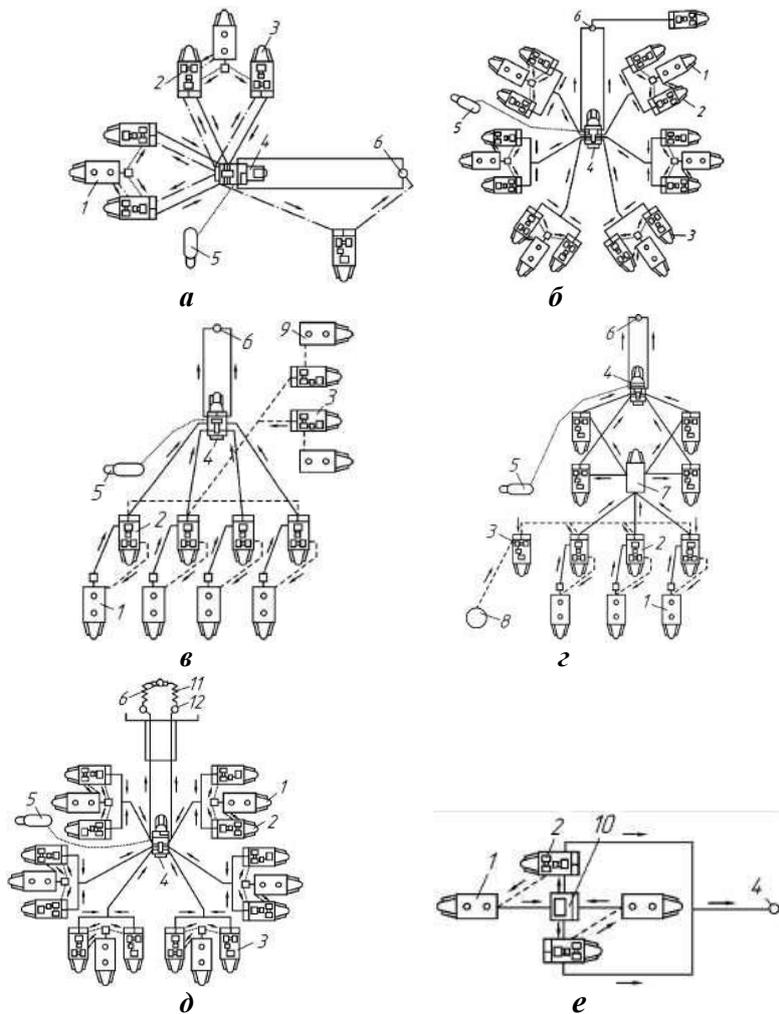


Рисунок 1.97 – Схеми розташування і об'язки обладнання при цементуванні свердловин:

1 – цементозмішувальна машина 2СМН-20; 2 – цементувальний агрегат ЦА-320М; 3 – цементувальний агрегат 3ЦА-400А; 4 – блок маніфольду; 5 – станція контролю цементування СКЦ-2М; 6 – цементувальна головка; 7 – усереднена ємність; 8 – резервуар об'ємом 40 м³; 9 – баки акумулятори; 10 – фрезерно-струминний млин; 11 – шарнірні ланки гнучкого металевго рукава; 12 – стояк; пунктирними лініями показаний напрямок руху води; суцільними – тампонажного розчину; штрихпунктирними – протискувальної рідини

При цьому сумарна подача рідини (за паспортними даними) двома агрегатами дещо більша від продуктивності цементозмішувальної машини.

Для протискування верхньої розділювальної пробки використовують агрегат ЗЦА-400А, який обв'язують з цементувальною головою (рис. 1.98).

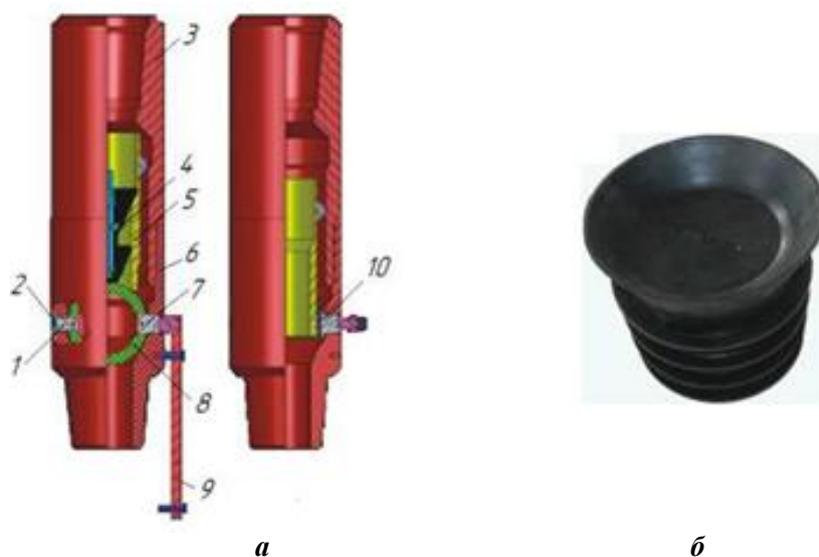


Рисунок 1.98 – Головка цементувальна ГЦ-200:
 а – схема; б – загальний вигляд верхньої розділювальної пробки;
 1 – вісь; 2 – заглушка; 3 – корпус верхній; 4 – верхня розділювальна пробка; 5 – гільза; 6 – корпус нижній; 7 – муфта;
 8 – кільце поворотне; 9 – ключ фіксатор; 10 – штифт

Цементувальна головка ГЦ-200 призначена для цементування нижніх та середніх секцій обсадних колон всіх діаметрів з використанням верхньої розділювальної пробки під усі розміри обсадної колони, а також кулі, і дозволяє проводити розходження або обертання компоновки обсадної колони без зупинки технологічного процесу цементування, в тому числі і при пуску пробки. При цьому пуск пробки контролюється.

Цементування може проводитись за допомогою стояка, шланга і квадратної штанги або за допомогою звичайної стандартної цементувальної головки (рис. 1.98).

Головка складається із з'єднаних між собою верхньої

3 і нижньої 6 частин корпусу. В нижній частині корпусу 3 вмонтоване поворотне кільце 8, на якому розміщена гільза 5. Поворотне кільце 8 може повертатись на своїй осі з допомогою ключа-фіксатора 9 на 360°.

Верхня розділювальна пробка 4 закладається в гільзу 5, а кільце 8 встановлюється вертикально. В такому положенні головка готова до роботи. При цьому циркуляція рідини проходить між гільзою і корпусом по кільцевому простору. Для пуску пробки необхідно повернути кільце 8 на 90°, гільза 5 опуститься у внутрішню його частину, кільцевий простір перекриється, пробка звільняється і виштовхується протискувальною рідиною в обсадні труби.

У різних регіонах у зв'язку зі специфічними умовами схеми обв'язки обладнання можуть видозмінюватися. Так, наприклад, використовують додаткову ємність, змонтовану на шасі автомобіля що має змішувальний пристрій. Перш ніж подати розчин у свердловину, його деякий час перемішують в цій ємності; завдяки чому підвищується його однорідність і істотно поліпшується якість цементування. На рис. 1.97, г показана схема розташування і обв'язки обладнання при цементуванні свердловин полегшеним тампонажним розчином із застосуванням додаткового бака і використанням резервуара для води ємністю 40 м³.

Іноді для акумулювання рідини замішування використовують пересувні баки різного об'єму (рис. 1.96, г). При роботі за цією схемою, після приготування і нагнітання тампонажного розчину при його протискуванні, змішувальні машини й обв'язані з ними цементувальні агрегати можуть бути від'єднані і відправлені на базу.

Для приготування розчинів із залежалого цементу іноді використовують фрезерно-струминний млин, з'єднаний з обладнанням за схемою, показаною на рис. 1.96, е.

З метою збільшення надійного витіснення бурового розчину із затрубного простору свердловини при кріпленні і підвищення його якості, розроблений і впроваджений спосіб застосування та комплекс пристроїв, що дозволяють в процесі цементування проводити осьове переміщення обсадної колони. На рис. 1.96, д представлена схема розташування обладнання та окремих пристроїв, що забезпечують розходження колони в процесі нагнітання розчину при цементуванні.

Механічні властивості свіжих цементних розчинів аналогічні властивостям глинистих розчинів. Згодом цементний розчин загусає, втрачає свою рухливість. Цей процес, званий схоплюванням цементного розчину, відбувається протягом декількох годин після перемішування цементу з водою. В кінці схоплювання розчину цементна маса зміцнюється і утворює цементний камінь. Тужавіння цементної маси триває багато днів.

Цемент, призначений для цементування обсадної колони, ретельно досліджують в лабораторії для з'ясування його придатності і уточнення рецептури цементного розчину. Якість цементного розчину значною мірою залежить від вмісту в ньому води. Надлишок води призводить до отримання пористого і неміцного цементного каменя. Нестача води в цементному розчині викликає його швидке схоплювання, що утрудняє проведення цементування обсадних колон.

Для забезпечення нормальних умов цементування обсадної колони рекомендується при приготуванні цементного розчину додавати води 40...50 % від ваги цементу, тобто на кожних 100 т цементу приходиться 40...50 т води. Густина розчину має бути в границях від 1750 до 1950 кг/м³.

Тужавіння цементного розчину мусить починатися після цементування колони. Час цементування не має перевищувати 75 % від терміну початку тужавіння цементного розчину. Треба досягти, щоб різниця в часі між початком і кінцем тужавіння цементного розчину була невеликою.

Для цементування обсадних колон застосовують тампонажний цемент:

- для "холодних" свердловин з температурою на вибої до 40 °С;

- для "гарячих" свердловин з температурою на вибої до 75 °С;

- для глибоких свердловин з температурою на вибої 100...120 °С.

Цемент для "холодних" свердловин, змішаний з прісною водою (50 % від ваги цементу), мусить мати початок схоплювання від 3 до 7,5 годин з часу його замішування, кінець схоплювання – не більше 3 годин після початку схоплювання. Отже, при цементуванні свердловин

з температурою на вибої до 40 °С необхідно завершити весь процес цементування не більше ніж за 2,5 години.

Цемент для “гарячих” свердловин, змішаний з прісною водою (50 % від ваги цементу), мусить мати початок схоплювання від 1 години 45 хвилин до 2 годин 45 хвилин після замішування, кінець схоплювання – не більше 1 години 30 хвилин після початку схоплювання. Таким чином, процес цементування з температурою на вибої до 75 °С необхідно завершити приблизно за 1 годину.

Цемент для глибоких свердловин отримують в результаті розмелу цементного клінкеру з добавкою гіпсу. Початок схоплювання такого цементу має наступати за 1 годину 15 хвилин з часу його замішування. Таким чином, в глибоких свердловинах процес цементування має тривати менше 1 години.

Для цементування кондукторів, окрім перелічених тампонажних видів цементу, випускається спеціальний цемент з добавкою 25...30 % піску. Для особливих умов цементування обсадних колон випускаються обважнений тампонажний цемент (при застосуванні промивної рідини з густиною до 2200 кг/м³), волокнистий тампонажний цемент (для зменшення глибини проникнення цементного розчину в дуже пористі пласти), гелцемент (для цементування зон поглинання промивної рідини) та ін.

Підготовлений і перевірений в лабораторії тампонажний цемент у необхідній кількості завантажують в спеціальні **цементозмішувальні машини** (рис. 1.99) і направляють на бурову установку.

Водночас на бурову під'їжджають і **цементувальні агрегати** (рис. 1.100). Цементувальні агрегати і цементозмішувальні машини об'язуються трубопроводами один з одним і з цементувальною головкою, встановленою на обсадній колоні.

У комплект агрегатів входять насоси, спроможні створити необхідний тиск для витіснення з обсадної колони в затрубний простір цементний розчин. На рис. 1.101 показано 3D-модель цементувального агрегата ЦА-320, призначеного для нагнітання робочих рідин при кріпленні свердловин в процесі буріння і капітального ремонту, при проведенні інших промивно-протискувальних робіт на нафтових і газових свердловинах.



Рисунок 1.99 – Цементозмішувальна машина



Рисунок 1.100 – Цементувальний агрегат ЦА-320

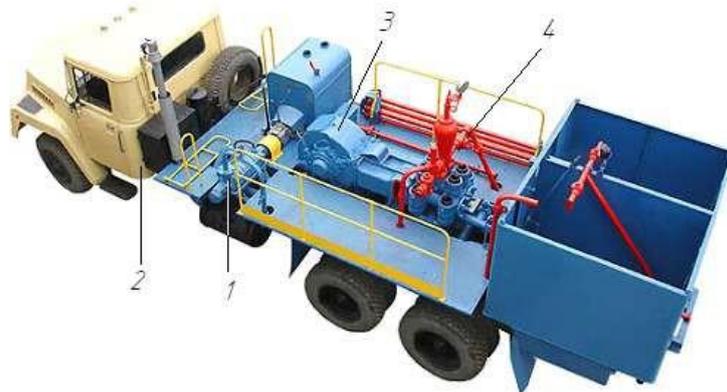


Рисунок 1.101 – 3D-модель цементувального агрегата ЦА-320:
1 – блок подачі води; 2 – монтажна база (Урал 4320-1912-40);
3 – насос високого тиску; 4 – маніфольд

На рис. 1.102 показано розташування цементувальних агрегатів і цементно-змішувальних машин біля бурової установки.



Рисунок 1.102 – Розташування цементувальних агрегатів і цементно-змішувальних машин біля бурової установки

Перед початком цементування свердловину промивають до тих пір, доки густина закачаної в неї рідини не стане рівною густині рідини, яка виходить із свердловини. Найпоширеніші способи цементування обсадних колон – одноступінчастий і двоступінчастий.

Одноступінчастий спосіб цементування обсадних колон (рис. 1.103) полягає в таких діях. До нагнітання цементного розчину в обсадну колону опускають нижню цементувальну пробку (рис. 1.103, а), призначену для відділення цементного розчину від промивної рідини в колоні. Нижня пробка 2 (рис. 1.103, а) має отвір, перекритий гумовою перегородкою. Після цього на колону нагвинчують головку 1 з верхньою цементувальною пробкою (рис. 1.103, б), яка не має наскрізного отвору. Потім цементний розчин закачують в обсадну колону. Потрібний об'єм цього розчину визначається за умови, щоб після цементування в обсадній колоні залишилася невелика порція цементного розчину (цементний стакан), а за обсадною колоною цементний розчин піднявся на задану висоту.

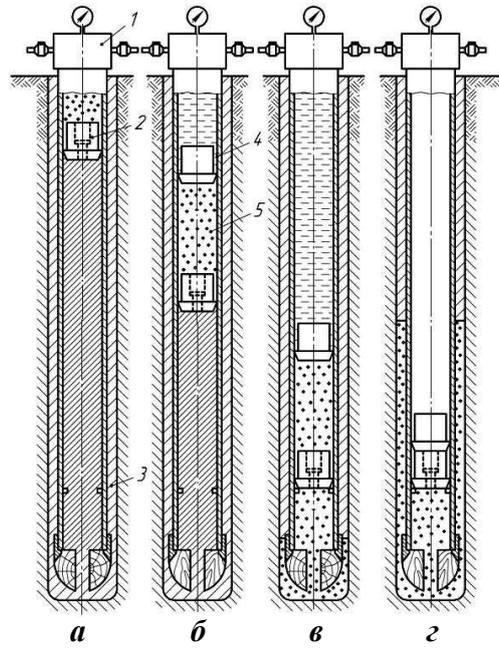


Рисунок 1.103 – Стадії одноступінчастого цементування:
 1 – головка; 2 – нижня пробка; 3 – упорне кільце; 4 – верхня пробка; 5 – цементний розчин

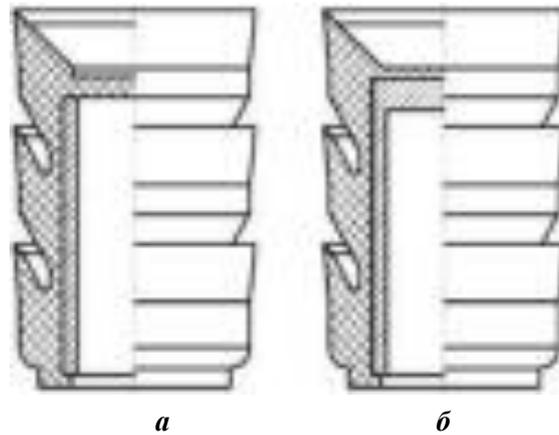


Рисунок 1.104 – Цементувальні пробки для одноступінчастого цементування:
 а – нижня пробка; б – верхня пробка

Після нагнітання цементного розчину в обсадну колону проштовхують верхню (без отвору) цементувальну пробку 4 (рис. 1.104, б) і слідом за нею прокачують промивну рідину. Як тільки нижня пробка досягне упорного кільця (див. рис. 1.103, в), вона зупиниться. Тиск над пробкою підвищиться і гумова перегородка розірветься.

При дальшому нагнітанні промивної рідини в колону верхня пробка підійде до нижньої і закrije отвір в ній (див. рис. 1.103, г). Виникне гідравлічний удар. Манометр на цементувальній головці зафіксує різке збільшення тиску. Після цього крани цементувальної головки закривають і свердловину залишають в спокої на 16 годин для тужавіння цементного розчину за кондуктором і на 24 години для тужавіння цементного розчину за проміжною і експлуатаційною колонами.

При цементуванні обсадних колон в глибоких свердловинах прокачують досить великий об'єм цементного розчину і протискувальної рідини за обмежений час, котрий визначається терміном початку схоплювання цементного розчину. У таких умовах застосовується цементування, при якому цементний розчин закачується в колону і протискується в затрубний простір двома порціями. Перша порція цементного розчину протискується за колону крізь башмак, а друга – крізь отвори в заливальній муфті, встановленій в обсадній колоні на значній відстані від башмака.

Заливальні муфти можуть мати різну конструкцію. Одна з них наведена на рис. 1.105.

Обсадні труби згвинчуються одна з однією за допомогою подовженої муфти 4 з отворами 1. Всередину муфти вставлений пересувний циліндр 2, тимчасово закріплений мідними шпильками 5. На нижньому кінці пересувного циліндра встановлюється упорне кільце 3.

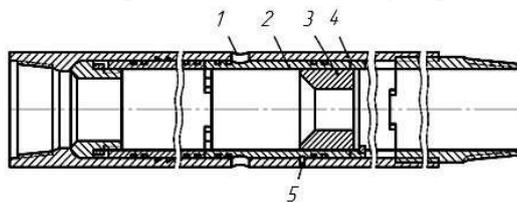


Рисунок 1.105 – Заливальна муфта для двоступінчастого цементування: 1– отвори; 2 – пересувний циліндр; 3 – упорне кільце; 4 – подовжена муфта; 5 – мідна шпилька

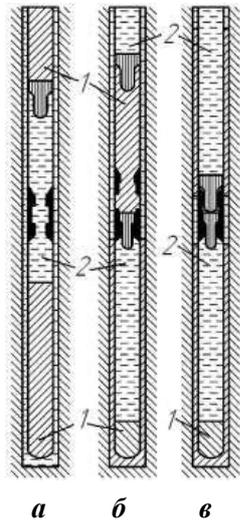


Рисунок 1.106 – Схема двоступінчастого цементування свердловини:

1 – цементний розчин;
2 – протискувальна рідина

Незалежно від конструкції заливальної муфти суть способу двоступінчастого цементування полягає в таких діях. Обсадну колону з башмаком, башмачним патрубком, зворотним клапаном (якщо він необхідний) і заливальною муфтою спускають в свердловину. Після підготовки свердловини до цементування в неї закачують перші порції цементного розчину і протискувальної рідини, а потім спускають нижню цементувальну пробку (рис. 1.106, а).

За нижньою пробкою закачують другу порцію цементного розчину і спускають другу (верхню) цементувальну пробку. Потім в свердловину закачують другу порцію протискувальної рідини (рис. 1.106, б). В процесі нагнітання рідини перша (нижня) пробка доходить до упорного кільця 3 (див. рис. 1.105) в заливальній муфті, сідає на нього і відрізує мідні шпильки 5. Пересувний циліндр звільняється, переміщається до упору вниз і відкриває отвори 1 в подовженій муфті 4. До цього часу завершується протискування в затрубний простір крізь башмак колони першої (нижньої) порції цементного розчину і починається витіснення за колону крізь отвори в заливальній муфті другої (верхньої) порції цементного розчину. Протискування за колону другої порції цементного розчину закінчується посадкою верхньої пробки на нижню (рис. 1.106, в).

Після тужавіння цементного розчину розбурюють обидві пробки в заливальній муфті і, якщо це потрібно, розбурюють зворотний клапан і цементний стакан в нижній частині колони.

Двоступінчастий метод цементування – це метод із застосуванням двох цементувальних пробок, які обмежують другу порцію цементного розчину.

Іноді застосовується двоступінчасте цементування з чотирма пробками, коли кожна пара пробок обмежує обидві порції цементного розчину. В цьому випадку процес цементування аналогічний описаному методу.

При двоступінчастому цементуванні з чотирма пробками нижня частина обсадної колони обладнується так, як і при одноступінчастому цементуванні.

Описані методи цементування обсадних колон, що забезпечують перекриття цементним розчином затрубного простору від башмака колони і вище, задовольняють умовам цементування кондукторів і проміжних колон, але не завжди можуть бути застосовані при цементуванні експлуатаційних колон.

Іноді доцільно не цементувати затрубний простір, розташований проти нафтоносного пласта, а здійснювати підйом цементного розчину над його покрівлю.

В такому випадку застосовується **манжетне цементування**. При такому способі нижня частина експлуатаційної колони, довжина якої дорівнює товщині продуктивного пласта, складається з перфорованих обсадних труб.

Над перфорованою ділянкою в колоні встановлюють прямий клапан, а трохи вище – спеціальну заливальну муфту.

Зовні, дещо вище за прямий клапан, встановлюється брезентова манжета, яка при витісненні цементного розчину з колони крізь отвори в заливальній муфті притискається щільно до стінки свердловини, перешкоджаючи руху цементного розчину затрубним простором вниз.

1.9 ЗАКІНЧЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Між бурінням і введенням свердловини в експлуатацію здійснюється цілий ряд робіт, що об'єднуються поняттям закінчення свердловини:

- буріння в продуктивному горизонті;
- дослідження продуктивного горизонту;
- вибір конструкції вибійної частини свердловини;
- обладнання устя свердловини;
- сполучення експлуатаційної колони з пластом (перфорація);
- виклик притоку нафти, газу або газоконденсату з пласта і здача свердловини в експлуатацію.

Від правильного виконання перелічених робіт залежить дебіт свердловини і її рентабельність, а також тривалість міжремонтного періоду при її експлуатації.

1.9.1 Буріння в продуктивному горизонті

Для створення умов освоєння і експлуатації свердловини при проходженні продуктивних горизонтів необхідно забезпечити мінімально можливе порушення колекторних властивостей нафтоносних або газоносних пластів. Тоді продуктивні пласти після їх розбурювання будуть майже в природних умовах і з них під час експлуатації можна отримати максимально можливу кількість нафти, газу або газоконденсату. Тому перед розкриттям продуктивного горизонту мають бути ретельно вивчені причини можливих порушень колекторних властивостей пласта.

Причин зниження продуктивності пласта багато і всі вони ще недостатньо вивчені. Одна з основних причин – проникнення в пласт чужорідних рідин і частинок породи (найчастіше з промивного розчину).

При бурінні свердловин застосовується така промивна рідина, щоб гідростатичний тиск її стовпа був більший за тиск у пласті. У разі застосування промивної рідини, яка має в основі воду, остання завжди фільтруватиметься в пласт. Кількість води, яка фільтрується, залежатиме від водовіддачі промивної рідини, тривалості контактів з нею продуктивних горизонтів, ступеня дренажності пластів і різниці гідростатичного і пластового тисків.

Численними дослідженнями встановлено шкідливий вплив води на проникність вибійної зони і на процес освоєння свердловини.

Зменшення проникності вибійної зони внаслідок попадання в пласт води відбувається з кількох причин.

Першою з причин деякі дослідники вважають

шкідливий вплив капілярного тиску в порах пласта при проникненні в них відфільтрованої з промивної рідини води на проникність вибійної зони. Вода, яка проникла в пласт, створює капілярний тиск, який згідно із законом Лапласа прямопропорційний поверхневому натягу і обернено-пропорційний до радіуса капіляра. В результаті в пористих каналах, площа перерізу яких значно зменшується за рахунок відкладення на їх стінках плівок і крапельок води, створюються значні капілярні сили. Враховуючи, що таких крапель в порах пласта багато, стає зрозумілим їх вплив на хід освоєння свердловини і на дальшу роботу пласта.

При витісненні води з пласта в свердловину найчастіше потрібний тиск, менший за тиск у пласті. Проте після створення перепаду тиску спочатку звільняються від води широкі пористі канали, а вузьчі залишаються заповненими водою. Напевно, нафта, вибираючи шлях найменшого опору, рухатиметься звільненими від води широкими пористими каналами. Вузькими ж каналами, які залишилися заповненими водою, нафта так і не рухатиметься. В результаті не відбувається повного видалення з пласта води, яка фільтрується, і канали невеликого діаметру можуть залишитися закритими для притоку нафти. У вибійній зоні навколо свердловини утворюється своєрідний водний бар'єр, який перешкоджає проходженню нафти каналами пласта.

Другою причиною зниження проникності вибійної зони, внаслідок попадання в пласт води, вважають набухання глинистих частинок, наявних в продуктивному пласті. В результаті відбувається часткова закупорка пор і, як наслідок, зменшення проникності пласта.

Третьою причиною зниження проникності пласта, що відбувається в результаті проникнення в пласт відфільтрованої з промивної рідини води, є утворення осадів у вибійній зоні. Це пояснюється взаємодією розчинних солей, які містяться у водах пластів, з розчинними солями, завжди наявними у відфільтрованій воді. В результаті в осад випадають тверді частинки, які закупорюють пори продуктивного пласта і погіршують його колекторні властивості.

Практика показала, що усунути всі причини, які викликають погіршення колекторних властивостей продуктивного горизонту, майже неможливо. Проте

зменшити їх негативний вплив на пласт можна шляхом застосування таких заходів:

- при розбурюванні продуктивного пласта треба знижувати протитиск на пласт до мінімально безпечного значення, тобто до такого значення, при якому не може бути відкритого фонтанування;

- буріння в продуктивному пласті, дослідження пласта, спуск і цементування експлуатаційної колони мають здійснюватися швидко, за наперед складеним планом, що дозволить зменшити час, протягом якого промивна рідина контактує із стінкою свердловини у вибійній зоні;

- при розкритті продуктивного пласта треба застосовувати високоякісний глинистий розчин, який має мінімальну водовіддачу або промивні рідини на вуглеводневій основі;

- на родовищах із сприятливими геологічними умовами можна рекомендувати при розбурюванні продуктивного пласта продування свердловини повітрям або газом.

1.9.2 Дослідження продуктивного горизонту

Колекторні властивості, умови залягання і експлуатаційні якості продуктивних горизонтів можуть бути встановлені після проведення комплексу дослідних робіт, об'єм яких в експлуатаційних і розвідувальних свердловинах різний.

При бурінні в продуктивних горизонтах експлуатаційних свердловин найчастіше обмежуються вивченням шламу і результатами деяких геофізичних досліджень в цілях визначення кута нахилу і азимута стовбура свердловини, потужності і інтервалу залягання продуктивного пласта, його пористості, проникності.

У розвідувальних свердловинах продуктивні горизонти вивчаються детальніше і тому комплекс досліджень збільшується. Розбурювання продуктивного горизонту в розвідувальних свердловинах проводиться тільки колонковими долотами, що дозволяє за зразками керна отримати повне уявлення про умови залягання пласта, його літологічні і фізичні характеристики.

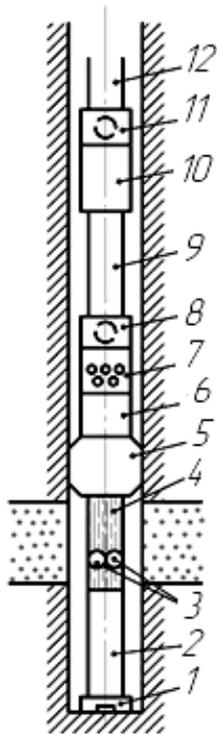


Рисунок 1.107 – Схема розташування у свердловині випробувача пластів

Після розбурювання продуктивного горизонту проводиться повний обсяг геофізичних досліджень в свердловині.

Проте геологічні і геофізичні методи дослідження продуктивних горизонтів не дозволяють визначити промислове значення експлуатаційних об'єктів, оскільки вони не дають повної інформації про нафтовіддачу (газоконденсатовіддачу) пласта і забезпечують тільки дані, необхідні для обґрунтованого вибору інтервалів, які підлягають випробуванню за допомогою спеціальних механізмів – випробувачів пластів.

Застосовуються випробувачі пластів різних конструкцій, але всі вони засновані на виклику притоку нафти з пласта під дією різкого перепаду тиску в системі пласт – бурильна колона.

На рис. 1.107 показана схема розташування в свердловині випробувача пластів (комплект випробувальних інструментів конструкції Грозненського і

Уфимського науково-дослідних інститутів), який спускається в свердловину на бурильній колоні.

Між заглушкою 1 і фільтром 4, усередині якого розміщені манометри 3, встановлюють бурильні труби 2. Довжина бурильних труб підбирається такою, щоб фільтр після спуску випробувача пласта в свердловину розташувався проти продуктивного пласта. Над фільтром встановлюють пакер 5, який складається з металевого остову і гумового елемента. Для створення надійного роз'єднування випробовуваного пласта пакер встановлюють напроти стійких порід. Вище пакера поміщається яс 6, нижній клапанний вузол 7 і спеціальний перехідник 8 з манометром. Яс дозволяє здійснювати у разі потреби розходження бурильної колоні для відриву пакера від породи. Над перехідником 8 встановлюють бурильні труби 9, верхній клапанний вузол 10 і другий перехідник 11 з манометром.

Виклик притоку рідини пласта здійснюється таким чином. В кінці спуску бурильної колоні, при досягненні заглушкою вибою свердловини, вагою труб створюють навантаження на випробувач. Під дією навантаження гумовий елемент пакера, зменшуючись по довжині, збільшується в діаметрі, притискається до стінки свердловини і ізолює розташований під пакером продуктивний пласт від решти частини свердловини.

В цей час відкривається впускний клапан нижнього клапанного вузла, створюється різкий перепад тиску в системі випробувач пластів – продуктивний пласт і рідина рухається з пласта крізь фільтр, отвір в пакері, нижній клапанний вузол, спеціальний перехідник, в порожні бурильні труби 9. Манометри у фільтрі і спеціальному перехіднику 8 фіксують різке зниження тиску у момент відкриття впускного клапана, а потім швидке зростання тиску в процесі заповнення порожніх бурильних труб 9.

Після відкриття впускного клапана в нижньому клапанному вузлі відкривається впускний клапан у верхньому клапанному вузлі, що призводить до швидкого відновлення тиску у випробувачі до величини пластового тиску. Потім пластова рідина починає поступати в бурильні труби 12, розташовані над випробувачем пластів.

Манометр в перехіднику 11 фіксує тиск, що створюється при русі рідини в бурильні труби, розташовані

вище.

Час відбору пластової рідини з пласта визначається інтенсивністю її притоку (від 20 хвилин до 2 годин і більше).

Після випробування пласта закривають запірний клапан у верхньому клапанному вузлі шляхом обертання бурильної колони (на 15...20 обертів). Приток рідини з пласта припиняється. Потім проводять натягування бурильної колони, в процесі якої впускні клапани закриваються, а зрівнювальний клапан, наявний в нижньому клапанному вузлі, відкривається. В результаті тиск над пакером і під пакером вирівнюється і бурильна колона з випробувачем пластів і пластовою рідиною піднімається із свердловини.

При розгвинчуванні свічок відбирають проби пластової рідини і відправляють в лабораторію на дослідження.

Після підйому випробувача пластів виймають діаграми із записом показів манометрів, які ретельно досліджуються для визначення фізичних параметрів продуктивного пласта.

1.9.3 Вибір конструкції вибійної частини свердловини

Вибір конструкції вибійної частини свердловини здійснюється до початку буріння свердловини залежно від її місця в покладі, літологічного і фізичного властивостей пласта, наявності в покрівлі і підшві пласта водоносних горизонтів і ряду інших чинників.

У практиці буріння найпоширеніші такі конструкції вибійної частини свердловини (рис. 1.108).

1. Свердловину бурять до покрівлі продуктивного пласта, спускають експлуатаційну колону і цементують її з підйомом цементного розчину крізь башмак. Потім розбурюють цементувальні пробки, упорне кільце і заглиблюють свердловину до підшви продуктивного пласта.

Якщо пласт складений стійкими породами і не містить прошарків глини, які обвалюються, то стовбур свердловини доцільно залишити відкритим (рис. 1.108, а).

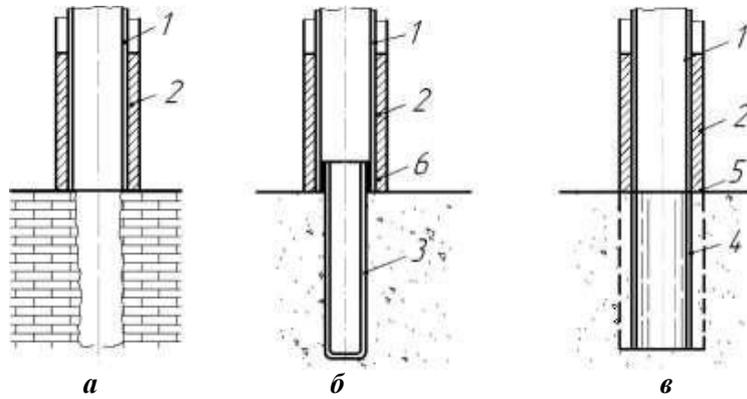


Рисунок 1.108 – Конструкція вибійної частини свердловини з відкритим вибоєм і з незацементованою експлуатаційною колоною:

- 1 – експлуатаційна колона; 2 – цементний розчин;
 3 – фільтр-хвостовик; 4 – фільтр – подовження експлуатаційної колони; 5 – місце установки манжет; 6 – сальник

Якщо пласт складений нестійкими породами, то для попередження попадання піску в експлуатаційну колону проти продуктивного пласта встановлюють фільтр. На рис. 1.108, б показано застосування фільтра – хвостовика з сальниковим закріпленням в нижній частині експлуатаційної колони. Іноді застосовують інший варіант установки фільтра, показаний на рис. 1.108, в. В цьому випадку продуктивний пласт розбурюється долотом такого ж діаметру, як і розташовані вище горизонти, спускається експлуатаційна колона з обладнанням внизу фільтром і цементується манжетним методом вище покрівлі пласта. В обох випадках можливе застосування щілиноподібних (рис. 1.108, б, в), металокерамічних, піщано-пластмасових або гравійних фільтрів. Описані конструкції вибійної частини свердловини застосовуються, коли відсутні водоносні горизонти в пласті, в його покрівлі і підшві.

2. Свердловину бурять трохи нижче за підшову продуктивного пласта, спускають експлуатаційну колону, цементують її одно- або двоступінчастим способом. Після тужавіння цементного розчину проти продуктивного пласта перфорують стінку колони і цементне кільце для сполучення експлуатаційної колони з пластом (рис. 1.109, а). Іноді в цілях запобігання попадання піску в експлуатаційну колону встановлюють фільтр (рис. 1.109, б).

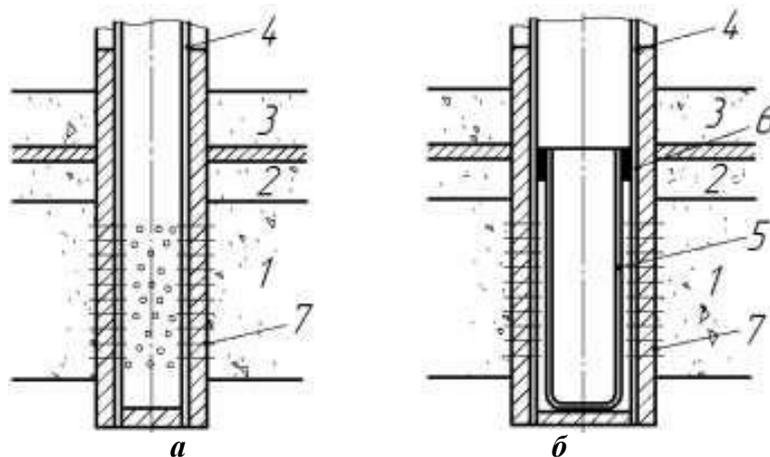


Рисунок 1.109 – Конструкція вибійної частини свердловини із зацементованою експлуатаційною колоною:

- 1 – нафтоносний пласт; 2 – газonosний пласт; 3 – водоносний пласт; 4 – експлуатаційна колона; 5 – фільтр-хвостовик; 6 – пакер; 7 – перфоровані отвори

Наведена конструкція вибійної частини свердловини застосовується, коли нафтоносні піски перешаровуються з глинами і водоносними горизонтами, а також коли в покрівлі і підшві продуктивного горизонту є водоносні пласти. Така конструкція найпоширеніша у вітчизняній і зарубіжній практиці буріння, хоча і має істотні вади: погіршення колекторних властивостей пласта, у зв'язку з негативною дією на нього цементного розчину, зменшення площі живлення пласта тощо. Поширена ця конструкція вибійної зони тому, що в практиці буріння частіше трапляються неоднорідні пласти з водоносними горизонтами, що підстиляють і покривають їх.

1.9.4 Обладнання устя свердловини

Обладнання устя свердловини призначене для обв'язки опущених у свердловину обсадних колон, контролю за станом міжтрубного простору, керування свердловиною при виникненні ускладнень буріння з продувкою вибою газоподібними агентами або аерованими розчинами.

Обладнання устя складається з колонної головки,

превенторної установки, зливної воронки з жолобом.

За допомогою обладнання устя свердловини забезпечується:

- герметизація свердловини при спущеній або відсутній в ній колоні труб;
- циркуляція промивного агента за прямою (або) зворотною схемами;
- підтримання надлишкового тиску на усті в умовах рівноваги вибійного і пластового тисків;
- перерізування спущеної у свердловину колони труб та підвищування на усті частини, залишеної у свердловині;
- спорожнювання свердловини з регульованою витратою потоку на виході.

Основні вимоги до обладнання устя:

- колонні головки і превентори повинні мати мінімальну висоту;
- приєднувальні розміри фланців колонних головок та превенторів мають бути узгодженими з врахуванням послідовного встановлення на усті секцій колонних головок і противикидного обладнання (ПВО);
- прохідні отвори фланців мають забезпечувати підвищування опущеної обсадної колони на клинову підвіску без демонтажу ПВО;
- мають бути узгоджені характеристики обладнання обсадних колон, на які воно встановлюється.

Колонні головки призначені для обв'язки обсадних колон, з метою підвіски, герметизації затрубного простору колонами, контролю тиску в ньому.

На рис. 1.110 показана схема колонної головки муфтового типу (ГКМ) для обв'язування двох обсадних колон.

Колонна головка складається з корпусу 4, нагвинченого на направлення 8, муфти 1, яка з'єднується з верхнім кінцем експлуатаційної колони 9. Контрольний відвід 7 з вентилям 6 служить для відведення газу із затрубного простору.

Колонні головки типу ГКМ для обв'язки трьох та більше обсадних колон мають відповідно більшу кількість проміжних секцій.

Зовнішній вигляд колонних головок одно-, дво- і триколонної конструкції свердловини показаний на рис. 1.111.

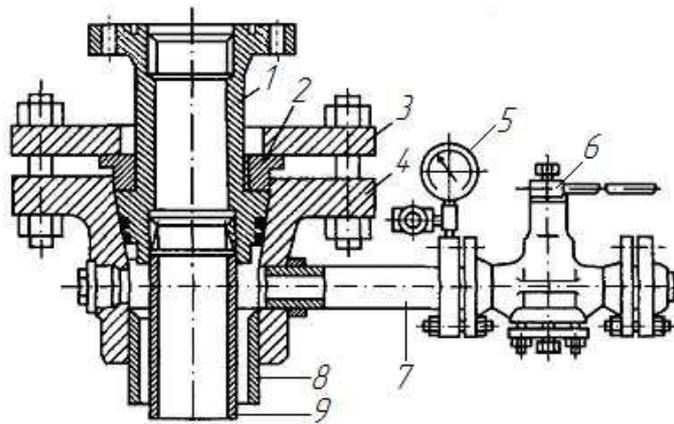


Рисунок 1.110 – Схема колонної головки муфтового типу для об'язування двох обсадних колон:

1 – муфта; 2 – втулка; 3 – фланець; 4 – корпус; 5 – манометр;
6 – вентиль; 7 – контрольний відвід; 8 – напрямлення;
9 – експлуатаційна колона

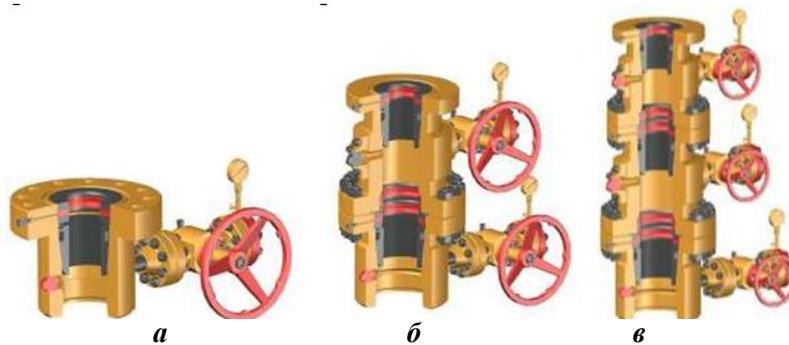


Рисунок 1.111 – Колонні головки:

а – модель КГ 1; б – модель КГ 2; в – модель КГ 3

На рис. 1.112 показано загальний вигляд обладнання об'язки обсадних колон різних діаметрів виробництва ВАТ “Конотопський арматурний завод”.

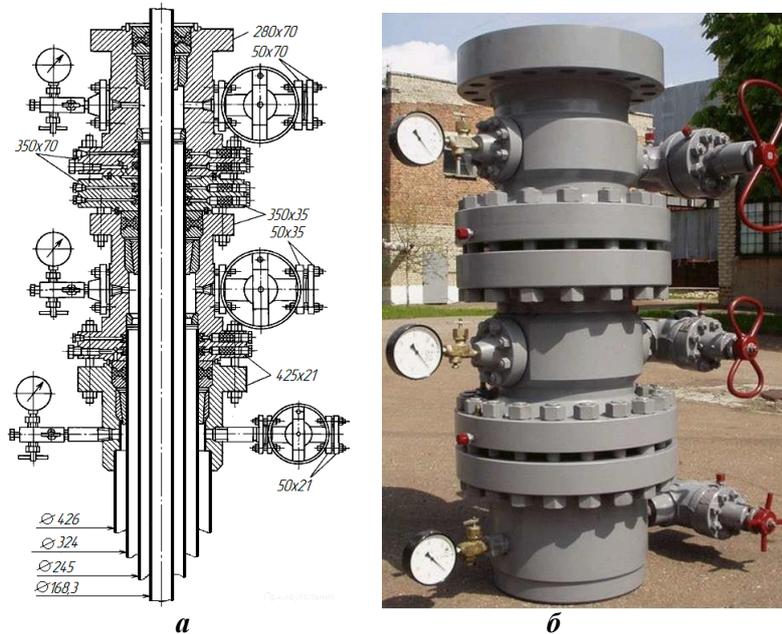


Рисунок 1.112 – Обладнання обв’язки обсадних колон:
 а – схема обладнання типу ОКК3-70-168х245х324х426 на 70 МПа (корозійностійкого виконання); б – зовнішній вигляд обладнання виробництва ВАТ “Конотопський арматурний завод”

Противикидне обладнання (рис. 1.113) призначене для герметизації устя нафтових і газових свердловин в процесі їх будівництва і ремонту, для безпечного проведення робіт, попередження викидів і відкритих фонтанів, охорони надр і довкілля.

Комплекс противикидного обладнання забезпечує проведення таких робіт:

- герметизацію свердловини без тиску і під тиском;
- спуск-підйом колони бурильних труб при герметизованому усті, забезпечуючи протягування замкових з’єднань, розходжування колони труб, підвішування колони труб на плашки і утримування її в свердловині плашками при викиді;
- циркуляцію бурового розчину і його дегазацію із створенням регульованого протитиску на вибій;
- оперативне керування гідроприводними складальними частинами обладнання.

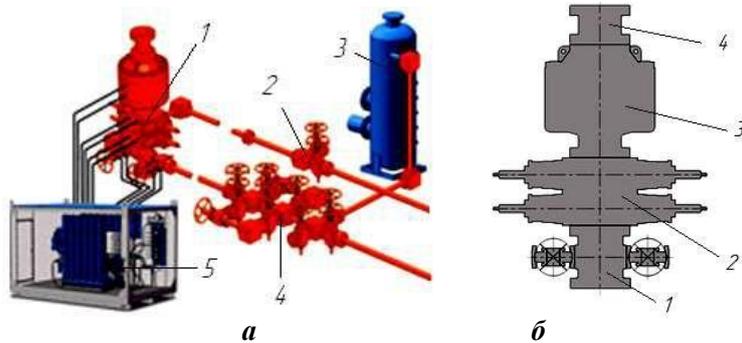


Рисунок 1.113 – Противикидне обладнання:
 а – комплекс обладнання: 1 – стовбурова частина; 2 – блок глушіння; 3 – газосепаратор; 4 – блок дроселювання; 5 – станція гідрокерування; б – стовбурова частина: 1 – устьова хрестовина з відводами під маніфольд; 2 – здвоєний плашковий превентор; 3 – гідравлічний кільцевий превентор; 4 – адаптерна котушка

Основні частини противикидного обладнання:

1. Стовбурова частина, яка містить:
 - устьову хрестовину з відводами під маніфольд;
 - здвоєний плашковий превентор (гідравлічний, гідравлічний з можливістю налаштування на ручний привод);
 - гідравлічний кільцевий превентор (обертвий або необертвий);
 - адаптерну котушку;
2. Маніфольд, який містить:
 - дві устьові засувки з ручним або гідравлічним приводом;
 - дистанційні труби;
 - блок глушіння;
 - блок дроселювання;
 - блок-бокс для розташування блоків глушіння і дроселювання;
 - сепаратор бурового розчину;
 - викидні труби.
3. Станція гідрокерування превенторами і гідрокерованими засувками.

Плашкові превентори з гідроприводом (ППГ). Плашкові превентори гідравлічні призначені для

герметизації устя в процесі будівництва, освоєння і ремонту свердловин (рис. 1.114).

Конструктивними особливостями плашкових превенторів є безфланцеве їх виконання. До умовного проходу 280 мм включно превентори мають моноблочний кований корпус з легованої високоміцної термозміцненої сталі.

Здвоєні превентори з умовним проходом більшим 280 мм складаються з двох окремих превенторів без використання міжпревенторної катушки.

Корпуси виготовлені з легованої високоміцної термічно зміцненої сталі.

Превентори плашкові з ручним керуванням призначені для герметизації устя в процесі ремонту свердловин.

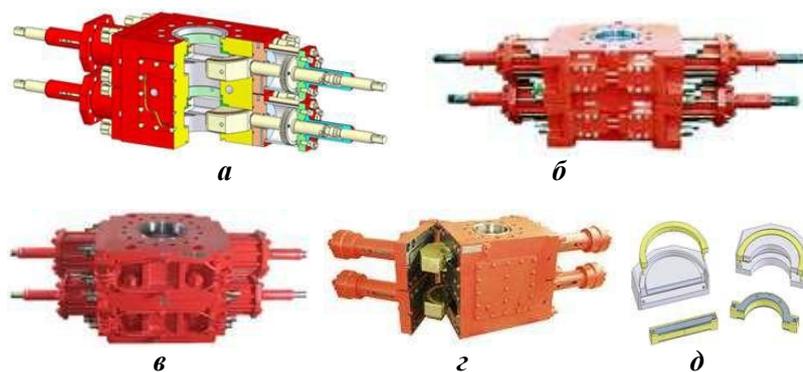


Рисунок 1.114 – Плашкові превентори:

а – схема превентора; б – превентор з кованим корпусом;
в – превентор з литим корпусом; г – превентор з ручним керуванням; д – плашки і ущільнювачі плашок

Кільцеві (універсальні) превентори (ПУГ)

Превентори кільцеві (рис. 1.115) призначені для герметизації устя в процесі будівництва, освоєння і ремонту свердловин навколо будь-якої частини бурильної колони, а також повного перекриття устя свердловини при відсутності в ній інструменту.

Такі превентори дозволяють проводити протягування колони труб із замками.

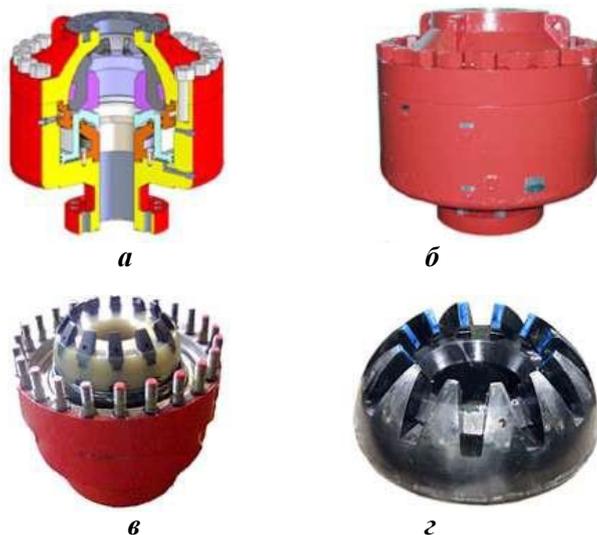


Рисунок 1.115 – Превентор кільцевий:
 а – схема превентора; б – превентор кільцевий гідравлічний;
 в – превентор кільцевий обертовий; г – ущільнювач кільцевого превентора

Конструктивними особливостями кільцевих превенторів є:

- литі корпуси з високоміцної легованої термозміцненої сталі;
- кулястий ущільнювач армований сталевими вставками;
- шпилькове закріплення кришки до корпусу превентора забезпечує простоту заміни ущільнювача в польових умовах;
- компенсатор – пневмогідроаккумулятор, який входить у склад станції гідрокерування;
- ущільнюючі кільця із еластомерів на основі спеціального полімеру забезпечують тривалу роботу;
- камера обігріву робочої зони ущільнювача. (обігрів здійснюється транзитною подачею газоподібного або рідкого теплоносія (розігріта олива від станції гідрокерування з модулем обігріву).

Ущільнювачі призначені для використання в складі кільцевих (універсальних) превенторів. Кулясті ущільнювачі, порівнюючи з конічними, мають менше зношування

при протягуванні колони труб із замками і забезпечують гарантоване закриття при відсутності колони труб.

Маніфольд противикидного обладнання (рис. 1.116) призначений для керування свердловиною в процесі ліквідації нафтогазопроявлень.



**Рисунок 1.116 –
Маніфольд
на рамі і в блок-боксі:
а – блок глушіння на рамі;
б – блок дроселювання на
рамі; в – блоки глушіння і
дроселювання в утепленому
блок-боксі**

Конструктивні особливості:

- блочна конструкція з розташуванням блоків глушіння і дроселювання на окремих рамах;
- вхідні фланці блоків глушіння і дроселювання містять компенсатори, які мають можливість обертання навколо поздовжньої осі для полегшення монтажу;
- для районів з низькими температурними режимами експлуатації блоки глушіння і дроселювання виготовляються в утеплених блок-боксах, які мають паровий обігрів і освітлення.

Станції гідроприводу (рис. 1.117). Призначені для дистанційного керування гідроприводними складовими частинами противикидного обладнання та обігріву превенторів робочою рідиною в холодну пору року в процесі будівництва і капітального ремонту нафтових і газових свердловин.

Конструктивні особливості:

- станції монтується на відкритому жорсткому каркасі або в утепленому блок-боксі на санях;
- використання пневмогідроакумуляторів поршневого типу значно підвищує надійність станції;
- безпечна експлуатація станції гарантується системою керування з автоматизованими пристроями підтримання заданих режимів роботи, сигналізації і блокування: давачем рівня оливи, давачем температури оливи в баку, тиску в гідросистемі, аварійної світлової і звукової сигналізації, системою автоматичного вмикання і вимикання модуля обігріву;
- функція обігріву превенторів із системою автоматичного підтримування температури теплоносія і його примусовою циркуляцією камерою обігріву превенторів;
- функція обігріву блок-бокса;
- гідророзподільвачі основного і виносного пульта з плоскими золотниками забезпечують високу надійність в роботі;
- підключення споживачів і виносного пульта рукавами високого тиску із швидкокорознімними з'єднаннями.

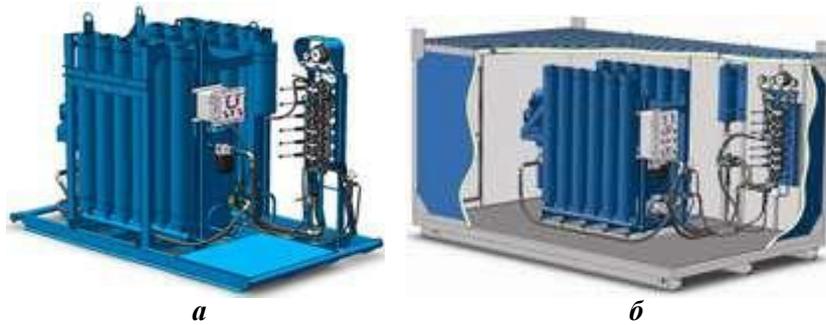


Рисунок 1.117 – Станції гідроприводу:
 а – станція гідроприводу у відкритому виконанні; б – станція
 гідроприводу в блок-боксі
 (використовується при бурінні свердловин);



Рисунок 1.118 – Модуль обігріву противикидного обладнання

Модуль обігріву противикидного обладнання (рис. 1.118) призначений для обігріву превенторів в холодну пору року. Може використовуватися з будь-якими превенторами, які мають камеру обігріву.

Конструктивні особливості:

- модуль обігріву становить закритий і утеплений електрогідролічний агрегат, який підігріває оливу з власного бака і за допомогою насоса забезпечує її циркуляцію теплообмінними порожнинами превенторів;

- модуль працює в автоматичному режимі, підтримуючи задану температуру теплоносія.

1.9.5 Випробування колони на герметичність

Після цементувальних робіт і промивання свердловини водою або глинистим розчином приступають до випробування обсадної колони на герметичність одним з двох способів – опресуванням водою або зниженням рівня рідини. В експлуатаційних свердловинах експлуатаційну колону випробовують на герметичність опресуванням, а в розвідувальних – застосовують обидва способи. При випробуванні опресуванням устя свердловини обладнується опресувальною головкою і манометром. Наповнюють свердловину водою і створюють плавно тиск за допомогою бурового насоса або насоса цементувального агрегата. При цьому тиск на усті свердловини повинен на 20 % перевищувати максимальний очікуваний тиск, але має бути не меншим 8...10 МПа (для колон 168...140 мм). Якщо через 30 хв. тиск в колоні не знизиться більше ніж на 0,5 МПа, то колону вважають герметичною. Можливе також опресування окремих ділянок колони за допомогою пакера.

При випробуванні колони на герметичність способом зниження рівня за допомогою компресора і відкачування рідини домагаються, щоб стовп рідини, який залишається в свердловині, був на висоті на 20 % меншій від стовпа при виклику припливу в процесі випробування. У свердловинах, пробурених глинистим розчином густиною меншою від 1,4 г/см³, перевірка на герметичність полягає в заміні цього розчину на воду. При цьому, якщо протягом години не було переливу або виділення газу, то вважають колону герметичною.

Але практика показує, що успішне опресування лише на внутрішній тиск не гарантує герметичності колони, тому що таке опресування не завжди виявляє дефекти. Отже перед перфорацією необхідним є і зовнішнє опресування, тобто – заміна в колоні бурового розчину на воду і подальше зниження рівня.

При незадовільних результатах випробування повторюють, і якщо виявиться, що колона негерметична, то обстежують стан колони і розпочинають ремонтні роботи.

Після випробування, на колону встановлюють засувку на випадок фонтанування свердловини під час перфорації колони (на рівні продуктивних горизонтів). Відтак обладнують устя під експлуатацію відповідно категорії

свердловини. Наприклад, для експлуатації зануреними насосами, встановлюють одну колонну головку або трубний п'єдестал, а для фонтанного способу експлуатації – фонтанну арматуру із системою викидів і маніфольдів. До фонтанної арматури мають бути приєднані лінії для глушіння свердловини крізь трубний і затрубний простір.

В газових і газоконденсатних свердловинах, а також в нафтових свердловинах з високим вмістом газу (більше 200 м³/т), інших свердловинах з очікуваним надлишковим тиском на усті більше 10 МПа, близька до устя частина колони разом з колонною головкою після опресування водою додатково опресовується інертним газом (азотом) згідно з проектом.

Випробування колони на герметичність оформляються спеціальним актом.

1.9.6 Сполучення експлуатаційної колони з пластом

При застосуванні конструкції вибійної частини свердловини із зацементованою експлуатаційною колоною, сполучення експлуатаційної колони з пластом (вторинне розкриття пласта) здійснюють за допомогою перфорації – створення каналів в обсадній колоні, цементному камені і ділянці гірської породи, забрудненої частками бурового розчину в процесі буріння свердловини, з метою забезпечення гідродинамічного зв'язку продуктивного пласта із свердловиною. Вторинне розкриття пласта є однією з найважливіших операцій, що впливає на подальшу ефективну експлуатацію нафтогазових свердловин. Залежно від поставленої задачі, а також свердловинних умов і характеристики пласта-колектора можуть застосовуватися кумулятивна, свердлильна, гідромеханічна, пластична та інші види перфорації.

Частина робіт з вторинного розкриття нафтогазоносних пластів в наш час здійснюється за допомогою кумулятивної перфорації – прострілу отворів в колоні, цементному кільці і в породі пласта за допомогою спеціальних апаратів – **перфораторів**. Після освоєння свердловини нафта, газ чи газоконденсат поступають з пласта в експлуатаційну колону крізь ці отвори. Діаметр і

число отворів на 1 м (густина перфорації) розраховується так, щоб приток флюїду з пласта був максимальним.

Перфорація за допомогою каротажного кабелю.

Спуск на каротажному кабелі є основним методом доставки перфораційних систем у свердловину до інтервалу розкриття. Основна перевага цього методу є значна економія часу на виконання СПО. При цьому застосовують як безкорпусні так і корпусні перфоратори.

До основних переваг **безкорпусних** перфораторів (рис. 1.119) можна віднести їх невеликі розміри і гнучкість, що дозволяє проводити спуск у свердловини малого діаметра і крізь звужені ділянки обсадних колон і насосно-компресорних труб (НКТ), їх високу продуктивність, яка обумовлена невеликою масою конструкції і можливістю складання перфораторів великої довжини.



Рисунок 1.119 – Безкорпусні кумулятивні перфоратори:

а – тип ЗПРК-42 С; б – тип ЗПКС-80 Н-ГП; в – кумулятивні заряди; г – вигляд мішені після відстрілу заряду (діаметр отвору 17,8 мм)

Основними недоліками безкорпусних перфораторів є мала довжина пробитих каналів, обумовлена малою масою кумулятивних зарядів, а також труднощі спуску в обважнених розчинах.

Корпусні перфоратори відрізняються тим, що

кумулятивні заряди і засоби підривання ізольовані від зовнішнього середовища міцним сталевим корпусом. Завдяки цьому мінімізується можливість пошкодження обсадної колони і цементного каменю при проведенні робіт, не засмічуються свердловини продуктами вибуху і осколками зарядів. Високоміцний корпус перфоратора дозволяє проводити перфорацію продуктивних пластів на великих глибинах, а велика маса полегшує спуск у свердловини з розчинами великої густини. Корпусні перфоратори поділяються на два види – одноразового та багаторазового використання (рис. 1.120, а, б).

До перфораторів багаторазового використання належать перфоратори типу ПК-105 (рис. 1.120, а). Корпус цього перфоратора має вікна, які герметизуються сталевими пробками і гумовими ущільнювачами. Можливість неодноразового використання корпуса перфоратора здешевлює виконання робіт, а наявність більш тонкої, порівнюючи з самим корпусом, сталеві пробки, позначається на збільшенні довжини каналу в породі. До недоліків цього перфоратора необхідно віднести більш високий, ніж в перфораторів одноразового використання, фугасний вплив на кріплення свердловини і обмеження по довжині – 3 метри.

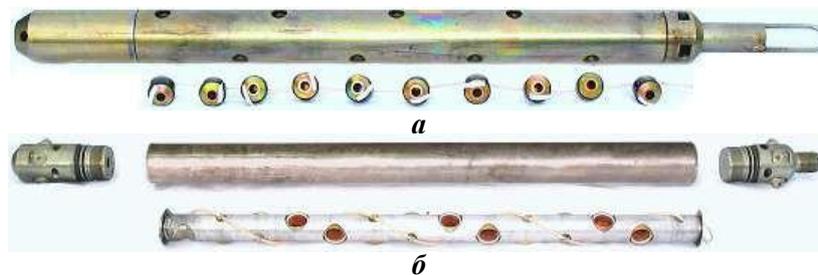


Рисунок 1.120 – Корпусні кумулятивні перфоратори:

а – багаторазового використання типу ПК-105;

б – одноразового використання типу ПКО-102

Основна відмінність перфоратора одноразового використання в тому, що корпус перфоратора виконаний із суцільної сталеві труби, а кумулятивні заряди монтується на каркаси з різною фазовою орієнтацією. Крім зниженої фугасності, перфоратори одноразового використання більш прості при заряджанні, мають високу щільність установки

кумулятивних зарядів і здатні витримувати високий гідростатичний тиск. До такого типу також відносяться модульні перфоратори. Їх головна особливість в тому, що секції перфоратора представляють собою модулі, заряджені в заводських умовах. Система передачі детонації між модулями дозволяє проводити швидке складання гірлянди перфоратора. При цьому максимальна довжина складання перфораторів, що спускаються на каротажному кабелі, може досягати 300 м.

Перфорація в складних умовах вторинного розкриття, які, зазвичай, виражаються в безпосередній близькості до інтервалу перфорації зони водонафтового або газонафтового контактів, а також у тому випадку, коли з якихось причин, якість цементного каменю не дозволяє провести кумулятивну перфорацію, що володіє фугасним впливом і, як наслідок, загрозою порушення цілісності цементного каменю і виникнення заколонних перетоків з вищих або нижчих пластів. Для перфорації таких об'єктів застосовуються свердлильні або гідромеханічні перфоратори.



а

б

Рисунок 1.121 – Перфоратор свердлильний ПС-112/70:

а – схема; б – загальний вигляд

Свердлильна перфорація призначена для створення перфораційних каналів, отворів в обсадних трубах, кільцевому цементному камені і породі. Основною перевагою свердлильної перфорації є мінімальний вплив при проведенні вторинного розкриття на обсадні колони і цементний камінь, так як створення перфораційних каналів відбувається в режимі безударної дії, не деформуючи і не руйнуючи обсадні труби, без тріщиноутворення в цементному кільці і погіршення фільтраційних характеристик гірських порід у вибійній зоні пласта. Спосіб забезпечує отримання отворів великого діаметру з чистою кромкою. Крім того дозволяє створювати отвори при проведенні ремонтних робіт у стінках свердловини багатоколонної конструкції, вибірково розкривати пласти перемережовані проникними і ущільненими породами, а також розкривати малопотужні нафтові пласти.

На рис. 1.121 показано перфоратор свердлильний ПС-112/70, який може з каротажною лабораторією і підйомником застосовуватися в свердловинах, пробурених долотом діаметром 190...215,9 мм і обсаджених трубами діаметром 146...168 мм. При експлуатації до глибини 4200 м – оснащений трижильним кабелем, а до 5400 м – семижильним кабелем. До недоліків цих перфораторів відносяться великі витрати часу на свердління каналів і мала глибина перфораційних каналів (не більше 90 мм), що не завжди може забезпечити якісний гідрозв'язок свердловини з пластом і, як наслідок, мають місце значні гідродинамічні втрати у вибійній зоні пласта.

Гідромеханічна перфорація є перспективним напрямом вторинного розкриття пластів, що має ряд переваг перед іншими методами. До переваг можна віднести більш високу гідродинамічну досконалість за якістю розкриття пласта, завдяки перфорації обсадної колони протяжною щілиною і включення в роботу всіх флюїдопровідних каналів пласта, велику питому площу розтину (перевищує площу розтину кумулятивною перфорацією більше, ніж у два рази), великий радіус проникнення і відсутність фугасного впливу на експлуатаційну колону під час перфорації.

За допомогою гідромеханічного перфоратора можна селективно розкривати продуктивні перемережовані тонкі пропластки, не порушуючи перемичку між ними.

На рис. 1.122 показано гідромеханічний щілинний перфоратор типу ПЩ-6-146 призначений для перфорації свердловин обсаджених колоною діаметром 146 мм.

Перфоратор дозволяє:

- провести заміну свердловинної рідини до і після перфорації;
- створити поздовжні щілини довжиною 2...4 м і шириною 7...9 мм накатним диском на 16...20 мм за межі обсадної колони;
- розмивати цементний камінь і гірську породу крізь гідромоніторну насадку і готову щілину на глибину 150...200 мм;
- при розташуванні колони в колоні розкривати внутрішню колону, не ушкоджуючи зовнішню;
- виконувати операції з розкриття пластів без різких ударних навантажень на цементний камінь і вибійну зону пласта, які можуть призвести до утворення вертикальних техногенних тріщин і, як наслідок, до швидкого обводнення свердловин в водонафтових зонах.



Рисунок 1.122 – Гідромеханічний щілинний перфоратор ПЩ-6-146:
1 – накатувальний диск; 2 – опорні ролики; 3 – гідромоніторна насадка;
4 – підпружинений поршень-штовхач; 5 – з'єднувальна муфта

Гідромеханічний перфоратор з ножами-пробійниками представляє трансформатор тиску, який має гідравлічний зв'язок з корпусами. У корпусах перпендикулярно до поздовжньої осі розташовані ножі-пробійники. Кількість ножів – до 4 шт. Розташування ножів-пробійників може бути довільним. При створенні достатнього тиску у внутрішній порожнині перфоратора ножі-пробійники

виходять з корпусів і прорізають отвір в обсадній колоні і цементному камені шириною 20 мм, висотою 50 мм, глибиною 50 мм (рис. 1.123). Перевагою такого перфоратора є відносна простота і мінімальний негативний вплив на кріплення свердловини. До недоліків слід віднести відносно невисоку стійкість ножів-пробійників: 15...40 прорізів до заміни (що обумовлено податливістю колони і пов'язаними з цим вимогами до матеріалів, з яких виготовляються ножі), а також малу глибину проникнення в пласт. Вирішити проблему створенням надійної і простої конструкції з гідромоніторною насадкою з використанням тисків у 30...40 МПа при теперішніх розмірах обсадних колон досить складно.



а



б

Рисунок 1.123 – Пробиті щілини ножами-пробійниками гідромеханічного перфоратора:

а – односторонній пробій; б – двосторонній пробій

Перфорація за допомогою насосно-компресорних труб. Перфоратори, які спускаються на НКТ, дозволяють здійснювати розкриття в похилих пластах або сильно викривлених свердловинах, в яких неможливо зробити спуск перфоратора на кабелі. Довжина перфораційного вузла, при спуску його на НКТ практично необмежена, що дозволяє розкривати пласт великої протяжності, а також кілька роз'єднаних пластів, що лежать на значній відстані один від одного.

Останнім часом почали широко застосовувати новий метод – **гідропіскоструминну перфорацію**. При такому методі, в НКТ, спущені в експлуатаційну колону, під великим тиском нагнітають рідину з піском. На кінці труб встановлюється струминний апарат (рис. 1.124), з сопла якого з великою швидкістю виходить рідина з піском. Ця суміш викликає швидке абразивне руйнування обсадної колони, цементного кільця і породи.

При гідропіскоструминній перфорації обсадна колона і цементне кільце не тріскаються. Крім того, цей метод

дозволяє регулювати глибину і діаметр отворів.

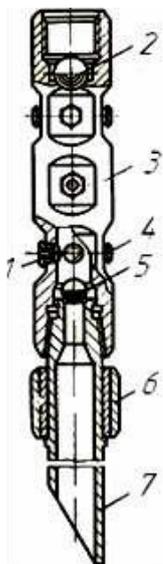


Рисунок 1.124 – Апарат для піскоструминної перфорації АП-6М:
1 – вузол насадки; 2 – кулька пресувального клапана; 3 – корпус; 4 – заглушка; 5 – кулька клапана; 6 – центратор; 7 – хвостовик

Піщанорідинна суміш закачується в НКТ насосними агрегатами високого тиску, змонтованими на шасі автомобілів, піднімається з свердловини на поверхню по кільцевому простору. Це відносно новий метод розкриття пласта. Сфера і масштаби застосування гідропіскоструминного методу перфорації свердловин постійно розширюються, і крім розкриття пласта він знайшов застосування при капітальних ремонтах, вирізці колон і в поєднанні з іншими методами впливу.

Створення отворів в колоні, цементному камені і каналу в породі відбувається завдяки надання піщанорідинній суміші дуже великої швидкості, що сягає декількох сотень метрів на секунду. Перепад тиску при цьому становить 15...30 МПа. У породі вимивається каверна грушоподібної форми, зверненої вузьким конусом до перфораційного отвору в колоні. Розміри каверни залежать від міцності гірських порід, тривалості впливу та потужності піщанорідинного струменя. При стендових випробуваннях були отримані канали до 0,5 м.

Інноваційною технологією є продуктивна комплексна гідромеханічна щілинна перфорація з використанням хімічної дії на пласт (пластична перфорація з

використанням НКТ, рис. 1.125).

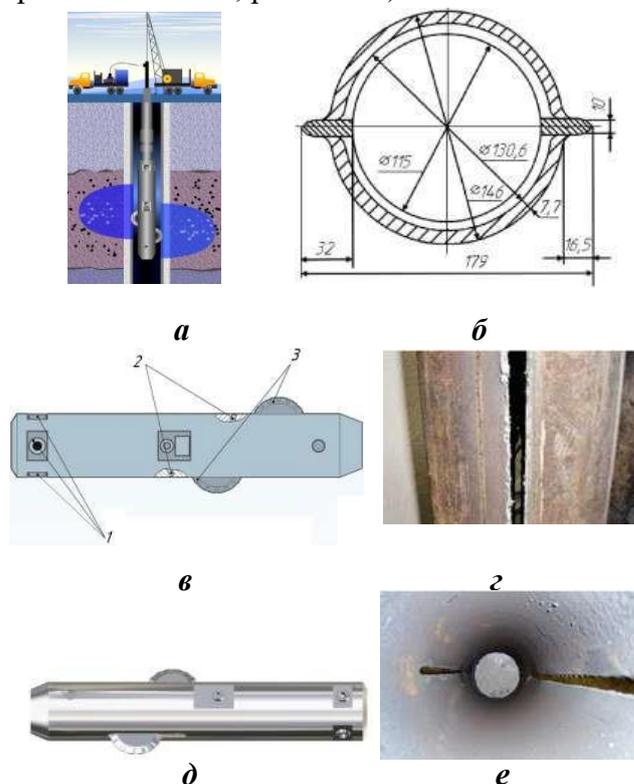


Рисунок 1.125 – Комплексна пластикна перфорація:
 а – схема комплексної перфорації; б – розташування пластикного перфоратора в експлуатаційній колоні; в, д – схема перфоратора і його 3D-модель; 1 – додаткові отвори для циркуляції технологічних рідин; 2 – гідромоніторні форсунки; 3 – різальні диски; г, е – обсадна труба, розрізана щілинним перфоратором

Технологія заснована на принципі пластикної деформації металу і не має ударної дії на експлуатаційну колону свердловин. Загальна площа розтину складає $0,024 \text{ м}^2$ на один погонний метр. Це рівнозначно площі розтину 34-ма кумулятивними зарядами з діаметром прохідного отвору 30 мм.

Щілини не змикаються завдяки рівномірному розвантаженню металу. Сумарна потужність розтину за

один спуск – до 50 метрів.

При пластичній перфорації використовують перфратор – прилад циліндричної форми оснащений двома дисками-фрезами, що формують поздовжні щілини в експлуатаційній колоні, двома гідромоніторними форсунками, розташованими в одній площині з дисками-фрезами (див. рис. 126, в). Рідина, що подається з форсунок розмиває гірську породу в інтервалі оброблення, очищає вибійну зону пласта від бруду. У перфраторі є технологічні отвори, що дозволяють проводити закачування хімічних речовин в пласт і освоєння свердловин. Технологія високоефективна перед операціями гідророзриву пласта. На рис. 1.126 показані етапи пластичної перфорації, а на рис. 1.127 – випробування перфратора перед спуском у свердловину.

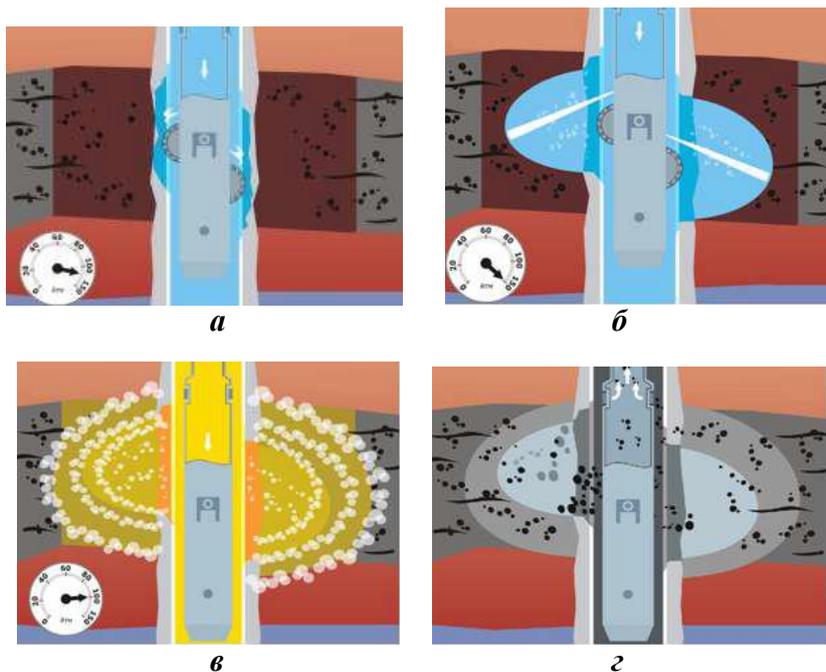


Рисунок 1.126 – Етапи пластичної перфорації:
а – розтин колони і початок намівання каверни; б – намівання каверни; в – хімічне оброблення; г – освоєння



Рисунок 1.127 – Випробування перфоратора перед спуском у свердловину

Глибока перфорація. Технологія глибокої перфорації продуктивного інтервалу при закінченні будівництва свердловин, або її капітальному ремонті, здійснюється за допомогою перфобура. Технологія передбачає видалення частини обсадної колони (на першому етапі впровадження), розширення основного стовбура, закачування ізолюючих гелеутворюючих речовин, створення цементної пробки, розбурювання в ній допоміжного стовбура і буріння в ньому спіралеподібних каналів (діаметром 50 мм) глибиною від 5 до 40 метрів (рис. 1.128), з використанням спеціальних рідин і спеціальних компоновань перфобура для орієнтованого буріння.

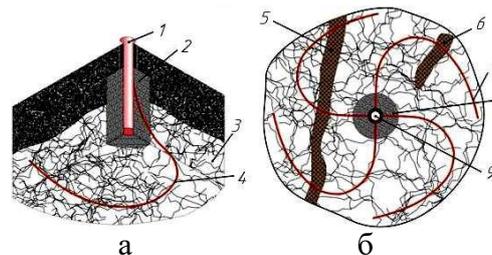


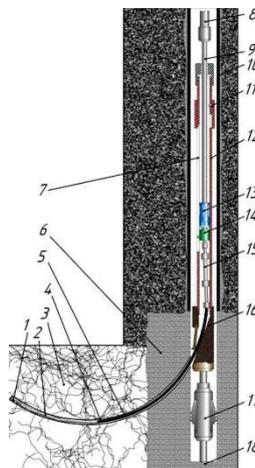
Рисунок 1.128 – Глибока перфорація продуктивного інтервалу:
 а – тривимірна схема розташування перфораційного каналу;
 1 – свердловина; 2 – цементна пробка; 3 – продуктивний пласт;
 4 – перфораційний канал; б – радіальна проекція перфораційних каналів одного ярусу; 5 – продуктивна неоднорідність; 6 – лінза;
 7 – проекція перфораційного каналу; 8 – цементна пробка;
 9 – стовбур свердловини

Перфобури виконані в одно-, дво- або багатосекційному варіантах. Вони складаються з наступних основних вузлів (рис. 1.128): труби-штовхача діаметром 50 мм, з'єднаної зверху з переливним клапаном, а внизу – з розміщеними в трубному корпусі поворотним вузлом і напрямним перехідником, пов'язаним за допомогою гідроштовхача і гнучкої труби з криволінійним спеціальним двосекційним гвинтовим двигуном Д-42 (або Д-43) і долотом типу PDC. Знизу до трубного корпусу під'єднані відхилювач і якір, який працює з опорою на вибій (або важкий низ).

Відомі способи забезпечують глибину каналів: при свердлильній перфорації 90...120 мм; при кумулятивній і гідропіскоструминній перфорації 400...600 мм, а пропонуванім перфобуром – від 5000 до 40000 мм. Так як технологія дозволяє створювати перфораційні канали в 20...30 разів більшої довжини, ніж будь-який з теперішніх методів, то, природно, збільшується і площа поверхні зони фільтрації, що підвищує середньодобовий дебіт.

Рисунок 1.128 – Схема перфобура ПБ50-10-140:

- 1 – долото з генератором хвиль;
- 2 – двигун гвинтовий 2Д-42;
- 3 – продуктивний пласт;
- 4 – перфораційний канал; 5 – гнучка труба;
- 6 – цементна пробка;
- 7 – напрямний паз; 8 – колона НКТ;
- 9 – труба-штовхач; 10 – обсадна колона;
- 11 – штифт поворотного вузла;
- 12 – корпус трубний;
- 13 – поворотний вузол;
- 14 – напрямний перехідник;
- 15 – гідроштовхач гнучкої труби;
- 16 – відхилювач; 17 – якір;
- 18 – вибій



1.9.7 Виклик припливу нафти, газу або газоконденсату з пласта

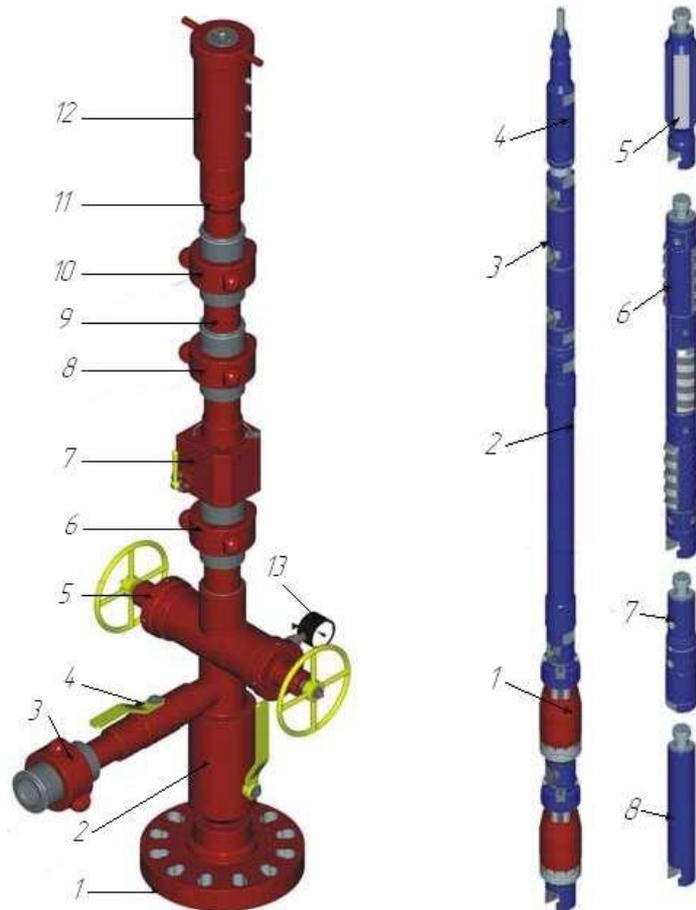
Після завершення робіт з сполучення експлуатаційної колони з пластом приступають до виклику притоку флюїду з пласта.

Виклик притоку – це технологічний процес зниження

протитиску на вибої свердловини, ліквідації репресії на пласт і створення депресії, під дією якої починається рух флюїду з пласта у свердловину. Існує декілька методів виклику припливу флюїду з пласта, суть яких зводиться до зниження протитиску на пласт, тобто до проведення певних заходів, в результаті яких гідростатичний тиск в свердловині стає меншим від пластового тиску. Зменшити тиск стовпа рідини на пласт можна або зниженням густини рідини в експлуатаційній колоні, або пониженням рівня рідини в колоні. У першому випадку в експлуатаційну колоду спускають фонтанні труби, які залишаються в ній і при експлуатації свердловини. У простір між фонтанними трубами і експлуатаційною колоною нагнітають воду, яка витісняє в фонтанні труби важкий глинистий розчин. При великому тиску пласта свердловина починає фонтанувати і при неповній заміні глинистого розчину водою.

Якщо заміна глинистого розчину водою не дає ефекту, то воду замінюють нафтою. Якщо і це не допомагає, то в затрубний простір одночасно нагнітають нафту (або воду) і газ (або повітря). В процесі нагнітання суміші поступово збільшують кількість газу (повітря), яке нагнітається, після чого повністю переходять на нагнітання газу (повітря). Так здійснюють плавне (у цьому перевага способу) зниження тиску на вибій, що сприяє поступовому збільшенню притоку флюїду з пласта в свердловину. Описаний метод виклику притоку флюїду придатний, якщо продуктивні пласти мають нестійкі породи. У тому випадку, коли продуктивні пласти складені стійкими породами, застосовують **компресорний метод освоєння свердловини.**

При компресорному методі у затрубний простір нагнітають газ (або повітря), яке витісняє промивну рідину у фонтанні труби. При цьому відбувається різке падіння тиску в свердловині, що для стійких порід продуктивного горизонту цілком безпечно. Для виклику притоку флюїду шляхом зниження рівня промивної рідини в експлуатаційній колоні використовують також **метод свабування** (поршнювання). Комплекс наземного і свердловинного обладнання для свабування свердловин показано на рис. 1.130.



а

б

Рисунок 1.130 – Комплекс обладнання для свабування свердловин:

а – наземне обладнання: 1 – фланець труботримач;
 2 – затвор кульовий; 3, 6, 8, 10 – швидкознімне з'єднання;
 4 – кран кульовий; 5 – превентор; 7 – пастка свабу;
 9 – лубрикатор; 11 – пристрій автоматичного від'єднання сальникового очищувача від лубрикатора; 12 – очищувач каната; 13 – манометр; б – свердловинне обладнання: 1 – сваб;
 2 – ударник свабу; 3 – штанга; 4 – вузол закріплення каната;
 5 – шаблон; 6 – скрепер; 7 – виймач сваба; 8 – штанга вантажна

При такому методі у фонтанні труби за допомогою каната спускають поршень (сваб) з довгим патрубком над ним. У верхній частині патрубок має зворотний клапан. При русі поршня вниз рідина заходить в патрубок, припіднімає клапан і перетікає в фонтанні труби. При підйомі поршня клапан закривається і рідина витісняється з фонтанних труб. Багатократний хід поршня призводить до зниження рівня рідини в експлуатаційній колоні і зменшення тиску на продуктивний пласт. Після припливу флюїду з пласта свердловину досліджують, встановлюють норму видобування і здають її в експлуатацію.

Гідродинамічні дослідження свердловин і **освоєння пластів за допомогою струминних насосів**. Виклик припливу компресорним методом або свабуванням ефективний для високо проникних пластів, коли після створення депресії свердловина легко переходить у фонтанування. При роботі з низько- і середньопроникними колекторами фонтан отримати складно. Тому гідродинамічні дослідження в таких свердловинах доводиться проводити методом запису кривої припливу, але властивості пласта при цьому визначаються дуже приблизно.

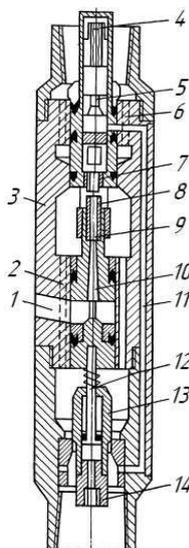


Рисунок 1.131 – Пристрій для випробування пластів на базі струминного насоса:

- 1 – вікна для виходу змішаної рідини у затрубний простір; 2 – канали для проходження ежекторної рідини; 3 – корпус;
- 4 – приєднувальна головка; 5 – перетворювач тиску; 6 – канали для нагнітання робочої рідини;
- 7 – твердосплавна насадка; 8 – струминний апарат; 9 – камера змішування; 10 – дифузор;
- 11 – канал для передачі тиску із підпакерного простору до перетворювача тиску в електричний струм; 12 – шток; 13 – зворотний клапан;
- 14 – втулка

Коллективом авторів ІФНТУНГ, під керівництвом професора Р. С. Яремійчука, розроблені і широко

використовуються пристрої для створення миттєвих депресій і репресій при випробуванні пластів на базі струминних апаратів (рис. 1.131).

Пристрій складається з корпусу 3, зворотного клапана 13 і струминного апарата 8. Корпус містить канали 6 для нагнітання робочої рідини, канали 2 для проходження ежекторної рідини, вікна 1 для виходу змішаної рідини в затрубний простір, і канали 11 для передачі тиску із підпакерного простору до перетворювача тиску в електричний струм. Верхня і нижня частина корпусу містять нарізь для під'єднання до НКТ. Струминний апарат містить приєднувальну головку 4, перетворювач тиску мембранний тензометричного типу 5, твердосплавну насадку 7, камеру змішування 9, дифузор 10, зворотний клапан 13 зі штоком 12, втулку 14 для під'єднання вимірювальних приладів (зануреного манометра, термометра і витратоміра). Приєднувальна головка забезпечує роз'ємний електричний контакт.

При проходженні робочої рідини крізь струминний апарат в камері змішування понижується тиск, внаслідок чого зворотний клапан відкривається, і депресія передається в підпакерну зону. Величина депресії і час її дії залежать від витрати робочої рідини, прокачуваної крізь струминний апарат. Параметром контролю є тиск насоса агрегата. Припинення подачі робочої рідини веде до зрівноваження тиску в камері змішування і всередині НКТ, зворотний клапан при цьому закривається, і в підпакерному просторі відбувається процес відновлення тиску. Цикл може повторюватися багатократно з різними величинами депресії і при різній тривалості періодів припливу і відновлення тиску. Реєстрацію тиску ведуть в каротажній лабораторії.

Компанією "Сибгеопроект" розроблена комплексна технологія, яка представляє сучасні технологічні процеси для випробування пластів у розвідувальних і будь-яких інших свердловинах (нафтових, водонафтових, газоконденсатних, непереливних, фонтануючих тощо). Запропоновані схеми і конструкції вибійного обладнання (рис. 1.132) дозволяють проводити комплекс технологічних операцій з випробування свердловин з мінімальним обсягом

СПО, без залучення компресора і свабу а саме:

- виклик припливу створенням депресії будь-якої величини;

- очищення вибійної зони пласта від продуктів проникнення бурових і цементних розчинів віброхвильовими технологіями;

- інтенсифікацію притоку комплексними хіміковібраційно-імпульсними технологіями.

Існуюча тепер практика спільної експлуатації двох і більше пластів, не задовольняє користувачів надр. Однією з причин є неможливість чіткого розмежування видобутку флюїду з пластів і відсутність контролю за станом видобутку запасів. Рис. 1.132, а ілюструє компоновку вибійного обладнання на базі струминного насоса для геофізичних і гідродинамічних досліджень багатопластових свердловин.

На рис. 1.132, б представлений варіант компоновки з корпусним кумулятивним перфоратором. Така технологія дозволяє за один спуск підземної компоновки провести весь цикл випробування пласта. При цьому можливо розкривати пласт перфорацією при пониженому вибійному тиску, і значно зменшується трудомісткість.

Технологія освоєння і дослідження низькопроникних пластів насосно-вібраційним обладнанням представлена на рис. 1.132, в. Ефективний вплив на пласт, збільшення фазової проникності відбувається завдяки попередньому вібраційному впливу на привибійну зону пласта, в декількох точках без закачування рідини в пласт. При циркуляції в свердловині води, обробленої ПАР, досягається активний вплив на весь інтервал перфорації, в пласті відбувається зрушення застійних ділянок флюїдів, їх рухливість, ослаблення зв'язків флюїду та забруднюючих частинок зі скелетом колектора. Далі нагнітаються хімічні речовини (кислоти, взаємні розчинники, та їх комбінації) крізь вібратор в пласт з установкою пакера над інтервалом перфорації, що дозволяє впливати на застійні зони і утворювати нові канали фільтрації. Установка пакера дозволяє використовувати легкі рідини.

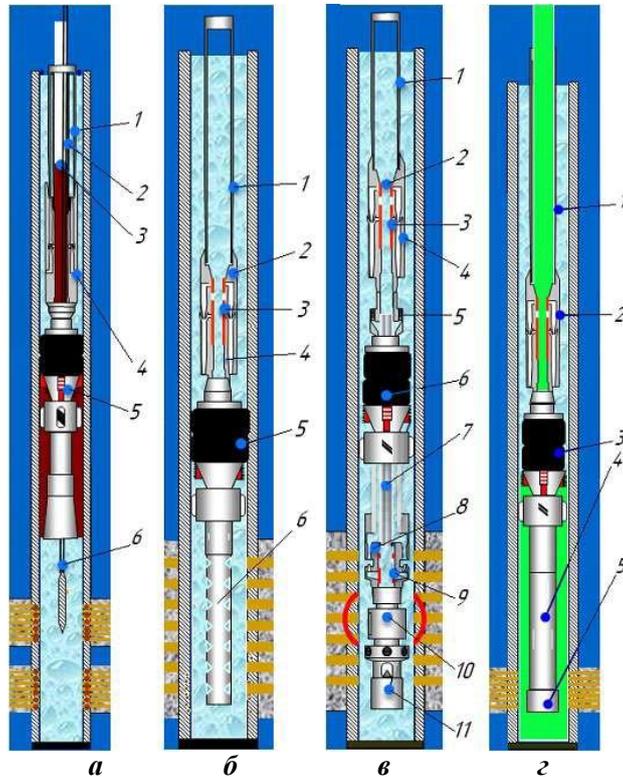


Рисунок 1.132 – Схеми дослідження і освоєння пластів з використанням струминних насосів:
 а – геофізичні дослідження багатопластових свердловин: 1 – 101,6 мм НКТ; 2 – 60,3 мм НКТ; 3 – динамічний рівень; 4 – струминний насос; 5 – пакер; 6 – геофізичний прилад; б – випробування і перфорація за один спуск компоновки: 1 – 73 мм НКТ; 2 – струминний насос; 3 – втулка-клапан у відкритому стані; 4 – клапанний шпindel з автономним манометром; 5 – пакер; 6 – кумулятивний перфоратор; в – дослідження і освоєння свердловини насосно-вібраційним снарядом: 1 – 73 мм НКТ; 2 – клапанний шпindel з автономним манометром; 3 – втулка-клапан у відкритому стані; 4 – струминний насос надпакерний; 5 – зворотний клапан; 6 – пакер; 7 – внутрішній ліфт; 8 – струминний насос підпакерний; 9 – втулка-клапан у закритому стані; 10 – гідровібратор; 11 – контейнер з автономними манометрами; г – інтенсифікація припливу фізико-хімічним методом: 1 – 73 мм НКТ; 2 – струминний насос; 3 – пакер; 4 – фільтр з автономним манометром; 5 – заглушка

Після закінчення обробки привибійної зони пласта активною рідиною проводиться заміна вибійного обладнання на компоновання, що містить фільтр з електронним манометром, пакер, встановлений безпосередньо над інтервалом перфорації і струминний насос. Струминний насос створює високі керовані депресії на пласт, і ефективно відсмоктує продукти реакції з привибійної зони. На рис. 1.132, г представлена схема інтенсифікації припливу фізико-хімічними методами. Технологія дозволяє провести відновлення природної проникності в привибійній зоні свердловини, погіршеної через неякісне розкриття, тривалу роботу свердловини тощо.

2 ВИДОБУВАННЯ НАФТИ, ГАЗУ І ГАЗОКОНДЕНСАТУ

2.1 ФІЗИЧНІ ОСНОВИ РУХУ РІДИН І ГАЗІВ У ПОРИСТОМУ СЕРЕДОВИЩІ

2.1.1 Пластова енергія і сили, які діють у нафтових, газових і газоконденсатних покладах

Будь-який нафтовий, газовий або газоконденсатний поклад має потенційну енергію, кількість якої визначається пластовим тиском і загальним об'ємом всієї системи – нафтового, газового або газоконденсатного покладу і навколишньої водної зони.

Чим більші маси води оточують продуктивний поклад і чим більший пластовий тиск, тим більший запас природної енергії має поклад. Ще до розкриття пласта свердловинами рідина і газ перебувають в ньому без руху в статичному стані і розташовуються по вертикалі відповідно до своєї густини. Після розкриття пласта свердловинами і створення на вибої свердловин тиску, меншого, ніж в пласті, рівновага в ньому порушується: рідина, газ і газоконденсат починають просуватися до зон із зниженим тиском, тобто до вибоїв свердловин. Енергія пласта витрачається на переміщення і на подолання опорів, що виникають при русі флюїду в пористому середовищі. У міру витрачання енергії пластовий тиск в більшості випадків знижується.

Таким чином, флюїд в пластах перебуває під дією сил, сукупність яких зумовлює його рух при розробленні, а також зумовлює характер і інтенсивність цього руху.

Сили, що діють в пласті, можна розділити на дві групи: сили руху і сили опору, які утримують флюїд і протидіють руху.

До сил, які зумовлюють рух флюїду і води в пластах, відносяться:

- зумовлені напором контурних вод пластів;
- які виявляються внаслідок пружності водонапірних систем пластів, тобто пружності рідини і самих порід пластів;
- зумовлені напором вільного газу, в підвищеній

частині пласта (газовій шапці);

- зумовлені розширенням стисненого газу, розчиненого в нафті;

- тяжіння флюїду.

До сил опору руху флюїду в пласті відносяться:

- внутрішнє тертя рідини і газу, пов'язане з подоланням їх в'язкості;

- тертя флюїду в стінках пористих каналів породи;

- міжфазного тертя при відносному русі флюїду в пласті;

- капілярні і молекулярно-поверхневі, які утримують флюїд в пласті завдяки зчепленню його з поверхнями пористих каналів.

Гідравлічний опір руху флюїду в пласті залежить, перш за все, від його в'язкості і швидкості. Чим більша в'язкість і швидкість потоку, тим більші сили опору.

Опір тертю при проходженні флюїду крізь породу залежить від розмірів пор і каналів в породі, а також від ступеня однорідності перерізу і шорсткості стінок пор. Сили опору при русі флюїду крізь пісок тим більші, чим менший діаметр зерен і менший переріз каналів в породі пласта. В результаті міжфазного тертя ці сили виникають при відносному русі компонентів, викликані різницею їх в'язкості.

У дрібних порах велике значення мають капілярні сили, які утримують рідину і протидіють рушійним силам пласта, які хочуть її витіснити.

Вибіркове змочування нафтою, конденсатом і водою піщинок пласта має істотне значення, що визначає величину нафтогазоконденсатовіддачі пласта.

2.1.2 Режими дренавання нафтових, газових і газоконденсатних покладів

Наявність тих або інших видів енергії пласта і характер їх поведінки в процесі розробки продуктивного покладу визначають **режим дренавання покладу** (частіше його називають режим покладу). Прийнято давати назву режиму за переважаючою в розглядуваний період часу головною рушійною силою.

Велика частина нафтових покладів здатна так званим

водонапірним режимом рухати нафту в пласті до свердловин наступаючою крайовою (контурною) водою. В ідеальному випадку при такому режимі нафтовий поклад постійно поповнюється водою з поверхневих джерел, в кількостях, рівних або дещо менших кількості відібраної з покладу нафти. Джерелами живлення такої водонапірної системи можуть бути атмосферні опади, різні водоймища, льодовикові води тощо.

У міру видобування нафти з покладу, звільнений в ньому пористий простір заповнюватиметься наступаючою крайовою водою і водонафтовий контакт (границя нафти з водою) безперервно пересуватиметься у напрямку до свердловини. Якщо кількість води, яка поступає в пласт з поверхні буде дорівнювати кількості видобутої зі свердловини нафти, продуктивність свердловини і тиск в пласті залишатимуться в процесі експлуатації сталими. Якщо ж з пласта більше видобуватиметься нафти, ніж поступатиме в нього рідини, то тиск в пласті і дебіт свердловини поступово знижуватимуться. Це також спостерігається, коли нафтовий поклад не має сполучення з денною поверхнею і тому не отримує поповнення енергії ззовні.

При водонапірному режимі експлуатація покладу припиняється, коли наступаюча контурна вода досягає свердловин, і замість нафти з пласта видобуватиметься тільки вода. Проте повне витіснення нафти водою, ніколи не відбувається. Річ у тому, що нафта і вода рухаються в пористому пласті одночасно. В процесі заміщення нафти водою, яка має меншу в'язкість, неминуче випереджатиме нафту. У міру експлуатації кількість води в загальному об'ємі пластової рідини постійно збільшуватиметься. Нафта вже не витіснитиметься з пор, а швидше буде захоплюватися струменем води. Чим більша в'язкість нафти, тим на більшу відстань від початкового водонафтового контакту може розповсюджуватися процес паралельного руху води і нафти при поступовому зростанні вмісту води в потоці. І навіть в тому випадку, якщо зі свердловини видобуватиметься чиста вода, в порах породи все ж таки залишиться якась кількість нафти.

Показником ефективності розробки нафтового покладу служить так званий **коефіцієнт нафтовіддачі** – відношення кількості видобутої з покладу нафти до

початкових її запасів. Практикою встановлено, що коефіцієнт нафтовіддачі для покладів нафти з водонапірним режимом може бути рівним 0,5...0,8, тобто з покладу можливо видобувати 50...80 % загальної кількості нафти, яка була в ньому до початку експлуатації. При великих розмірах системи, яка живить нафтовий поклад водою, навіть у випадку, якщо ця система не сполучається з поверхнею землі, в початковий період експлуатації енергія пласта проявляється у вигляді пружного розширення пластової рідини і породи при зниженні тиску в пласті. Об'єм води при зниженні тиску на 1 МПа збільшується в границях 1/2000...1/2500 від початкового об'єму. Об'єм нафти при зниженні тиску на 1 МПа залежно від газонасиченості збільшується від 1/70 до 1/1400 від початкового об'єму, а об'єм породи при зміні тиску на 1 МПа – від 1/10000 до 1/50000 своєї величини.

Із зниженням тиску в покладі вода і нафта розширюються в об'ємі, а пористі канали звужуються, вода в пласті займає місце нафти, яка витісняється з свердловини. Попри те, що пружне розширення водонапірної системи пласта при зниженні тиску в пласті дуже мале, все ж таки це явище відіграє велику роль при експлуатації нафтових покладів, оскільки тут в процесі беруть участь колосальні об'єми води, які оточують і підпирають нафтовий поклад. В деяких випадках внаслідок пружної енергії з пласта можна видобувати значну кількість нафти.

Режим роботи нафтового пласта, при якому основною рушійною силою є пружне розширення породи і рідин, які містяться в ньому, називається **пружно-водонапірним (пружним) режимом**.

У покладі нафти з пружним режимом активного просування контурних вод з повним заміщенням пор, які звільнилися від нафти, не спостерігається, пластовий тиск швидко падає і з часом режим роботи покладу може перейти в газовий. У таких покладах застосовують штучні заходи щодо підтримування пластового тиску шляхом нагнітання в пласт води.

Разом з напором пластових вод і силами пружності пластових водонапірних систем всі нафтові і газові поклади мають певний запас енергії газу, який є в пласті у вільному стані у вигляді газової шапки, або ж в розчиненому стані в

нафті. У нафтових покладах з газовою шапкою великого об'єму діють сили, зумовлені напором і розширенням стисненого газу. Тиск газу в газовій шапці передається на дзеркало газонафтового контакту, а відтак, і на весь об'єм нафти в покладі. При відборі нафти з покладу пластовий тиск знижується, газова шапка розширюється і, подібно до поршня, витісняє нафту в нижню частину покладу.

Режим роботи пласта, при якому переважаючим видом енергії є енергія вільного газу в газовій шапці, називається **газонапірним**.

Процес витіснення нафти газом аналогічний процесу витіснення нафти водою з тією тільки відмінністю, що вода витісняє нафту в підвищені частини покладу, а газ, навпаки – в понижені.

Об'єм газу під тиском в газовій шапці завжди надто менший об'єму водонапірної системи, яка оточує нафтовий поклад, тому запас енергії тут завжди обмежений. Крім того, в'язкість газу досить мала порівнюючи з в'язкістю нафти, і в процесі витіснення нафти і розширення газу в газовій шапці він прориватиметься до свердловин, розташованих недалеко від газонафтового контакту. Прорив же газу в свердловини сприятиме марній витраті газової енергії при одночасному зменшенні притоку нафти.

Для збільшення коефіцієнта нафтовіддачі покладу з газонапірним режимом в підвищену її частину треба нагнітати з поверхні газ, що дозволить підтримувати, а іноді відновити енергію пласта.

Газовий режим (режим розчиненого газу) характерний для покладів з пологим падінням пластів за відсутності вільного газу і без напору крайової води.

Високий темп відбору рідини, навіть за наявності в покладі крайових вод або газової шапки, також сприяє прояву газового режиму, оскільки в цьому випадку вода або газ не встигають зайняти частину звільненого нафтою об'єму, і вже не мають тієї активної напірної сили для витіснення нафти до свердловин.

Основною рушійною силою при газовому режимі, як вже йшлося, є газ, розчинений в нафті або розсіяний у вигляді найдрібніших бульбашок в пласті разом з нафтою. Із зниженням тиску в пласті газ починає виділятися з нафти, окремі бульбашки його розширюються в об'ємі і виштовхують нафту з пористого простору в зони зниженого

тиску, тобто до вибою експлуатаційних свердловин.

Такий процес витиснення нафти за відсутності інших сил, що діють в пласті, характеризується дуже малою ефективністю з таких причин:

- кількість газу в пласті, розчиненого в нафті, обмежена;

- при зниженні тиску в покладі великі кількості газу вхолосту прориваються до свердловин, не проводячи корисної роботи проштовхування нафти. Це пояснюється тим, що в'язкість газу набагато нижча за в'язкість нафти і бульбашки газу в своєму русі до вибою свердловин обганяють крапельки нафти.

Ефективність витрачання пластової енергії при газових режимах характеризується **газовим чинником** – кількістю газу, приведеного до нормальних умов, який приходить на 1 т видобутої нафти.

В процесі експлуатації нафтового покладу, який характеризується режимом розчиненого газу, спостерігається безперервне зниження пластового тиску і збільшення газового чинника, що вказує на неекономічне витрачання пластової енергії. Коефіцієнти нафтовіддачі при такому режимі найнижчі і, як показують експериментальні дані, становлять 0,5...0,30.

Для поповнення пластової енергії в нафтових покладах, які розробляються на режимі розчиненого газу, необхідно застосовувати методи штучного підтримування пластового тиску шляхом нагнітання в поклад води або газу.

Ще одне джерело пластової енергії – це сила тяжіння. Всі породи, які містять нафту, залягають під деяким кутом до горизонтальної площі. Тому нафта в них, під дією сили тяжіння прагне переміститися вниз. Чим більший кут нахилу пласта, тим більшу енергію сили тяжіння має нафта. Енергія напору, яка виникає завдяки дії сили тяжіння, є іноді єдиним видом енергії, яка просуває нафту до вибою нафтових свердловин. Режим дренажування таких покладів називається **гравітаційним**.

Енергія сили тяжіння має практичне значення на пізній стадії розробки нафтових покладів закритого типу, коли енергія пружності газу вже витрачена і припинилося просування контурних вод.

Нафтовий поклад зрідка розробляється на якому-

небудь одному режимі за весь період його експлуатації. Так, наприклад, поклади з водонапірним режимом, які розробляються за допомогою тільки природної енергії пласта, при високому відбиранні можуть перейти на режим розчиненого газу.

У деяких покладах різні їх ділянки можуть експлуатуватися на різних режимах: наприклад, нафта в крайові свердловини може витіснятися за рахунок напору контурних вод, а внутрішні ділянки пласта можуть дренуватися за рахунок енергії газової шапки або виснаження енергії розчиненого в нафті газу.

Газові та газоконденсатні поклади можуть експлуатуватися при водонапірному, газовому і змішаному режимах.

2.1.3 Приплив флюїду до свердловин

Процес руху флюїду в пористому середовищі називається фільтрацією. Така назва цьому процесу дана тому, що, на відміну від руху трубами, в пористому середовищі флюїд переміщається не суцільним потоком, а окремими дрібними цівками, які багато раз змінюють свій напрям, фільтруючись крізь канали, утворені частинками породи.

Фільтрація флюїду в пласті можлива тільки при перепаді тиску в різних ділянках пласта. Цей процес проходить від ділянок з підвищеним тиском до зон з меншим тиском – вибою свердловин, які експлуатуються. На рідину і газ в пласті діє певний тиск – **пластовий тиск** – це тиск, виміряний в закритій свердловині за відсутності відбору з неї флюїду.

Встановлений при цьому рівень рідини в свердловині, називається **статичним рівнем**. Відстань до рівня вимірюється зверху від устя свердловини, а висота стовпа рідини від вибою до статичного рівня $H_{ст}$.

$$H_{ст} = H - h, \quad (2.1)$$

де H – глибина свердловини;

h – висота стовпа рідини.

Якщо пластовий тиск перевищує тиск стовпа рідини, яка заповнює свердловину, то при відкритому усті зі свердловини рідина переливатиметься. За показами

манометра, встановленого на усті, при закритій свердловині, визначають різницю між пластовим тиском і тиском вище стовпа рідини, яка заповнює свердловину.

При експлуатації свердловини тиск на вибої (вибійний тиск) стає нижчим від пластового тиску і в свердловині, (у її затрубному просторі), встановлюється новий рівень рідини, що називається **динамічним**. Природно, що динамічний рівень завжди нижчий від статичного.

Кількість нафти, яка поступає до вибою свердловини, залежить від проникності порід пласта, в'язкості нафти і перепаду тиску або різниці між пластовим і вибійним тиском. Найкраще простежується залежність між кількістю видобутої нафти (дебітом свердловини) і перепадом тиску. Ця залежність у певних границях дебіту близька до лінійної, тобто із збільшенням перепаду на одиницю тиску отримують приблизно той самий приріст дебіту свердловини. Рівняння припливу нафти в свердловину при цьому має вигляд

$$Q = K(p_{пл} - p_{виб}) = K\Delta p, \quad (2.2)$$

де Q – дебіт нафти, т/добу;

K – коефіцієнт продуктивності, чисельно дорівнює приросту дебіту свердловини на одиницю зниження вибійного тиску (враховується, що пластовий тиск величина стала); $p_{пл} = \text{const}$; $p_{пл}$ і $p_{виб}$ – пластовий і вибійний тиск.

Якщо відомі коефіцієнт продуктивності і пластовий тиск, можна визначити дебіт свердловини, задаючись величиною зниження вибійного тиску.

Коефіцієнт продуктивності визначають за даними спеціальних дослідних робіт, техніка проведення яких різна і залежить від способу експлуатації свердловини. Суть дослідження свердловини на приток полягає в таких операціях. Заміряють дебіт свердловини, експлуатованої на якомусь певному режимі, і одночасно заміряють вибійний тиск. Потім змінюють режим роботи свердловини і знов одночасно заміряють її дебіт і вибійний тиск. За даними замірів встановлюють залежність дебіту свердловини від вибійного тиску. Якщо відомі дебіт рідини і відповідні їм перепади тиску (депресії), можна побудувати криву залежності притоку рідини від депресії, яка називається **індикаторною лінією**. Для цього будують графік, на якому на вертикальній осі відкладають величини перепадів тиску,

а на горизонтальній – величину дебіту. На цьому графіку кожній величині перепаду тиску відповідає певний дебіт рідини. За формою індикаторні лінії можуть бути не тільки прямими, але і випуклими до осі дебіту (крива 2 на рис. 2.1).

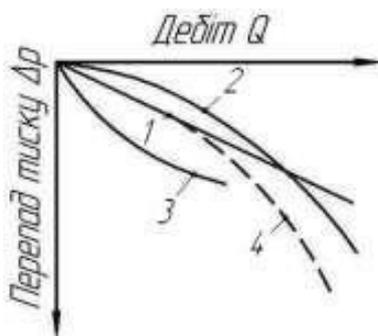


Рисунок 2.1 – Індикаторні лінії залежності дебіту від перепаду тиску:

1, 4 – прямолінійно-криволінійна; 2 – випукла до осі дебіту;
3 – увігнута до осі дебіту

Випуклими індикаторні криві отримують, коли разом з нафтою з пласта видобувається газ, а також при великих перепадах тиску. Максимальний дебіт свердловини можливий при $p_{\text{виб}} = 0$, його називають **потенційним дебітом**

Відбір рідини зі свердловини, рівний потенційному дебіту, практично неможливий, оскільки при будь-яких способах експлуатації у свердловині зберігається якийсь стовп рідини, що чинить тиск на вибір. При дослідженні свердловини дебіт рідини (нафти, води) заміряють на поверхні за допомогою витратомірів різної конструкції або об'ємним методом – за приростом об'єму за одиницю часу. Дебіт газу визначають газовими лічильниками – витратомірами. Пластовий і вибірний тиск заміряють глибинними манометрами, що спускають в свердловину на високоміцному сталевому дроті. Глибинні манометри випускають для різних границь вимірювання, причому найвища границя для окремих типів їх дорівнює 100 МПа. Максимальна вимірювана температура від 100 до 160 °С. Габаритні розміри манометрів: довжина – до 1800 мм, діаметр 25, 32 і 36 мм. Для спуску в свердловину манометрів і інших приладів застосовують механізовані

лебідки, змонтовані на автомобілях високої прохідності, гусеничних тракторах або плаваючих гусеничних транспортерах. За допомогою таких механізованих лебідок можна спускати прилади на глибину до 6000 м.

2.2 РОЗРОБКА ПОКЛАДІВ

2.2.1 Системи розробки

Розробка нафтового, газового, газоконденсатного, сланцевого, гідратного покладу – це комплекс заходів, спрямованих на видобування з покладу на поверхню нафти, газу, конденсату при певному порядку розміщення свердловин на площі, черговості їх буріння і введення в експлуатацію, встановлення і підтримування режиму їх роботи і регулювання балансу пластової енергії.

Більшість нафтових і газових родовищ світу складаються з декількох покладів або пластів, розташованих один поверх іншого. У таких багатопластових покладах кожен експлуатаційний об'єкт (поклад, пласт) **розробляється самостійно**, причому черговість введення того або іншого об'єкту визначається, згідно з техніко-економічними міркуваннями.

Іноді однією мережею свердловин **спільно розробляються** декілька об'єктів. Так розробляються поклади, в яких експлуатаційні об'єкти розташовані недалеко один від одного, геологофізичні властивості пластів (склад порід, проникність, пластовий тиск, розміри покладів, режими дренавання) і якісні характеристики нафти приблизно однакові.

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

Високопродуктивні пласти одного і того ж покладу – в основному об'єкти самостійної розробки. Кожен такий пласт розробляється своєю мережею розміщення

свердловин, які можна бурити як одночасно, так і послідовно. При застосуванні такої системи розбурювання багатопластового покладу забезпечується швидке зростання видобутку флюїду. Проте при цьому витрачається велика кількість металу і засобів, оскільки свердловини буряться на одній площі. При цьому використовують декілька мереж розміщення свердловин.

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

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

У всіх випадках порядок розбурювання і розробки багатопластових покладів обґрунтовується техніко-економічними показниками з врахуванням можливості і необхідності зростання видобутку нафти або газу і з врахуванням витрат матеріально-технічних засобів, потрібних на виконання того або іншого варіанту розробки окремих пластів покладу.

Тепер при розробці багатопластових покладів в більшості випадків застосовується комбінована система. При такій системі в розрізі покладу вибирається не один опорний горизонт, а два або навіть три, кожен з яких розбурюється самостійною мережею свердловин. Проміжні горизонти з меншою насиченістю нафтою або газом і меншою продуктивністю розробляються після виснаження опорних горизонтів.

Основними елементами в системі розробки кожного нафтового або газового покладу є схема розміщення на площі експлуатаційних і допоміжних свердловин і їх кількість.

При розробці нафтових покладів з нерухомим контуром нафтоносності (поклади, ізольовані від напору вод, масивні "водоплавні" поклади з напором підшовних вод) свердловини розміщують рівномірно суцільною

мережею (квадратною або трикутною) по всій площі, тобто по кутах квадратів або рівносторонніх трикутників, на які розбивається вся площа покладу.

На нафтових покладах з напірним режимом свердловини розміщують паралельно контурам: при газонапірному режимі – паралельно контуру газонасиченості, при водонапірному – паралельно контуру водоносності.

Відстань між свердловинами, а також між рядами свердловин у всіх випадках вибирають залежно від геологічних і технічних умов (проникність порід, в'язкість нафти тощо) і економічних міркувань.

Від прийнятої сітки розміщення свердловин на площі, яка розробляється, і числа свердловин за інших рівних умов залежить темп відбору нафти з покладу і термін його розробки. Оптимальну відстань між свердловинами визначають за допомогою гідродинамічних розрахунків на підставі даних про геологічну будову покладу, в'язкість нафти, вміст газу, режим розробки покладу. При цьому враховується застосування методів штучної дії на пласти.

Нафтові поклади експлуатуються, в основному, із застосуванням методів штучної дії на пласти (законтурного або внутрішньоконтурного заводнення); розрідженими сітками свердловин.

Важливим чинником, що характеризує раціональність системи розробки нафтового покладу, є темп відбору нафти (сумарний видобуток нафти з пластів за певний проміжок часу). При заданому числі свердловин, середній дебіт їх і поточний видобуток можуть бути різними залежно від встановленого режиму експлуатації свердловин.

Отже, система розробки кожного нафтового покладу може бути різною як за мережею розміщення свердловин, порядку і темпу розбурювання площі, так і за темпами відбору. Якщо врахувати, що в природі трапляються різні поклади нафти за розмірами і потужністю, глибиною залягання, геологічними і фізичними властивостями порід і характеристикою нафти, вмістом в пласті газу і води, то загальних рекомендацій для вибору системи розробки дати важко. До кожного покладу має застосовуватись індивідуальний підхід з тим, щоб розробка його була раціональною і ефективною при дотриманні правил охорони надр.

Під раціональною системою розробки нафтових

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

Проектування системи розробки нафтового покладу полягає в підборі такого варіанту, який задовольняв би пред'явленим вище вимогам.

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

2.2.2 Контроль і регулювання розробки нафтового покладу

Ідеальне переміщення водонафтового контакту можливе тільки в пласті геометрично правильної форми і однорідному за фізичними властивостями. В більшості випадків ці умови не витримуються, і переміщення контурів нафтоносності і водоносності відбувається нерівномірно.

Для спостереження за просуванням контуру води призначені контрольні або наглядові свердловини. Збільшення обводнення нафти, сигналізує про підхід води до ділянки пласта.

Нерівномірне просування води досягається обмеженням відбору рідини зі свердловин, які обводнюються, і свердловин, близько розташованих до контуру водоносності; ізоляцією нижніх частин, які обводнювалися, або прошарків покладу; обмеженням об'єму води, яку подають найближче розташованими свердловинами до ділянки, яка обводнюється, з одночасним збільшенням подачі води в зони, в яких просування контурних вод сповільнене.

В процесі розробки постійно контролюється зміна тиску пласта за площею. Щоб отримати чітку картину про значення пластового тиску в різних частинах покладу, треба заміряти цей параметр в можливо більшій кількості свердловин. За отриманими даними будують так звану карту ізобар (кривих, які сполучають точки з рівним тиском).

Для дослідження зміни пластового тиску карти ізобар будують за певні проміжки часу. Вивчення і аналіз цих карт дозволяє визначати темпи падіння пластового тиску на окремих ділянках площі, шукати причини різких їх знижень на цих ділянках і намічати заходи щодо вирівнювання.

Для аналізу і регулювання процесів розробки нафтових покладів окрім карт ізобар складають також карти рівних коефіцієнтів проникності і продуктивності на 1 м потужності пласта, карти відборів нафти в зонах і свердловинах, карти обводнення і просування контурів нафтоносності.

Графічним методом можна побудувати також ряд похідних графіків, наприклад, графіки співвідношення між відбором рідини і пластовим тиском, між сумарним відбором рідини і зміною газового чинника тощо.

Графіки розробки, карти ізобар і карти обводнення дозволяють правильно оцінювати стан розробки і намічати правильні шляхи регулювання процесу експлуатації окремих свердловин і пласта в цілому.

2.2.3 Розробка газового покладу

Особливості розробки газового покладу зумовлені несхожістю фізичних властивостей газу від відповідних властивостей нафти, набагато меншою в'язкістю і густиною і значною стисливістю.

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

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

Як і для нафтових покладів, в основі раціональної розробки газового покладу закладений принцип видобування газу при оптимальних техніко-економічних показниках і при дотриманні умов охорони надр. Згідно з цим принципом, при проектуванні визначають темп

розробки покладу в часі, загальний термін розробки, кількість свердловин і схему розміщення їх на площі.

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

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

Коефіцієнт газовіддачі газових пластів, зазвичай, вищий за коефіцієнт нафтовіддачі. На відміну від нафти газ слабо взаємодіє з поверхнею пористого середовища, має незначну в'язкість (понад сто раз меншу, ніж в'язкість легкої нафти).

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

Основний чинник, який впливає на величину газовіддачі – залишковий тиск в покладі на кінцевій стадії його розробки. Природно, що найбільша віддача газового пласта може бути досягнута при зниженні тиску пласта до можливого мінімального значення, при якому устьовий тиск в свердловинах буде близький або навіть нижчим від атмосферного тиску (відбір газу зі свердловин під вакуумом). Проте, за цих умов, дебіт свердловин стає вкрай низьким внаслідок невеликих перепадів тиску ($p_{пл} - p_{виб}$).

Тому, згідно з техніко-економічними вимогами, розробку газового покладу практично припиняють при

тиску на устях свердловин, ледь більшому від атмосферного.

Кінцевий коефіцієнт газовіддачі при розрахунках зазвичай беруть 0,7...0,8.

2.2.4 Розробка газоконденсатного покладу

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

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

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

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

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

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

2.2.5 Розробка сланцевого покладу

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

Тепер у світі, зокрема у США, Польщі та й на вітчизняних теренах відомі родовища природного горючого газу, який є у сланцевих породах багатих на органіку і помилково представляється як “сланцевий газ”. Технологія видобутку такого газу з’явилася в світі порівняно недавно. Вона полягає у бурінні вертикальної свердловини з переходом в горизонтальну – вздовж щільних сланцевих пластів (рис. 2.2). Потім під великим тиском проводять гідророзрив з використанням хімічних речовин. У породі утворюються тріщини, з яких і вивільнюється газ.

В Україні розробка і промисловий видобуток цього газу, сукупно з економічним використанням здатні певною мірою, в перспективі, поліпшити енергетичну безпеку. Водночас запаси сланцевого газу в Україні ще недостатньо вивчені, і невеликі обсяги його можливого видобутку в найближчий час кардинально змінити ситуацію у газовій галузі неспроможні. На думку Бориса Йосиповича Маєвського потрібно щонайменше чотири-п’ять років, щоб обґрунтувати, вивчити, дослідити і чітко визнати перспективність і економічну доцільність видобутку такого газу.

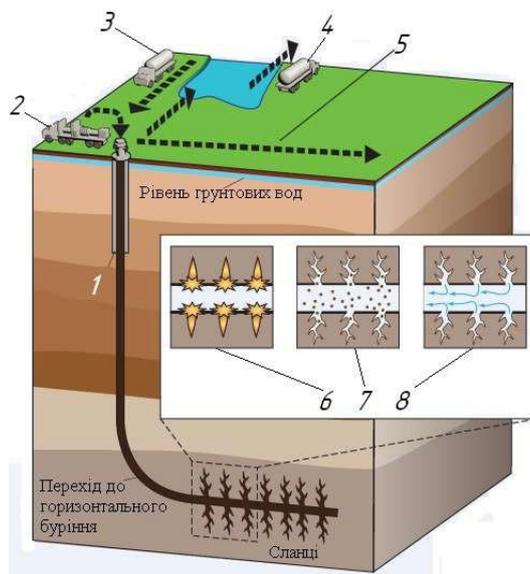


Рисунок 2.2 – Схема видобутку сланцевого газу:
 1 – обсадна колона; 2 – агрегат закачування суміші з піску, води і хімічних речовин у свердловину; 3 – автоцистерни води для гідророзриву; 4 – відправлення води на очисні споруди; 5 – видобутий природний газ; 6 – перфорація; 7 – гідророзрив породи; 8 – приплив газу

2.2.6 Розробка покладів газогідратів

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

Величезними запасами таких покладів Україна володіє в економічній зоні Чорного моря. За попередніми дослідженнями дна Чорного моря за допомогою підводних телероботів, група вчених дійшла висновку про можливість

забезпечення України енергією на неймовірно багато років. Якщо видобувати метан з моря в тому ж обсязі, в якому його видобувають тепер на суші, то вистачить газу на сотні років.

Втім, питання в тому, що дотепер у світі немає надійної, економічної і екологічної технології видобутку метану з гідратів. І ця проблема набагато гостріша, ніж проблема видобутку сланцевого газу.

Спеціалісти намагалися плавити гідрати гарячим розчином солі NaCl (рис. 2.3) або створювати у свердловині розрідження. Але ці методи мають суттєві недоліки. Так, використання розчинів солей призводить до корозії труб і обладнання, а зниження тиску в пласті потребує вирішення проблеми підведення теплоти для компенсації теплоти розкладу гідратів.

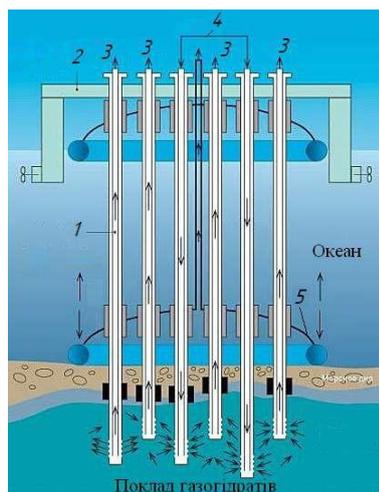


Рисунок 2.3 – Схема розробки газогідратів з мобільної плавучої платформи за допомогою закачування гарячого розчину солі:

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

Тож, поки що, розробка родовищ пов'язана зі значними технічними труднощами і матеріальними витратами, бо контролювати і впливати на тиск і температуру пласта надзвичайно складно. Попри те, нема сумніву, що людство навчиться видобувати гідратний метан, і цим забезпечить себе енергією на майбутні роки. Це лише питання часу і новітні технології будуть знайдені і впроваджені. Канада вже, при сучасних технологіях, зуміла підтримувати шестидобовий стабільний вихід газу із свердловини пробуреної в арктичній зоні, що безумовно, є справжнім проривом у галузі.

2.2.7 Штучні методи дії на нафтові пласти

Природна пластова енергія в більшості випадків не забезпечує високих темпів і достатньої повноти відбору нафти з покладу. Навіть при ефективному водонапірному режимі дренажування в процесі розробки покладу тиск пластів знижується, що вказує на виснаження пластової енергії. Це пояснюється тим, що об'єм пластової води, яка поступає в нафтову частину покладу, зазвичай, менший від об'єму видобутих з пласта нафти і газу, внаслідок чого пластовий тиск починає падати.

Штучне підтримування пластової енергії – це захід щодо підвищення темпу відбору нафти з покладу і отримання підвищених коефіцієнтів нафтовіддачі, характерних для напірних режимів розробки.

Тепер часто підтримування пластової енергії здійснюється застосуванням законтурного заводнення, тобто нагнітанням води в законтурні водоносні зони покладу (рис. 2.4). Воду закачують в пласт через нагнітальні свердловини, які розміщуються за зовнішнім контуром нафтоносності вздовж периметру покладу. Експлуатаційні нафтові свердловини розміщуються усередині контуру нафтоносності рядами, паралельними контуру.

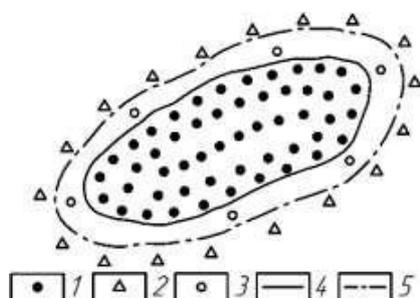


Рисунок 2.4 – Схема законтурного заводнення:
1 – нафтові свердловини;
2 – нагнітальні свердловини;
3 – контрольні свердловини;
4 – внутрішній контур нафтоносності;
5 – зовнішній контур нафтоносності

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

Якщо площа нафтового покладу значна за розмірами, то для інтенсифікації його розробки застосовують

внутрішньоконтурне заводнення. Суть цього методу полягає в штучному “розрізанні” покладу на окремі площі або блоки шляхом нагнітання води в ряди нагнітальних свердловин, які розташовуються уздовж ліній розрізання усередині контуру нафтоносності. Таким чином, створюються близькі до експлуатаційних свердловин штучні контури живлення, а кожна площа розробляється самостійно (рис. 2.5, а).

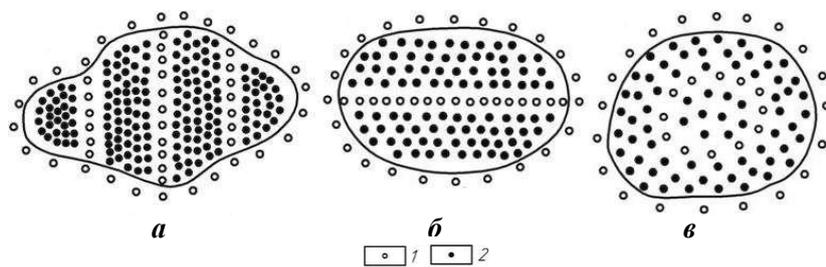


Рисунок 2.5 – Схеми внутрішньоконтурного заводнення:
1 – нагнітальні свердловини; 2 – експлуатаційні свердловини

У ряді випадків для інтенсифікації розробки застосовують комбінацію законтурного заводнення з внутрішньоконтурним (центральною) або локальним заводненням (рис. 2.5, б, в).

Для підтримування пластового тиску в нафтовому покладі на заданому рівні об’єм закачаної води в процесі заводнення має дорівнювати об’єму видобувних з покладу нафти, газу і пластової води. Під час проектування процесу заводнення пласта враховуються можливі втрати води в результаті витікання її в периферійні зони пласта. При внутрішньоконтурному заводненні можливий відтік частини води у верхні або нижні пласти крізь нещільності в цементному кільці окремих свердловин.

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

Число нагнітальних свердловин при заводненні пластів визначається тиском за об’ємом закачаної води на

середню поглинальну здатність однієї свердловини при оптимальному тиску нагнітання. Тиск нагнітання визначається типом наявного насосного обладнання. Тиск на вибої нагнітальної свердловини:

$$P_{виб} = P_{наг} + P_{ст} - P_m, \quad (2.3)$$

де $P_{виб}$ – тиск на вибої свердловини;

$P_{наг}$ – тиск на виході насоса;

$P_{ст}$ – тиск на вибій стовпа води в свердловині;

P_m – втрати тиску на тертя в трубах від насоса до вибою свердловини (P_m визначаються за відомими формулами гідравліки).

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

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

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

Разом з вказаними джерелами водопостачання у всіх випадках треба використовувати пластові води, підняті на поверхню з покладів нафти. Таке використання пластових вод дозволяє вирішити іншу важливу задачу – запобігання забруднення території промислів і водоймищ дуже

мінералізованими водами. Проте кількість води, яка видобувається разом з нафтою, зазвичай, буває недостатньою для повної компенсації відбору всієї рідини з покладу, особливо в перші періоди його розробки, коли заводнення нафти ще невелика. Пластова вода, в більшості випадків, є тільки додатковим джерелом водопостачання для заводнення нафтових пластів.

Вода, призначена для нагнітання в пласт, має бути якомога чистою, не містити великих кількостей механічних домішок і з'єднань заліза, сірководню, вуглекислоти, нафти, а також органічних домішок (бактерій і водоростей).

Для очищення води в системах заводнення пластів споруджують **водоочисні установки**.

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

- коагуляції – укрупненню найдрібніших зважених у воді частинок з утворенням осідаючих пластівців;
- фільтрації – очищенню від зважених частинок після коагуляції (зазвичай в піщаних фільтрах);
- знезалізненню – зменшення вмісту сполук заліза, які можуть в пласті випадати в осад;
- пом'якшенню – підлужуванню гашеним вапном;
- хлоруванню – ліквідації мікроорганізмів, бактерій;
- стабілізації – надання воді стабільного хімічного складу і, особливо, попередження збагачення її залізом, оскільки вода закачується в пласт сталевими трубами.

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

На рис. 2.6 показана схема водоочисної станції при використанні для нагнітання в пласт води з відкритих водоймищ.

Вода з водоймища після добавки в неї необхідної кількості коагулянту з дозувального пристрою 2 для укрупнення дрібних механічних частинок, насосами 1

першого підйому направляється в змішувач 3.

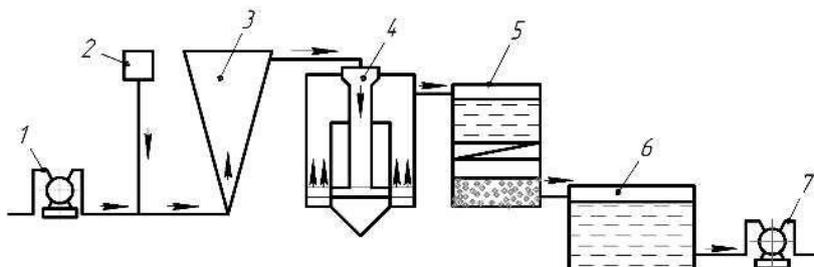


Рисунок 2.6 – Схема водоочисної станції:

- 1 – насоси першого підйому; 2 – дозувальний пристрій;
3 – змішувач; 4 – освітлювач; 5 – гравійний фільтр;
6 – резервуар; 7 – насоси другого підйому

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

Схеми водопостачання для заводнення пластів можуть відрізнятися залежно від місцевих умов кожного району. Проте будь-яка схема, коли використовуються поверхневі водоймища як джерела водопостачання, складається з таких основних елементів (рис. 2.7):

- водозабірних споруд, призначених для забору води з джерел і подачі її у водопровідну мережу, або на водоочисну установку;
- водоочисної установки (якщо потрібне очищення води);
- мережі магістральних і розподільних водоводів;
- насосних станцій для подачі води у водопровідну мережу і нагнітальні свердловини;
- нагнітальних свердловин.

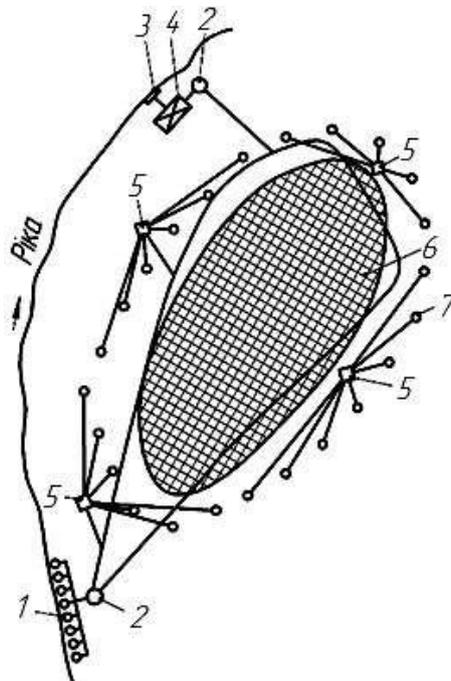


Рисунок 2.7 – Схема водопостачання для законтурного заводнення:

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

Кущові насосні станції призначені для нагнітання води в пласт нагнітальними свердловинами, обладнуються потужними багатоступінчастими відцентровими насосами з подачею до $0,04 \text{ м}^3/\text{с}$ і тиском до $10...20 \text{ МПа}$ (рис. 2.8). Залежно від числа встановлених насосів (з врахуванням резерву) подача однієї кущової станції становить $4...10 \text{ тис. м}^3$ води за добу. Кожна кущова станція може обслуговувати до 20 нагнітальних свердловин.

Вода розподіляється на нагнітальні свердловини водорозподільними батареями, які встановлюються на кожній кущовій станції. Батареями регулюється подача води в кожен свердловину. Встановлені на них діафрагмові лічильники заміряють і обліковують закачану воду.

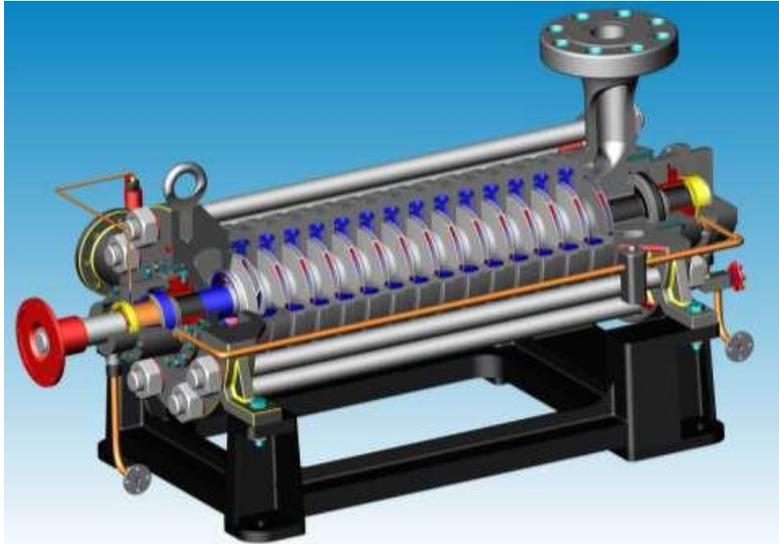


Рисунок 2.8 – Багатоступінчастий відцентровий насос для нагнітання води в пласт

У покладах нафти з газовою шапкою, або великими кутами падіння порід, підтримування тиску досягається нагнітанням газу або повітря в підвищену її частину (газову шапку). Для підтримування пластового тиску в такому покладі шляхом нагнітання газу в пласт, з початку його розробки, потрібне будівництво потужних компресорних станцій з компресорами, розрахованими на високий тиск, оскільки тиск нагнітання має бути на 10...20 % вищим за пластовий тиск. Спорудження таких компресорних станцій зі всім підсобним господарством пов'язане з витратою значних капіталовкладень і є дуже трудомісткою роботою. Тому в більшості випадків обмежуються підтримуванням пластового тиску на рівні, який може бути забезпечений тиском стандартних компресорів (5...12 МПа), що випускаються промисловістю, тобто нагнітання газу починають на пізнішій стадії його розробки. Газ або повітря, зазвичай, нагнітається в свердловини, розташовані в приклепінній частині покладу. При цьому природні нафтові гази є найкращим робочим агентом, але якщо промисел не має в своєму розпорядженні потрібної кількості газу, то за відсутності в пласті газової шапки

можна в склепінну частину покладу нагнітати також і повітря. Нагнітання повітря в газову шапку небажано, оскільки це призводить до значного погіршення властивостей газу. Кількість газу, що нагнітається в свердловини, або повітря оцінюється експериментальним визначенням поглинаючої здатності свердловин. Практично можна вважати нормальним, якщо в кожному нагнітальному свердловину закачується від 10 до 25 тис. м³ газу.

Якщо нафтовий поклад розробляється без підтримування пластового тиску, первинні запаси енергії пласта швидко витрачаються, а дебіт свердловин знижуються.

При цьому в покладі залишаються величезні кількості нафти. Для підвищення поточного видобутку нафти з таких “виснажених” покладів і збільшення сумарної нафтовіддачі застосовують вторинні методи видобутку нафти – ті ж методи нагнітання в пласт води, повітря або газу, але в менших об’ємах і при меншому тиску, ніж при процесах підтримування пластового тиску.

2.3 ФОНТАННИЙ ТА КОМПРЕСОРНИЙ СПОСОБИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИН

Залежно від величини пластового тиску, фізичних властивостей нафти, вмісту в ній води і газу, проникності порід пласта та ін., нафтові свердловини експлуатуються різними способами. Відомі способи експлуатації свердловин поділяються на:

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

Дві останні групи способів експлуатації умовно прийнято називати **механізованими**, хоч цей термін в окремих випадках не відображає дійсний процес.

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

2.3.1 Фонтанна експлуатація

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

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

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

При всіх способах експлуатації, у тому числі і при фонтанному, підйом рідини і газу на поверхню відбувається трубами невеликого діаметру, які спускаються в свердловини перед початком їх експлуатації. Ці труби

називаються **насосно-компресорними**. Залежно від способу експлуатації їх також називають фонтанними, компресорними, насосними, а також підйомними (ліфтовими).

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

1. Ефективність освоєння свердловини, оскільки два самостійні канали в ній (підйомні труби і затрубний простір) дозволяють замінювати промивну рідину в стовбурі легшою рідиною (водою, нафтою). Крім того, вони дозволяють освоювати свердловину за допомогою компресора.

2. Раціональне використання енергії газу, який розширюється, оскільки при підйомі суміші каналом НКТ з незначною площею поперечного перерізу різко зменшуються втрати нафти при стіканні її стінками труб і зменшуються втрати на тертя в результаті ковзання газу. Крім того, з нафти виділяється менша кількість газу, ніж при фонтануванні експлуатаційною колоною, а тому, більшою мірою зменшується густина газу. Тому фонтанування може відбуватися при малій величині пластового тиску. Використання НКТ найменшого діаметру – один із способів забезпечення якомога тривалішого фонтанування малодебітних свердловин.

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

4. Полегшення боротьби з відкладеннями значної

кількості парафіну, які утворюються при видобутку нафти.

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

Фонтанна арматура призначена для герметизації устя, його обв'язування, підвішування колони НКТ, контролю і регулювання режиму роботи фонтанних і нагнітальних свердловин, перекриття та спрямування видобутої продукції в магістраль, а також для проведення необхідних технологічних операцій на свердловині.

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

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

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

- за розмірами прохідного діаметра отвору стовбура – від 50 до 150 мм;

- за конструкцією фонтанної ялинки – хрестові і трійникові;

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

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

Фонтанна арматура з діаметрами отвору стовбура, рівними 100 і 150 мм, передбачена для високодебітних нафтових і газових свердловин. Арматуру, розраховану на тиск 140 МПа, можна використовувати для надглибоких свердловин або свердловин з аномально високим пластовим тиском. Для фонтанних нафтових свердловин, в основному, застосовують арматуру, розраховану на робочий тиск від 14 до 105 МПа.

На рис. 2.9 показані схеми трійникової і хрестової фонтанної арматури.

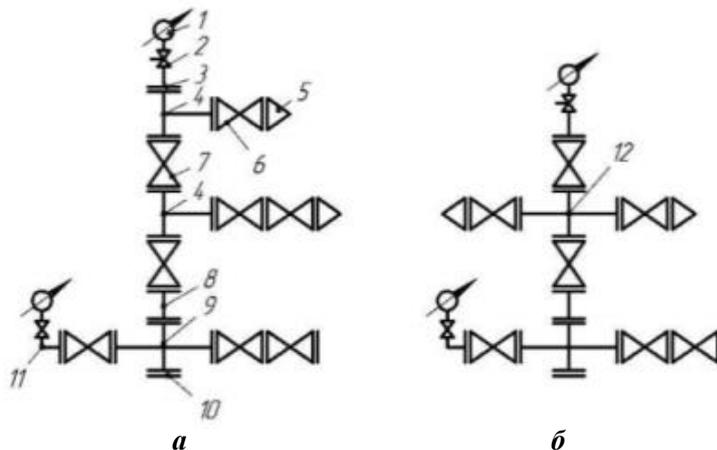


Рисунок 2.9 – Фонтанні арматури:

а – трійникова; б – хрестова;

- 1 – манометр; 2 – триходовий вентиль; 3 – верхній буфер;
 4 – трійник; 5 – штуцер; 6 – запірний пристрій (бокова засувка, кран); 7 – запірний пристрій (стовбурова засувка, кран);
 8 – перехідник; 9 – хрестовина; 10 – колонний фланець;
 11 – нижній буфер; 12 – хрестовина ялинки

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

На рис. 2.10 показані типові схеми та зовнішній вигляд фонтанних арматур деяких моделей російських та вітчизняних підприємств-виробників.

Шифр фонтанної арматури визначає її схему, конструкцію, спосіб керування засувками, умовний прохід стовбура і бокових відведень, тиск, кліматичне виконання і корозійну стійкість. Повний шифр фонтанної арматури (ГОСТ 13846-89) умовно представляється у вигляді: АФХ₁Х₂Х₃ – Х₄Х₅Х₆Х₇, де А – арматура; Ф – фонтанна; Х₁ – конструктивне виконання: з фланцевими з'єднаннями – без позначення (найпоширеніше); підвіска підйомної колони на нарізі перехідника трубної головки – К; підвіска підйомної колони на муфті в трубній головці – без позначення; для експлуатації свердловин УЕВН – Е; Х₂ – номер схеми арматури; при дворядній концентричній підвісці до номера схеми додається буква "а"; Х₃ – спосіб керування засувками: вручну – без позначення; дистанційно і автоматично – В; автоматично – А; Х₄ – умовний прохід (в мм) за ГОСТ 13846-89; якщо умовні проходи стовбура ялинки і її бокових відводів розрізняються, цифрове позначення вказують

дробовою величиною; X_5 – робочий тиск, МПа; X_6 – кліматичне виконання: для помірної кліматичної зони – без позначення; для помірної і холодної кліматичних зон – ХЛ; X_7 – виконання за корозійною стійкістю: для звичайного середовища – без позначення; для середовища, що містить: до 6 % CO_2 – К1; до 6 % H_2S і CO_2 ; – К2; до 25 % H_2S і CO_2 – К3.

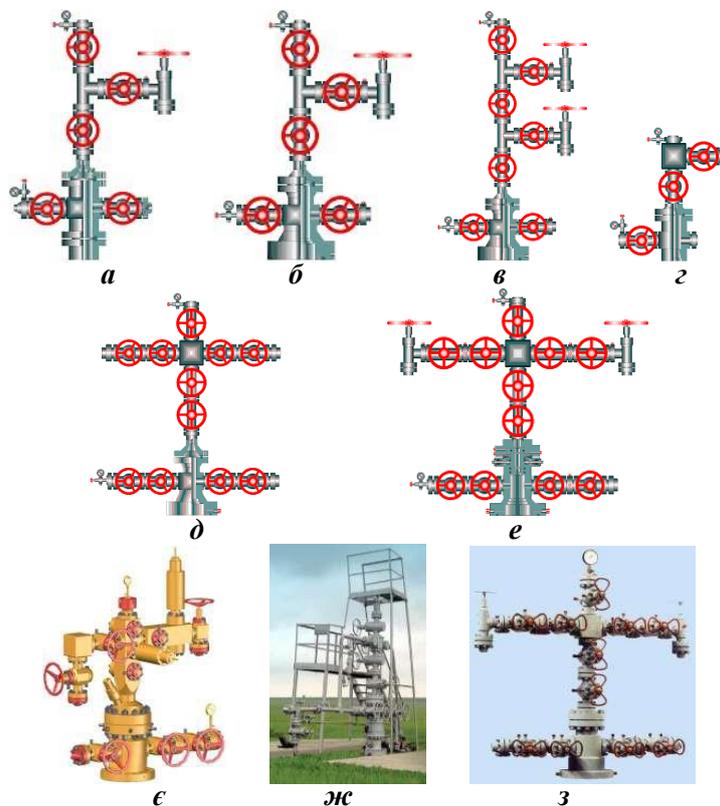


Рисунок 2.10 – Схеми та зовнішній вигляд фонтанних арматур деяких типів російських та вітчизняних підприємств-виробників:

а – тип АФКЕ1-65x14; б – тип АФК1-65x21/35; в – тип АФК3-65x21/35; г – малогабаритний тип АНК1-65x21; д – тип АФК6-80/65x21/35; е – тип АФ6-100x21; є – арматура моделі АFG компанії ОАО “РУ-Енерджи Групп”; ж – зовнішній вигляд арматури ВАТ “Криворізький турбінний завод”; з – зовнішній вигляд арматури ВАТ “Конотопський арматурний завод”

Освоєння і пуск в експлуатацію фонтанної свердловини проводиться при встановленій на її усті фонтанній арматурі і спущеними фонтанними трубами одним з таких способів:

– заміною рідини, яка заповнює свердловину після буріння, на легшу, наприклад, глинистого розчину на воду, води на нафту з промиванням;

– насичення рідини, яка заповнює свердловину, газом або повітрям, що нагнітається з поверхні, – продавлювання стисненим газом (повітрям);

– заміною рідини в свердловині на газорідинну суміш (аерація).

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

Спосіб **продавлювання свердловини** стисненим повітрям полягає в нагнітанні його в кільцевий простір між фонтанними трубами і експлуатаційною колоною. Стиснене повітря витісняє рідину, яка заповнює свердловину, фонтанними трубами назовні і одночасно, поступаючи в ці труби крізь спеціальні (пускові) клапани встановлені на розрахунковій глибині, насичує рідину газом і тим зменшує її густину.

Для продавлювання свердловин застосовують спеціальні пересувні компресори, розраховані на тиск 8...20 МПа. Значне пониження густини рідини в свердловині може бути досягнуте при одночасному нагнітанні в неї води (нафти) і газу (повітря). До свердловини, окрім водної (нафтової) лінії від насоса, підводять також газову (повітряну) лінію від компресора. Рідина і газ (повітря) змішуються в змішувачі (ежекторі), після чого газорідинна суміш нагнітається в затрубний простір свердловини. При заміні цією сумішшю рідини в свердловині, тиск на вибій знижується, і нафта починає поступати з пласта в свердловину. Нагнітання суміші припиняють, як тільки свердловина починає стійко фонтанувати.

Схема обладнання свердловини при такому методі освоєння показана на рис. 2.11.

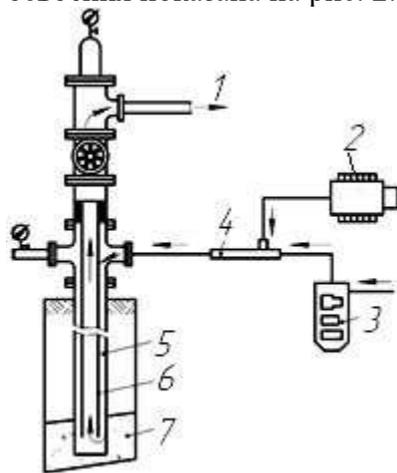


Рисунок 2.11 – Обладнання свердловини при освоєнні аерованою рідиною:
 1 – викидна лінія; 2 – компресор;
 3 – насос; 4 – змішувач;
 5 – обсадна колона; 6 – НКТ;
 7 – нафтовий пласт

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

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

Боротьба з відкладеннями парафіну в фонтанних

свердловинах. Нафта багатьох нафтових покладів парафініста. У нормальних умовах парафін – тверда кристалічна речовина, в пластах же він найчастіше розчинений в нафті. У відповідних умовах парафін випадає з нафти в осад у вигляді якнайтонших кристалів. Останні можуть залишатися в зваженому стані і виноситися висхідним потоком нафти на поверхню. Проте, вони можуть також відкладатися в НКТ, викидних трубопроводах, трапах, приймальних резервуарах. Випаданню парафіну з нафти сприяє значне пониження температури, внаслідок розширення газу в нафті з пониженням тиску, або внаслідок низької температури навколишнього середовища. Чим вищий газовий чинник, тим більший ефект охолодження нафти.

Ефект охолодження потоку, зумовлений розширенням газу і пониженням температури навколишнього середовища, посилюється у міру наближення до устя свердловини. Тому відкладення парафіну спостерігаються, здебільшого, у верхній частині НКТ (400...700 м від устя свердловини), а також у викидних лініях; у останніх відкладення парафіну збільшується в холодну пору року.

Існують різні способи боротьби з відкладеннями парафіну на стінках труб в активних фонтанних свердловинах:

- розплавлення парафіну шляхом нагрівання;
- розчинення парафіну різними розчинниками;
- механічне видалення парафіну із стінок труб за допомогою скребків.

Кожен з цих способів має свої недоліки. Їх застосування пов'язано з необхідністю додаткових витрат праці і використання різних механізмів. Тому всі ці способи останнім часом мають другорядне значення. Головний напрям у вирішенні проблеми боротьби з відкладеннями парафіну на стінках труб – це профілактичні заходи, спрямовані на попередження відкладення. Це досягається застосуванням пристроїв на базі постійних магнітів та покриттям внутрішніх поверхонь НКТ лаками, емалями, склом.

Практика показала, що парафін випадає на скляній або покритій лаком поверхні в обмеженій кількості, слабо утримується на ній і легко змивається потоком. Це

пояснюється декількома причинами: невеликими силами зчеплення між частинками парафіну і гладкою поверхнею покриття, поганою змочуваністю поверхні покриття нафтою і діелектричними властивостями покриттів, завдяки яким частинки парафіну, що мають електричний заряд, не можуть взаємодіяти з металом труб.

Омагнічуючі пристрої, скляні, емалеві і лакові покриття стійкі проти кислот, лугів, пластових вод, тому вони також виконують роль захисту металу труб від корозії.

2.3.2 Аварійне фонтанування. Попередження і ліквідація відкритих газових і нафтових фонтанів

Тиск в нафтогазоносних пластах, що розкриваються, буває настільки високим, що іноді разом із глинистим розчином, нафтою, газом і водою зі стовбурів, що буряться, при аварійному фонтануванні викидається навіть буровий інструмент.

Причини викиду – непередбачене поглинання бурового розчину в породах; насичення бурового розчину у свердловині газом, що надходить з пластів і знижує густину розчину; зниження або підвищення гідродинамічного тиску на вибої, який утворюється буровим розчином при великій швидкості спуску або підйому бурильного інструменту; несвоєчасне доливання свердловини буровим розчином під час підйому бурильних труб; недотримання вимог щодо технологічного режиму буріння, густини і рецептури бурового розчину. Найбільш поширеним джерелом викиду є зони замкнених об'ємів порід (особливо глинистих) з аномально високим пластовим тиском.

Для попередження відкритих фонтанів необхідно виконувати вимоги інструкцій з запобігання газонафтоводопроявів і відкритих фонтанів при будівництві та ремонті свердловин в нафтовій і газовій промисловості і заходів, розроблених організаціями, які ведуть роботи з буріння та експлуатації родовища.

У разі виникнення відкритого фонтану відповідальна особа, що перебуває на аварійному об'єкті, має повідомити про це керівництво підприємства і протифонтанний професіональний підрозділ. Відповідні заходи мають відповідати плану дій на об'єкті в надзвичайній ситуації.

Персонал зобов'язаний пустити аварійне джерело електричної енергії (аварійний дизель-генератор) для приводу в дію основних пожежних насосів, з метою створення водяного зрошення вежі, аварійного устя і приустьової зони свердловини, а також створення водяних завіс між житловим блоком і свердловиною. Мусить перевірятися загазованість приміщень житлового та технологічних блоків, шляхів евакуації та місць встановлення колективних рятувальних засобів. Для розроблення організаційно-технічних заходів, та проведення робіт з ліквідації відкритого фонтана, наказом по підприємству, а при необхідності і вищою організацією, має бути створений штаб, який несе повну відповідальність за стан і результати проведення цих робіт.

При ліквідації відкритого фонтана необхідно постійно зрошувати струмінь фонтану, металеві конструкції в зоні устя свердловини (за наявності куща свердловин – і поруч розташованих свердловин) водяними струменями. У процесі ліквідації відкритого фонтана необхідно вживати всіх заходів проти скупчення біля устя фонтануючої свердловини та прилеглої території продуктів фонтанування свердловини (нафти, конденсату).

Ліквідація відкритих нафтогазових фонтанів, зазвичай, здійснюється шляхом звільнення устя від згорілого обладнання, гасіння пожежі, наведення на усті запірної арматури і глушіння свердловини. У залежності від технічного стану фонтануючої свердловини і потужності фонтану застосовуються такі методи ліквідації відкритого нафтогазового фонтану:

- відведення газу в спеціально пробурені похилі свердловини;
- інтенсивний відбір газу з вибійної зони пласта фонтануючої свердловини спеціально пробуреними до цієї зони похилими свердловинами;
- заводнення газового пласта;
- закачування рідини глушіння у стовбур свердловини на розрахунковому режимі;
- створення ізоляційного мосту (штучного пакера) в стовбурі свердловини;
- обвалення стовбура за допомогою підземних вибухів;
- герметизація устя свердловини з подальшим її

глушінням рідиною;

– за допомогою колтбінгової установки.

В Україні для ліквідації відкритих фонтанів створені аварійно-рятувальні загони, підпорядковані Міністерству надзвичайних ситуацій. Великих успіхів в боротьбі з відкритими фонтанами здобув Л. М. Калина – випускник ІФНТУНГ. Наприклад, один з найскладніших фонтанів в республіці Казахстан на свердловині № 37-Тенгіз (рис. 2.12) був ліквідований у 1985 році під його керівництвом. Із свердловини було викинуто 104 тони бурильних і обважнених труб та перехідників з долотом. Прямий струмінь у висоту сягав до 200 метрів. Викид газу був 12 млн. м³, а нафти – 40000 тонн на добу. Завдяки професіональним діям, дуже важкій і складній роботі, фонтан за 124 доби було ліквідовано.



Рисунок 2.12 – Відкритий фонтан на свердловині № 37-Тенгіз

Найбільшою в американській історії стала аварія 20 квітня 2010 року на нафтовій платформі “Deepwater Horizon” (рис. 2.13, 2.14) компанії British Petroleum в Мексиканській затоці біля США. На платформі сталися вибух і пожежа. В результаті загинуло 11 людей. Через дві доби платформа потонула і дотепер знаходиться на дні (на відстані 400 м від свердловини). Розташоване на глибині 1500 м противикидне обладнання не спрацювало і нафта почала витікати у води Мексиканської затоки. Витікання продовжувалося майже три місяці. Повністю закрити

свердловину вдалося тільки на початку серпня. Всього за цей час в океан витекло до 780 тис. м³ нафти. На рис. 2.14, б нафтову пляму видно з космосу.



Рисунок 2.13 – Глибоководна напівзанурена бурова платформа “Deerwater Horizon”(а); відкритий фонтан на платформі (б)

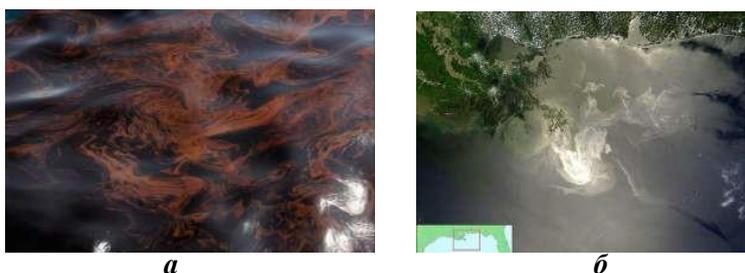


Рисунок 2.14 – Витікання нафти в Мексиканській затоці (а); фотознімок плями з супутника NASA (б)

На рис. 2.15 показана схема свердловини “Deerwater Horizon”.

Свердловину добурили від дна моря до проектної глибини 4051,7 м. Спустили експлуатаційну колону і приступили до цементування 19 квітня 2010. Згідно з планом було закачано 8,1 м³ цементу, що недостатньо для надійної ізоляції між 177,8 мм експлуатаційною колоною і 250,8 мм проміжною колоною.

При бурінні перед вибоєм спостерігалось поглинання бурового розчину, що з одного боку свідчить про хороші колекторні властивості розкритого продуктивного пласта, та (або) низький пластовий тиск, але з іншого боку могло свідчити про розмиття пласта, збільшення діаметра

свердловини і погіршення формування якісного цементного кільця між колоною і породою. Втім геофізичних досліджень з контролю цементування не робили.

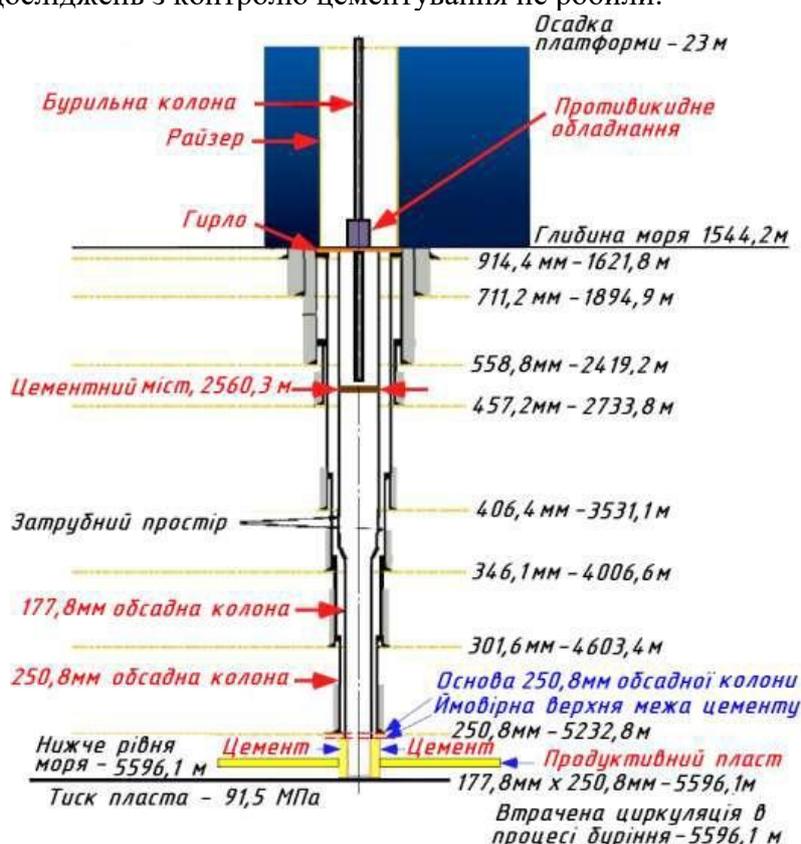


Рисунок 2.15 – Схема свердловини 252 “Deerwater Horizon”

Цемент містив полегшуючі добавки, які роблять його більш текучим, що покращує заповнення порожнини між колоною і поглинаючим шаром. Але добавки погіршують ефективність цементного ущільнення. Газ з пласта міг проникнути в рідкий цемент, погіршуючи його в'язкість.

Після 20-ти годинного затвердіння цементу 20-го квітня бурова бригада приступила до заміни бурового розчину в свердловині і трубі, що з'єднує бурову установку на поверхні з устям свердловини на дні моря і розділяє море від свердловини, на морську воду. Розчин викачували в ємності на платформі і звідти на допоміжне судно. Оскільки

морська вода набагато легша від бурового розчину, то відповідно знизився гідростатичний тиск у свердловині, що запирав газ в пласті. Персонал бурової знав про газові прояви в процесі буріння, про що свідчить газовий факел на викидній лінії (рис. 2.13, б).

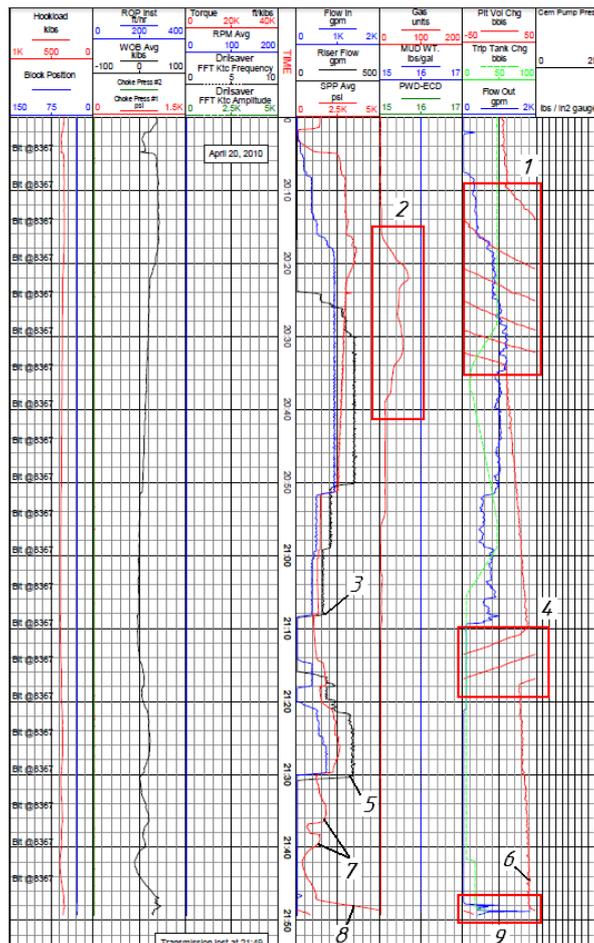


Рисунок 2.16 – Діаграма параметрів буріння за дві години до викиду на свердловині 252 “Deerwater Horizon”, записана з 20:00 до 21:50 за місцевим часом:

- 1 – велике збільшення об’єму розчину в ємностях (приплив газу);
- 2 – збільшення вимірюваного газу; 3, 5 – зупинка промивки;
- 4– зниження об’єму бурового розчину; 6 – збільшення об’єму розчину в ємностях, хоча зупинилися насоси; 7 – збільшення тиску в стояку; 8 – початок викиду; 9 – викид води з райзера

Діаграма параметрів контролю буріння за дві години до викиду (рис. 2.16) підтверджує, що райзер і верхні 900 м свердловини були повністю заповнені морською водою до 20:00 20-го квітня і бригада виконувала промивання. Через 10 хвилин, о 20:10, почав зростати рівень розчину в ємностях (можливо в результаті виділення газу з розчину). Рівень розчину зростав так швидко, що крива параметра на діаграмі чотири рази перескочила через 0. Коли о 21:08 промивання припинили, рівень в ємностях почав падати (можливо через дегазацію розчину). О 21:30 знову зупинили промивку, але рівень розчину в мірних ємностях продовжував зростати. Тиск на вході зростав і падав двічі між 21:30 та 21:42 (цей показник відображає тиск на вибої).

Постійне зростання тиску в свердловині свідчить про газові прояви. Можливо газ проникав у свердловину після неякісного цементування біля вибою і на той момент досяг ущільнень між райзером і морським дном. В 21:47 тиск і рівень в мірниках виходили за межі шкали. Почався викид. Між 21:47 і 21:49 газ з 177,8 мм експлуатаційної колони досяг рівня морського дна, витіснив воду з райзера фонтаном, що здійнявся вище бурової вишки, загорівся і вибухнув.

Загалом, спеціалісти, в результаті тривалого розслідування, виявили цілий комплекс чинників, що призвели до аварії. Водночас зазначимо, що технологія буріння і видобування вуглеводнів на морі розвиваються значно швидшими темпами, ніж засоби безпеки і техніки ліквідації таких масштабних аварій.

2.3.3 Газліфтна експлуатація

Якщо під рівень рідини в якій-небудь посудині опустити систему сполучених трубок (рис. 2.17) і в трубку 1 нагнати газ (повітря), то рідина в ній під дією тиску газу відтіснятиметься вниз, перетікаючи в посудину і в трубку 2. Досягнувши місця з'єднання трубок повітря, у вигляді найдрібніших бульбашок, поступатиме в трубку 2, і спрямовуватиметься вгору. Під час руху вгору бульбашки повітря збільшуються в об'ємі і захоплюють за собою рідину в трубці 2. При постійному доливанні в посудину рідини ззовні, підтримці в ньому певного рівня і безперервній подачі газу в трубку 1, газорідинна суміш вилитиметься з трубки 2. У нафтовій свердловині можна

створити умови, подібні описаним: свердловина – свого роду посудина, в яку може постійно поступати рідина з пласта.

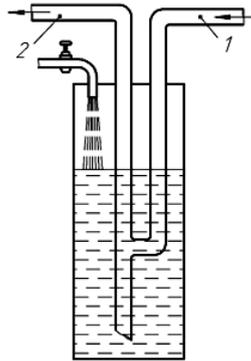


Рисунок 2.17 – Газовий підйомник

Для створення газового підйомника в свердловину спускають НКТ, які застосовують при фонтанній експлуатації. Такий спосіб експлуатації нафтових свердловин, при якому підйом рідини з пласта на поверхню здійснюється стисненим газом називається **газліфтним** (рис. 2.18).

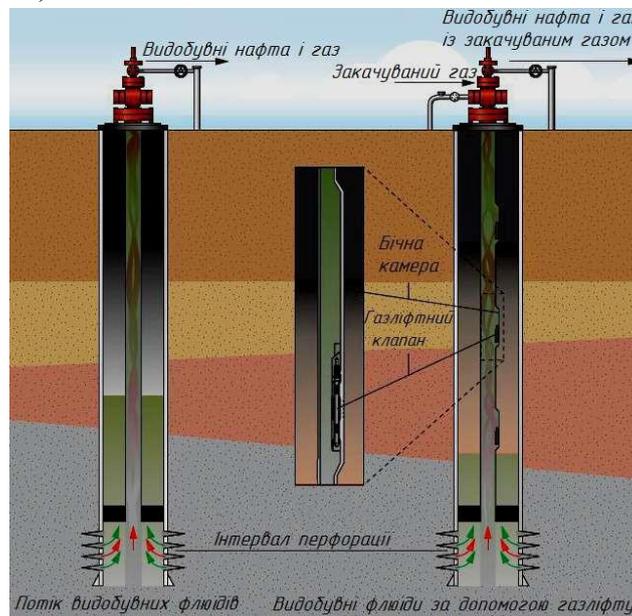


Рисунок 2.18 – Схема газліфтного підйомника

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

Перевагами такого способу, перед механізованими способами, є відсутність рухомих деталей у свердловинному обладнанні, висока ефективність процесу при значному газовому чиннику і простота керування процесом видобування і його автоматизації.

Відомі два основні варіанти газліфту – неперервний і періодичний. При неперервному газліфті процес надходження рідини з пласта, її рух підйомною колоною і вихід на поверхню відбувається постійно. В цьому випадку робота газліфту заснована на зменшенні густини стовпа суміші, що підіймається.

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

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

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

Для підйому рідини стисненим газом в свердловині необхідно мати два канали:

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

Залежно від числа рядів труб, що спускаються в свердловину, їх взаємного розташування і напрямку руху

газу і газонафтової суміші, застосовують газові підйомники (газліфти) різних типів і систем. Якщо робочим агентом служить повітря, систему називають повітряним підйомником або ерліфтом. За числом труб, які спускаються, підйомники бувають однорядними і дворядними, а за напрямом нагнітання робочого агента розрізняють кільцеву і центральну системи. У кільцевому однорядному підйомнику (рис. 2.19, а) стиснений газ нагнітається у простір між експлуатаційною колоною і НКТ, а газонафтова суміш піднімається на поверхню колоною НКТ. У однорядному підйомнику центральної системи робочий агент нагнітається в НКТ, а газонафтова суміш піднімається простором за НКТ (рис. 2.19, б). Дворядні підйомники кільцевої системи показані на рис. 2.19, в і г. Стиснений газ нагнітається в свердловину крізь кільцевий простір між зовнішнім і внутрішнім рядами НКТ, а газорідинна суміш піднімається внутрішніми трубами. На рис. 2.19, г зображений ступінчастий варіант дворядного підйомника, в якому зовнішній ряд складений з труб різних діаметрів для зменшення загальної маси труб. На усті газліфтної свердловини встановлюють арматуру, яка призначена для тих же цілей, що і арматура на фонтанних свердловинах, тобто для підвіски спущених в свердловину труб, герметизації просторів між трубами, спрямування продукції свердловини у викидну лінію, а стисненого газу в свердловину.

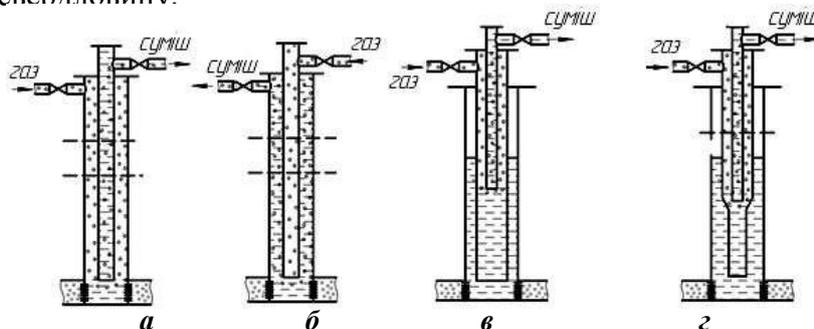


Рисунок 2.19 – Системи газових підйомників

Для виконання операцій пуску і експлуатації свердловин, а також операцій, пов'язаних з ліквідацією ускладнень в процесі експлуатації, устя свердловини обв'язують з викидними лініями, а повітря – газопроводом.

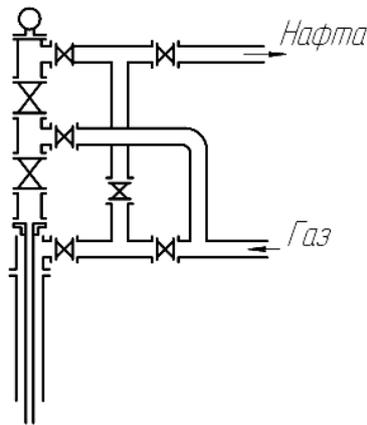


Рисунок 2.20 – Схема обв'язування устя газліфтно́ї свердловини

Найпростіше обв'язування устьового обладнання газліфтно́ї свердловини показано на рис. 2.20. Перекриттям відповідних засувок стиснений газ прямує або в підймальні труби, або в кільцевий простір між трубами зовнішнього ряду і підйомними трубами.

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

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

$$p_{\text{пуск}} = L\rho g, \quad (2.4)$$

де $p_{\text{пуск}}$ – пусковий тиск;

L – відстань від устя до місця вводу газу в НКТ;

ρ – густина рідини;

g – прискорення вільного падіння.

Сучасна технологія газліфтної експлуатації ґрунтується на однорядних ліфтах кільцевої системи, обладнаних пусковими і робочими клапанами і пакером на кінці підйомних труб (рис. 2.21). Призначення пакера – роз'єднування вибійної зони свердловини від затрубного простору для забезпечення спокійнішої (без пульсації) роботи свердловини.



Рисунок 2.21 – Схема газліфту із зануреними клапанами і пакером:
 1 – лінія закачування газу;
 2 – вихідна лінія; 3 – кишень свердловинної газліфтної камери з клапаном; 4 – експлуатаційний пакер; 5 – рідина освоєння

Клапани призначені для роботи в складі газліфтної компоновки, для регулювання надходження газу, за рахунок енергії якого здійснюється підйом свердловинної рідини з продуктивного пласта до устя свердловини, а також у всіх компоновках, в яких застосовуються свердловинні камери. За допомогою клапанів встановлюється або припиняється зв'язок між внутрішнім і зовнішнім простором підйомних труб. Широко застосовують диференціальні клапани різних конструкцій, принцип роботи яких заснований на дії

перепаду тиску в затрубному просторі і в підйомних трубах. Пускові диференціальні клапани, встановлені на зовнішній стороні НКТ, спускають в свердловину на розрахункові глибини. При нагнітанні газу знижується рівень рідини в затрубному просторі і підвищується в НКТ. Якщо газ в затрубному просторі досягне рівня клапана, і його тиск перевищить гідростатичний тиск стовпа рідини в підйомних трубах, він проривається крізь клапан в труби і насичує рідину. Відбувається частковий викид рідини, яка є усередині НКТ вище клапана.

Після цього тиск в НКТ на рівні клапана починає падати, що призводить до збільшення перепаду тиску в затрубному просторі і в трубах. При певному перепаді тиску клапан закривається. У цей момент рівень рідини в затрубному просторі має досягати наступного нижчого клапана, або башмака НКТ. Для заміни і регулювання клапанів, які встановлюються на зовнішній поверхні підйомних труб, необхідний підйом колони НКТ. Цього можна уникнути при установці клапанів в спеціальній камері, розташованій усередині колони НКТ (рис. 2.22).

Клапан 3, який встановлюється в гніздо камери 1, обладнаний герметизуючими манжетами, що входять в поліроване гніздо 2. Між двома манжетами в муфті передбачений отвір, крізь який газ із затрубного простору проникає в підйомні труби. Головка клапана призначена для приєднання захватного пристосування. Спеціальні камери 1 (муфти) вмонтовуються згідно з розрахунковими даними на підйомних трубах замість звичайних муфт.

Ексцентричність камери при встановленому клапані забезпечує збереження вільного прохідного перерізу, рівного прохідному поперечному перерізу НКТ. Це дозволяє виконувати необхідні роботи в свердловині без підйому НКТ.

Підйом і посадку клапанів можна здійснювати в процесі експлуатації свердловини. Свердловину для газліфтної експлуатації можна обладнати після буріння і розкриття експлуатаційного об'єкту, НКТ зі встановленими між ними ексцентричними камерами з глухими (тимчасовими) клапанами. Після закінчення фонтанування, або зниження буферного тиску, ці клапани замінюють робочими.

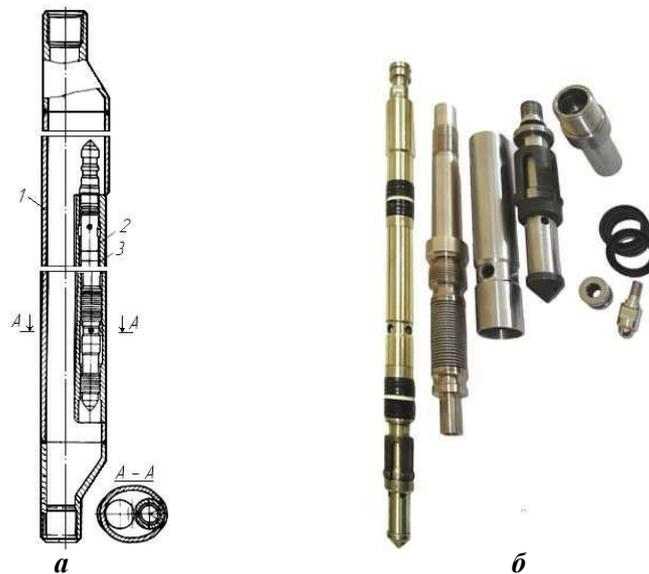


Рисунок 2.22 – Газліфтний клапан:
 а – клапан встановлений в підйомних трубах: 1 – камера свердловини; 2 – посадочне гніздо; 3 – занурений клапан;
 б – клапан, його вузли і деталі

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

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

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

від електродвигуна, розраховані на тиск 5 МПа при продуктивності 13 м³/хв.

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

Кожна свердловина сполучена з газорозподільною батареєю окремим газопроводом невеликого діаметру (зазвичай 48...60 мм). Кожна розподільна будка живить газом понад 20 свердловин. На більшості промислів тепер регулювання розподілу стисненого газу на свердловини автоматизоване.

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

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

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

Після пуску свердловини в експлуатацію встановлюють технологічний режим її роботи, тобто визначають кількість газу, яку потрібно подавати в свердловину.

Дебіт газліфтної свердловини змінюється залежно від витрати газу, який подається в свердловину. Але ця

залежність непряма.

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

Зразкова крива залежності дебіту рідини від витрати газу показана на рис. 2.23. Як бачимо, максимальний дебіт відповідає точці перегину кривої Q-V. Досягши цього дебіту далі збільшення витрати газу веде до зниження його. При дебіті близькому до нуля, на висхідній і низхідній гілках кривої Q-V питомі витрати газу різко зростають (верхня крива залежності R-V).

Оптимальному режиму підйомника відповідають координати точки дотику прямої, проведеної з початку координат до кривої Q-V (точка Б на рис. 2.23). Ця точка відповідає мінімальній питомій витраті робочого агента на кривій R-V (точка В).

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

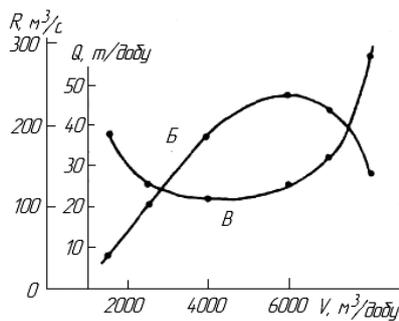


Рисунок 2.23 – Залежності Q-V і R-V:
R – питома витрата робочого агента; Q – дебіт; V – витрата робочого агента

Якщо на якому-небудь покладі, або поблизу нього, є газові пласти з високим пластовим тиском, енергію цього газу можна використовувати для підйому рідини в нафтових свердловинах. Такий спосіб видобутку нафти називається **безкомпресорним газліфтом**. Безкомпресорна газліфтна

установка, в цілому, відрізняється від компресорної – відсутністю компресорної станції (зі всіма вузлами і агрегатами), наявністю джерела природного газу високого тиску і відсутністю тих або інших пристроїв боротьби з утворенням гідратів у газових комунікаціях.

2.3.4 Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин

Конструкція і обладнання газових і газоконденсатних свердловин мають багато спільного з нафтовими свердловинами, які експлуатуються фонтанним або компресорним способом. В обох випадках обладнання свердловин складається з колони НКТ, яка спускається до фільтрової зони, і устьової арматури. При експлуатації газових свердловин, зазвичай, застосовують арматури хрестового типу, найзручніші для монтажу і обслуговування. НКТ спускають для:

- захисту експлуатаційної колони від стирання і роз'їдання, за наявності в газі твердих домішок, або агресивних компонентів, що викликають корозію;

- винесення рідин і механічних домішок із вибою на поверхню;

- полегшення процесу освоєння і глушіння свердловини при необхідності проведення підземного ремонту;

- проведення різного роду дослідних робіт, пов'язаних із спуском в свердловину приладів.

Експлуатацію свердловин, зазвичай, ведуть НКТ, але при значному дебіті і відсутності в газі твердих домішок, або агресивних компонентів свердловини у багатьох випадках – одночасно експлуатуються НКТ і затрубним простором.

Газові свердловини освоюють тими ж способами, що і нафтові. Часто застосовують аерацію, або компресорний спосіб освоєння за допомогою пересувних компресорів. Режим експлуатації газової свердловини, який залежить від її промислового дебіту, встановлюється на підставі даних дослідження. При дослідженні вимірюють тиск, температуру і дебіт газу, фіксуючи параметри роботи свердловини при кожному режимі. Зміна режиму, а також

регулювання роботи газової свердловини здійснюються створенням певного протитиску на усті. Для цієї мети застосовують штуцери. Промисловий дебіт газової свердловини обмежується, оскільки при надмірному відборі газу можуть відбуватися такі ускладнення:

- руйнування вибійної зони, винесення частинок породи в свердловину, утворення піщаних пробок;
- обводнення свердловини крайовою або підошовною водою;
- винесення у вибійну зону кристалів солі, мулу і її закупорювання;
- надмірне охолодження газу, обмерзання обладнання, утворення гідрату;
- значне пониження тиску усередині свердловини і небезпека зминання колони під дією зовнішнього тиску;
- незадовільний стан свердловини (неякісне цементування, негерметичність, обводнення чужорідною водою).

На підставі результатів дослідження підбирається і регулюється дебіт всіх експлуатаційних газових свердловин. Робота газової свердловини контролюється шляхом відповідних вимірів, реєстрацією робочих параметрів і аналізом результатів періодичних досліджень. Газ, з окремих свердловин після заміру і сепарації його від вологи і твердих домішок, проходить в промисловий газозбірний колектор, і далі в газозбірний пункт, звідки після відповідної підготовки його для дальшого транспортування, поступає в магістральний газопровід.

В пластових умовах в газі газових покладів містяться пари води. У газі газоконденсатних покладів містяться також пари конденсату, які в пластових умовах перебувають в насиченому, а іноді і в ненасиченому стані. При відборі газу з пласта, що супроводжується пониженням його температури і тиску, відбувається конденсація парів води і накопичення її в свердловинах і газопроводах. За певних умов компоненти природного газу (метан, етан, пропан, бутан) при взаємодії з водою здатні утворювати тверді кристалічні речовини, звані гідратами. Кожна молекула перерахованих компонентів спроможна зв'язати 6...7 молекул води, наприклад: $\text{CH}_4 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$, $\text{C}_2\text{H}_6 \cdot 7\text{H}_2\text{O}$ і так далі.

На вигляд гідрати нагадують сніг або лід. Вони відносяться до нестійких з'єднань і за деяких умов

(нагрівання, пониження тиску) швидко розкладаються на газ і воду. Утворення гідратів відбувається при підвищеному тиску, низькій температурі і тісному контакті з водою компонентів газу, утворюючих гідрат.

В умовах високого тиску гідрати не можуть існувати при температурі вищій за критичну. Гідрати, які утворилися, можуть закупорити свердловини, газопроводи, сепаратори, порушити роботу вимірювальних і регулюючих приладів. Часто внаслідок утворення гідратів виходять з ладу штуцери і регулятори тиску, дроселі газу, в яких проходить різке пониження температури. Це порушує нормальну роботу газопромислового обладнання, особливо при низьких температурах навколишнього середовища.

Боротьба з гідратами ведеться у двох напрямках:

- попередження утворення гідратів;
- ліквідація гідратів, які утворилися.

Для запобігання утворенню гідратів в свердловинах застосовують такі методи:

- встановлюють відповідний технологічний режим експлуатації свердловини;
- безперервно (або періодично) нагнітають на вибій свердловини інгібітори запобігання утворення гідратів;
- застосовують футеровані НКТ;
- систематично видаляють із вибою накопичену рідину;
- усувають причини, які викликають пульсацію газу в свердловині.

Стовбур свердловини очищають від відкладень гідратів:

- продуванням в атмосферу, з необхідною попередньою витримкою свердловини в закритому стані, для часткового розкладання гідратів, під впливом тепла навколишніх порід;
- нагнітанням великого об'єму інгібітора на гідратну пробку з витримкою для розкладання гідратної пробки, і з дальшим продуванням в атмосферу.

Попереджають утворення гідратів у фонтанній арматурі і в обв'язці свердловин, а також в різних ділянках, вузлах і ланках системи збору і транспортування газу (залежно від конкретних умов) окремими або комплексними методами:

- обігрівом окремих вузлів і ділянок;

– введенням в потік газу інгібіторів запобігання утворенню гідратів (метанолу, розчину хлористого кальцію, діетиленгліколю тощо);

– усуненням різких перепадів тиску, що викликає зниження температури газу і конденсацію пароподібної вологи і утворенню гідрату;

– систематичним видаленням рідини, яка скупчується в знижених місцях системи збору і внутрішньо-промислового транспортування газу, за допомогою збірників конденсату або дренажних патрубків;

– регулярним продуванням газопроводів.

До ефективніших і поширених, з перерахованих способів запобігання утворення гідратів, належить спосіб введення в газовий потік метанолу, тобто метилового спирту (CH_3OH), який є понижувачем точки замерзання пари води.

Метанол разом з парами води, яка насичує газ, утворює спиртоводні розчини, температура замерзання яких значно нижча за нуль. Оскільки кількість водної пари, яка міститься в газі при цьому зменшується, точка роси знижується і тому небезпека випадання гідратів стає меншою.

У природних газах, окрім пари води і конденсату, можуть міститися також різні тверді домішки (пісок, кристали солей). Тверді частинки в газі роз'їдають і зношують обладнання і газопроводи, порушують герметичність арматури. Для очищення газу від рідких і твердих домішок біля свердловин встановлюють газосепаратори.

За принципом дії газосепаратори поділяються на гравітаційні і відцентрові (циклонні).

У гравітаційному газосепараторі відділення твердих і рідких частинок від газу відбувається в результаті різкого зниження швидкості руху газу і повороту його на 180° .

Схема простого гравітаційного сепаратора показана на рис. 2.24. У такому газосепараторі газ із свердловини поступає вхідною трубою 1 і при виході з неї повертає вгору до викидної труби 2. При цьому зменшується швидкість газу, а тверді частинки і краплі рідини падають на дно сепаратора. Рідина, яка зібралася, видаляється трубою 3. У циклонних сепараторах потік газу з домішками набуває обертового руху. Краплі рідини і тверді частинки, як важчі, відкидаються до периферії і потім спадають в

нижню частину сепаратора. Недоліком таких сепараторів є великі габарити і маса та низька ефективність сепарації.

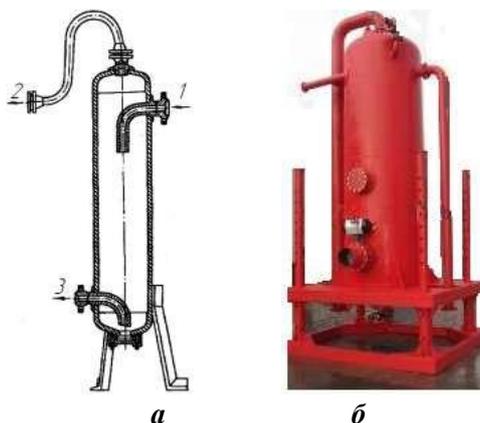


Рисунок 2.24 – Гравітаційний газосепаратор:
а – схема; б – зовнішній вигляд

На рис. 2.25 показано сучасну конструкцію газового сепаратора вихрового типу СВГ-7 розробки науково-виробничого об'єднання НВО ТОВ "ВЕРТЕКС". Порівнюючи з гравітаційними, вихрові сепаратори мають менші у 3,5 рази габарити та майже у 10 разів меншу масу і ефективніші в роботі. У вихровому сепараторі потік газу входить в корпус 10 вхідним патрубком 3 і направляється дефлектором 7, у якому отримує круговий рух уздовж стінки корпусу 10. Під дією відцентрових сил зважені краплі рідини і частинки механічних домішок осідають на стінці корпусу 10 і рухаються вниз, а потік газу входить напрямними сепараційного пакету 8 всередину нього, залишаючи на напрямних зважені краплі рідини, і виходить патрубком 4, проходячи крізь конфузор 6, в якому завдяки кільцевому проміжку вловлюється плівкова рідина (далі ця рідина з верхньої частини корпусу поступає дренажною трубою в нижню порожнину сепаратора). Зливним патрубком 12 накопичені в нижній частині корпусу продукти сепарації зливаються в накопичувальну ємність.

Необхідно відмітити, що конструкція сепараторів СВГ-7 легко адаптується до необхідних умов експлуатації. Так, сепаратори, що призначені для експлуатації на газовидобувних підприємствах, зазвичай, мають окрему

накопичувальну ємність (для акумулювання порівняно великої кількості рідини наявної в газі), а сепаратори для газотранспортних систем (які містять малу кількість рідини в газі) – суміщену накопичувальну ємність.

Ефективність очищення газу (за даними незалежних спеціалізованих вимірювальних лабораторій) сягає 99,99% і винос крапельної вологи – 4 мг/н.м³.

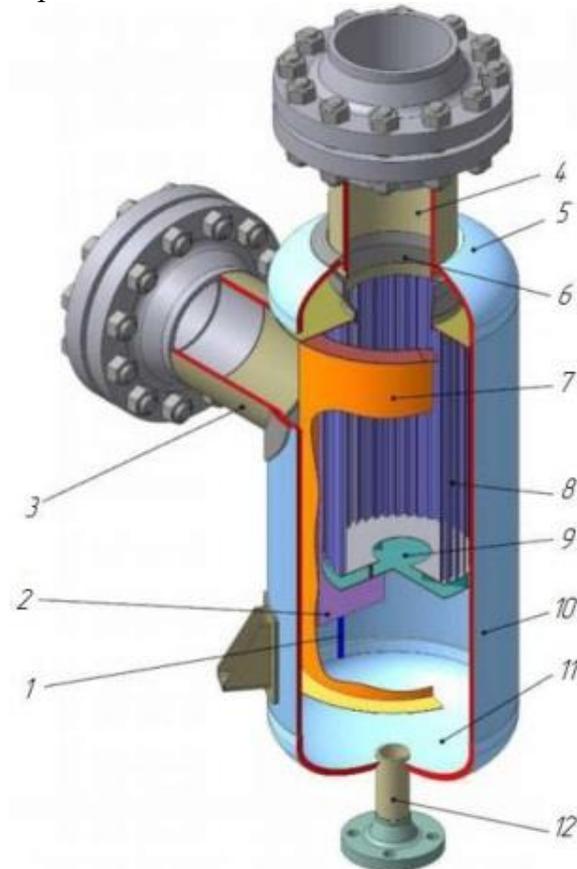


Рисунок 2.25 – Сепаратор газовий вихрового типу СВГ-7 науково- виробничого об'єднання ТОВ "ВЕРТЕКС":

- 1 – дренажна трубка; 2 – кишень-пастка;
- 3 – вхідний патрубок; 4 – вихідний патрубок;
- 5 – верхнє дно; 6 – конфузор; 7 – дефлектор;
- 8 – напрямні сепараційного пакету; 9 – приховане дно;
- 10 – корпус; 11 – нижнє днище;
- 12 – зливний патрубок

2.4 ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ СВЕРДЛОВИН НАСОСАМИ

2.4.1 Експлуатація штанговими насосними установками

Експлуатація нафтових свердловин штанговими насосами – один з основних способів механізованого видобутку нафти. Привод штангового свердловинного насоса здійснюється з поверхні завдяки колоні штанг. Схема штангової свердловинної насосної установки показана на рис. 2.26.

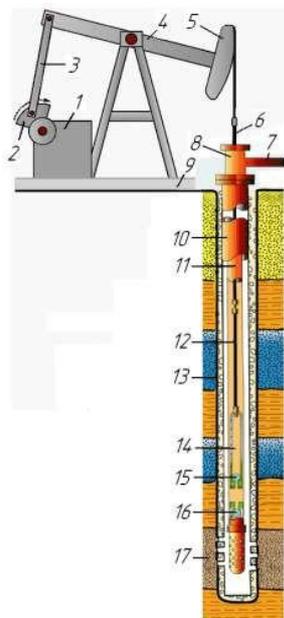


Рисунок 2.26 – Схема штангової свердловинної насосної установки:

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

Насосна установка складається з насоса 14 в свердловині, і приводу штангового свердловинного насоса (ПШСН), встановленого на поверхні біля устя. Циліндр насоса закріплений на колоні опущених в свердловину НКТ 11, а плунжер підвішений на колоні штанг 12. Верхня

штанга (полірований шток) 6 з'дана з головкою балансира 5 приводу канатною або ланцюговою підвіскою. У циліндрі встановлені кулькові клапани 15 і 16.

Колона НКТ, якою рідина від насоса піднімається на поверхню, закінчується на усті трійником. Сальниковий пристрій 8 у верхній частині трійника призначений для запобігання втратам рідини уздовж рухомого полірованого штока (тобто верхньої насосної штанги). Боковим відведенням в середній частині трійника рідина зі свердловини рухається у викидну лінію.

Зворотно-поступальний рух передається колоні насосних штанг від електродвигуна 1, через редуктор і кривошипно-шатунний механізм.

Принцип дії насоса такий. При русі плунжера вгору вхідний клапан під тиском рідини відкривається, внаслідок чого рідина поступає в циліндр насоса. Вихідний клапан в цей час закритий, оскільки на нього діє тиск стовпа рідини в НКТ.

При русі плунжера вниз вхідний клапан під тиском рідини під плунжером закривається, а вихідний клапан відкривається і рідина з циліндра переходить в простір над плунжером.

Будова ПШСН представлена на рис. 2.27.

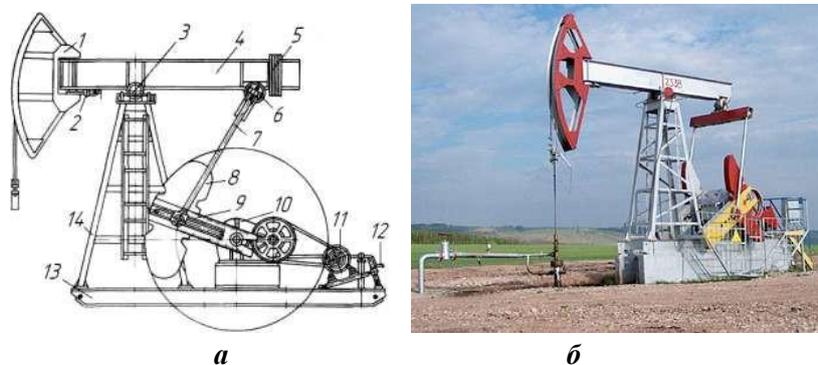


Рисунок 2.27 – Будова ПШСН:

а – схема: 1 – головка балансира; 2 – стопорний пристрій головки; 3 – опорний підшипник балансира; 4 – балансир; 5 – противаги на балансирі; 6 – траверса; 7 – шатун; 8 – противага на кривошипі; 9 – кривошип; 10 – редуктор; 11 – електродвигун; 12 – ручка гальма; 13 – рама; 14 – стійка; б – загальний вигляд ПШСН

Привод містить такі основні вузли: раму 13 зі стійкою 14, балансир 4 з головкою балансира 1, чотири противаги 8, редуктор 10 з двома кривошипними 9, на яких закріплюються противаги і траверсу 6 з двома шатунами 7.

Зовнішній вигляд ПШСН із зусиллям на штоку 80 кН показаний на рис. 2.27, б, кінематична схема – на рис. 2.28. Зі схеми видно, що обертання вала електродвигуна за допомогою клинопасової передачі передається ведучому валу редуктора. Змінні шківів електродвигуна, залежно від його потужності, мають діаметри від 63 до 450 мм.

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

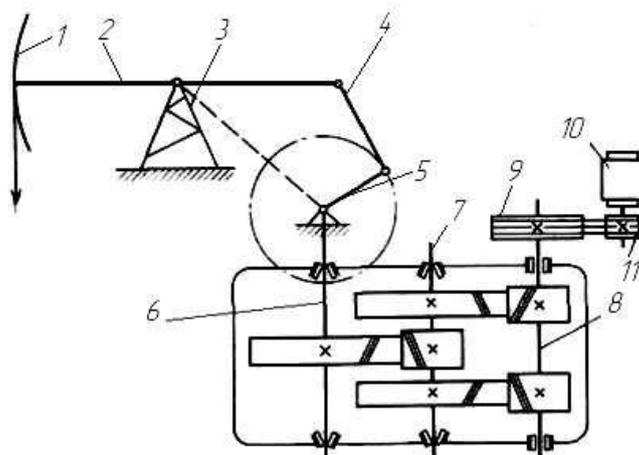


Рисунок 2.28 – Кінематична схема ПШСН:

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

Зміна передавального числа клинопасової передачі ПШСН від 2,5 до 5,0 досягається зміною шківів на валу електродвигуна. Передавальне число двоступінчастого редуктора для всіх типів приводу однакове і дорівнює 38, попри те, що габарити і маса редукторів залежно від типу приводу змінюються у великих межах. Так, редуктор найлегшого ПШСН вантажопідйомністю 15 кН має масу

700 кг, а редуктор ПШСН вантажопідйомності 80 кН – 2820 кг.

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

$$l = 2r \frac{a}{b}, \quad (2.5)$$

де r – радіус кривошипа;

a – довжина переднього плеча балансира;

b – довжина заднього плеча балансира.

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

Такі коливання навантаження негативно впливають на міцність всієї установки і, особливо, на роботу двигуна. Для забезпечення нормальної роботи двигуна, необхідно вирівнювати навантаження на нього в період кожного ходу плунжера. Це досягається зрівноваженням ПШСН за допомогою противаг. Противага розраховується так, щоб вона врівноважувала вагу стовпа рідини і штанг, на подолання якого і витрачається енергія електродвигуна при русі плунжера вгору.

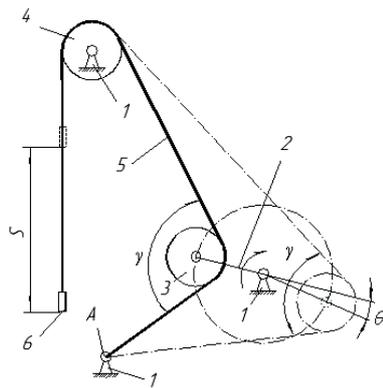
Недоліки, які характерні балансирним ПШСН, відсутні у безбалансирих ПШСН (рис. 2.29).

Безбалансирих ПШСН має принципово новий кривошипношківний механізм, який перетворює обертовий рух вала електродвигуна у зворотно-поступальний рух ходової траверси, з'єднаної за допомогою колони штанг з плунжером свердловинного штангового насоса.

Довгоходові ПШСН мають недосяжну для звичайних балансирних ПШСН довжину ходу 3,5...6 м. При цьому завдяки новим технічним удосконаленням, вони мають габарити і масу менші, ніж балансирні приводи і широкое застосування при середньодобовому дебіті свердловини від 5 м³/добу пластової рідини до 100 м³/добу, при глибині відкачування до 3000 м. Такі ПШСН, завдяки збільшеній

довжині ходу, мають такі переваги:

- Підвищений коефіцієнт подачі насоса. Результат особливо проявляється при експлуатації свердловин з динамічним рівнем 2000...3000 м. В цьому випадку колона насосних штанг має велику довжину, що призводить до значного поздовжнього видовження штанг, яке може досягти 1 м і більше. Поздовжнє видовження насосних штанг зменшує величину робочого переміщення плунжера насоса, що істотно знижує коефіцієнт подачі насоса, оскільки при видовженні колони штанг (вихідний клапан відкритий), плунжер насоса не переміщується до закінчення видовження, а робочий хід полірованого штока витрачається на компенсацію видовження штанг. При використанні довгоходового приводу верстата-качалки збільшена довжина ходу дозволяє компенсувати видовження штанг, і забезпечити необхідний робочий хід плунжера штангового насоса.



а



б

Рисунок 2.29 – Безбалансирний ПШСН з кривошипно-шківним перетворюючим механізмом:

- а: 1 – стійка (триполюсна); 2 – кривошип приводний; 3 – шків натяжний; 4 – шків напрямний; 5 – гнучка ланка (канат);
 б – ходова траверса; А – місце закріплення нерухомого кінця канату; γ – кут між вітками канату; θ – кут дезаксіалу;
 S – максимальна довжина ходу траверси;
 б – загальний вигляд ПШСН

- Підвищену довговічність штанг і збільшений міжремонтний період їх експлуатації. Маючи збільшену

довжину ходу, можна, не знижуючи дебіт свердловини, істотно зменшити частоту ходів, що призведе до зниження сумарного числа циклів динамічних навантажень, які виникають в кінцевих точках ходу. Це дозволяє підвищити довговічність насосних штанг і збільшити міжремонтний період їх експлуатації.

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

- Підвищену довговічність штангового насоса. Довгоходові ПШСН працюють в парі з довгоходовим штанговим насосом з довшим циліндром, який має більшу поверхню контакту з плунжером. Це істотно знижує зношування робочої поверхні циліндра, що підвищує довговічність всього насоса.

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

- високий ККД кривошипно-шківного механізму, який перетворює обертовий рух вала електродвигуна у зворотньо-поступальний рух полірованого штока;

- можливість механізації допоміжних операцій, таких як переміщення противаг, налаштування довжини ходу, відведення стійки від устя свердловини при виконанні підземних ремонтних робіт;

- плавність роботи приводу, яка гарантує практично повну відсутність динамічних коливань, що підвищує довговічність ПШСН, колони штанг;

- об'єм фундаменту менший у 5 раз порівнюючи з фундаментами інших типів ПШСН.

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

Основні складові заощадження: електроенергія, підвищення коефіцієнтів наповнення і подачі свердловинного насоса, зменшення витрат на монтаж

ПШСН і підземний ремонт свердловин, зменшення витрат штанг і свердловинних насосів.

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

Штангові свердловинні насоси. Насоси за конструкцією і способом монтажу у свердловині поділяються на дві основні групи: невставні (трубні) і вставні.

Невставні насоси характерні тим, що їх основні вузли спускаються в свердловину окремо: циліндр – на НКТ, а плунжер в зборі з вхідним і вихідним клапанами – на штангах.

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

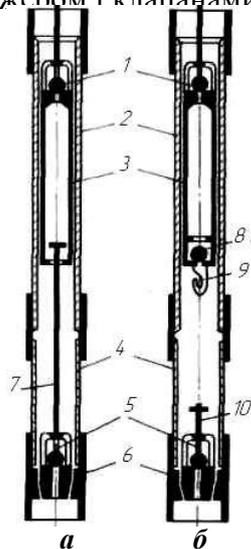


Рисунок 2.30 – Невставні штангові свердловинні насоси:

- 1 – вихідний клапан; 2 – циліндр насоса; 3 – плунжер; 4 – патрубок-подовжувач; 5 – вхідний клапан;
- 6 – сидло конуса; 7 – захватний шток;
- 8 – нижній вихідний клапан;
- 9 – уловлювач; 10 – наконечник вхідного клапана.

Вставні насоси спускають в свердловину в зібраному вигляді (циліндр разом з плунжером) на насосних штангах і піднімають на поверхню також в зібраному вигляді шляхом

підйому цих штанг. Насос встановлюють і закріплюють за допомогою спеціального замкового пристосування, яке заздалегідь спускається в свердловину на трубах. В результаті цього для зміни вставного насоса (при необхідності заміни окремих вузлів або насоса в цілому) досить підняти на поверхню тільки насосні штанги, насосні ж труби залишаються постійно в свердловині. Їх піднімають тільки при необхідності виправлення замкового пристосування, що на практиці буває рідко. Таким чином, зміна вставного насоса потребує значно меншого часу, ніж невставного. Крім того, при використанні такого насоса менше зношуються насосні труби, оскільки немає необхідності їх спускати і піднімати, а також розгвинчувати і згвинчувати при кожній зміні насоса. Ці переваги вставного насоса мають особливе значення при експлуатації глибоких свердловин, в яких на СПО при підземному ремонті витрачається багато часу.

Невставні насоси (рис. 2.30) поділяються на два типи:

–насоси двоклапанні НН1С (насос невставний першого типу);

–насоси триклапанні НН2С.

Двоклапанний насос НН1С (рис. 2.30, а) складається з трьох основних вузлів:

–циліндра з сідлом конуса на нижньому кінці;

–вхідного клапана з конусом і захватним штоком, угвинченим в клітку клапана (шток призначений для вилучення і підйому на поверхню клапана без підйому циліндра насоса);

–плунжера з вихідним клапаном.

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

Для підйому насоса із свердловини плунжер підводиться вище за його звичайне верхнє положення. Наконечник плунжера підхоплює при цьому головку захватного штока, і конус разом з вхідним клапаном виходить з гнізда, піднімаючись вслід за плунжером. Істотним недоліком двоклапанних насосів типу НН1С є значний об'єм шкідливого простору (об'єми між вхідним і вихідним клапанами при крайньому нижньому положенні

плунжера). Газ, який поступає в насос разом з нафтою, при зниженні тиску в циліндрі (хід вгору) скупчується в цьому просторі, утворюючи газову подушку. Об'єм газу в насосі, зменшує корисний об'єм циліндра, тобто знижує кількість нафти, яка поступає в циліндр.

Цей недолік усунений в триклапанному насосі типу НН2С (рис. 2.30, б). Шкідливий простір в ньому зменшений за рахунок установки додаткового вихідного клапана на нижньому кінці плунжера.

При цьому ловильний шток замінений спеціальним захватним пристосуванням, яке вмонтовується в нижній частині плунжера. Це автозачеплювач байонетного типу (пристрій для підняття вхідного клапана).

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

Насос вставний НВ1 показано рис. 2.31. Він складається з трьох основних вузлів: циліндра 5, плунжера 6 і замкової опори 4. Циліндр насоса 5 на нижньому кінці має закріплений наглухо вхідний клапан, а на верхньому кінці конус 3, який, служить опорою насоса. Плунжер 6 підвішується до колони штанг за допомогою штока 1, кінець якого виступає з насоса і має відповідну нарізь для з'єднання з штангами. Для зменшення об'єму шкідливого простору вихідний клапан змонтований на нижньому кінці плунжера. Вставний насос спускається в свердловину на насосних штангах і встановлюється в замковій опорі 4, заздалегідь спущений на насосних трубах 2, на нижньому кінці яких змонтована направляюча труба 7.

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

Усі виконання циліндрів повинні мати строго циліндричну внутрішню поверхню з високою чистотою механічної обробки, яка досягається шліфуванням і хонінгуванням.

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

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



Рисунок 2.31 – Вставний насос:
 а – схема насоса: 1 – шток; 2 – НКТ;
 3 – конус; 4 – замкова опора;
 5 – циліндр; 6 – плунжер;
 7 – направляюча труба; б – загальний
 вигляд

Клапани насосів. У штангових насосах застосовують кулькові клапани з однією кулькою – з сферичною фаскою сідла, і двома кульками – зі ступінчато-конусною фаскою сідла.

Для передачі руху від ПШСН до плунжера насоса призначені **насосні штанги**. Насосні штанги - це круглий стержень з висадженими кінцями і накатаною спеціальною метричною різьбою, та ділянкою квадратного перерізу під штангові ключі (для їх згвинчування і розгвинчування).

Штанги виготовляються діаметрами 13, 16, 19, 22, 25 і 29 мм і укомплектовані з'єднувальними муфтами. Нормальна довжина штанги приблизно 8 м. Щоб

забезпечити точну посадку плунжера в циліндрі свердловинного насоса виготовляють також укорочені штанги (довжиною 610...3660 мм).

Колона насосних штанг експлуатується в складних умовах. В процесі експлуатації насосні штанги зазнають сумісної дії навантаження і корозійного середовища. Навантаження, діючі на колону штанг, дуже різноманітні. Вони включають як статичні, так і динамічні, ударні, вібраційні, інерційні та інші навантаження.

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

Основна особливість склопластикових штанг - їх мала маса: при однаковій міцності вони у 3-4 рази легші сталевих, але в 2 - 3 рази еластичніші. Зазвичай, їх використовують в глибоких свердловинах з висококорозійною продукцією.

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

Подача насосної установки. Загальна кількість рідини, яку подає насос при безперервній роботі, називається його подачею.

Теоретичну подачу насосної установки за добу визначають за формулою

$$Q_m = 1440FSn, \quad (2.6)$$

де 1440 – число хвилин в добі;

F – площа поперечного перерізу плунжера;

S – довжина ходу плунжера;

n – частота ходів плунжера за хвилину;

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

$$Q_m = 1130,4 \cdot D^2 Sn. \quad (2.7)$$

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

При експлуатації свердловин застосовують насоси

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

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

Фактична подача насоса завжди менша від теоретичної і тільки в тих випадках, коли свердловина фонтанує крізь насос, його подача може виявитися рівною або більшою від теоретичної.

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

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

Діагностування роботи ШСНУ. Динамометрія ШСНУ є основним способом діагностування роботи ШСН, колони штанг, НКТ і верстата-качалки. За допомогою динамограм (отриманих динамографом) можна встановити параметри роботи ШСНУ, знання яких значно полегшує виявлення неполадок. Найбільш поширеним є гідравлічний геліксний динамограф, який встановлюється між траверсами канатної підвіски верстата-качалки. Динамограма – це графік зміни навантаження в точці підвішування насосних штанг залежно від їх переміщення.

Проста (тільки від статичних сил, що діють на полірований шток) теоретична динамограма роботи насосної установки за один хід вгору і вниз має форму паралелограма (рис. 2.32).

На вертикальній осі відкладають навантаження, які діють на полірований шток, а на горизонтальній – його переміщення.

Навантаження на полірований шток у міру його руху

вгору змінюється в такому порядку. В кінці ходу вниз полірований шток і плунжер досягають крайнього нижнього положення; при цьому вихідний клапан насоса відкритий, вхідний – закритий. На полірований шток діє тільки навантаження від ваги штанг. Цьому положенню відповідає точка А на динамограмі.

На початку руху полірованого штока вгору вихідний клапан закривається, на полірований шток окрім ваги штанг починає діяти і вага рідини в трубах.



Рисунок 2.32 – Теоретична динамограма насосної установки (тільки від статичних сил)

Під дією цієї сили штанги розтягуються (видовжуються за рахунок пружної деформації), а підйомні труби укорочуються.

Впродовж всього процесу розтягування (видовження) штанг і укорочення труб, плунжер залишається нерухомим відносно насоса, тоді як полірований шток переміщається на величину, рівну сумі деформацій розтягування штанг і укорочення труб.

Процес сприйняття полірованим штоком навантаження від тиску на плунжер стовпа рідини записується на діаграмі похилою прямою АБ; лінія БВ характеризує переміщення полірованого штока в процесі сприйняття навантаження. Після закінчення процесу сприйняття навантаження штангами починається рух

плунжера, при цьому відкривається вхідний клапан насоса (точка Б). Дальший рух полірованого штока і плунжера вгору відбувається при незмінному навантаженні; на динамограмі цей процес зображений прямою БВ. Навантаження на полірований шток в цьому випадку рівне вазі штанг, занурених в рідину, плюс навантаження від тиску стовпа рідини на плунжер. На початку ходу вниз вихідний і вхідний клапани закриті, на полірований шток діє повне навантаження від ваги штанг і рідини (точка В).

При русі полірованого штока вниз штанги і плунжер розвантажуються, передаючи навантаження від стовпа рідини на труби; труби розтягуються (видовжуються), а штанги укорочуються (лінія БГ). Лінія ГГ характеризує переміщення полірованого штока в процесі розвантаження, вона відповідає сумі деформацій укорочення штанг і розтягування труб. Після процесу розвантаження полірованого штока вихідний клапан відкривається і починається рух плунжера вниз (точка Г). Дальший рух полірованого штока і плунжера відбувається при відкритому вихідному клапані і незмінному навантаженні (лінія ГА). У точці А цикл поновлюється.

Така динамограма характеризує роботу насоса в дегазованій рідині при коефіцієнті наповнення, рівному одиниці, і за відсутності динамічних навантажень, тобто при повільному і плавному русі системи (полірований шток – штанги – плунжер) вгору і вниз. Якби при роботі зануреного насоса не відбувалося розтягування і зворотного укорочення штанг і труб, теоретична динамограма мала б вигляд прямокутника.

При роботі насосної установки можуть бути різні неполадки, що призводять до витоків рідини в насосі і трубах або зниження коефіцієнта подачі насоса, що врешті порушує нормальний процес зміни навантаження на полірований шток. Ці зміни навантаження легко прослідкувати за допомогою динамограми.

Кожному порушенню нормальної роботи насоса відповідає своя характерна форма динамограми. А знаючи, як змінюється форма динамограми при тих або інших неполадках, можна визначити їх характер, не піднімаючи насос на поверхню.

Крім якісних показників роботи насоса (витікання з насоса, вплив газу на роботу насоса, правильність посадки

плунжера, заїдання плунжера тощо) за допомогою динамограми визначають також кількісні показники: навантаження на головку балансира, довжину ходу полірованого штока і плунжера.

Отже, фактична динамограма дозволяє визначати, чи нормально працює насос, чи не впливає на його роботу газ, чи достатня глибина його занурення, а також якого ремонту потребує свердловина, що експлуатується ШСНУ.

2.4.2 Експлуатація за допомогою зануреного гідропоршневого насоса

Занурений гідропоршневий насос (рис. 2.33) приводиться в дію потоком рідини, що подається в свердловину з наземної поверхні силовою насосною установкою. При цьому в свердловину спускають два ряди концентричних труб діаметром 63 і 102 мм. Насос спускають у свердловину всередину труби діаметром 63 мм і тиском рідини притискають до посадкового сидла, що міститься в кінці цієї труби. Рідина, що надходить з поверхні приводить в рух поршень двигуна, а разом з ним і поршень насоса. Поршень насоса відкачує рідину із свердловини і разом з робочою рідиною подає її по міжтрубному простору на поверхню.

При роботі гідропоршневої установки робоча рідина, що нагнітається з поверхні силовим насосом, подається трубопроводом у гідродвигун насоса. Під тиском робочої рідини поршень двигуна здійснює зворотно-поступальний рух, приводячи в дію жорстко зв'язаний за допомогою штока поршень насоса. Робочою рідиною гідроприводу може бути нафта, відсепарована від газу, води і механічних домішок і оброблена хімічними речовинами – деемульгаторами, інгібіторами, або вода з спеціальними добавками. Гідропоршневий насос може забезпечити подачу рідини з великих глибин – до 4500 м при досить високому ККД – до 0,6.

Експлуатація свердловин у складних умовах. Багато свердловин експлуатуються у складних умовах, наприклад: з пласта в свердловину разом з нафтою поступає велика кількість вільного газу; з пласта виноситься пісок; у насосі і трубах відкладається парафін.

Найбільше число ускладнень і неполадок виникає при експлуатації свердловин, в продукції яких міститься газ або пісок.

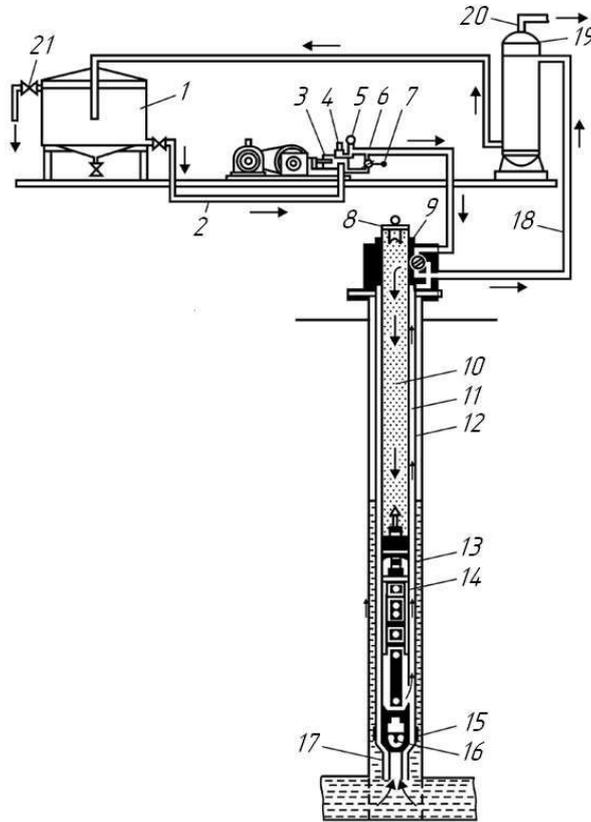


Рисунок 2.33 – Принципова схема насосної установки із зануреним гідропоршневим агрегатом:
 1 – бак для зберігання і відстоювання робочої рідини; 2 – вхідний трубопровід; 3 – силовий насос з електродвигуном;
 4 – запобіжний клапан; 5 – манометричний захист системи гідроприводу; 6 – вихідний трубопровід; 7 – дросель;
 8 – уловлювач для захоплення зануреного агрегату;
 9 – чотириходовий кран; 10 – центральна 63-мм колона;
 11 – колона насосних труб для підйому рідини;
 12 – обсадна колона; 13 – сідло зануреного агрегату;
 14 – занурений гідропоршневий насосний агрегат;
 15 – посадковий конус з хвостовиком; 16 – зворотний клапан;
 17 – манжетне ущільнення; 18 – вихідний трубопровід зануреного агрегату; 19 – трап; 20 – відвід газу; 21 – трубопровід для здачі видобутої нафти

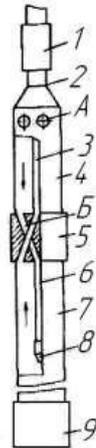


Рисунок 2.34 – Газопісочний якір:

- 1 – прийом насоса;
- 2 – перехідник; 3 – вхідна трубка;
- 4 – газова камера; 5 – муфта;
- 6 – робоча труба; 7 – пісочна камера;
- 8 – кінцева насадка; 9 – глуха муфта;
- А – отвори газової камери;
- Б – отвори пісочної камери

В результаті багаторічних досліджень розроблені різні технологічні прийоми запобігання шкідливому впливу газу на роботу насосної установки, до яких відносяться:

- використання насосів із зменшеним шкідливим простором;
- збільшення довжини ходу плунжера;
- збільшення глибини занурення насоса під рівень рідини в свердловині;
- відсмоктування газу із затрубного простору.

Пісок, який поступає з пласта разом з нафтою, може утворити на вибої піщану пробку, внаслідок чого зменшується або повністю припиняється приток нафти в свердловину. При роботі насоса пісок, потрапляючи разом з рідиною в насос, передчасно зношує його деталі, часто заклинює плунжер в циліндрі.

Основні заходи щодо оберігання насоса від шкідливого впливу піску такі:

- регулювання відбору рідини із свердловини, в основному, у сторону його обмеження;
- застосування насосів з плунжерами спеціальних типів (з канавками для уловлювання піску);
- підлив нафти в затрубний простір свердловин для зменшення концентрації піску в рідині, яка проходить в насос і збільшення швидкості руху потоку;
- застосування трубчастих штанг.

Захисні пристосування на прийомі насоса. Всі

заходи режимного і технологічного характеру щодо зниження шкідливого впливу газу і піску на роботу штангового насоса зазвичай доповнюються застосуванням захисних пристосувань на прийомі насоса – газових, пісочних або комбінованих газопісочних якорів.

Одна з конструкцій газопісочних якорів показана на рис. 2.34.

Якір складається з двох камер – газової камери (верхньої) 4 і пісочної (нижньої) 7. Камери сполучені за допомогою спеціальної муфти 5, в якій просвердлені отвори Б. У верхній камері якоря закріплена вхідна трубка 3, а в нижній – робоча труба 6, забезпечена конічною насадкою 8. Якір приєднується до прийому насоса 1 перехідником 2, який одночасно з'єднує корпус якоря із вхідною трубкою. На нижньому кінці пісочної камери нагвинчена глуха муфта 9.

При роботі насоса рідина із свердловини поступає крізь отвори А в газову камеру, в якій газ відділяється від нафти. Потім відсепарована нафта крізь отвори Б і робочу трубу попадає в пісочну камеру; рідина, яка відокремилася від піску, піднімається кільцевим простором в пісочній камері і поступає крізь отвори в спеціальній муфті у вхідну трубку 3 на прийом насоса. Залежно від кількості піску, який виділяється з рідини, корпус пісочної камери може бути подовжений нарощуванням труб.

Для кращого винесення піску іноді успішно застосовують насосні установки з порожнистими (трубчастими) штангами. Такими штангами можуть служити НКТ діаметрами 33, 42, 48 мм.

Трубчасті штанги є одночасно і ланкою, що передає плунжеру насоса зворотно-поступальний рух за допомогою ПШСН, і трубопроводом для відкачуваної із свердловини рідини. Ці штанги приєднують до плунжера за допомогою спеціальних перехідників.

Запобігання відкладення парафіну. При видобуванні парафінистої нафти в свердловинах виникають ускладнення, викликані відкладенням парафіну на стінках НКТ і у вузлах насоса.

Відкладення парафіну на стінках НКТ зменшують площу їх прохідного перерізу, внаслідок чого зростає опір

переміщенню колони штанг і руху рідини. У міру зростання парафінових відкладень збільшується навантаження на головку балансира ПШСН і порушується його врівноваженість, а у разі сильного парафінування труб знижується і коефіцієнт подачі насоса. Окремі грудки парафіну, потрапляючи під клапани, можуть порушити їх герметичність.

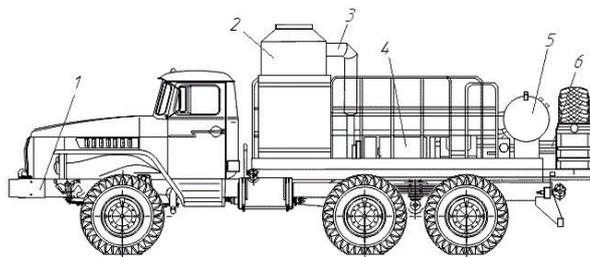
При видобуванні нафти з великим вмістом парафіну застосовують такі методи усунення парафіну, при яких не потрібні зупинка свердловини і підйом труб на поверхню:

- очищення труб механічними скребками різної конструкції, встановленими на колоні штанг;
- нагрів НКТ парою або гарячою нафтою, яка закачується в затрубний простір;
- нагрів НКТ електричним струмом – електродепарафінація.

На рис. 2.35 показана мобільна установка АДПМ 12/150 призначена для депарафінації нафтових свердловин гарячою нафтою. Установка містить: нагрівач (котел), нагнітальний насос, вентилятор високого тиску, трансмісію, запірну і регулювальну арматуру, технологічні і допоміжні трубопроводи, електрообладнання і контрольно-вимірювальні прилади. Котел містить “змійовики”, якими циркулює нафта.

Всередині змійовиків розміщений пальник за допомогою якого і відбувається нагрівання нафти до температури 150°C . Привод механізмів агрегата відбувається від тягового двигуна автомобіля, через коробку відбору потужності. Наявність допоміжних трубопроводів дозволяє швидко підключити агрегат до свердловини і ємності з нафтою. Нафта забирається насосом і нагрівається до необхідної температури і нагнітається у свердловину, де розплавлює відкладення парафіну. Керування і контроль за роботою агрегата ведуться з кабіни водія.

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



a



б

Рисунок 2.35 – Мобільна установка депарафінзації нафтових свердловин АДПМ 12/150:

a – схема установки; *б* – зовнішній вигляд установки; 1 – шасі;
2 – нагрівач (котел); 3 – трубопровід; 4 – трансмісія;
5 – паливна система; 6 – трубопроводи допоміжні

2.4.3 Експлуатація безштанговими зануреними насосами

Недостатньо висока подача штангових насосів, необхідність установки громіздкого обладнання, небезпека обриву штанг при великих глибинах свердловин і інші причини обмежують широке застосування штангових насосів. У зв'язку з цим, за останні роки при експлуатації нафтових свердловин почали застосовувати безштангові насоси, з яких найпоширеніші занурені відцентрові електронасоси і гвинтові насоси. Установка зануреного відцентрового електронасоса показана на рис. 2.36.

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

Занурений насосний агрегат, що спускається в

свердловину на НКТ, складається з відцентрового багатоступінчастого насоса 12 (рис. 2.36), зануреного двополюсного трифазного асинхронного електродвигуна 2 і протектора 13. Корпуси цих вузлів сполучаються фланцевими з'єднаннями. Вали двигуна, протектора і насоса мають на кінцях шліци і з'єднуються шліцьовими муфтами. Насос має боковий прийом рідини з кільцевого простору крізь фільтр-сітку приймального модуля 3.

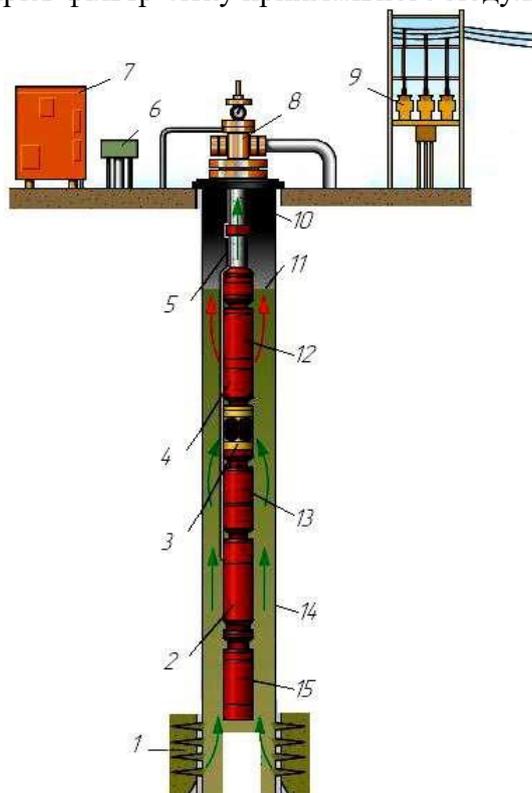


Рисунок 2.36 – Установка зануреного відцентрового електронасоса:

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

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

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



Рисунок 2.37 – Відцентровий багатоступінчастий насос

Принцип дії установки такий. Електричний струм з промислової мережі, автотрансформатор 9, клемну коробку і станцію керування 7 поступає силовим кабелем 5 до електродвигуна 2, який і приводить в дію багатоступінчастий насос. Під час роботи насоса рідина проходить крізь фільтр, встановлений на його прийомі, і нагнітається через НКТ на поверхню. Щоб рідина при зупинці насоса не зливалася з колони труб в свердловину, в трубах над насосом розміщений зворотний клапан, а вище нього – спусковий клапан, яким рідина зливається з колони труб перед підйомом із свердловини.

Занурений відцентровий насос за принципом дії не відрізняється від звичайних секційних відцентрових насосів, призначених для перекачування рідини. Його видовжений корпус містить набір ступенів – ротори, закріплені шпонковим з'єднанням на валу насоса, а направляючі апарати (статори) нерухомо закріплені в

корпусі.

На рис. 2.38, а показана схема однієї ступені насоса. Робоче колесо 1 опирається на елементи статора 3 насоса за допомогою текстолітових кілець 4, таким чином осьові навантаження з вала передаються на корпус насоса. Робочі колеса і направляючі апарати, виготовляють з чавуну, сталі, пластмас (рис. 2.38, б).

Під час роботи насоса рідина, яка поступає крізь вхідні отвори до центральної відкритої частини робочого колеса, попадає на його лопаті і захоплюється ними в порожнину, в якій набуває обертового руху. Рідині надається потенційна і частково кінетична енергія. Рідина викидається до периферії робочого колеса, і далі поступає у направляючий апарат. Для перетворення кінетичної енергії в потенційну енергію служать спеціальні направляючі апарати, які складаються з системи фігурних лопатей, які охоплюють робоче колесо. Рідина, протікаючи між цими лопатями, плавно змінює напрям руху, поступово втрачає швидкість і відводиться в наступну ступень.

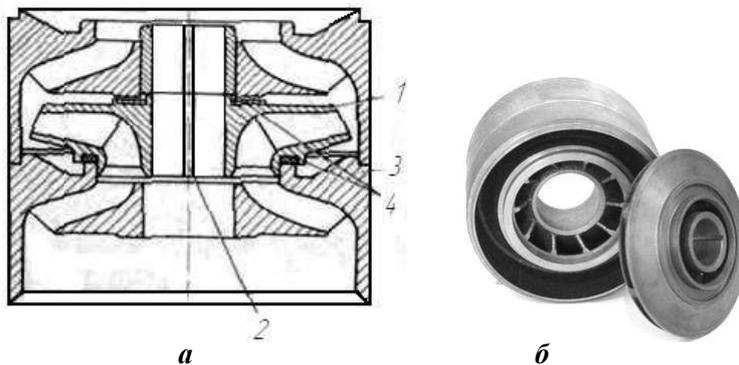


Рисунок 2.38 – Ступень насоса:

а – схема ступені насоса:

1 – робоче колесо; 2 – вал; 3 – направляючий апарат (статор);

4 – текстолітові кільця;

б – загальний вигляд статора і робочого колеса

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

двосекційні або трисекційні насоси.

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

До основних параметрів зануреного відцентрового електронасоса відносяться його подача Q , і напір H . Величина напору характеризує висоту, на яку рідина може бути піднята за допомогою насоса. Напір і подача – взаємозалежні величини: чим вищий розвивається насосом напір, тим нижча його подача (рис. 2.39).

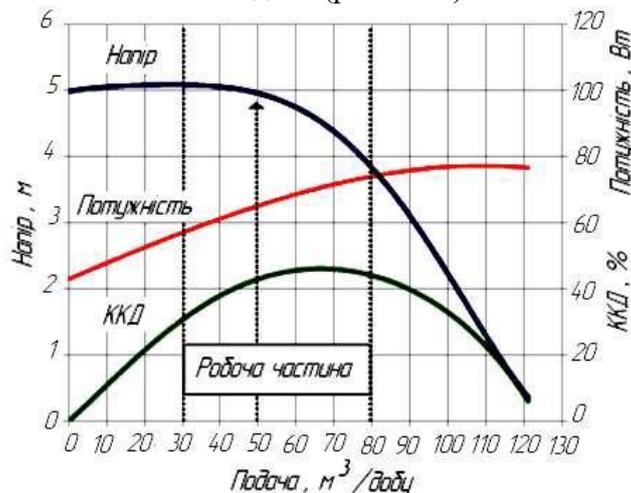


Рисунок 2.39 – Робоча характеристика ступені ЕВН

Наприклад, ступень насоса, робоча характеристика якого показана на цьому рисунку, спроможна підняти воду на висоту 5 м, але при цьому вона працюватиме вхолосту ($Q=0$). Якщо напір наближається до нуля, то ступень спроможна перекачувати рідини до 120 $\text{м}^3/\text{добу}$. Із збільшенням напору подача насоса знижується, а при зниженні напору подача збільшується. ККД η в обох випадках дещо знижується.

Промисловістю випускаються електронасоси,

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

Занурений електродвигун. Приводом ЕВН служать асинхронні трифазні занурені електродвигуни з короткозамкнутим ротором (рис. 2.40). При частоті струму 50 Гц синхронна частота обертання вала становить 3000 хв⁻¹.



Рисунок 2.40 – Двополюсний трифазний асинхронний електродвигун

Ротор електродвигуна складається з декількох секцій стандартної довжини. Між секціями встановлюються бронзові підшипники. Обмотка статора загальна для всіх його пластин. Кожух заповнюється легкою трансформаторною оливою, яка характеризується високими діелектричними властивостями. Олива служить для змащування і охолодження ротора і статора електродвигуна. Оскільки діаметр корпусу електродвигуна обмежений внутрішнім діаметром експлуатаційної колони, для забезпечення необхідної потужності його довжина досягає 4,2...8,2 м. Потужність занурених електродвигунів залежно від типу насоса може бути від 14 до 125 кВт, а їх діаметр – від 103 до 123 мм.

Гідрозахист – один з найважливіших вузлів зануреного агрегата. Він захищає електродвигун від попадання в його порожнину пластової рідини, яку перекачує відцентровий насос.

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

Занурені гвинтові насоси на практиці почали впроваджуватися відносно недавно.

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

На рис. 2.41 показано занурений електрогвинтовий редукторний насос фірми “Centrilift”, який містить електродвигун 1, редуктор 2, опорно-гідрозахисний вузол 3, приймальну камеру 4 та гвинтові робочі органи 5. Робочими органами є однозахідний сталевий гвинт і гумометалева обойма, внутрішня порожнина якої має двозахідну гвинтову поверхню, з кроком вдвічі більшим від кроку гвинта.

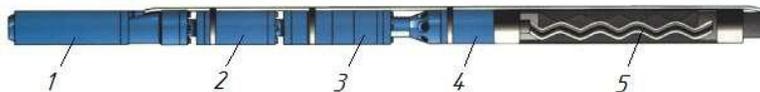


Рисунок 2.41 – Занурений електрогвинтовий редукторний насос:

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

Рідина із свердловини поступає у приймальну камеру 4 і далі в порожнину між гвинтом і обоймою 5 проходить до запобіжного клапана і далі в НКТ.

Гвинт, обертаючись в обоймі, здійснює складний планетарний рух. За один оберт гвинта замкнуті порожнини, що мають гвинтоподібну форму, переміщуються з рідиною на один крок обойми в осьовому напрямі у сторону нагнітання. При обертанні гвинта безперервно відкриваються і замикаються порожнини, що утворюються гвинтом і обоймою. При цьому сума заповнених рідиною вихідних площ поперечного перерізу гвинта з обоймою залишається постійною, і потік рідини

завжди безперервний та пропорційний частоті обертання гвинта. Рідина перекачується практично без пульсації, не створюючи стійкої емульсії нафти з водою.

На рис. 2.42 показано загальний вигляд та окремі елементи електрогвинтового насоса. Безумовною особливістю робочого гвинта є те, що будь-який поперечний переріз, перпендикулярний до осі обертання, є правильним кругом. Центри цих кругів лежать на гвинтовій лінії, вісь якої є віссю обертання всього гвинта. Відстань центра поперечного перерізу гвинта від його осі називається ексцентриситетом і позначається буквою e . Поперечні перерізи обойми в будь-якому місці уздовж осі гвинта однакові, але повернені один відносно одного. Один з таких поперечних перерізів гвинта в обоймі зображено на рис. 2.43.

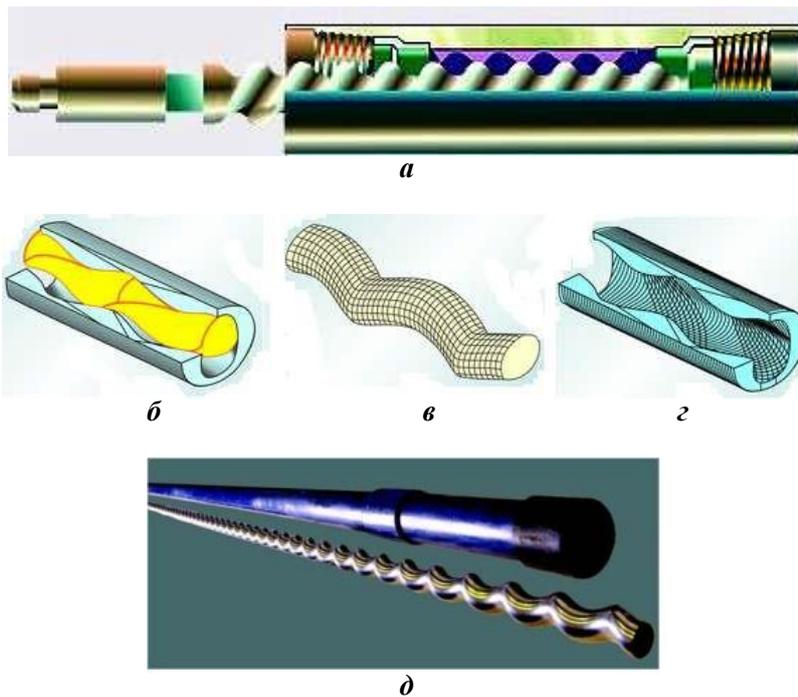


Рисунок 2.42 – Елементи зануреного електрогвинтового насоса:

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

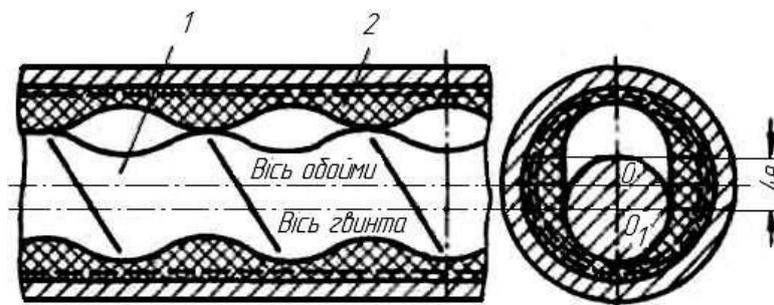


Рисунок 2.43 – Поперечний переріз гвинта в обоймі насоса

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

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

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

$$q = 4eDT, \quad (2.8)$$

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

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

$$q_2 = 2 \cdot 4eDT. \quad (2.9)$$

Подача насоса за одну добу

$$Q = 1440 \cdot 4eDTn\eta_{об}. \quad (2.10)$$

де e – ексцентриситет гвинта;

D – діаметр перерізу гвинта;

T – крок обойми;

n – частота обертання вала насоса, хв^{-1} ;

$\eta_{об}$ – об'ємний ККД насоса.

Якщо розміри насоса задати в метрах, то подача його буде вимірюватися в м³/добу. Об'ємний коефіцієнт корисної дії насоса знаходиться в межах 0,7...0,9. Ця величина залежить від характеру посадки гвинта в обоймі (з натягом або проміжком), характеристики гуми і напору насоса.

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

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

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

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

2.5 СУЧАСНІ МЕТОДИ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ СВЕРДЛОВИН

Продуктивність нафтових і газових свердловин і поглинальна здатність нагнітальних свердловин залежать, головним чином, від проникності порід, які складають продуктивний пласт. Чим вища проникність порід в зоні дії тієї або іншої свердловини, тим більша продуктивність або прийомистість її, і навпаки.

Проникність порід одного і того ж пласта може різко змінюватися в різних його зонах або ділянках. Іноді при загальній хорошій проникності порід пласта окремі свердловини розкривають зони із зниженою проникністю, внаслідок чого погіршується приплив нафти і газу до них.

Природна проникність порід під впливом тих або інших причин також може з часом погіршуватися. Так, при

закінченні свердловин бурінням вибійні зони їх часто забруднюються відфільтрованим глинистим розчином, що призводить до закупорки пор пласта і зниження природної проникності порід. При експлуатації нафтових і газових свердловин проникність порід у вибійній зоні може різко погіршитись через закупорку пор парафіністими і смолянистими відкладеннями, а також глинистими частинками.

Вибійна зона нагнітальних свердловин забруднюється механічними домішками, наявними у воді, що закачується (мул, глина, оксиди заліза тощо). Проникність порід вибійної зони свердловин поліпшують шляхом штучного збільшення кількості і розмірів дренажних каналів, збільшення тріщинуватості порід, а також шляхом видалення парафіну, смол і бруду, які осіли на стінках пористих каналів.

Методи збільшення проникності порід вибійних зон свердловин можна умовно розділити на хімічні, механічні, теплові і фізичні. Часто для отримання кращих результатів ці методи застосовують в поєднанні один з одним, або послідовно.

Вибір методу дії на вибійну зону свердловин визначається умовами пластів. Хімічні методи дії дають добрі результати в слабопроникних карбонатних породах. Їх успішно застосовують також в цементованих пісковиках, які містять карбонатні і цементуючі речовини.

Механічні методи оброблення застосовують, зазвичай, в пластах, складених щільними породами, для збільшення їх тріщинуватості.

Теплові методи дії застосовують для видалення із стінок пористих каналів парафіну і смол, а також для інтенсифікації хімічних методів оброблення вибійних зон.

Фізичні методи призначені для видалення з вибійної зони свердловини залишкової води і твердих дрібнодисперсних частинок, що зрештою підвищує проникність порід для нафти.

2.5.1 Оброблення свердловин кислотою

Оброблення свердловин кислотою засновані на спроможності кислот розчиняти деякі види гірських порід, що призводить до очищення і розширення їх пористих каналів, підвищенню проникності і, як наслідок, – до

підвищення дебіту свердловин.

Для оброблення свердловин в більшості випадків застосовують соляну (HCl) і фтористоводневу (HF) кислоти. Соляна кислота розчиняє карбонатні породи – вапняки, доломіти, доломітизовані вапняки, з яких складаються продуктивні горизонти нафтових і газових покладів. Продукти реакції соляної кислоти з карбонатами, тобто хлористий кальцій (CaCl_2) і хлористий магній (MgCl_2), внаслідок їх високої розчинності не випадають в осад з розчину кислоти, яка прореагувала. Після оброблення вони разом з продукцією видобуваються із свердловини. Вуглекислий газ CO_2 , який утворюється при реакції, також легко виходить на поверхню.

При обробленні пласта соляною кислотою остання реагує з породою, як на стінках свердловини, так і в пористих каналах, причому діаметр свердловини практично не збільшується. Більший ефект дає розширення каналів пор і очищення їх від мулистих і карбонатних матеріалів, розчинних в кислоті. Досліди показують також, що під дією кислоти іноді утворюються вузькі каверноподібні канали, внаслідок чого помітно збільшується ділянка дренажу свердловин і їх дебіт. Тому оброблення соляною кислотою, в основному, призначене для введення кислоти в пласт якомога на значній від свердловини відстані, для розширення каналів і поліпшення сполучення їх, а також для очищення пор від мулистих утворень.

При кислотному обробленні стінок свердловини в границях продуктивного горизонту (кислотна ванна) для очищення фільтруючої поверхні від глинистої і цементної кірки і продуктів корозії, розчинювальній дії кислоти піддаються вже не породи пласта, а матеріали, які забруднюють поверхню вибою свердловини. Механізм такого процесу зводиться до хімічного розчинення забруднювальних матеріалів, або тільки окремих компонентів цих матеріалів, розчинних в кислоті. В результаті такої дії порушується цілісність забруднювальних матеріалів, які відклалися, відбувається їх розпад з повним або частковим переходом в стан шламу, який легко виноситься з вибою на поверхню дальшим промиванням. Для оброблення свердловин застосовують 8...20 %-ний розчин соляної кислоти. Найчастіше використовують 12...15 %-ний розчин HCl. На 1 м оброблюваної потужності пласта беруть від 0,4 до 1,5 м³

розчину соляної кислоти.

Оскільки соляна кислота роз'їдає метал, для захисту ємностей, насосів і трубопроводів, до кислоти додають спеціальні речовини, так звані **інгібітори**, які зменшують або зводять до мінімуму корозійну дію кислоти на метал.

В якості інгібіторів застосовують різні речовини, в основному, поверхнево-активні речовини (ПАР): унікол, катапін, формалін тощо. Дозування інгібіторів становить, зазвичай, 0,05...0,25 % від об'єму розчину соляної кислоти і залежить від типу інгібітору. Так, корозійна дія розчину 10 % -ної соляної кислоти після добавки уніколу знижується: при дозуванні 0,05 % – в 15 разів, при дозуванні 0,5 % – в 42 рази.

Відповідно при застосуванні інгібітору катапіну-А корозійна дія розчину соляної кислоти знижується: при дозуванні 0,01 % – в 19 разів, при дозуванні 0,05 % – в 48...59 разів.

У соляній кислоті іноді міститься значна кількість оксидів заліза, які при обробленні свердловин можуть випадати з розчину у вигляді пластівців і закупорювати пори пласта. Для утримання оксидів заліза в кислоті в розчиненому стані застосовують **стабілізатори** – оцтову кислоту. Залежно від вмісту в соляній кислоті оксидів заліза добавка оцтової кислоти має складати 0,8...1,6 % від об'єму розведеної соляної кислоти.

Продукти взаємодії кислоти з породою при освоєнні свердловини мають бути видалені з пласта. Для полегшення цього процесу в кислоту при її підготовці додають речовини, які називаються **інтенсифікаторами**. Це поверхнево-активні речовини, які знижують поверхневий натяг продуктів реакції. Адсорбуючись на стінках пористих каналів, інтенсифікатори полегшують відділення від породи води і поліпшують умови змочування порід нафтою, що полегшує видалення продуктів реакції з пласта. Інтенсифікаторами служать різні поверхнево-активні речовини – катапін-А, ДС, ОП-10 тощо.

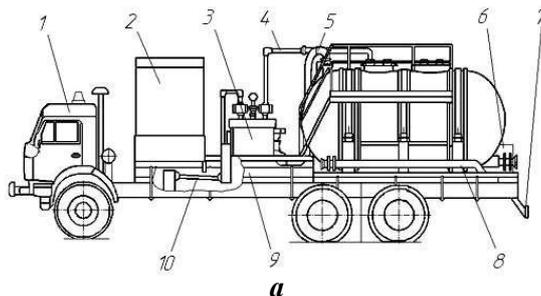
Рекомендоване дозування ПАР становить 0,3 % для першої половини кислотного розчину і 0,1 % для другої половини. Багато ПАР є хорошими інгібіторами корозії, тому у ряді випадків в пласт можна закачувати соляну кислоту з інгібітором без добавок спеціальних ПАР.

Транспортування і нагнітання суміші кислот, використовуваних для солянокислотних обробок вибійної

зони свердловин, а також для тимчасового зберігання розчинів кислот, використовують різні моделі установок, які містять різні марки триплунжерних насосів високого тиску, кислотні цистерни (від 5 до 7 м³) з різних матеріалів на базі автомобільних шасі (Урал – 4320, КамАЗ – 43118, КамАЗ – 53228, КрАЗ – 65101, КрАЗ – 65053). Тиск і подачі у свердловину кислоти у всіх установок приблизно однакові.

У свердловинах, в яких знижується дебіт через відкладення у вибійній зоні парафінових або асфальтосмолистих речовин, кислотне оброблення буде ефективнішим, якщо вибій заздалегідь підігріти, щоб розплавити ці речовини. Для цього свердловину заздалегідь промивають гарячою нафтою, або проводять термокислотне оброблення.

На рис. 2.44 показана схема і загальний вигляд установки насосної кислотної УНК 160×50.



а



б

Рисунок 2.44 – Установка насосна кислотна УНК 160х50:

а – схема установки; б – зовнішній вигляд установки;

1 – автошасі КамАЗ; 2 – кузов; 3 – насос;

4 – трубопровід вихідний; 5 – трубопровід вхідний; 6 – труби магістральні; 7 – задній захисний пристрій; 8 – рукав приймальний; 9 – платформа монтажна 10 – трансмісія

Термокислотне оброблення – процес комбінований: у першій фазі його здійснюється теплове (термохімічне) оброблення вибою свердловини розчином гарячої соляної кислоти, при якому нагрівання цього розчину проводиться за рахунок теплового ефекту екзотермічної реакції між кислотою і якою-небудь речовиною; у другій фазі термокислотного оброблення, яка настає без перерви за першою, проводиться звичайне кислотне оброблення.

Відомо багато речовин, які реагують з соляною кислотою (каустична сода, карбід кальцію, алюміній і ін.), проте, якнайкращим визнаний магній, оскільки при реакції кислоти з ним виділяється велика кількість тепла, а продукти реакції повністю розчиняються.

Для розчинення 1 кг магнію необхідно 18,6 л 15 %-ної соляної кислоти. При цьому вся кислота перетворюється на нейтральний розчин хлористого магнію, який виділенням теплом був би нагрітий до температури 308 °С. Проте така висока температура привела б до втрати тепла на пароутворення з виділенням частини хлористого магнію. Крім того, для розплавлення парафіну і смол потрібна значно менша температура. Тому раціональним є таке співвідношення кислоти і магнію, при якому кінцева температура розчину після реакції була б в границях 75...80 °С.

Оброблення свердловин в термохімічній фазі так і ведуть, щоб кислота, яка зреагувала з магнієм, перед надходженням в пласт мала температуру біля 75...80 °С, і саме тоді була б ще достатньо активною (10...12 %-ної концентрації) для реакції з породами пласта.

Зазвичай, для термокислотного оброблення застосовують прутковий магній (діаметр прутка 2...4 мм, довжина 60 мм). Прутки завантажують в спеціальний наконечник, який на НКТ спускають в свердловину на задану глибину.

Розчин соляної кислоти для кислотного і термокислотного оброблення підготовляють на центральній кислотній базі, або ж безпосередньо на свердловинах. Технологія оброблення свердловин соляною кислотою може змінюватися залежно від фізичних властивостей пласта, його потужності і інших умов.

У простому випадку процес оброблення зводиться до звичайного нагнітання кислоти в пласт за допомогою

насоса, або подачі самопливом. Іноді перед нагнітанням кислоти в пласт для руйнування глинистої або цементної кірки застосовують кислотну ванну. При цьому в свердловину закачують розчин 6...8%-ної кислоти з таким розрахунком, щоб він заповнив стовбур в інтервалі його оброблення.

2.5.2 Гідравлічний розрив пласта

Суть гідравлічного розриву пласта полягає в утворенні і розширенні в пласті тріщин при створенні високого тиску на вибої рідиною, яка закачується в свердловину. У тріщини, що утворилися, нагнітають відсортований крупнозернистий пісок для того, щоб не дати тріщині зімкнутися після зняття тиску.

Утворені в пласті тріщини пов'язують свердловину з віддаленими від вибою продуктивними зонами пласта і стають провідниками нафти і газу. Протяжність тріщин углиб пласта може досягати декількох десятків метрів. Тріщини, що утворилися в породі, завширшки 1...2 мм, заповнені крупнозернистим піском, мають значну проникність.

Дебіт свердловин після гідророзриву пласта (ГРП) часто підвищується у декілька разів. Операція ГРП складається з таких послідовних етапів:

- нагнітання в пласт рідини розриву для утворення тріщин;
- нагнітання рідини-пісконосію;
- нагнітання рідини для продавлювання піску в тріщини.

Зазвичай, при ГРП рідина розриву і рідина-пісконосію одна і та ж. Тому для спрощення термінології, зазвичай, ці рідини називаються **рідинами розриву**. Рідини розриву, в основному, застосовують двох видів: вуглеводневі рідини і водні розчини. Іноді використовують водонафтові і нафтокислотні емульсії.

Вуглеводневі рідини застосовують в нафтових свердловинах. До них відносяться сира нафта підвищеної в'язкості; мазут або його суміш з нафтою; дизельне паливо або сира нафта, загущені нафтовим милом.

Водні розчини застосовують у нагнітальних свердловинах. До них відносяться вода; водний розчин

сульфіт-спиртової барди; розчини соляної кислоти; вода, загущена різними реагентами; загущені розчини соляної кислоти.

При виборі рідини розриву в основному враховують такі параметри, як в'язкість, спроможність до фільтрування і утримування зерна піску в зваженому стані.

Оскільки при незначній в'язкості для досягнення тиску розриву потрібне нагнітання в пласт великого об'єму рідини, необхідно використовувати декілька одночасно працюючих насосних агрегатів. Якщо в'язкість рідини перевищує допустимі величини, для утворення тріщин необхідний високий тиск, оскільки із збільшенням в'язкості ростуть втрати на прокачування рідини трубами.

Пісок для заповнення тріщин при ГРП має задовольняти таким вимогам:

- мати високу механічну міцність, щоб утворювати надійні піщані подушки в тріщинах, і не руйнуватися під дією ваги порід;

- зберігати високу проникність.

Таким є крупнозернистий, однорідний за гранулометричним складом кварцовий пісок з розміром зерен від 0,5 до 1,0 мм. Потрібна кількість піску для нагнітання в пласт залежить від ступеня тріщинуватості порід. У дуже тріщинуваті породи (вапняки і доломіти) закачується піску до декількох десятків тонн. Значні кількості піску закачують також і в не стійкі породи, зазвичай, вже дреновані при попередній експлуатації і схильні до утворення пробок. У пласти, складені з пісковиків і мало тріщинуватих вапняків, доцільно закачувати 8...10 т піску на свердловину. В окремих випадках цю кількість зменшують до 4...5 т або ж, навпаки, збільшують до 20 т. Концентрація піску в рідині-пісконосії, залежно від її спроможності до фільтрування і утримуючої здатності, може коливатися від 100 до 600 кг на 1 м³ рідини.

Технологія гідророзриву пласта полягає в таких операціях. Спочатку вибій свердловини очищають від піску і глини і відмивають стінки від бруду. Іноді перед ГРП доцільно проводити солянокислотне оброблення або додаткову перфорацію. У таких випадках знижується тиск розриву і підвищується його ефективність. У промиту і очищену свердловину спускають труби діаметром не менше 89 мм, якими рідина розриву направляється до вибою.

Труби меншого діаметру при ГРП застосовувати недоцільно, оскільки при прокачуванні рідини в них виникають великі втрати тиску.

Для захисту обсадної колони від дії високого тиску над пластом встановлюється пакер. Він повністю роз'єднує фільтрову зону свердловини від її вище розміщеної частини при цьому тиск, що створюється насосами, діє тільки на фільтрову зону і на нижню поверхню пакера. Таким чином, в процесі гідророзриву пласта на пакер з низу вгору діють великі зусилля. Якщо не вживати відповідні заходи, пакер разом з НКТ зриватиметься вгору, що неприпустимо. Для запобігання цьому на трубах встановлюють гідравлічний якір (рис. 2.45).

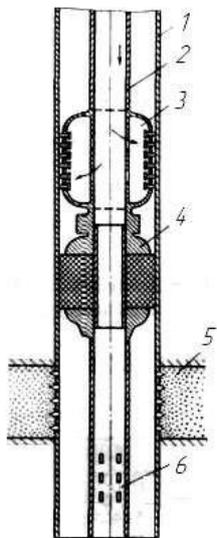


Рисунок 2.45 – Розташування пакера і якіря в свердловині:

- 1 – обсадна колона; 2 – НКТ;
- 3 – гідравлічний якір; 4 – пакер;
- 5 – продуктивний пласт; 6 – хвостовик

При нагнітанні в труби рідини тиск діє на поршні гідравлічного якіря, внаслідок чого вони виходять зі своїх гнізд і притискаються до обсадної колони. Чим більший тиск, тим з більшою силою поршні притискаються до колони. Кільцеві грані на торці поршнів вриваються в колону і перешкоджають переміщенню НКТ.

Устя свердловини обладнується арматурою, до якої підключаються агрегати для нагнітання в свердловину рідини розриву.

Схема обв'язування і розташування обладнання при гідророзриві пласта наведена на рис. 2.46.

До основного обладнання відносяться: насосні агрегати 4АН-700. Максимальний тиск цих агрегатів 70 МПа при подачі 6 дм³/с, при тиску 20 МПа подача становить 22 дм³/с.

Для змішування рідини-пісконосія з піском застосовують піскозмішувальні установки типу 3ПА або 4ПА, змонтовані на високопрохідних автомобілях. Процес змішування піску з рідиною і подачі суміші на прийом насосних агрегатів механізований.

Піскозмішувальний агрегат 4ПА має вантажопідймальність 90 кН і продуктивність 50 т/год. Він обладнаний завантажувальним шнеком. За допомогою таких агрегатів приготується суміш піску з рідиною будь-якої заданої концентрації.

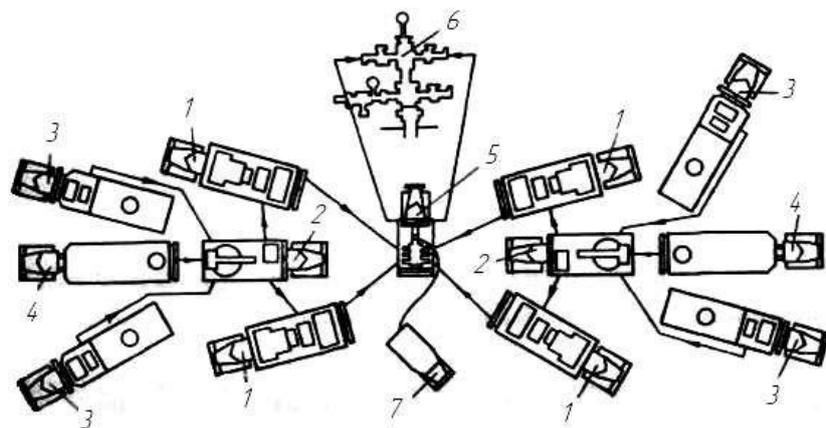


Рисунок 2.46 – Обв'язування обладнання при гідралічному розриві пласта:

1 – насосний агрегат; 2 – піскозмішувальний агрегат;
3 – автоцистерна; 4 – пісковоз; 5 – блок-маніфольд; 6 – арматура устя; 7 – станція контролю і керування процесом

Рідину розриву перевозять в цистернах, змонтованих на автомобілях МАЗ-500А або КрАЗ-257. Ці цистерни забезпечені насосами для перекачування рідини в піскозмішувальну установку і допоміжним обладнанням. Оскільки в процесі гідралічного розриву пласта, зазвичай, використовують декілька насосних агрегатів, для спрощення їх обв'язування і з арматурою устя при нагнітанні рідини в свердловину застосовують самохідний

блок-маніфольда. Цей блок складається з напірного і приймально-роздавального колектора, комплекту труб з шарнірними з'єднаннями і підйомної стріли. Все обладнання змонтоване на шасі автомобіля. Насосні агрегати за допомогою швидкознімних гнучких з'єднань з труб підключаються до блока-маніфольда, який, у свою чергу, з'єднується з арматурою устя.

Потужний ГРП

З 1997 року в Україні запроваджено потужний гідророзрив пласта (ПГРП), який проводиться спецтехнікою американської фірми Stevenson, розрахованою на тиск 100 МПа, з комп'ютерним контролем і керуванням, застосуванням неньютонівської рідини - водного гелю та закріплювача тріщин - керамічного пропанту з міцністю на стиск вдвічі більшою за міцність піску. Водний гель утворює кірку, має низьку теплопровідність та інше. З'явилась можливість розвивати в пластах широкі тріщини великої довжини 40...200 м.

Хімічний склад керамічного пропанту: 73% оксиду алюмінію, 16,5 % оксиду кремнію, 5,5% оксиду заліза, 3,7 % оксиду титану, решта - інші оксиди. Зерна пропанту вдвічі важчі за пісок. Пропант доцільно використовувати при проведенні ПГРП у глибоких свердловинах.

Комплект обладнання для проведення ПГРП:

- три насосні агрегати моделі FC-2251;
- блок-маніфольд моделі IC-320;
- змішувач (блендер) моделі MC-60;
- станція контролю та керування процесом;
- обладнання устя свердловини.

Крім того, часом використовують румунські насосні агрегати А4Ф-1050.

Іноді, для зменшення навантаження на пакер і НКТ під час проведення ПГРП в затрубному просторі свердловини агрегатом ЦА-320 створюють надлишковий тиск.

Процес ПГРП проводиться в два етапи:

- спочатку малий ГРП з нагнітанням в пласт 30...70 м³ рідини (води, гелю) з метою визначення тиску розриву та проникності пласта, прогнозування розвитку тріщини, оцінки можливості проведення головного (ГГРП) і уточнення його основних технологічних параметрів та ефективності;

- потім виконується ПГРП, під час якого в пласт нагнітається рідина розриву (гель) з витратою 2...3,6 м³/хв, а за нею 50...150 м³ пульпи, тобто гелю з 6...25 т пропанту чи піску з концентрацією 250...600 кг/м³, тоді закачують протискувальну рідину.

Процес ПГРП порівняно з ГРП скорочується в 4...12 разів, зменшуються гідровтрати під час руху рідини в НКТ майже в 2 рази (а значить, зменшується тиск на усті свердловини); утворюється коротша, але ширша тріщина, краще запакована укріплювачем.

ПГРП є значно ефективнішим і окупується за 6...10 місяців, а ефект є тривалішим - більше одного року. Ріст продуктивності після ПГРП досягає до 450% (після звичайного ГРП - 130... 180 %).

2.5.3 Газогідродинамічний розрив пласта

Цей метод заснований на утворенні тріщин в гірській породі за рахунок енергії порохових газів, які утворюються при згоранні заряду в спеціальному апараті (рис. 2.47).

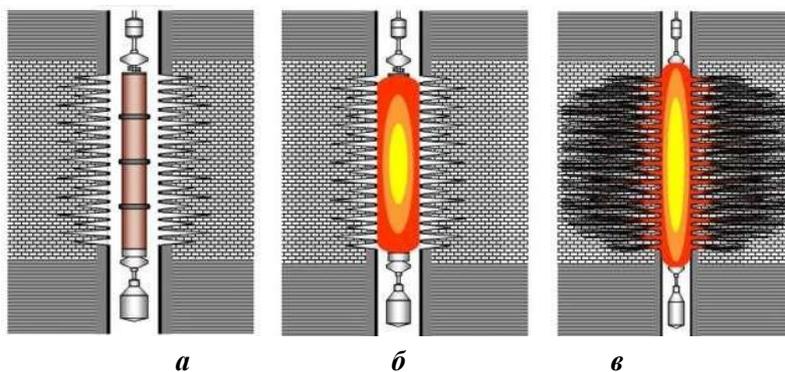


Рисунок 2.47 – Схема газогідродинамічної дії на пласт:
а – установка заряду в інтервалі перфорації; б – спалах заряду; в – локальний розрив

Застосування, залежно від глибини оброблюваного інтервалу, різних за масою порохових зарядів, дозволяє створювати в свердловині короткий і потужний імпульс тиску, направлений в пласт крізь перфораційні отвори. Створюється локальний розрив пласта з розвиненою системою мікро- і макротріщин, відбувається гідродинамічний зв'язок свердловини з віддаленою зоною пласта. Після

газогідродинамічного розриву пласта підвищується дебіт свердловини.

Газогідродинамічний розрив пласта рекомендується застосовувати в нафтових, газових і нагнітальних свердловинах, продуктивні пласти яких складені з щільних, тріщинуватих вапняків, доломіту і неглинистих піщаників.

2.5.4 Торпедування свердловин

Процес торпедування, для збільшення припливу нафти і газу в свердловину, полягає в тому, що заряджену вибуховою речовиною (ВР) торпеду спускають в свердловину і зривають проти продуктивного пласта. При вибуху торпеди утворюється каверна, внаслідок чого збільшуються діаметр свердловини і мережа тріщин, які розходяться від свердловини в радіальному напрямі.

Вибухові методи дії застосують також при звільненні прихвачених бурильних і обсадних труб, для руйнування на вибої металевих предметів, або щільних піщаних пробок тощо.

Для торпедування застосовують вибухові речовини бризантного (такого, що дробить) типу, до них відносяться: ВР з нітросполук ароматичного ряду – тротил, тетрил, гексоген; з нітратів або ефірів азотної кислоти – ТЕН, нітроглицерин і ін.; з сумішей – амоніти і динаміти.

Торпеди найчастіше зривають в свердловинах з відкритим вибоєм. Для захисту обсадних труб від руйнування над торпедою встановлюють пробку – рідку або тверду. Рідкою пробкою може служити нафта, вода або глинистий розчин, твердою – пісок, глина або цементний міст. Торпедування із застосуванням твердих пробок пов'язане з необхідністю проведення тривалих робіт очищення свердловини.

2.5.5 Теплова дія на вибійну зону свердловин

Теплові методи дії на вибійну зону застосовують при експлуатації свердловин, в яких нафта містить парафін або смолу. В процесі експлуатації таких свердловин при пониженні температури нафти змінюється фазова рівновага складових її компонентів, зменшується розчинність

парафіну і смол, і останні осідають у вибійній зоні, на стінках свердловин і в НКТ. В результаті закупорки пор погіршується спроможність фільтрації пласта, і дебіт свердловин знижується.

При прогріванні вибійної зони парафінисто-смолянисті відкладення в трубах, на стінках свердловини, у фільтровій зоні і порах пласта розплавляються і виносяться потоком нафти на поверхню. Це поліпшує спроможність фільтрації породи у вибійній зоні, знижує в'язкість і збільшує рухливість нафти, що також полегшує умови її просування в пласті.

Вибійну зону прогрівають за допомогою електронагрівачів і газонагрівачів, гарячою нафтою, нафтопродуктами, водою і парою, а також шляхом термохімічної дії на пласт.

Нагнітання в свердловину гарячих рідин (нафти, дизельного палива тощо) застосовують, здебільшого, для видалення парафіну. Нагнітання проводиться за допомогою насосів, зазвичай, затрубним простором, без зупинки роботи свердловинного насоса. Розплавлений парафін захоплюється потоком відкачуваної нафти.

При паротепловому обробленні свердловин теплоносієм служить перегріта водяна пара, що виробляється в спеціальних паропересувних установках (ППУ), змонтованих на шасі автомобіля. ППУ (одну або декілька) сполучають трубопроводами високого тиску з устям свердловини. Пара з парогенераторної установки своїм тиском витісняє нафту з НКТ і проникає у вибійну зону пласта.

При електротепловому обробленні вибійних зон в свердловину на кабельтросі спускають електронагрівач, який складається з трубчастих електронагрівальних елементів (ТЕН), вмонтованих в перфорованому кожусі.

Прогрівання вибійної зони проводиться, зазвичай, декілька діб, після чого електронагрівач піднімають із свердловини, спускають в неї насос і свердловину вводять в експлуатацію.

При паротепловому обробленні над верхніми отворами фільтру, зазвичай, встановлюють термостійкий пакер для ізоляції фільтрової зони від експлуатаційної колони, і захисту її від дії високої температури пари, яка нагнітається в свердловину. Пару нагнітають в свердловину

певний час, після чого устя свердловини закривають для передачі тепла углиб пласта. Потім експлуатацію свердловини відновлюють.

2.5.6 Методи підвищення нафтовіддачі і газовіддачі пластів

Застосування штучних методів дії на пласти (законтурне і внутрішньоконтурне заводнення, нагнітання в пласт газу або повітря) дозволяє відновити пластову енергію, яка витрачається в процесі розробки нафтових покладів. При цьому значно зменшуються терміни розробки покладів внаслідок інтенсивнішого темпу відбору нафти і в якійсь мірі підвищується ступінь використання геологічних запасів нафти, що містяться в надрах. Але треба враховувати, що кінцева нафтовіддача пластів при будь-яких відомих методах дії на них, навіть в лабораторних умовах, зрідка перевищує 70...80 %. У надрах завжди залишається значна кількість нафти, яка утримується в порах пласта капілярними силами, або ж перебуває в зонах пласта, не зазнаючи дії рушійних сил. Чим більша в'язкість пластової нафти і чим менші канали пор, тим сильніше проявляються утримуючі нафту капілярні сили і тим більше в надрах залишається нафти. У сучасних умовах, при проектуванні процесу розробки нафтових покладів, коефіцієнт кінцевої нафтовіддачі пластів навіть в умовах застосування методів підтримування пластового тиску, в більшості випадків беруть в границях 50...60 %.

Тому останнім часом значно посилені роботи пошуку шляхів підвищення кінцевої нафтовіддачі пластів. Відомо декілька методів витіснення нафти з пластів, які забезпечують підвищення їх сумарної нафтовіддачі.

Нагнітання в пласт води, обробленої ПАР. Поверхнево активні речовини (ПАР) застосовуються в багатьох галузях промисловості, як миючі і утворюючі піну засоби, які знижують поверхневий натяг на рідкій або твердій поверхні розділення фаз, внаслідок позитивної адсорбції цих речовин на поверхні розділення.

Концентрація ПАР в поверхневому шарі в десятки тисяч разів перевищує концентрацію його в об'ємі розчину. Завдяки цьому, процесами, що відбуваються в поверхневих

шарах, можна керувати при досить малих концентраціях ПАР в розчині. Так, концентрація деяких ПАР у воді при заводненні пластів не перевищує 0,05 %. При нагнітанні в пласт води з добавкою ПАР в нафтовому колекторі змінюються поверхнево-молекулярні властивості полімінерального середовища – різко знижується поверхневий натяг на границі нафти з водою, або ж на границі нафти з породою. Значне зниження поверхневого натягу на границі розділення фаз – одна з причин повнішого витіснення нафти з пористого середовища розчинами ПАР, які сприяють дробленню глобул нафти, охоплених водою, знижують необхідний перепад тиску для фільтрації рідин в пористому середовищі і поліпшують миючі властивості води.

Витіснення нафти загущеною водою. Витіснення нафти з неоднорідного колектора може бути ефективним, якщо застосовувати воду підвищеної в'язкості. При цьому створюються умови для рівномірного просування водонафтового контакту і підвищення кінцевої нафтовіддачі пласта. Для загущення води застосовують різні водорозчинні полімери, з яких найкращі результати отримали після використання гідролізованого поліакриламід (ПАА). Цей полімер відносно добре розчиняється у воді і при невеликих концентраціях його у воді утворюються в'язкі розчини. При практичному здійсненні процесу витіснення нафти раціонально закачувати на першій стадії невелику кількість загущеної води для створення в пласті облямівки. Далі треба закачувати звичайну воду, яка проштовхує облямівку вглиб пласта. Робочим агентом підвищеної в'язкості можуть служити піни, приготовані на аерованій воді з добавкою 0,2...1,0 % утворюючих піну речовин. В'язкість піни в 5...10 разів більша в'язкості води. Облямівка з піни проштовхується в глиб пласта водою.

Нагнітання в пласт вуглекислоти. Для підвищення нафтовіддачі вуглекислий газ нагнітається в пласт в зрідженому вигляді, і проштовхується далі карбонізуючою водою. Отримано ефект також при витісненні нафти водними розчинами вуглекислоти, що супроводжується зменшенням в'язкості нафти, зростанням її об'єму, зниженням поверхневого натягу на границі з водою.

Нагнітання в пласт теплоносія. Теплоносієм для

нагнітання в пласт, зазвичай, служить гаряча вода і водяна пара. Інтенсифікація видобутку нафти і підвищення нафтовіддачі пластів при нагнітанні теплоносіїв досягається за рахунок зниження в'язкості нафти і теплового розширення пластової нафти.

Для раціонального використання тепла ученими, на основі теоретичних і лабораторних досліджень, запропонована така схема процесу нагнітання в пласт теплоносія. Спочатку в пласт протягом певного часу нагнітають гарячий агент. Після утворення в пласті нагрітої зони значних розмірів, припиняють нагнітати гарячий агент і починають нагнітати холодний. При проникненні до нагрітої зони холодний агент нагрівається (тобто перетворюється на теплоносій) і під час дальшого руху прогріває віддалені ділянки пласта.

Пористе середовище (порода-колектор) діє як теплообмінник з великою поверхнею теплообміну. У міру охолодження нагрітої ділянки пласта деяка частина тепла поступово повертається назад в пласт.

Таким чином, тепло, акумульоване в пласті (а також частково в породах, які оточують його), реалізується для нагрівання робочого агента в умовах пластів.

Імпульсно-хвильова дія на пласт. Однією із ефективних, дешевих і екологічно чистих технологій з інтенсифікації видобування нафти є технологія очищення привибійної зони пласта (ПЗП) від кольматуючих речовин шляхом дії на пласт пружними коливаннями. При проходженні пружної хвилі через порове середовище пласта відбуваються такі фізичні явища:

- зростає температура пластового середовища (термоакустичний ефект);
- в пласті створюються високі знакозмінні градієнти тиску.

Вказані фізичні явища приводять до послаблення та розриву зв'язків між частинками кольматуючих речовин, що дозволяє ефективно очищати пласт від кольматанту при створенні депресії. Для декольматації пластів застосовуються генератори як неперервної, так і імпульсної дії. Застосування генераторів імпульсної дії (генераторів гідравлічних імпульсів тиску) є ефективнішим, у зв'язку із можливістю накопичувати більшу енергію в імпульсі, і регулювати в широких межах характеристики пружної

хвилі, створюваної гідравлічним імпульсом тиску.

Після імпульсно-хвильової дії створюється оптимальна, для конкретних геолого-технічних умов, депресія на пласт.

З допомогою струминного насоса проводиться пошук оптимального значення депресії, при якому кількість кольматуючих речовин в пробах рідини, що беруться на викиді циркуляційної системи через рівні проміжки часу, буде мінімальною, а приплив рідини із пласта буде стабільним.

В ІФНТУНГ розроблені і випробувані в промислових умовах глибинні генератори пружних коливань як неперервної так і імпульсної дії з діапазоном частот від 0,1 Гц до 40 кГц і акустичною інтенсивністю до 10 Вт/см², які успішно застосовуються на нафтових родовищах України.

Внутрішньопластове горіння. При цьому методі після запалення тим або іншим способом нафти у вибою запальної (нагнітальної) свердловини, в пласті створюється рухоме вогнище горіння за рахунок постійного нагнітання з поверхні повітря, або суміші повітря з природним газом. Пари нафти, які утворюються попереду фронту горіння, а також нагріта нафта, із зниженою в'язкістю, рухаються до експлуатаційних свердловин і піднімаються на поверхню.

Витіснення нафти з пласта розчинниками. Часткове, або повне, усунення негативного впливу на нафтовіддачу молекулярно-поверхневих сил може бути досягнуте шляхом створення в пласті умов, при яких нафта, яка витісняється, повністю змішувалася б з розчинником, (газом) без утворення границі розділення між ними. Це можливо тільки за умови, якщо вони взаємно розчинні і утворюють однофазну систему.

Підвищення газовіддачі газових пластів досягається за рахунок режимних заходів, і перш за все своєчасної ізоляції води, яка прорвалася в окремих прошарках. Крім того, підвищення газовіддачі може бути досягнуте шляхом доведення тиску пласта до мінімально можливого (відбір газу зі свердловин під вакуумом).

Підвищення віддачі конденсату в газоконденсатних покладах може бути досягнуте шляхом підтримування пластового тиску нагнітанням сухого газу в пласт.

Аналіз і критична оцінка форсованої розробки нафтогазових родовищ. За даними Інституту нафти Української Академії наук інтенсивне нафтовилучення призвело до катастрофічного зниження об'ємів видобутої нафти і поступовому скороченню свердловинного фонду України. Форсований видобуток нафти з однієї свердловини, шляхом руйнування низьким тиском породи привибутих зон, і нагнітання в інші свердловини холодної прісної води призводило до того, що пласт з нафтою залишався невиробленим, а привибутих зони виявлялися заводненими і охолодженими. Тому нафта в таку свердловину крізь заводнену зону не могла протікати. Очевидно, що тепер необхідно ремонтувати стовбури таких свердловин і реанімувати вибої і привибутих зони. Проте, не кожна з раніше пробурених свердловин може виявитися продуктивною.

Понад те, все глобальнішою стає проблема браку прісної води. Фахівці Міжнародного інституту управління водними ресурсами вважають, що прісна вода може закінчитися на Землі вже через 25 років. Вода стає не просто життєвою необхідністю, але однією з основних проблем людства, тому необхідно навчитися економити воду. Інакше, вже у найближчі роки, вода може перетворитися на найважливіший стратегічний ресурс, який будуть продавати за ціною, вищою вартості нафти.

Щодо інших технологій видобутку нафти, також необхідно бути обережними, добре вивчити і випробувати, а вже потім впроваджувати їх у промисловість. Так, впроваджені теплові методи нафтовилучення шляхом нагнітання у свердловину високотемпературної пари, призводили до різкого лінійного видовження НКТ, труби вилізли із свердловин, руйнуючи арматуру, свердловину, загрожуючи безпеці персоналу.

Метод внутрішньопластового горіння призводив до того, що нафта в пласті вслід за фронтом горіння рухалася не до видобувної свердловини, а до фронту горіння. Результати застосування такого методу були негативними, повністю припинявся нафтовидобуток з раніше продуктивних свердловин, що завдало непоправної шкоди галузі.

Спроби використання енергії підземного ядерного

вибуху для підвищення нафтовіддачі родовищ також дали невтішні результати.

Негативний досвід був отриманий від використання методу зараження сировини в надрах різними видами бактерій. І таких прикладів можна було б навести багато.

З огляду на наведені приклади і на оцінювання потенційних своїх ресурсів, незважаючи на їх важко-видобувну природу, Україна має змогу принаймні вдвічі збільшити видобуток, але при умові використання сучасної, рентабельної, новітньої техніки і технології.

2.6 ПІДЗЕМНИЙ РЕМОНТ СВЕРДЛОВИН

Свердловини будь-якого призначення (нафтові, газові, нагнітальні тощо), як і інші інженерні споруди в процесі експлуатації, необхідно періодично ремонтувати. Комплекс робіт, пов'язаних із спуском в свердловину і підйомом НКТ, штанг, насосів або інструментів називається **підземним ремонтом**. Підземний ремонт свердловин залежно від виду і складності робіт, умовно розділяють на поточний і капітальний.

До **поточного** підземного ремонту відносяться: заміна насоса, труб і штанг, або зміна способу їх підвішування, очищення свердловини від піщаної пробки, нескладні ловильні роботи (підйом штанг, які обірвалися, і інших предметів в колоні НКТ). Ці роботи виконують бригади підземного ремонту свердловин, організовані в кожному підприємстві видобутку нафти і газу. Бригади підземного ремонту свердловин працюють вахтовим методом. До складу ваhti (зміни) входять, зазвичай, три працівники: два (оператор з помічником) працюють біля устя свердловини, третій (тракторист або моторист) – на лебідці підйомного механізму. Складніші роботи, пов'язані з ліквідацією аварій з підземним обладнанням (підйом обірваних труб), виправленням пошкоджених експлуатаційних колон, ізоляцією вод, переходом на інший експлуатаційний об'єкт, відносяться до категорії **капітального ремонту** свердловин. Такі роботи виконують спеціалізовані бригади капітального ремонту свердловин.

2.6.1 Обладнання і інструмент для проведення підземного ремонту свердловин

Всі підземні і капітальні ремонти свердловин, а також операції оброблення вибійних зон супроводжуються спуском в свердловину і підйомом з неї труб, штанг, різних інструментів. Тому над устям свердловини на час проведення ремонтних робіт мають бути встановлені підйомна споруда (вежа або щогла) відповідної висоти, і підйомний механізм (механізовані лебідки, змонтовані на тракторах або автомобілях).

На нафтових і газових промислах використовують підйомні агрегати для підземного ремонту свердловин, в яких вежа і лебідка розміщені на одній транспортній базі – тракторі або автомобілі. Схема оснащення стаціонарної вежі для проведення СПО з трубами, штангами і різними інструментами наведена на рис. 2.47. Втім, стаціонарні вежі тепер не використовують через низьку річну завантаженість.

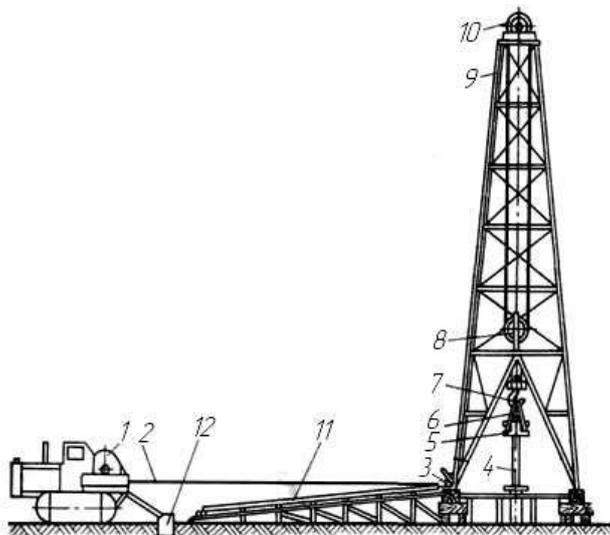


Рисунок 2.47 – Обладнання устя свердловини для підземного ремонту:

1 – тракторний підйомник; 2 – сталевий канат; 3 – відтяжний ролик; 4 – НКТ; 5 – елеватор; 6 – штропи; 7 – гак; 8 – талевий блок; 9 – вежа; 10 – кронблок; 11 – поміст; 12 – упор для трактора

Аналогічно оснащуються і пересувні агрегати, які мають власну щоглу або вежу. Вежа оснащується талевою

системою з гаком, на якому за допомогою спеціальних пристосувань підвішується вантаж, що піднімається (труби, штанги). На верхній площадці вежі встановлюється, **кронблок** зі шківми вільно насадженими на нерухомій осі, закріпленій на масивній рамі. Кронблок може мати від трьох до п'яти шківів, залежно від необхідної вантажопідйомності талевої системи. Рухомі шківви талевої системи також зібрані в один вузол, який називається **талевим блоком**. Тут також всі шківви вільно насажені на одній осі. Талевий блок висить на сталевому канаті, який по черзі пропускається крізь шківви кронблока і талевого блока. Нерухома вітка каната закріплена біля основи вежі, а рухома вітка закріплена на барабані лебідки. Щоб уникнути перекидання вежі при підйомі або спуску колони труб, рухома вітка каната перед закріпленням її на барабані лебідки, в більшості випадків, пропускається через відтяжний ролик, закріпленій біля основи вежі.

Таким чином, талевий блок, гак і підвішені на штропах і елеваторі труби висять на декількох канатах (струнах). Число струн становить від 2 до 8; відповідно до цього навантаження на робочу вітку каната і на лебідку у 2...8 разів менше ваги вантажу на гаку. При обертанні барабана лебідки канат навивається на барабан і відбувається підйом труб. Спуск проводиться під дією ваги труб. При роботі з легкими інструментами (желонки при чищенні пробок, укорочені колони насосних штанг тощо) канат від барабана лебідки перекидають за один шків на кронблоці до підвішеного інструмента або гака. В цьому випадку система працює без застосування талевої системи. При роботах, пов'язаних з обертанням колони труб (наприклад, при розбурюванні цементних пробок), над устям свердловини, як і при бурінні, встановлюють ротор.

Експлуатаційні вежі, зазвичай, виготовляють з відпрацьованих бурильних і НКТ висотою 24 і 28 м, вантажопідйомністю 500 і 750 кН. Нижня основа має розміри 8×8 м, верхня площадка – 2×2 м.

Щогли мають висоту 15 і 22 м з відповідною вантажопідйомністю 150 і 250 кН. Щогла встановлюється над устям свердловини з невеликим кутом нахилу і закріплюється відтяжками.

Стаціонарні вежі і щогли використовуються тільки при ремонтах свердловин, решту всього часу вони не діють.

У загальному балансі часу експлуатованих свердловин підземні ремонти становлять в середньому лише 2...3 % і підйомні споруди використовуються тільки близько 6...10 днів в році. Тому для раціональнішого використання підйомних споруд і механізмів застосовують пересувні щогли, а також підйомники, які несуть власну щоглу. Пересувні щогли встановлюють на причіпах і транспортують від свердловини до свердловини трактором. Вони виготовляються з обсадних труб двоногими, телескопічними.

У підйомниках, які несуть власну щоглу, транспортною базою служать трактори і автомобілі. Такі підйомники мають вантажопідйомність від 160 до 800 кН.

Для СПО застосується комплект інструменту, який складається з трубних і штангових штропів, елеваторів та ключів, а також різні пристосування, які пришвидшують проведення робіт і забезпечують їх безпеку.

Трубні елеватори служать для захоплення труби під муфту і утримання колони труб при СПО. Трубний елеватор – це масивний литий або кований хомут з отвором посередині під трубу і з боковими провушинами під штропи. Діаметр отвору в елеваторі відповідає зовнішньому діаметру НКТ. Частина однієї стінки елеватора розкривається для введення в нього труби. Після того, як труба буде заведена в елеватор, стінка за допомогою важеля закривається.

При підйомі труба опирається запличиками муфти на поверхню торця елеватора. На бокові провушини елеватора надягають масивні сталеві штропи.

Спуск і підйом насосних штанг також проводиться за допомогою легких сталевих хомутів – штангових елеваторів.

Для згвинчування і розгвинчування труб застосовують ланцюгові і шарнірні ключі, а для цих же операцій з штангами – штангові ключі.

2.6.2 Спуско-підйомні операції та їх механізація

Будь-який ремонт в свердловині супроводжується підйомом і спуском труб або штанг за допомогою спеціальних установок (рис. 2.48).

Установка КОРО 1-80 призначена для СПО з НКТ і

бурильними трубами, фрезерування і підготовки (райберування) внутрішньої поверхні стінки експлуатаційної колони, для установки термостійких пакерів при ловильних роботах, що забезпечує надійне і герметичне пакерування, нагнітання технологічних рідин у свердловину при освоєнні і капітальному ремонті

Труби зі свердловини піднімають після зняття устьової арматури. При ремонті ж насосної свердловини, спочатку від'єднують верхню штангу (сальниковий шток) від ПШСН, і відводять вбік головку балансира.

При ручному згвинчуванні і розгвинчуванні труби піднімають в такій послідовності. Всю колону спущених в свердловину труб підвішують на гаку за допомогою штропів і елеватора, який підтримує колону труб за муфту. Після того, як труби підняті на деяку висоту і муфта наступної труби показала над устям свердловини, під цю муфту підкладають другий елеватор, який утримує труби від падіння в свердловину при розгвинчуванні першої труби. Розгвинчену трубу кладуть на поміст перед вежею, після чого процес підйому труб поновлюється, і операції розгвинчування труб повторюються. Спускають труби в свердловину у зворотному порядку.

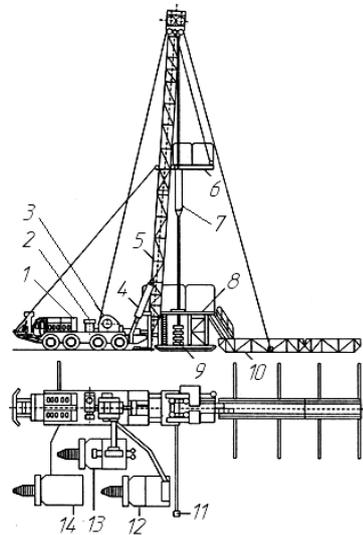


Рисунок 2.48 – Установа для ремонту і освоєння свердловин КОРО 1-80:

- 1 – автомобіль МАЗ-537;
- 2 – допоміжна силова установка;
- 3 – лебідка; 4 – гідроциліндри підйому вишки; 5 – вишка;
- 6 – балкон верхового робочого;
- 7 – талевий блок; 8 – робоча площадка; 9 – стовбурова частина противикидного обладнання;
- 10 – приймальний поміст; 11 – пульт керування противикидним обладнанням; 12 – пересувна дизельна електростанція;
- 13 – насосний блок;
- 14 – інструментальний причіп

При ремонті свердловин, що експлуатуються штанговими насосними установками, крім НКТ спускають і піднімають і насосні штанги. Ці роботи виконують так, як і

при спуску і підйомі труб, але із застосуванням штангових елеваторів і штангових ключів.

При СПО трудомісткими операціями є перенесення елеваторів з помосту до устя свердловини, а також згвинчування і розгвинчування труб і штанг. Для полегшення основних трудомістких робіт при СПО широко застосовують ключі-автомати (рис. 2.49) конструкції проф. Молчанова Г. В. – відомі як **автомати Молчанова**.

Ключ-автомат Молчанова АПР-2ВБ разом з комплексом спеціальних інструментів дозволяє здійснювати такі операції:

- автоматичне захоплення і утримання колони труб в спеціальному клиновому захваті або спайдері; при роботі з одним значно полегшеним елеватором, останній постійно висить на гаку;
- механічне згвинчування і розгвинчування труб;
- автоматичне обмеження зусилля згвинчування;
- автоматичне центрування колони труб в свердловині.

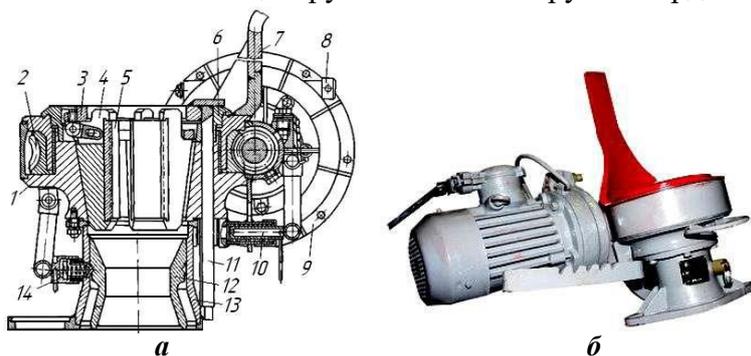


Рисунок 2.49 – Ключ-автомат АПР-2ВБ:

- а – ключ-автомат з центратором; б – зовнішній вигляд ключа;
1 – корпус; 2 – черв'ячне колесо; 3 – клинова підвіска;
4 – корпус клина; 5 – плашка; 6 – опорний фланець; 7 – водило;
8 – вал вилки включення маховика; 9 – електроінерційний привід;
10 – вісь балансира; 11 – напрямна клинової підвіски;
12 – центратор; 13 – п'єдестал центратора; 14 – фіксатор центратора

Комплекс механізмів для ремонту містить такі вузли і деталі: власне автомат для згвинчування і розгвинчування труб, з'єднаного в одне ціле зі спайдером АПР; одноштропний полегшений елеватор; трубний ключ; стопорний ключ; підкладну вилку; центратор, який служить

для відтискання труби до збіжності її осі з віссю свердловини.

Ключ-автомат АПР-2ВБ виконаний у вигляді блоків, що полегшує його монтаж-демонтаж, а також транспортування. Основними частинами ключа є блоки обертача, клинової підвіски і центратора, а також балансир з вантажем, привод і блок керування приводом.

Блок обертача представляє корпус клинового спайдера з черв'ячним редуктором, що працює в масляній ванні, і водило, що передає обертове зусилля трубному ключу. На кінці черв'ячного вала монтується напівмуфта відцентрової муфти з встановленими на ній змінними маховиками.

Блок клинової підвіски складається з прямої з кільцевою основою, до якої на шарнірах підвішені три клини. Клини для труб діаметром 48, 60, 73 мм складаються з корпуса клина і змінних плашок. Клини для труб діаметром 89 мм монолітні. Клинові підвіски мають синхронізатори, які забезпечують синхронну роботу клинів у момент захоплення труби.

Блок центратора складається з п'єдесталу, до якого кріпиться блок обертача, фіксатора і вкладишів центратора. Останні виготовляються з прохідними діаметрами для труб діаметром 48, 60, 73 і 89 мм. Вкладиші центратора утримуються в п'єдесталі фіксаторами. Балансир складається з важеля і вантажу, за допомогою, яких здійснюється переміщення клинової підвіски вгору-вниз.

Привод ключа містить електродвигун з напівмуфтою відцентрової муфти і розсувні кулачки.

Блок керування складається з магнітного пускача, кнопкового пульта, з'єднаних між собою і з електродвигуном кабелем за допомогою штепсельних роз'ємів.

Обертання від електродвигуна передається на напівмуфту, яка передає номінальний обертовий момент тільки при досягненні електродвигуном повної частоти обертання.

Підйом і опускання плашок спайдера здійснюються рухом труби вгору або вниз. При русі вгору труба, захоплюючи за собою плашки, трохи припіднімає їх, а під дією вантажу підвіска з плашками піднімається і встановлюється в неробоче положення. При спуску труби елеватор сідає на підвіску і вона разом з плашками

опускається. Коли плашки торкаються труби, вона захоплюється ними і заклинюється, а між нижньою площиною елеватора і верхньою площиною підвіски утворюється проміжок, що дозволяє вільно зняти елеватор з труби.

Інші конструкції ключів, що використовуються для підземного ремонту свердловин, представлені на рис. 2.50.

Рис. 2.50, а – ключ (автомат) для підземного ремонту свердловин АПР2-ГП, призначений для механізації операцій згвинчування-розгвинчування (АПР2-ГП для роботи в складі гідрофікованих установок), утримання і звільнення колони НКТ при підземному ремонті свердловин.

Рис. 2.50, б – ключ механічний штанговий призначений для механізованого згвинчування-розгвинчування насосних штанг в процесі СПО при поточному ремонті свердловин. Привод ключа – електричний від промислової мережі.

Рис. 2.50, в – ключ механічний підвісний з гідروприводом КМП-Г призначений для згвинчування-розгвинчування бурильних і НКТ при СПО в ході поточного і капітального ремонту свердловин для роботи в складі підйомних установок типу А-50, УПА-60 та ін.

Рис. 2.50, г – ключ стопорний КСМ застосовується для стопоріння колон НКТ при їх механізованому згвинчуванні-розгвинчуванні при поточному ремонті свердловин.

Рис. 2.50, д – ключ трубний КТ призначений для згвинчування-розгвинчування нарізних з'єднань НКТ і муфт нафтового сортаменту шляхом захоплення їх за тіло або муфту, автоматизованим чи ручним способом, при ремонті свердловин.

Рис. 2.50, е – ключ трубний КТГУ призначений для згвинчування-розгвинчування нарізних з'єднань НКТ механізованим способом і вручну, при підземному ремонті свердловин.

Рис. 2.50, є – ключ трубний ланцюговий призначений для захоплення і обертання труб нафтового сортаменту ручним способом в процесі їх згвинчування-розгвинчування.

Для полегшення праці робітників при проведенні окремих операцій підземного ремонту свердловини використовують і інші різні пристосування малої

механізації: направляючі воронки для труб і штанг, лотки або полозки для підтягування труб на поміст, вилки для підтягування труб, переносні столики для ручного інструменту тощо.



Рисунок 2.50 – Ключі ВАТ “Ішимбайський машинобудівний завод”:

а – ключ АПР2-ГП; б – ключ механічний штанговий;
 в – ключ механічний підвісний з гідроприводом КМП-Г;
 г – ключ стопорний КСМ; д – ключ трубний КТ; е – ключ трубний КТГУ; з – ключ трубний ланцюговий

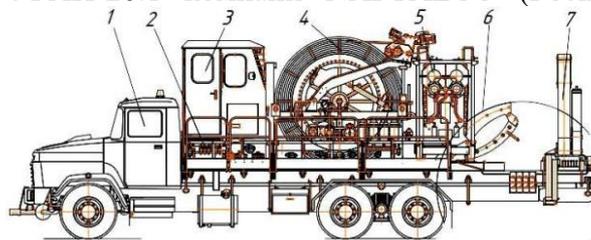
Залежно від характеру підземного ремонту, найбільше часу витрачається на дискретний процес СПО – інколи, аж до 80 % всього часу, який витрачається на весь ремонт,

тобто практично вони визначають загальну тривалість ремонту. Великою мірою вирішення проблеми витрати часу можливе завдяки широкого впровадження колтюбінгових установок, з використанням гнучкої безперервної труби. Установки дозволяють проводити технологічні операції під час капітального і підземного ремонту свердловин, а також бурити бокові, похилі та горизонтальні стовбури.

Обладнання установки колтюбінгу монтується на шасі автомобіля чи автомобільному напівпричепі. Обладнання містить, окрім колони гнучких труб, інжектор та лубрикатор, блок превенторів, які під час роботи монтують на усті свердловини. Колтюбінгові установки можуть працювати без глушіння свердловини з герметизацією устя до тиску 70 МПа.

Використання установки скорочує час і вартість ремонтних робіт, у кілька разів, підвищує продуктивність праці, порівняно із застосуванням традиційних способів ремонту свердловин.

На рис. 2.51 показана одна з таких установок під назвою “УРАН-20.1” компанії “НАФТАЕСО” (Росія).



а



б



в

Рисунок 2.51 – Колтюбінгова установка підземного і капітального ремонту свердловин “УРАН-20.1”:
 а – схема установки; б – загальний вигляд установки;
 в – установка на свердловині; 1 – шасі КрАЗ-63221; 2 – блок гідросистеми; 3 – кабіна оператора; 4 – барабан з довгомірною безмуфтовою трубою (ДБТ); 5 – механізм подачі; 6 – дуга напрямна; 7 – гідроманіпулятор

2.6.3 Очищення стовбура свердловини від піщаних пробок

Нормальна експлуатація свердловин іноді порушується, внаслідок утворення піщаних пробок на вибої. Для відновлення експлуатації свердловини, в якій утворилася піщана пробка, треба видалити весь пісок, що відклався. У неглибоких свердловинах піщані пробки невеликої потужності, в основному, видаляють желонками.

Звичайна желонка є трубою діаметром 75...100 мм з тарілчастим або кульковим клапаном на нижньому кінці, і з дужкою, для закріплення канату на верхньому кінці. Довжина такої труби, зазвичай, не перевищує 8...12 м. Желонку спускають в свердловину канатом. Коли до пробки залишається 10...15 м, моторист відпускає гальмо лебідки і желонка, під дією своєї сили тяжіння, ударяється об піщану пробку. При цьому клапан відкривається, і деяка кількість піску входить в желонку. Для більшого наповнення желонки нею кілька разів ударяють об пробку. Щоб спорожнити желонку, її треба поставити клапаном на який-небудь гострий стрижень, закріплений в підлозі; при цьому клапан відкриється, і з желонки вийде весь бруд.

Окрім простої желонки використовуються **желонки поршневої дії**, в яких захоплення піску із вибою свердловини відбувається в результаті створення вакууму в її робочій порожнині при русі поршня вгору. Застосовують також **автоматичні желонки**, принцип дії яких заснований на створенні різкого перепаду тиску на вибої свердловини і в робочій порожнині желонки. Очищення стовбура свердловини від піщаних пробок желонками – тривала і малоефективна операція: за кожен рейс желонки на поверхню піднімається невелика кількість піску. Крім того при цьому зношуються канат та експлуатаційна колона в результаті тертя до неї канату. Тому перевага надається методу видалення піщаних пробок зі свердловин **промиванням**.

Спосіб ліквідації піщаних пробок в свердловинах, промиванням їх водою або нафтою, полягає в таких діях. У свердловину до пробки спускають колону НКТ. Цими трубами, або затрубним простором, під тиском прокачують рідину. Під дією струменя пробка розмивається. Розмита порода разом із струменем рідини піднімається кільцевим

простором між експлуатаційною колоною і НКТ або НКТ.

Спосіб промивання, при якому промивна рідина нагнітається в труби, а суміш розмитої породи і рідини виходить на поверхню міжтрубним простором, називається **прямим промиванням**.

При зворотному промиванні промивна рідина нагнітається в кільцевий простір між експлуатаційною колоною і НКТ, а розмита порода піднімається НКТ.

Для промивання свердловин застосовують пересувні насоси, змонтовані на шасі автомобіля, або на тракторі, і приводяться в дію від їх двигуна. Такі установки називаються **промивними агрегатами**. Агрегат встановлюють біля свердловини, а подачу рідини регулюють перемиканням швидкостей його двигуна.

2.6.4 Капітальний ремонт свердловин

До капітального ремонту свердловин відносяться найскладніші види підземних ремонтів, що часто потребують застосування спеціального обладнання: бурових установок, турбобурів, бурильних труб, цементувальних агрегатів тощо. Найхарактерніші роботи при капітальному ремонті свердловин: ремонтно-ізоляційні, ремонтно-виправні, ловильні.

Ремонтно-ізоляційні роботи полягають в ліквідації прориву в свердловину сторонніх вод (верхніх або нижніх з експлуатованого нафтового горизонту або прошарку). Приплив сторонньої води в свердловину, зазвичай, ліквідовують шляхом цементування стовбура свердловини в заданому інтервалі. При прориві верхніх вод здійснюється цементування затрубного простору під тиском. У разі припливу підшовних вод застосовують різні способи ізоляції: звичайне цементування низу свердловини з підйомом фільтрової зони на шари, які залягають вище, втискування в пласт цементних розчинів, гідророзрив пласта з дальшим втискуванням в пласт реагенту, утворюючого при взаємодії з водою пласта водонепроникну зону тощо. Для всіх видів цементування використовують тампонажний цемент такої ж якості, як і при бурінні. Кількість води при зачиненні цементу зазвичай становить 40...50 % від ваги сухого цементу. Перед кожним

цементуванням заздалегідь розраховують потрібну кількість цементного розчину і води, необхідної для його продавлювання.

Ремонтні роботи: виправлення вм'ятин, зламів і тріщин в колонах, і заміна пошкодженої частини колони. Причини пошкодження експлуатаційних колон бувають різні. Колона на якійсь ділянці може бути ослаблена через зменшення товщини стінки, або вади нарізного з'єднання. У цьому місці обов'язково позначиться руйнівна дія напору води, або тиск породи. Різде зниження рівня рідини в свердловині, внаслідок чого зовнішній тиск на колону може перевищити допустиму величину, також може привести до пошкодження колони. Крім того, при винесенні з вибійної зони свердловини, в процесі її експлуатації, великої кількості піску можуть відбуватися обвали породи, що також призводить до зминання колони. Зім'яті ділянки колони виправляються **оправними долотами** або **спеціальними оправками**, які спускаються в свердловину на бурильних трубах. Якщо пошкодження в колоні усунути долотами не вдається, зім'яту ділянку фрезерують плоскими або конічними **фрезерами**. Виправлену ділянку закріплюють цементним кільцем, для чого за колону під тиском нагнітають цементний розчин.



Рисунок 2.52 – установка для витягування обсадних труб “Магеллан”

Ловильні роботи витягування обірваних труб і інструменту, посідають особливе місце в капітальному ремонті. Найскладніші роботи – це захоплення і підйом НКТ, оскільки колона, що впала в свердловину, при ударі до вибою згинається по всій довжині і заклинюється в експлуатаційній колоні. Крім того, іноді труби при ударі до

вибою ламаються в декількох місцях і залишаються в свердловині рядами. Труби можуть також врізатися в пробку, якщо вона є в свердловині.

Для захоплення і підйому труб існує велика кількість різноманітних ловильних інструментів (гачки, павуки, ковпаки, труболовки, овершоти, мітчики тощо). Щоб підняти залишені в свердловині труби, після захоплення їх яким-небудь інструментом, часто прикладають великі зусилля. Тому при ловильних роботах застосовують товстостінні бурильні труби.

Підйомним механізмом при ловильних роботах служить стаціонарна бурова лебідка, або тракторний підйомник. Роботи з ліквідації свердловин також відносяться до капітальних підземних робіт. У таких свердловинах, зазвичай, вирізують і витягують опущені в них обсадні труби, а стовбур цементують, заливають глинистим розчином або засипають глиною (залежно від геологічних особливостей свердловини). На рис. 2.52 показана установка “Магеллан” для витягування обсадних труб.

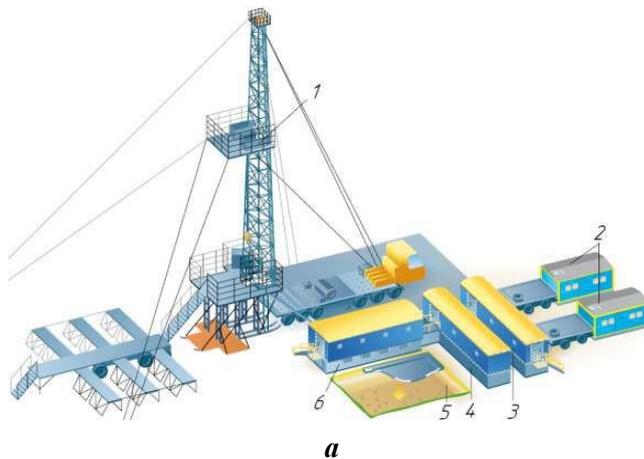
Установку монтують на обсадну трубу, затискають рухомий затискач і разом з верхньою несучою плитою, гідроциліндрами піднімають трубу вгору на величину ходу поршнів. Далі, затискають трубу нерухомим затискачем, а верхню несучу плиту з рухомим затискачем повертають у початковий стан. Циклічно, повторюючи операції, витягують обсадну трубу. Трубу підтримують краном (довжина труби регламентується висотою підйому крана).

Для проведення капітального ремонту нафтових і газових свердловин, необхідна сучасна і надійна техніка. На рис. 2.53 представлена схема такої високомобільної установки для ремонту свердловин Ішимбайського заводу нафтопромислового обладнання (Росія) “Идель-100” (умовна глибина свердловин при ремонті – 5000 метрів) і буріння роторним способом, або вибійними двигунами (умовна глибина при бурінні – 2500 метрів).

Ресурс установки до капітального ремонту – 7,5 років. Гарантійний термін експлуатації – 2 роки. Термін служби – 15 років. Установка має систему дистанційного підйому (опускання) вишки, висування (спуску) верхньої секції вишки, гідроциліндр висування верхньої секції вишки,

страховки при підйомі на вишку і балкон верхового робочого, пристрій евакуації верхового робочого. Двигун установки номінальної потужності 330 кВт. Допустиме навантаження на гаку (з установкою відтяжок) – 1000 кН.

Габаритні розміри в транспортному положенні: довжина, не більше 13,5 м; ширина, не більше 2,55 м; висота, не більше 4 м.



а



б

Рисунок 2.53 – Мобільна установка для буріння і ремонту свердловин:

- а – схема комплексу: 1 – бурова установка;
2 – насосні агрегати; 3 – приймальна ємність; 4 – технологічна ємність; 5 – шламовий амбар; 6 – блок очистки;
б - зовнішній вигляд у транспортному стані

2.7 ПРОМИСЛОВИЙ ЗБІР І ПІДГОТОВКА НАФТИ І ГАЗУ

2.7.1 Схеми збору і транспортування нафти і газу

Продукція нафтових свердловин є сумішшю нафти, газу і пластової мінералізованої води. Часто нафта і вода при інтенсивному перемішуванні утворюють емульсію – суміш, в якій роздроблені краплі води перебувають в нафтовому середовищі у зваженому стані, і тому не відстоюються, і не зливаються один з одним. У продукції газових свердловин, окрім газу, може міститися рідка фаза у вигляді крапельок і пари води, а в газоконденсатних свердловинах – також і рідкі вуглеводні. Окрім газу і рідини, в продукції свердловин містяться механічні домішки: частинки піску і глини, які виносяться з пласта.

Для збору нафти і газу, їх транспортування, відділення один від одного і звільнення від сторонніх домішок, а також для вимірів продукції, що видобувається, на території нафтових промислів будується система трубопроводів, апаратів і споруд, в яких виконуються такі операції:

- збір і вимірювання продукції свердловин;
- відділення (сепарація) нафти від газу;
- звільнення нафти і газу від води і механічних домішок;
- транспортування нафти від збірних і вимірних установок до промислових резервуарних парків і газу до компресорних станцій, або газорозподільних вузлів;
- зневоднення (деемульсація) нафти, і в ряді випадків її знесолення і стабілізація, тобто видалення з неї легких вуглеводнів;
- видалення з газу механічних домішок і відбензинування його;
- облік видобутку нафти і газу, і їх здача транспортним організаціям.

Єдиної універсальної схеми промислового збору, транспортування і оброблення нафти і газу не існує. Всі наявні схеми видозмінюються залежно від місцевих умов: географічного розташування промислу, відстані між свердловинами, об'єму видобутку, способу експлуатації свердловин, якості нафти, її обводненості тощо. Проте сучасні схеми збору, транспортування і оброблення нафти і

газу мають відповідати загальному основному принципу – попередженню втрат легких фракцій, запобіганню контакту нафти з атмосферою, і забезпеченню якнайповнішого відділення від нафти газу, води і механічних домішок.

Таким принципам, найповніше, відповідають напірні системи з централізованою багатоступінчастою сепарацією на нафтозбірних пунктах, розрахованих на обслуговування нафтових свердловин одного, або декількох родовищ нафтового району. За такої системи продукція свердловин під дією тиску на усті (від 0,6 до 1,0 МПа і більше) через групову сепараційно-вимірну установку ГСВУ (при необхідності) направляється в збірний колектор, а потім попадає на централізовану сепараційну установку (ЦСУ), розташовану на одній території з установкою підготовки нафти (УПН), товарним парком (ТП) і, в окремих випадках, з газопереробним заводом (ГПЗ). Всі такі об'єкти становлять собою нафтогазовий комплекс (НГК). На ЦСУ відбувається три або чотириступінчаста сепарація. Газ з сепараторів I ступеня, після охолодження прямує в газопровід і до місць споживання транспортується під власним тиском, а газ, з наступних ступеней, поступає на ГПЗ.

На рис. 2.54 наведена одна з схем промислового збору нафти і газу.

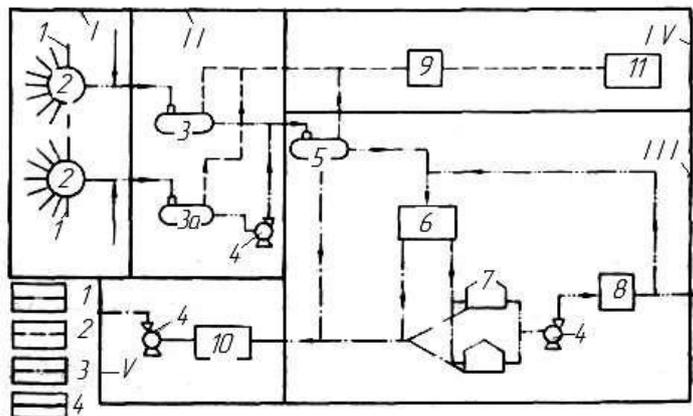


Рисунок 2.54 – Напірна система промислового збору і підготовки нафти і газу:

1 – нафтопроводи; 2 – газопроводи; 3 – трубопроводи стічної води; 4 – умовні границі технологічних елементів системи збору

У разі потреби схема може бути видозмінена, або пристосована до умов експлуатації свердловин і розробки покладу. Наприклад, вона може бути використана для збору і транспортування окремими каналами обводненої і необводненої нафти, або нафти двох різних сортів, доповнена установками підготовки газу, при газліфтній експлуатації свердловин тощо.

За наведеною схемою нафта зі свердловин 1 викидними трубопроводами направляється в групові вимірні установки 2, в яких проводиться індивідуальний замір дебіту нафти і газу окремих свердловин. Під час заміру дебіту на якій-небудь свердловині, продукція решта свердловин обвідним трубопроводом прямує в збірний колектор, яким суміш нафти і газу транспортується до сепараційних установок 3, або дотискних насосних станцій 3а, – ті ж сепараційні установки з примусовим відкачуванням нафти. Дотискні насосні станції застосовують в тих випадках, коли тиск в системі недостатній для дальшого транспортування нафти до кінцевих сепараторів. Кінцеві сепаратори 5 розташовуються на території центрального пункту підготовки нафти. У них відбувається остаточне відділення нафти від газу при тиску, близькому до атмосферного. Нафта з кінцевих сепараторів поступає на установки підготовки нафти 6, звідки в товарні резервуари 7, і далі в автоматизовану установку здачі товарної нафти 8. Якщо в товарних резервуарах нафта виявилася не кондиційною, то вона з установки 8 автоматично проходить на повторне оброблення в установку 6.

Газ з сепараційних установок поступає на прийом компресорів компресорної станції 9, звідки перекачується на газобензиновий завод 11.

Промислові води з сепараційних установок, установок підготовки нафти і резервуарів направляються дренажними лініями в установки підготовки води 10, звідки очищені від механічних домішок і нафти, закачуються у нагнітальні свердловини.

За технологічними ознаками всю схему збору і підготовки нафти, газу і води можна розбити на такі елементи:

I – первинні збірно-змірні установки;

II – сепараційні установки першого ступеня і дотискні

насосні станції;

III – центральний пункт збору підготовки і здачі нафти, до якого відносяться кінцеві сепаратори другого і третього ступенів (якщо це потрібно за технологічним циклом), установки підготовки нафти, резервуарний парк, установки для автоматичної здачі нафти;

IV – компресорні станції для збору газу і газобензиновий завод;

V – пункт підготовки води для заводнення пластів.

Сепараційні установки в технологічній системі збору нафти і газу застосовують для відділення рідини від газу, замірювання витрати рідкої і газової фаз, безкомпресорної подачі газу на газопереробний завод і іншим споживачам, а також для подачі газонасиченої нафти під тиском установки, або насосів, на центральний пункт збору і підготовки нафти і газу.

Розроблено декілька типів сепараційних установок першого ступеня сепарації і кінцевих сепараційних установок.

На рис. 2.55 показаний пристрій гідроциклонного сепаратора з однією буферною посудиною.

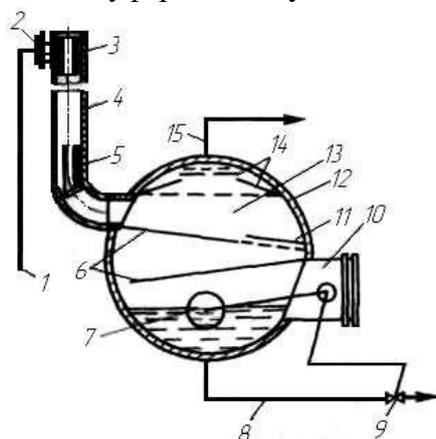


Рисунок 2.55 – Пристрій гідроциклонного сепаратора з однією буферною посудиною:

- 1 – нафтогазова суміш від свердловин; 2 – вхідний патрубок;
- 3 – напрямний патрубок; 4 – корпус гідроциклону;
- 5 – секція перетікання; 6 – зливні полиці; 7 – механічний регулятор рівня; 8 – вихід нафти; 9 – заслінка; 10 – люк;
- 11 – піновідбійник; 12 – корпус; 13 – краплевідбійники;
- 14 – решітки; 15 – вихід газу

Газовий потік направляється у верхню частину буферної посудини, в якій розташована касета, яка складається з краплевідбійників 13 і двох розподільчих решіток 14. Решітки у верхній частині буферної посудини призначені для вирівнювання швидкості газового потоку шляхом розподілу його на всьому перерізі апарату, і разом з краплевідбійниками виконують функцію додаткового уловлювання крапельок рідини.

Газонасичена нафта поступає на зливні полиці 6 і далі стінкою – в нижню частину посудини. Зливні полиці забезпечують рівномірне надходження нафти в посудину, чим зменшується піноутворення. Рух нафти тонким шаром полицями сприяє відділенню нафти від газу.

В посудині вмонтовується механічний регулятор рівня 7, пов'язаний з виконавчим механізмом-заслінкою 9, встановленою після сепаратора на нафтовій лінії. Регулятор забезпечує в посудині необхідний рівень рідини, що запобігає прориву вільного газу в нафтовий колектор.

Гідроциклонна головка (рис. 2.56) – основний елемент сепаратора – це апарат з тангенціальним вводом 1 нафтогазової суміші, який встановлюється строго вертикально.

Корпус гідроциклона складається з циліндричної частини 2 і коліна 3, сполучених фланцями 4. Усередині коліна 3 розташовані відбійник 5 і дашок 6. Відділення газу від нафти в гідроциклонній головці відбувається таким чином. Газонафтовий потік, підведений тангенціально вхідним патрубком, набуває обертового руху навколо направляючого патрубка 7 і осьовий рух, утворюючи низхідний вихор. Нафта, яка має більшу густину, ніж газ, відцентровою силою притискається до стінок гідроциклона, а газовий вихор, обертаючись, рухається в центрі. Під дією відцентрової сили відбувається інтенсивне виділення з плівки нафти газової фази, і одночасно очищення її від рідини.

У нижній частині гідроциклона міститься секція перетікання 8, яка перешкоджає змішуванню газу з нафтою при зміні руху потоків з вертикального на горизонтальний напрям. Одна частина нафти при своєму русі вниз проходить мимо відбійника 5 і змінює напрям з вертикального на горизонтальний. Інша частина потрапляє

на дашок 6, і по ньому перетікає в нижню частину коліна. Відбійник 5 перешкоджає попаданню нафти в газ при русі її по козирку.

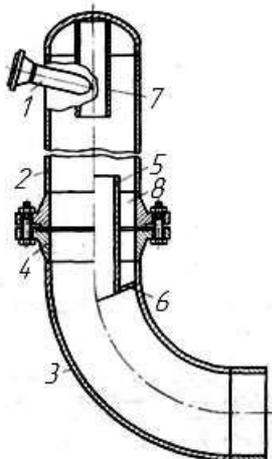


Рисунок 2.56 – Головка гідроциклонна

Газовий потік проходить усередині відбійника, і також міняє напрям руху з вертикального на горизонтальний. З гідроциклонної головки вже розділені газові і нафтові потоки поступають в буферну посудину.

Окрім гідроциклонних сепараторів з однією буферною посудиною в системах збору нафти і газу використовуються сепаратори, які складаються з двох посудин – верхньої і нижньої. У цьому випадку гідроциклонна головка врізається у верхню посудину. Всі зазначені сепаратори мають декілька типорозмірів з параметрами продуктивності від 750 до 5000 м³/добу рідини і тиску сепарації – від 0,6 до 4 МПа.

У всіх типах газосепараторів передбачені: автоматичне регулювання рівня рідини; автоматичне відключення установки при аварійному підвищенні рівня і тиску; передача аварійних сигналів на диспетчерський пункт (за наявності системи телемеханіки).

Для вимірювання витрати рідини, яка проходить сепаратор, застосовують, в основному, тахометричні або турбінні лічильники.

2.7.2 Промислова підготовка нафти

При перемішуванні нафти і води може утворитися важкороздільна суміш цих рідин – **нафтова емульсія**. Умови для утворення нафтових емульсій при експлуатації свердловин досить сприятливі, оскільки нафта інтенсивно перемішується з пластовою водою на всьому шляху, від продуктивного пласта до кінцевих сепараційних установок. У більшості випадків, в промисловій практиці, мають справу з емульсіями типу “вода в нафті”. Помітною особливістю цих емульсій є те, що вода у вигляді найдрібніших крапельок розташовується усередині нафти. Нафтові емульсії в більшості випадків мають високу стійкість. Простим відстоюванням відокремити воду від нафти в них неможливо і тому вдаються до спеціального оброблення емульсії.

Процес первинної підготовки нафти для її переробки умовно поділяється на дві операції: зневоднення (деемульсація) і знесолення. При **зневодненні** вміст води в нафті доводять до 1...2 %. **Знесолення** досягається пропусканням нафти крізь шар прісної води, внаслідок чого солі, наявні в нафті, розчиняються і відділяються разом з водою. Після такого оброблення нафта містить, зазвичай, до 1800 мг/дм³ хлоридів.

Процеси руйнування нафтових емульсій можна розділити на два етапи: перший – злиття крапель диспергованої води і другий – осадження крапель води, що укрупнилися. Ці процеси можна здійснювати тепловим, хімічним або електричним способами.

При тепловому, або термічному, способі емульговану нафту нагрівають до 45...80 °С. Під час дальшого відстоювання декілька годин вода частково відділяється від нафти, осідає в резервуарі-відстійнику, звідки скидається в каналізаційну мережу.

Тепловий спосіб деемульсації нафти заснований на тому принципі, що при нагріві емульсії її в'язкість знижується, краплі води з'єднуються одна з одною і осідають. Нагрівають емульсію в резервуарах, теплообмінниках або трубчастих печах.

Хімічний спосіб заснований на дії хімічними реагентами-деемульгаторами на складові частини емульсії – нафту і воду. Деемульгаторами служать різні неіоногенні

поверхнево-активні речовини (ПАР), які виготовляються на основі окислу етилену (ОП-10, проксаноли, дипроксамін, дисольван тощо). Витрата цих деемульгаторів при зневодненні і знесоленні нафти невелика – від 30 до 100 г на 1 т обробленої нафти.

При введенні в емульсійну нафту деемульгатор, внаслідок розчинності в обох фазах емульсії, вільно проникає у внутрішню фазу, руйнує плівки емульгаторів, знижує поверхневий натяг на границі вода – нафта, що сприяє розкладанню емульсії.

Електричний спосіб руйнування емульсії заснований на появі різнойменних електричних зарядів на протилежних кінцях кожної крапельки води, на взаємному тяжінні цих крапельок і руйнуванні плівок нафти між цими крапельками, в результаті дії змінного або постійного струму високої напруги на електроди, опущені в потік емульсії. При електричній деемульсації нафти в металеву посудину вводять ізольований від стінок посудини електрод, яким протікає електричний струм напругою в декілька тисяч вольт. Іншим електродом є стінки посудини, заземлені і сполучені з трансформатором напруги. При прокачуванні емульсії між електродами, якими пропускають струм високої напруги, емульсія руйнується, звільнені крапельки води з'єднуються в більші частинки, і вода поступово осідає на дно посудини. Окремо кожен з описаних способів деемульсації нафти майже не застосовують. Зазвичай, деемульсацію здійснюють комбінованим способом, наприклад, теплову дію комбінують з хімічною, або термохімічну дію поєднують з електричною.

На рис. 2.57 наведена схема установки комплексної підготовки нафти, на якій здійснюються процеси зневоднення, знесолення і стабілізації нафти.

Ліва частина схеми, з відстійником 3, становить установку зневоднення, в якій сира нафта лінією I за допомогою насоса 1 прямує в теплообмінник 2, в якому нагрівається стабільною нафтою, яка поступає лінією V з низу стабілізаційної колони 6. Підігріта нафта лінією II подається у відстійник 3, а з нього зневоднена нафта лінією III крізь кран 12 прямує в наступний відстійник або електродегідратор 4. У потік зневодненої нафти додається прісна вода лінією IX для відмивання солей.

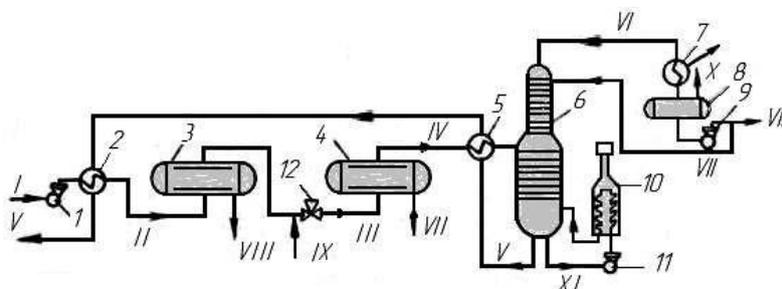


Рисунок 2.57 – Схема установки комплексної підготовки нафти:

1, 9, 11 – насоси; 2 – теплообмінник; 3 – відстійник;
 4 – електродегідратор; 5 – теплообмінник; 6 – стабілізаційна
 колона; 7 – конденсатор-холодильник; 8 – резервуар зрошування;
 10 – піч; 12 – кран. Лінії: I – сира нафта; II – підігріта нафта;
 III – зневоднена нафта; IV – знесолена нафта;
 V, XI – стабільна нафта; VI – верхній продукт колони;
 VII – широка фракція; VIII – дренажна вода; IX – подача прісної
 води; X – газ

В деяких випадках для поліпшення знесолення замість одного відстійника або електродегідратора застосовують два послідовно увімкнені апарати. У них відбувається остаточне знесолення нафти. Знесолена нафта після електродегідратора (відстійника) лінією IV крізь теплообмінник 5 поступає у відпарну частину стабілізаційної колони 6.

У теплообміннику 5 нафта нагрівається до 140...160 °С завдяки теплу стабільної нафти, яка поступає лінією V з низу колони 6. Процеси зневоднення і знесолення проводяться, зазвичай, при досить помірних температурах (біля 50...60 °С) і зрідка при вищих (до 80 °С).

Процес **стабілізації** нафти, під яким розуміється відділення від неї легких фракцій (пропан-бутанів і частково бензинових фракцій), здійснюється в спеціальних стабілізаційних колонах під тиском і при підвищених температурах. Після відділення легких вуглеводнів, нафта стає стабільною і може транспортуватися до нафтопереробних заводів без втрат. Відокремившись в стабілізаційній колоні, легкі фракції конденсуються і перекачуються на газофракціуючі установки, або газобензинові заводи для дальшого їх перероблення.

У нижній і верхній частинах стабілізаційної колони встановлені тарілки – пристрої, які сприяють кращому

Нафтова емульсія з сепаратора подається в сепаратор-розподільник потоку 2, призначений для виконання таких трьох основних операцій: відділення залишкового газу від нафти перед надходженням її в підігрівачі-деемульгатори; скидання вільної води, яка відокремилася від нафтової емульсії; розділення нафтової емульсії на декілька рівних потоків для рівномірного завантаження основних апаратів (підігрівачів-деемульгаторів).

Газ, який виділився з сепаратора-дільника 2 і з підігрівача-деемульгатора 3, поступає на установку підготовки газу, а відокремлена в апараті 2 пластова вода – на установку підготовки води. Нафтова емульсія з сепаратора-розподільника 2 направляється в підігрівач-деемульгатор 3, звідки зневоднена нафта при підвищеній температурі поступає в сепаратор 4. Відокремлена вода, яка містить деяку кількість реагенту, виводиться з апарату. Ця вода може, повністю або частково, за допомогою насоса подаватися в збірний колектор перед сепаратором першого ступеня для повнішого використання реагенту.

У підігрівачі-деемульгаторі газ і вода відділяються від нафти, зазвичай, при температурі 40...60 °С і тиску, близьким до 0,2...0,3 МПа, а остаточна сепарація проводиться під вакуумом (залишковий тиск 0,07...0,08 МПа) в сепараторі 4 гарячої вакуумної сепарації. Готова нафта після гарячої вакуумної сепарації поступає на прийом насосів системи безрезервуарної здачі нафти в магістральний нафтопровід, а газ подається на прийом вакуумних компресорів, і далі на установку підготовки газу.

2.7.3 Підготовка газу

В умовах, коли газ транспортується на тисячі кілометрів від місць видобування до місць споживання, а газопровід перетинає різні кліматичні зони, особливе значення має підготовка газу до дальнього транспортування – осушування газу до температури точки роси, що включає випадання води з газу, який транспортується магістральними газопроводами. При експлуатації газоконденсатних покладів виникає ще додаткова вимога – добувати вуглеводневий конденсат з продукції свердловин.

Для оброблення газу газових і газоконденсатних

покладів застосовують такі технологічні установки:

- низькотемпературної сепарації (які працюють на холоді, що отримується за рахунок редукування газу високого тиску в штуцерах і попереднього охолодження в рекуперативних теплообмінниках перед дроселюванням газу);

- низькотемпературної сепарації, які працюють на холоді, що отримується в спеціальних холодильних машинах;

- абсорбційного осушування газу за допомогою гліколів (абсорбція – об'ємне поглинання газів або парів рідиною абсорбентом);

- адсорбції (короткого циклу і довгого циклу) для зневоднення і відділення бензину від газу в комплексі, і без низькотемпературної сепарації на газових і газоконденсатних родовищах (адсорбція – процес загущення газоподібної або розчиненої речовини на поверхні розділення фаз);

- з виморожуванням, призначені, в основному, для газових покладів, розташованих в районах холодного клімату.

При вмісті в газі агресивних компонентів будуються технологічні установки видалення цих компонентів із зниженням їх вмісту до граничних величин і одночасно вживаються заходи захисту промислового обладнання від корозії. Осушування і очистку газу проводять на родовищі, або на головних спорудах магістральних газопроводів. Газ осушується доти, поки в газопроводі вже не конденсуються пари води і не утворюються кристалогідрати. Точка роси осушеного газу покладів в південних районах, і районах середньої смуги має бути на 2...3 °С нижчою, за мінімально можливу температуру газу в магістральному газопроводі при відповідному тиску. Очищення газу від сірководню має забезпечувати вміст його в газі не більше 2 г на 100 м³.

Якщо в продукції газоконденсатних свердловин містяться вода, рідкі вуглеводні, сірководень і вуглекислота, то необхідна комплексне оброблення газу перед його транспортуванням. Комплекс споруд такого оброблення газу, особливо при великих його кількостях, досить складний: це великий газопереробний завод, на якому отримують нестабільний газовий бензин, елементарну сірку і сухий газ. За відсутності сірководню і вуглекислоти схема

комплексного оброблення природного газу перед його далеким транспортуванням спрощується.

2.7.4 Основні напрями розвитку комплексної автоматизації на нафтогазовидобувних підприємствах

При проектуванні і будівництві нових, і перебудові нафтогазовидобувних підприємств, керуються такими основними положеннями в галузі телемеханізації і автоматизації:

1. Всі нафтові (незалежно від способу експлуатації), газові і нагнітальні свердловини не є об'єктами телемеханізації. Вони мають тільки мінімум засобів місцевої автоматики, контролю і блокування, розрахованих на зупинку при аварійному режимі, і пуск при відновленні нормальних умов, контроль тиску на буфері, або викидній лінії, кількості закачаної води в нагнітальних свердловинах тощо. Свердловини, які періодично експлуатуються, працюють за програмою, яка задається місцевим пристроєм.

Фонтанні свердловини оснащуються відсікачами, які перекривають викидну лінію при різкому підвищенні, або пониженні тиску в ній проти номінального.

Свердловини із зануреними штанговими насосними установками оснащуються засобами автоматичного блокування при обриві штанг і пристроями автоматичного пуску. Вся автоматика вмонтовується в блоці керування свердловиною. Свердловини із зануреними електронасосами оснащуються місцевим приладом контролю опору ізоляції кабель-двигун і пристроєм автоматичного пуску. Вказані прилади поставляються комплектно з новими станціями керування електровідцентровими насосами.

2. Засобами телемеханізації і дистанційного контролю обладнуються такі основні виробничі об'єкти: групові замірні установки; сепараційні установки; компресорні станції; установки підготовки нафти; насосні станції, електропідстанції розташовані на площі тощо.

На районний диспетчерський пункт поступає інформація з таких об'єктів:

- з групових замірних установок – про дебіт рідини, нафти і газу свердловин, і про спрацьовування захисту при підвищенні тиску у вимірювальному сепараторі;

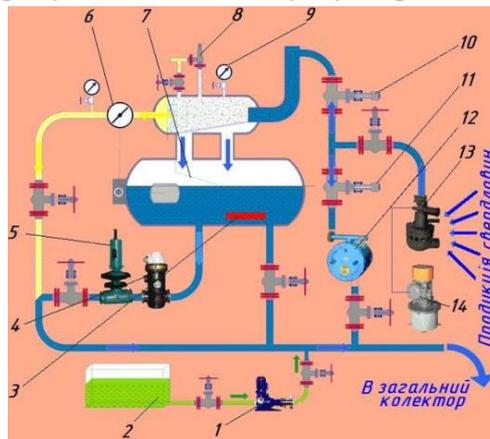
- із сепараційних установок – узагальнений аварійний сигнал і про сумарну продуктивність групових установок, підключених до сепараційної установки;
- з компресорних станцій – про витрату відпущеного газу і про порушення роботи станції;
- з установок підготовки нафти – узагальнений аварійний сигнал;
- з нафтових станцій – про витрату нафти і узагальнений аварійний сигнал;
- з кушових насосних станцій – про кількість води, закачаної в пласт, і узагальнений аварійний сигнал при порушеннях роботи станції;
- з установок здачі товарної нафти – про витрату товарної нафти, і аварійний сигнал про повернення некондиційної нафти на повторне оброблення.

3. Промислові споруди і установки оснащуються засобами місцевої автоматики, контролю і захисту:

- групові замірні установки (рис. 2.59) – автоматичним перемиканням свердловин на вимірювання за місцевою програмою, вимірюванням кількості рідини, газу і чистої нафти, контролем дебіту свердловин, автоматичним захистом від аварійних режимів;
- сепараційні установки першого ступеня сепарації – місцевим регулюванням тиску і рівня;
- водні насосні станції – захистом насосів при аварійних режимах, автоматичним вмиканням резервного насоса;
- нафтові насосні станції – захистом насосів при аварійних режимах;
- компресорні станції – регулюванням і місцевим контролем режимних параметрів, захистом при аварійних режимах.

На автоматизованих нафтовидобувних підприємствах передбачається створення районних диспетчерських пунктів на площах із завершеним технологічним циклом; центральних диспетчерських пунктів підприємств, які здійснюють управління роботою декількох районних диспетчерських пунктів; центрального диспетчерського пункту об'єднання (управління), який здійснює керування роботою центральних диспетчерських пунктів нафтогазовидобувних підприємств. Зв'язок між районним диспетчерським пунктом і наступними рівнями управління

здійснюється з використанням сучасних засобів дистанційного контролю і управління обладнанням, встановленим на нафтовому родовищі. Використання комплексної диспетчеризації об'єктами дозволяє удосконалити технологічний процес, зменшити витрати і збільшити продуктивність видобутку нафти.



а



б

Рисунок 2.59 – Автоматизована групова замірна установка “СПУТНИК АМ40-8-400КМ”:

а – схема установки: 1 – агрегат дозувальний; 2 – бак для хімреагенту; 3 – заслінка; 4 – лічильник об'єму; 5 – регулятор витрати; 6 – заслінка; 7 – ємність сепараційна; 8 – клапан запобіжний; 9 – манометр; 10, 11 – засувки перемикавання потоку з електроприводом; 12 – лічильник маси; 13 – перемикач свердловин багатолодковий; 14 – гідропривод;

б – зовнішній вигляд

На рис. 2.60 представлений варіант сучасного

диспетчерського пункту, а на рис. 2.61) – структурна схема комплексу диспетчерського управління розробки ВАТ “Ижевский радиозавод”.

Комплекс диспетчерського керування об’єктами має трирівневу структуру.

Нижній рівень складається з первинних вимірвальних перетворювачів і виконавчих механізмів, що беруть участь в технологічному процесі та станцій керування локальної автоматики (станцій керування електровідцентровими зануреними насосами, штанговими насосними установками, груповими замірними установками).



Рисунок 2.60 – Диспетчерський пункт

Середній рівень складається із станцій керування технологічним процесом, які отримують інформацію від давачів і первинних перетворювачів нижнього рівня, і передають її на центральний контролер. Центральний контролер виконує функції збору, обробки сигналів, архівування на випадок втрати зв’язку, і передачі інформації через комунікаційне обладнання на диспетчерський пункт.

Верхній рівень складається з автоматизованого робочого місця диспетчера, і сервера бази даних з встановленим програмним забезпеченням, на який надходить і архівується інформація про технологічні параметри (тиск, температура, витрата), охоронної сигналізації та наявності мережевої напруги. При відключенні об’єкта, диспетчеру надходить сигнал про відключення, з розшифруванням причини відключення. Для аналітичної обробки інформації, звіти надаються через WEB-інтерфейс.

Програмне забезпечення дозволяє:

- представити весь технологічний процес на екрані монітору у вигляді мнемосхем, графіків, діаграм, таблиць;
- проводити цілодобовий, автоматичний контроль і формування передаварійних і аварійних попереджень;
- дистанційно керувати і налаштовувати об'єкт;
- застосовувати аналітичні і статистичні інструменти обробки зібраної інформації для оптимізації втрат.

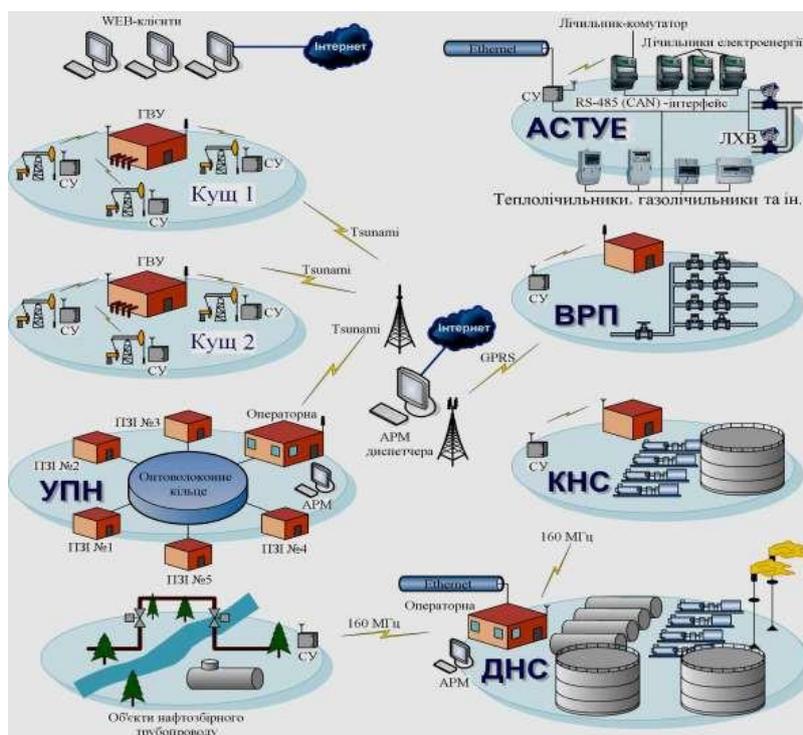


Рисунок 2.61 – Структурна схема комплексу диспетчерського управління:

ПЗІ – пункт збору інформації; АРМ – автоматизоване робоче місце; СУ – станція управління; ГВУ – групова вимірна установка; УПН – установка підготовки нафти; АСТУЕ – автоматизована система управління енергозабезпеченням; ВРП – водорозподільні пункти; КНС – кушові насосні станції; ДНС – дотискні насосні станції

3 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ, НАФТОПРОДУКТІВ І ГАЗУ. ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ

3.1 ТРАНСПОРТУВАННЯ НАФТИ І НАФТОПРОДУКТІВ

До основних видів транспортування нафти і нафтопродуктів на далекі відстані відносяться залізничний, водний, трубопровідний і автомобільний. Інколи нафтопродукти доставляються споживачам літаками і гелікоптерами.

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

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

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

3.1.1 Залізничний транспорт

Нафту і нафтопродукти перевозять залізницею, зазвичай, у вагонах-цистернах. Тільки невелика частина цієї продукції (близько 2 %) транспортується в дрібній тарі (бочках, контейнерах, бідонах і балонах).

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

Цистерни спеціального призначення теплоізолюються для сповільнення охолодження нафтопродуктів в них, або

забезпечуються підігрівальними пристроями. Завдяки збереженню температури полегшується і прискорюється наливання та зливання продукції. Найпоширеніші чотиривісні цистерни об'ємом 50 і 60 м³.



Рисунок 3.1 – Вагон-цистерна

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

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

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

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

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

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

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

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

3.1.2 Водний транспорт

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

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

Корпус судна поздовжніми і поперечними непроникними перегородками ділиться на ряд відсіків 5, званих танками. Це підвищує імовірність непотоплюваності судна, зменшує гідравлічні удари при качці, збільшує пожежну безпеку, поліпшує умови експлуатації. Доступ в танки здійснюється через спеціальні люки. Вантажні танки в танкері, від решти судових приміщень, розділені двома непроникними перегородками 8. У носовій частині судна розміщується трюм суховантажу 6, в середині – насосне

відділення 1, а на кормі – машинне відділення 2, паливний бак 3, і приміщення екіпажу та навігації 4. Насосні відділення сполучені зі всіма танками трубопроводами. Для наливання і зливання нафтопродуктів передбачені навантажувально-розвантажувальні трубопроводи, наявні в кожному танку, і які на палубі підключені до загального колектора. При перепускній системі наливання і зливання нафтопродуктів вхідні і напірні (палубні) магістралі відсутні. Зливні операції здійснюються шляхом перетікання продукту з танка в танк, а з суміжного з насосним відділенням танка за допомогою насоса направляється на берег, або в інше судно (при вивантаженні на плаву). При наливанні продукт поступає в один, або декілька танків, звідки самопливом прямує в решту танків. Перетікання продукту з танка в танк здійснюється крізь отвори, вирізані в бокових стінках танка (перегородках).

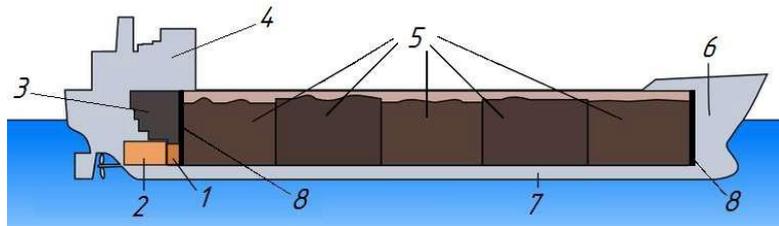


Рисунок 3.2 – Схема танкера:

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



Рисунок 3.3 – Загальний вигляд танкера

Ліхтери, які випускаються вантажопідйомністю до 10000 т і більше, призначені для перевезення нафтопродуктів на великі відстані, а також для зливання і наливання, якщо танкери не можуть підійти до берегового причалу. Зливно-наливні операції здійснюються за допо-

могою насосів, встановлених на ліхтерах, або на плавучій насосній станції.

Річкові баржі – несамохідні вантажні судна, переміщувані буксиром або штовхачем, виготовляються вантажопідйомністю від 100 до 12000 т. Подібно до танкера, їх внутрішній об'єм розділений на окремі відсіки, число яких може досягати 50. Вантажна система в них перепускна. Над палубою є надбудови для обслуговуючого персоналу. На рис. 3.4 показано загальний вигляд річкової нафтоналивної баржі. Для наливання і розвантаження нафтоналивних суден передбачені гавані і причали.



Рисунок 3.4 – Загальний вигляд річкової нафтоналивної баржі

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

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

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

На річкових пристанях (іноді і в морських) для

зливання продукції широко використовують плавучі насосні станції. В цьому випадку судна причалюють до насосної станції, яка споруджується біля причалу. Вхідні трубопроводи насосної станції сполучають з вантажною системою судна, а викидні – з береговими трубопроводами. Після цього за допомогою насосів продукція перекачується з судна в берегові резервуари.

Плавуча насосна станція є судно (річкове або морське), на якому змонтовано два насоси, або більше. Таку станцію застосовують для проміжних перевантажень нафтопродуктів на плаву.

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

3.1.3 Автомобільний транспорт

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

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

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

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

На рис. 3.5 показано загальний вигляд автоцистерни для транспортування зрідженого газу об'ємом 48 м³.



Рисунок 3.5 – Загальний вигляд автоцистерни для транспортування пропану

Для заправки паливом автотранспортних машин, які функціонують на віддалі від нафтобаз і заправних станцій, а також сільськогосподарських машин і літаків, застосовують спеціальні автоцистерни, обладнані комплектом насосно-роздавальних пристроїв. Такі автоцистерни називаються заправниками паливом.

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

На рис. 3.6 показано загальний вигляд циліндричної цистерни місткістю 29,51 м³ із нержавіючої сталі для транспортування бітуму.

Автотранспортом здійснюється також перевезення нафтопродуктів в контейнерах і в дрібній тарі.

Контейнери – металеві або еластичні гумовотканинні резервуари об'ємами 2,5 і 4 м³ (є гумовотканинні резервуари об'ємом до 20 м³), в яких нафтопродукти підвозяться споживачеві без перекачування в стаціонарні сховища.



Рисунок 3.6 – Загальний вигляд цистерни для транспортування бітуму

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

Недавно появилися багато модифікацій, для транспортування різних типів рідин (хімічних продуктів, нафтопродуктів та інших рідин), танк-контейнери місткістю 24 м³ (рис. 3.7).

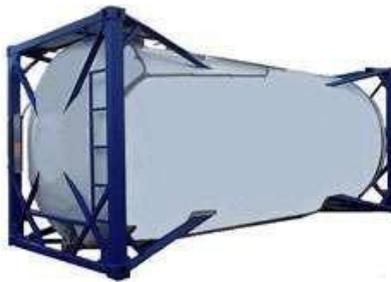


Рисунок 3.7 – Загальний вигляд танк-контейнера

З дрібної тари найпоширеніші бочки, бідони. Останнім часом появилися посудини кубічні (різної місткості).

Бочки зручні в експлуатації і їх широко застосовують

для доставки нафтопродуктів з нафтобаз споживачеві (рис. 3.8). В окремих випадках доставка нафтопродуктів в бочках – єдиний спосіб задоволення потреб віддалених районів, що не мають залізничних і водних сполучень.



Рисунок 3.8 – Металеві і поліетиленові бочки:
а – металеві бочки з корками; б – металеві бочки зі знімною кришкою; в – поліетиленові бочки з двома корками; г – пластикові бочки з кришкою з гвинтом

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

Бідони та каністри застосовують переважно двох типів: металеві і пластикові (рис. 3.9). Металеві бідони об'ємом 0,03...0,06 м³ (для перевезення бензину) виготовляють з білої жерсті прямокутної і циліндричної форми. Високоякісні каністри (з пневматичного поліетилену) стійкого до ультрафіолетового проміння, виготовляють об'ємом до 0,06 м³. Каністри повністю піддаються повторній переробці і не шкідливі навколишньому середовищу.



Рисунок 3.9 – Металеві і поліетиленові бідони і каністри

Посудини кубічні призначені для транспортування і зберігання рідких хімічних і харчових продуктів, в тому числі: ізопропилового спирту, кислот, лугів, рослинної оливи, оцтової кислоти, 96% -го питного етилового спирту і інших продуктів.

На рис. 3.10 показано посудину кубічну місткістю 1 м³, призначену для перевезення і зберігання легкозаймистих речовин, з температурою спалахування нижче 61 °С, у тому числі: ацетону, бензину, гасу та інших продуктів.



Рисунок 3.10 – Загальний вигляд посудини кубічної

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

Для наливання світлих нафтопродуктів в автоцистерни, бочки, бїдони і іншу дрібну тару, споруджують пристрої наливання.

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

Заправку нафтопродуктів в автотранспорт проводять на автозаправних станціях (АЗС), що розташовуються біля нафтобаз, або на автотранспортних магістралях. Резервуари при цьому заповнюються за допомогою трубопроводу, прокладеного від нафтобази, або за допомогою автоцистерн. Залежно від призначення і місця розташування автозаправні станції поділяються на: міські, дорожні, паркові, сільські, пересувні. Міські АЗС розташовують на міських магістралях, площах і в районах великих автобаз і стоянок автотранспорту. Сільські АЗС розміщують, зазвичай, в

районних центрах, а дорожні – на основних автомагістралях. Пересувні заправні станції тимчасово розміщують на автомобільних дорогах, в місцях скупчення автомобілів, на будівельних майданчиках, в польових станах, на туристських маршрутах, в передмістях тощо. Катери і моторні човни заправляють як пересувні автозаправні станції, так і плавучі, обладнані на катерах.

3.1.4 Трубопровідний транспорт

Трубопровідний транспорт – економічний вид транспортування нафти і нафтопродуктів. Україна посідає п'яте місце у світі за довжиною магістральних трубопроводів.

Переваги цього виду транспортування:

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

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

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

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

На рис. 3.11 показана типова схема магістрального нафтопроводу. Магістральний трубопровід характеризується такими показниками: довжиною, діаметром, пропускнуою здатністю і числом перекачувальних станцій.

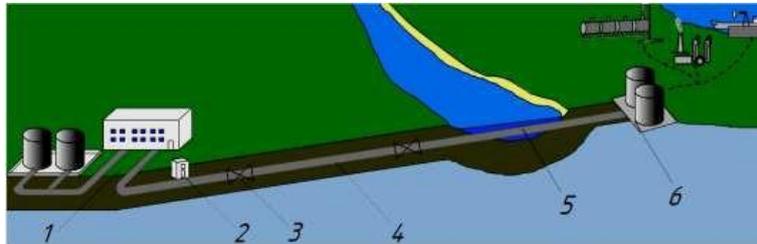


Рисунок 3.11 – Схема магістрального нафтопроводу:

- 1 – нафтоперекачувальна станція; 2 – вузол пуску скребка;
 3 – трубопровідна арматура; 4 – магістральний трубопровід;
 5 – переходи через перешкоди; 6 – кінцевий розподільний пункт

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

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

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

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

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

Постанційна система перекачування характеризується тим, що нафта, або нафтопродукти поступають в резервуари проміжних перекачувальних станцій, заповнюють їх, а потім відкачуються на наступну станцію (рис. 3.12, а).

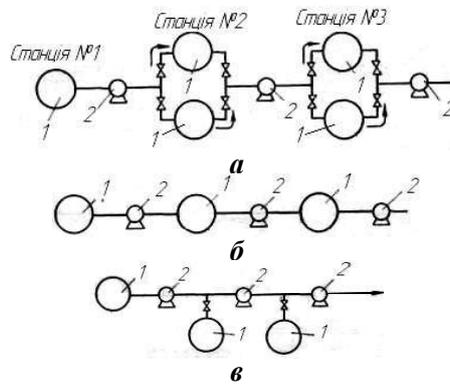


Рисунок 3.12 – Системи перекачування нафти:
1 – резервуар; 2 – насос

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

Транзитна система перекачування може здійснюватися з підключеним резервуаром, через резервуар і з насоса в насос. При перекачуванні через резервуар, продукція з попередньої насосної станції направляється на наступну насосну станцію через резервуар (рис. 3.12, б).

Перекачування з насоса в насос полягає в тому, що продукт з попередньої насосної станції направляється на наступну насосну станцію мимо проміжного резервуару, який підключається паралельно магістральному трубопроводу (рис. 3.12, в). Ця схема перекачування найдосконаліша і економна, оскільки при такій схемі забезпечується максимальна герметизація системи, і відсутні втрати від випаровування в проміжних резервуарах. На проміжних станціях резервуарні парки відсутні (може бути невеликий резервуар для збирання нафтовитоків).

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

Вся магістраль розбивається на окремі ділянки, кожна з яких закріплюється за певною насосною станцією. Така

ділянка ділиться у свою чергу на ряд дрібніших ділянок, і до кожного з них прикріплюють лінійних обхідників, які здійснюють контроль над трубопроводом.

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

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

До складу виробничо-технологічних споруд перекачувальних станцій, окрім власне перекачувальних насосних цехів з магістральними насосами, входять:

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

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

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

Перекачувальні насосні станції забезпечуються насосними агрегатами (насоси в комплекті з двигунами), які здійснюють перекачування нафти і нафтопродуктів

магістральним трубопроводом, і допоміжним обладнанням, що обслуговує основні агрегати; насосами перекачування води і палива, компресорами і іншими пристроями постачання повітря, установками забезпечення оливою для системи мащення, вентиляторами, теплообмінниками.

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

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

Діапазон ефективної роботи насосів (0,8...1,2) від оптимальної (номінальної) подачі Q₀. Насоси з оптимальною подачею 2500-10000 м³/год комплектуються змінними роторами на подачі 0,5•Q₀, 0,7•Q₀ та 1,25•Q₀. Насос марки НМ 1250-260 комплектується двома змінними роторами на подачу 0,7•Q₀ і 1,25•Q₀. Змінний ротор у більшості випадків має такий самий діаметр колеса, як і основний ротор, але іншу ширину робочого колеса. Таке колесо має іншу гідравлічну та енергетичну характеристику, але може бути змонтоване усередині корпусу базового насоса.

Частота обертання вала насоса НМ 1250-400 становить 6000 хв⁻¹, насоса НМ 2500-710 - 8200 хв⁻¹.

Насоси з подачею до 710 м³/год - секційні, багатоступінчасті, а з подачею 1250 м³/год і більше - одноступінчасті, спіральні з двостороннім входом рідини.

Насоси попарно уніфіковані:

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

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

- температура транспортованої рідини – від мінус 5 °С до плюс 80 °С;
- кінематична в'язкість нафти – не більше 3-10⁻⁴ м²/с;
- максимальний вміст механічних домішок лінійним

розміром – не більше 0,5 мм - 0,06 %;

- максимальний вміст сірки у зв'язаному вигляді - 3,5 %;

- вміст парафіну не повинен перевищувати 7 %.

На магістральних нафтопроводах ще знаходяться в експлуатації насоси старого параметричного ряду: 8НД-10х5, 10НД-10х2, 12НД-11х2, 16НД10х1, 20НД-12х1, 24НД-14х1. Приклад маркування такого насоса: 8НД-10х5 (8 - діаметр вхідного патрубка в дюймах; Н - нафтовий; Д - двосторонній вхід рідини; 10 - коефіцієнт швидкохідності, поділений на 10; 5 - число ступенів).

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

Частота обертання вала насосів біля 1000 хв⁻¹. Марку насоса розуміють:

НМП 3600-78 - нафтовий магістральний підпірний з подачею 3600 м³/год і напором 78 м.

Тепер також поширені вертикальні підпірні насоси (подачею 150... 5000 м³/год і напором 60...120 м), які опускаються в колодязь, заповнений нафтою. Двигун розміщений вертикально і працює на відкритому повітрі.

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

Розрахунок магістрального трубопроводу.

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

Під пропускною здатністю магістрального

трубопроводу розуміється максимальна кількість нафти, або нафтопродукту, яка може бути перекачана трубопроводом за рік, при економічно оптимальному використанні прийнятих розрахункових параметрів і сталому режимі.

Розрахункова подача нафти і нафтопродуктів магістральним трубопроводом або нафтопродуктопроводом, згідно з умовами рівномірного перекачування протягом року, дорівнює відношенню річної пропускної здатності до робочих днів в році з врахуванням зупинки на ремонт. Розрахункова подача за годину (в м³/год.) визначається за формулою

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

де G – річна пропускна здатність трубопроводу, т/рік;

350 – число робочих днів трубопроводу за рік;

ρ – густина нафти або нафтопродукту, т/м³.

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

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

де q – пропускна здатність, м³/с;

v – швидкість руху рідини, м/с.

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

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

Збільшення пропускної здатності шляхом установки додаткових насосних агрегатів в насосних станціях, зазвичай, не практикується тому, що із збільшенням числа паралельно працюючих насосів зростають втрати напору, внаслідок чого може істотно підвищитися тиск в трубопроводі. Зрідка практикується метод установки вставок, оскільки в цьому випадку потрібна повна зупинка

трубопроводу на період врізання вставки.

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

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

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

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

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

Найпоширеніше послідовне перекачування нафти і нафтопродуктів із застосуванням роздільників, при цьому для їх пуску і прийому на станціях передбачаються відповідні пристрої. Розрізняють два види роздільників – рідинні і механічні. Під **рідинним роздільником**

розуміється рідинна пробка з іншої рідини, що закачується між двома рідинами, які послідовно перекачуються. Наприклад, рідинною пробкою при послідовному перекачуванні бензину і дизельного палива служить гас, або суміш рідин, які перекачуються.

До **механічних роздільників** відносяться різні механічні пристрої (поршні, кулі), які пускаються в порожнину трубопроводу в зону контакту двох нафтопродуктів. Роздільники, опинившись в потоці рідини, зменшують конвективне їх перемішування і поширювання суміші в потоці. Часто використовуються зносостійкі кулясті роздільники, які є гумовими товстостінними порожнистими кулями, що заповнюються водою або антифризом (взимку).

Необхідний контакт роздільника з внутрішньою поверхнею трубопроводу забезпечується пружними властивостями матеріалу, з якого виготовлений роздільник, а також надлишковим тиском і об'ємом робочої рідини в роздільнику.

3.1.5 Резервуари для зберігання нафти і нафтопродуктів

Для збору, зберігання і обліку нафти та нафтопродуктів на нафтопромислах, нафтопереробних заводах, нафтобазах і станціях магістральних нафтопроводів і нафтопродуктопроводів служать резервуари – посудини різноманітної форми і розмірів, побудовані з різних матеріалів.

За призначенням ці посудини поділяються на резервуари для зберігання нафти, світлих і темних нафтопродуктів.

За матеріалом – на металеві і неметалеві посудини. Металеві резервуари споруджують переважно із сталі. До неметалевих резервуарів відносяться, в основному, залізобетонні резервуари.

Резервуари кожної групи відрізняються за формою: вертикальні циліндричні, горизонтальні циліндричні, краплеподібні і інших форм.

За схемою установки резервуари поділяються на:

- наземні, у яких днище розташоване на рівні, або

вище за нижчу відмітку прилеглого майданчика;

- підземні, коли найвищий рівень рідини в резервуарі є нижчим, за найнижчу відмітку прилеглого майданчика, не менше ніж на 0,2 м.

Резервуари споруджують різних об'ємів – від 10 м³ до 120000 м³.

Для зберігання світлих нафтопродуктів застосовують переважно сталеві резервуари, а також залізобетонні з внутрішнім покриттям – листовим сталевим облицюванням, або неметалевими ізоляціями, стійкими до дії нафтопродуктів.

Для зберігання великої кількості нафти і темних нафтопродуктів рекомендується застосовувати, в основному, залізобетонні резервуари. Змашувальні оливи, зазвичай, зберігають в сталевих резервуарах.

Група однотипних резервуарів, об'єднаних трубопровідними комунікаціями, називається **резервуарним парком**. Кожна група наземних резервуарів захищається земляним валом або стінкою, висота яких на 0,2 м вища за розрахунковий рівень імовірно розлитої рідини, але не менша від 1 м, при ширині земляного валу на верху 0,5 м.

Вертикальні циліндричні резервуари поділяються на: сталеві, зі стаціонарним дахом, без понтона (рис. 3.14, а), зі стаціонарним дахом з понтоном (рис. 3.14, б), з плаваючим дахом (рис. 3.14, в).

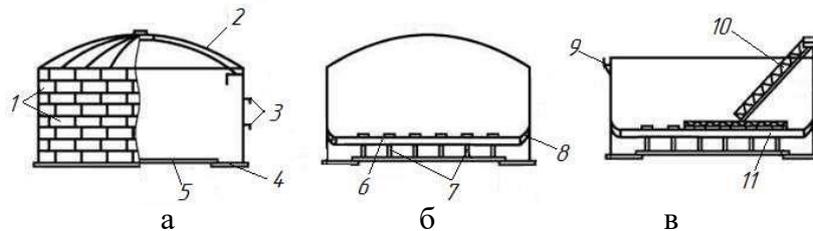


Рисунок 3.14 – Типи резервуарів:

а – резервуар вертикальний зі стаціонарним дахом без понтона;
б – резервуар вертикальний зі стаціонарним дахом з понтоном;
в – резервуар вертикальний з плаваючою покрівлею з коробами по периметру; 1 – пояси стінки; 2 – каркас даху; 3 – проміжні кільця жорсткості; 4 – кільце облямівки; 5 – центральна частина днища; 6 – понтон; 7 – опорні стійки; 8 – ущільнюючий затвор; 9 – верхнє кільце жорсткості (кільцева площадка обслуговування); 10 – ковзна драбина; 11 – плаваючий дах

Резервуари низького тиску з щитовою конічною, або кулястою покрівлею відрізняються тим, що покрівля вмонтовується з готових щитів, виконаних з листової сталі завтовшки 2,5 мм. Пояси корпусу резервуарів мають товщину 5...14 мм (зверху до низу).

На рис. 3.15 показана конструкція сучасного резервуара з комплектуючим обладнанням. Обладнання має забезпечувати надійну експлуатацію резервуарів та зниження втрат нафти і нафтопродуктів.

Резервуари з конічною покрівлею споруджують об'ємом 100...10000 м³, причому в центрі їх (за винятком резервуарів об'ємом 100 і 200 м³) встановлюють центральну стійку, на яку спираються щити покрівлі.

Резервуари з сферичною покрівлею споруджують об'ємом 10000, 15000 і 20000 м³. Щити покрівлі по контуру спираються на кільце, встановлене на корпусі резервуара.

Резервуари залежно від їх призначення і ступеня автоматизації повинні бути обладнані: пристроями приймання і видачі продукції, які мають місцеве, або дистанційне керування; дихальною і запобіжною арматурою; приладами місцевого, або дистанційного вимірювання рівня і температури рідин, що зберігаються, автоматичною сигналізацією верхнього і нижнього граничних рівнів; пристроями відбору середньої проби; пристроями для видалення підтоварної води; пристроями для підігрівання в резервуарах високов'язких і застигаючих нафти і нафтопродуктів; пристроями для запобігання накопичення відкладів у резервуарі; пристроями для очищення; світловими і монтажними люками, люками-лазами і патрубками для встановлення обладнання; пристроями і засобами виявлення і гасіння пожеж, у відповідності заданих норм; пристроями захисту від блискавки, заземлення та захисту від статичної електрики.

Резервуар оснащується люками, дихальною арматурою і вимірними пристроями. Окремі з них описані нижче.

Клапан дихальний суміщеної дії 19 КДС-4 служить для автоматичного комплексного керування тиском газового простору резервуара в нормальному й аварійному режимах.

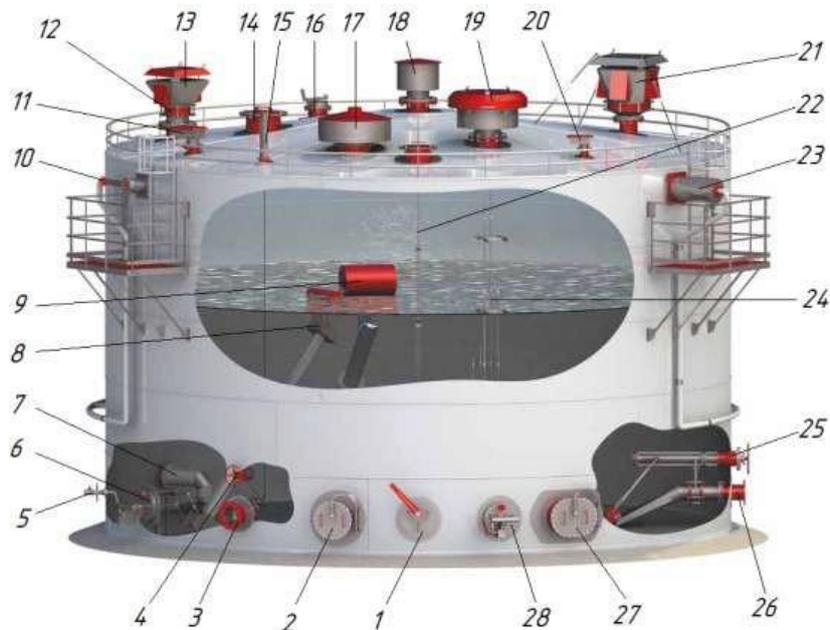


Рисунок 3.15 – Сучасна конструкція резервуара з комплектуєм обладнанням:

- 1 – механізм керування пробовідбірником стаціонарним секційним резервуарним; 2 – люк-лаз круглий;
 3 – хлопка; 4 – механізм керування боковий; 5 – кран сифонний (КС); 6 – механізм керування плаваючим пробовідбірником;
 7 – приймально-роздавальний пристрій; 8 – плаваючий пробовідбірник; 9 – плаваючий забірний пристрій;
 10 – камера піни низької кратності; 11 – незамерзаючий дихальний клапан мембранний; 12 – вогневий запобіжник;
 13 – клапан дихальний механічний; 14 – люк світловий;
 15 – механізм керування верхній; 16 – люк вимірний;
 17 – аварійний клапан; 18 – патрубок вентиляційний; 19 – клапан дихальний сумісної дії (КДС-4); 20 – сумщений механічний дихальний клапан;
 21 – клапан дихальний сумісної дії (КДС-3); 22 – пробовідбірник секційний; 23 – генератор піни середньої кратності стаціонарний; 24 – пробовідбірник секційний органного типу; 25 – сумщений приймально-роздавальний пристрій; 26 – приймально-роздавальний патрубок; 27 – люк-лаз овальний; 28 – механізм керування пробовідбірником секційним органного типу

Будь-який з модулів клапана легко знімається і замінюється на резервний. Всі елементи розташовані один над одним і мають поворотні кріплення. Клапан КДС-4 – багатофункціональний, виконує функції дихального і аварійного клапана одночасно. У режимі дихального клапана забезпечується підвищена пропускна здатність завдяки установці вогневих запобіжників зі зниженим опором потоку повітря. У разі пожежі верхня частина кришки клапана відкидається – полум'я стабілізується над вогневим запобіжником без безпосереднього контакту, надаючи додатковий час на гасіння резервуара. При інтенсивному зростанні повітряного тиску в резервуарі (при закипанні підтоварної води) клапан спрацьовує в режимі запобігання аварії. Скидання тиску запобігає розриву і деформації стінки резервуара, запобігає розливу палаючих нафтопродуктів, зберігає цілісність систем пожежогасіння. При необхідності простий механізм перемикання режимів роботи клапана дозволяє переналаштувати клапан з дихального режиму в запобіжний, безпосередньо на місці установки. Регламентні роботи з перевірки пропускної здатності на КДС-4 можна проводити без демонтажу всього клапана. На клапан можлива установка давачів тиску і температури.

Клапани дихальні суміщеної дії 21 КДС-3 і КДС-3-УО заощаджують товарний продукт, скорочуючи втрати від випаровування нафтопродуктів та нафти. КДС-3 вирівнює повітряний тиск у резервуарі, доводить його до атмосферного, після чого герметизує газовий простір резервуара. Вбудований вогневий запобіжник виконаний знімним для зручності його обслуговування.

Для забезпечення надійної роботи, в особливо складних зимових умовах, розроблена модифікація КДС-3 ПО (пристрій обігріву). Ця модель клапана забезпечена вбудованою системою обігрівання, яка підтримує задану температуру касети вогневого запобіжника. Система обігрівання захищає вбудований вогневий запобіжник від накопичення інею і, як наслідок, зменшення об'єму повітря, що пропускається клапаном. КДС-3 ПО не вимагає постійної підвищеної уваги технічної служби в зимовий період. Клапан КДС-3 можна налаштувати для роботи і в режимі роботи запобіжного клапана, роблячи застосування на резервуарі клапанів інших систем зайвим. Пропускна

здатність КДС-3 відповідає пропускній здатності аналогічних клапанів колишніх поколінь, що дозволяє відмовитися від них на користь клапана КДС-3, з огляду на вищу надійність та економічність останнього.

Клапан аварійний 8 призначений для аварійного скидання внутрішнього тиску в резервуарі, що виникає в результаті інтенсивного нагрівання газового простору резервуара від пожежі сусідніх резервуарів, кипіння продукту всередині резервуара. Аварійні клапани працюють тільки в аварійному режимі. Установка аварійних клапанів на резервуарі запобігає його руйнуванню, вузла з'єднання стінки з днищем і забезпечує збереження продукту від викиду в довкілля.

Патрубок вентиляційний 18 (ПВ) захищає резервуар від деформації і руйнування, забезпечуючи його вентиляцію. Патрубки вентиляційні встановлюються на вертикальних циліндричних резервуарах зі стаціонарною покрівлею і понтоном. Всі патрубки ПВ містять нержавіючу захисну сітку, яка запобігає попаданню в резервуар сторонніх предметів.

Суміщений механічний дихальний клапан 20 (СМДК) герметизує газовий простір резервуара, зменшуючи втрати від випаровування нафтопродуктів. Через обмежену пропускну здатність тепер СМДК практично не використовується, натомість впроваджений клапан КДС-3. СМДК здебільшого використовується на горизонтальних сталевих резервуарах. Для запобігання можливого проникнення полум'я в резервуар крізь клапан, передбачений вбудований вогневий запобіжник.

Люк-лази 2, 27 розміщені біля нижнього пояса резервуара, призначені для внутрішнього огляду, ремонту і очищення резервуара.

Люк світловий 14, розміщений на покрівлі резервуара, призначений для провітрювання і освітлення резервуара. Люк вимірний 16, призначений для відбору проб і замірювання рівня рідини в резервуарі з нафтою і нафтопродуктами.

Хлопавка 3 (корпус з похилим зрізом і щільно прилеглою до нього кришкою), призначена для запобігання втратам нафтопродуктів у разі розриву трубопроводів, або

виходу з ладу резервуарного засуву.

Сифонний водоспускний кран 5, який встановлюється для випуску підтоварної води з резервуара; він вмонтовується зовні резервуара на кінці труби із зігнутим відведенням усередині резервуара біля його днища.

Генератор піни 16 призначений для подачі її при гасінні пожежі в резервуарі. Піна вводиться в резервуар через камери, змонтовані у верхньому поясі резервуара. Піна розриває мембрану (кришку посудину) з промасленого картону, або листового свинцю, поступає на поверхню нафтопродукту і зупиняє горіння. Зазвичай, встановлюють 3...5 піногенераторів.

Піногенератор встановлюють на сталевих вертикальних резервуарах об'ємом 1000 м³ і більше. Піна подається в резервуари зі стаціонарною покрівлею, з розрахунку покриття піною всієї площі дзеркала продукту, а в резервуари з плаваючою покрівлею – з розрахунку кільцевого простору між стінкою резервуара і металевою діафрагмою плаваючої покрівлі. Генератори піни з відкидними захисними кришками ефективніші – забезпечують підвищену ежекцію повітря всередину піногенератора і стійку якісну структуру піни.

Пробовідбірник плаваючий резервуарний 8 призначений для пошарового відбору середньої і порційної проби товарного продукту з трьох і більше рівнів. При заборі проб відсутні втрати продукту. Модифікації використовуються в резервуарах з понтонами, або плаваючими покрівлями. Конструкція пробовідбірника містить зворотну магістраль, що забезпечує повернення залишку продукту назад в резервуар перед відбором проби. Завдяки установці зворотного клапана і використання насоса, який працює винятково в порційному режимі, можливість викрадення продукту самопливом неможлива. Встановлені обмежувачі переміщення в горизонтальній площині – розтяжки для плаваючої частини пробовідбірника. Розтяжки запобігають коливанню плаваючої труби пробовідбірника і збільшують термін його надійної роботи.

Резервуарний парк представляє комплекс компактно розташованих різних або однотипних резервуарів. За

призначенням резервуарні парки поділяються на:

- товарно-сировинні бази для зберігання нафтопродуктів і нафти;
- парки перекачувальних станцій нафто- і нафтопродуктопроводів;
- резервуарні парки зберігання нафтопродуктів.

На рис. 3.16 показано загальний вигляд резервуарного парку вертикальних резервуарів.



Рисунок 3.16 – Резервуарний парк вертикальних резервуарів

Для зниження втрат нафти і нафтопродуктів, які легко випаровуються, застосовують резервуари з плаваючим понтоном (рис. 3.17).

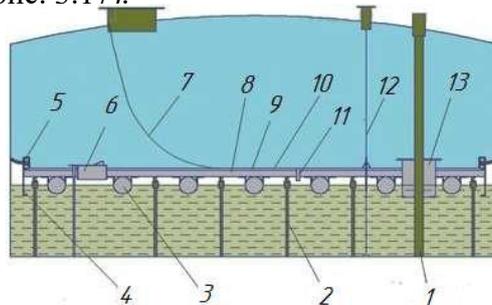


Рисунок 3.17 – Схема вертикального резервуара зі стаціонарним дахом і алюмінієвим плаваючим понтоном:
1 – направляюча резервуара; 2 – стаціонарна опора; 3 – поплавок;
4 – периферійна юбка; 5 – периферійний затвор; 6 – люк-лаз;
7 – кабель заземлення; 8 – нижня балка; 9 – верхня балка;
10 – настил; 11 – дренажний пристрій; 12 – протиповоротний пристрій; 13 – затвор направляючий

Понтон, що плаває на поверхні рідини, зменшує площу випаровування, завдяки чому різко знижуються (у 4...5 разів) втрати від випаровування. Понтоном є диск з поплавками, які забезпечують його плавучість. Між понтоном і стінкою резервуара залишається проміжок завширшки 100...300 мм, який перекривається ущільнюючими затворами (рис. 3.18).

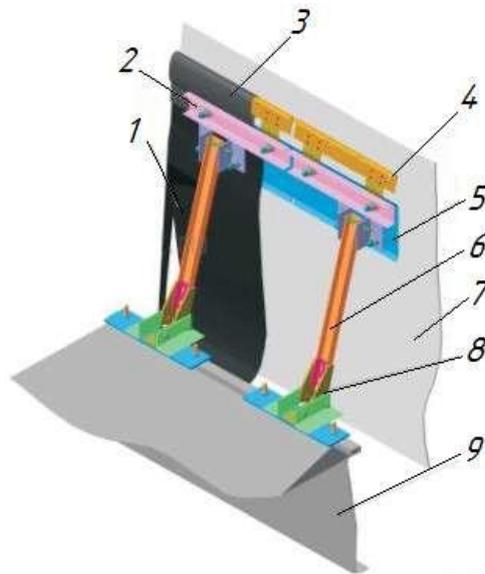


Рисунок 3.18 – Затвори для понтона:

1 – первинне ущільнення (струмопровідна гума); 2 – притискна алюмінієва планка; 3 – вторинне ущільнення (струмопровідна гума); 4 – шина вторинного ущільнення (з нержавіючої сталі); 5 – ковзний лист (з нержавіючої сталі); 6 – важіль алюмінієвий; 7 – стінка резервуара; 8 – пружина кручення; 9 – понтон

Відомо декілька конструкцій затворів, проте, в основному, застосовують затвори з прогумованої тканини, профілі якої мають форму петлі з внутрішнім заповненням затвору (петлі) пружним матеріалом.

На рис. 3.19 показана схема алюмінієвого підвісного понтона контактної типу для вертикальних циліндричних резервуарів об'ємом від 100 до 50 000 м³.

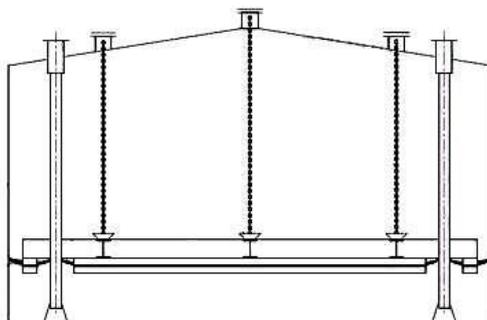


Рисунок 3.19 – Алюмінієвий підвісний понтон

Над алюмінієвим підвісним понтоном знаходиться ортогональна система балок підвіски, яка має п'ять вузлів кріплення понтона за допомогою підвісних ланцюгів до стаціонарної покрівлі резервуара. Чотири вузли кріплення розташовані по периметру резервуара, під встановленими в покрівлі світловими люками. Один вузол кріплення розташований в центрі понтона під центральним світловим люком. Довжина ланцюгів дозволяє встановлювати підвісний понтон у двох нижніх положеннях: робоче – на висоті 1,5 м над дном резервуара і ремонтне – на висоті 2,0 м.

Резервуари з плаваючою покрівлею не мають стаціонарної покрівлі, а роль покрівлі у них виконує диск із сталевих листів, що плаває на поверхні рідини. Плаваючі покрівлі (рис. 3.20) застосовуються в районах з нормативним сніговим навантаженням до 1,5 кПа. Вони виготовляються з коробами по периметру покрівлі (рис. 3.20, а) і з радіальними коробами, розподіленими по всій площі резервуара (рис. 3.20, б).

Перші рекомендують застосовувати для резервуарів діаметром не більше 50 м і в районах, де швидкість вітру не перевищує 100 км/год. При більших діаметрах і більшій швидкості вітру застосовують другі – здатні витримувати значні динамічні навантаження.

Переваги плаваючої покрівлі – це можливість збільшення об'єму резервуарів у порівнянні з резервуарами зі стаціонарною покрівлею і зменшення втрат продукту від випаровування. Крім того, резервуар з плаваючою покрівлею надійніший з погляду пожежної безпеки. Адже резервуари є об'єктом постійної уваги органів державного нагляду за дотриманням пожежної і екологічної безпеки.

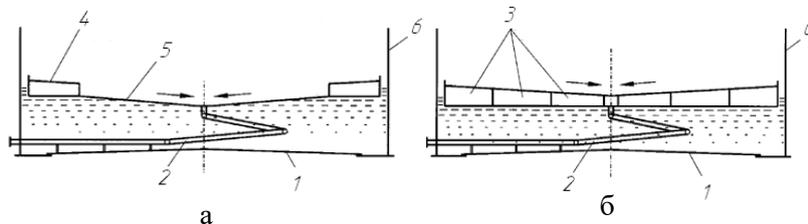


Рисунок 3.20 – Плаваючі покрівлі резервуара:
 а – з коробами по периметру покрівлі; б – з радіальними
 коробами, розподіленими по всій площі покрівлі;
 1 – днище резервуара; 2 – система зливу води; 3 – відсіки або
 короби; 4 – кільцеві короби; 5 – листовая мембрана; 6 – стінка
 резервуара

Недоліками плаваючої покрівлі є можливість забруднення продукту атмосферними осадами та примерзання ущільнюючого затвора до стінки резервуара.

В Україні вперше запроєктований і зводиться унікальний сталевий вертикальний резервуар з плаваючою покрівлею, подвійною стінкою і подвійним вакуумним днищем місткістю 75000 м³ (рис. 3.21).



**Рисунок 3.21 – Сталевий вертикальний резервуар з
 подвійною стінкою і подвійним вакуумним днищем
 місткістю 75000 м³**

Краплеподібні резервуари застосовують для зберігання нафтопродуктів з високою пружністю парів, які легко випаровуються. Оболонці резервуара надають контур краплі рідини, що вільно лежить на площині, яка не змочується, і перебуває під дією сил поверхневого натягу. Завдяки такій формі резервуара створюються умови, при яких всі елементи поверхні корпусу, під дією тиску рідини, розтягуються приблизно з однаковою силою, зазнаючи

одних і тих же напружень, що забезпечує мінімальну витрату сталі на виготовлення резервуара.

У зв'язку з тим, що краплеподібні резервуари розраховують на внутрішній тиск в газовому просторі 0,04...0,2 МПа і вакуум 0,005 МПа, нафтопродукти, які легко випаровуються, зберігаються майже повністю без втрат від малих “дихань” і пари випускають в атмосферу, головним чином, при наповненні резервуарів (при великих “диханнях”).

Залежно від характеру виготовлення оболонки, розрізняють два основні типи цих резервуарів: гладкі і багатоторові (рис. 3.22). До краплеподібних відносяться резервуари з гладким корпусом, який не має зламів. Такі резервуари споруджують об'ємом 5000...6000 м³, розраховані на тиск до 0,075 МПа. Резервуари, корпус яких утворюється перетином декількох оболонок подвійної кривизни, називаються багатоторовими або багатоторовими. Резервуари цього типу споруджують об'ємом 5000...20000 м³, вони розраховані на тиск до 0,37 МПа.

Неметалеві резервуари – це такі, у яких несучі конструкції виконані з неметалевих матеріалів. До неметалевих резервуарів, в основному, відносяться залізобетонні і резервуари з гумовотканинних, або синтетичних матеріалів (вживаних переважно як пересувні посудини).

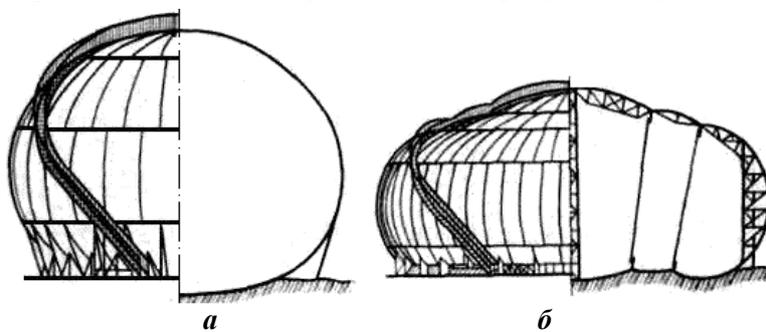


Рисунок 3.22 – Краплеподібні резервуари:
а – гладкий; б – багатоторовий

Залізобетонні резервуари за видом нафтопродукту для зберігання, поділяються на резервуари для: мазуту, нафти, олив і світлих нафтопродуктів. Оскільки нафта і мазут практично не зумовлюють хімічної дії на бетон і спроможні за рахунок своїх важких фракцій і смол

тампонувати (кальматувати) дрібнопористі матеріали, зменшуючи з часом їх просочуваність і проникність. При їх зберіганні в залізобетонних резервуарах немає потреби спеціального захисту стінок, днищ і покрівель резервуарів. При зберіганні оливи, щоб уникнути їх забруднення, внутрішні поверхні резервуарів захищають різними покриттями або облицьовуваннями. Це стосується і резервуарів для світлих нафтопродуктів, які мають незначну в'язкість і легко фільтруються через бетон. Крім того, покриття в цьому випадку мусить мати підвищену герметичність (газонепроникність), для зменшення втрат від випаровування.

Залізобетонні резервуари, окрім заощадження металу, мають ще інші технологічні переваги. При зберіганні в них в'язкої нафти і нафтопродуктів, які підігріваються, повільніше відбувається їх охолодження за рахунок малих тепловтрат, а при зберіганні світлих нафтопродуктів зменшуються втрати від випаровування, оскільки резервуари при підземній установці менше зазнають сонячного опромінювання. Резервуари цього типу за формою в плані споруджують круглими (вертикальними і циліндричними) і прямокутними. Економні резервуари круглої форми, проте, резервуари прямокутної форми простіші у виготовленні.

3.1.6 Нафтобазове господарство

Комплекс споруд і установок для зберігання, приймання і відвантажування нафтопродуктів називається нафтобазою. За принципом роботи нафтобази можна розділити на два види:

- самостійні господарства, призначені для зберігання нафтопродуктів і постачання ними споживачів;
- нафтобази, або нафтосклади, призначені тільки для постачання підприємств, яким вони належать (автогосподарства, агрогосподарства, залізничні станції).

Нафтобази першого виду розташовуються на власних територіях, а нафтобази другого виду – на території тих підприємств і господарств, яким вони належать.

Крім того, нафтобази поділяються також за принципом оперативної діяльності і умовами завезення і

вивезення нафтопродуктів: перевалочні нафтобази, сировинні і товарні заводські нафтобази, розподільні. Існує багато змішаних нафтобаз, які одночасно виконують перевалочні, привізні і розподільні операції.

На нафтобазах проводять такі основні операції:

- прийом нафтопродуктів, що доставляються на базу в залізничних цистернах, нафтоналивних суднах, трубопроводами тощо;

- зберігання нафтопродуктів в резервуарах і тарних сховищах;

- відпуск великих партій нафтопродуктів в залізничні цистерни, нафтоналивні судна, трубопроводи;

- відпуск малих кількостей нафтопродуктів дрібним споживачам – автотранспортом, через розливні колонки і тарні склади – в контейнери, бочки, бідони;

- підігрівання застигаючих і в'язких нафтопродуктів в резервуарах, залізничних цистернах, нафтоналивних суднах, трубопроводах.

Крім того, на нафтобазах можуть проводитися і допоміжні операції, очищення, освітлювання і регенерація олив, виготовлення дрібної тари тощо. На сировинних заводських нафтобазах у разі потреби здійснюється зневоднення і знесолення сирої нафти.

Залежно від потужності нафтобаз і обсягу здійснюваних операцій кількість і характеристика окремих споруд і об'єктів виробничого і допоміжного призначення, які входять в загальний комплекс нафтобаз, можуть бути різними.

На рис. 3.23 наведена типова загальна схема нафтобази з розгорнутою автоматизованою системою керування технологічними процесами (АСУ ТП) компанії "НАФТОГАЗ КАРД". Вся територія нафтобази поділена на три зони: I – зона приймання нафтопродуктів; II – зона зберігання нафтопродуктів; III – зона відвантажування нафтопродуктів.

Зона приймання нафтопродуктів містить споруди, призначені для приймання нафтопродуктів великими партіями. До складу споруд цієї зони входять причали, залізничні тупики із зливоналивними естакадами, насосна станція з обв'язкою, лабораторією для аналізу нафтопродуктів.

У зону зберігання входять резервуарний парк з

мірниками для вимірювання невеликих партій нафтопродуктів, і тарне сховище. У цій же зоні розміщується акумуляторна станція для вироблення піни, необхідної для гасіння резервуарів у випадку спалаху.

В зоні відвантажування проводиться відпуск нафтопродуктів великими і дрібними партіями. Зони сполучені мережею трубопроводів, які дозволяють направляти нафтопродукти з одного об'єкту в інший.

Нафтобаза містить технічні споруди, призначені для обслуговування основних об'єктів:

- розвантажувальний майданчик, призначений для розвантаження обладнання, що прибуває залізницею, матеріалів, запасних частин і нафтопродуктів в тарі;
- складські приміщення;
- котельня для постачання парою силових установок, а також підігріву нафтопродуктів і опалювання приміщень;
- механічна майстерня;
- бондарський цех;
- електростанція або трансформаторна підстанція;
- водоносна станція з резервуарами, або водонапірною баштою.

До адміністративно-господарських споруд належить офісне приміщення з локальною комп'ютерною мережею, пожежне депо, будівля озброєної охорони нафтобази, гараж тощо.

На нафтобазі можуть розташовуватися об'єкти для очищення зливних вод і збирання пролитих на території нафтобази продуктів. До складу цих об'єктів входять уловлювач піску, уловлювач нафти, аварійна комора, площадка для мулу.

Всі об'єкти нафтобази – котельні, насосні станції, естакади – сполучені промисловими комунікаціями (паровою мережею, електромережею, водопроводами тощо).

Зазвичай, не всі вище наведені об'єкти обов'язково входять до складу кожної нафтобази. Так, часто нафтобази, які оперують тільки зі світлими нафтопродуктами, не мають котельних установок. Не на всіх нафтобазах є установки регенерації. Але основний комплекс споруд (зливні і наливні пристрої, резервуарний парк, насосна станція, засоби пожежогасіння, механічна майстерня) є обов'язковими для всіх великих баз.

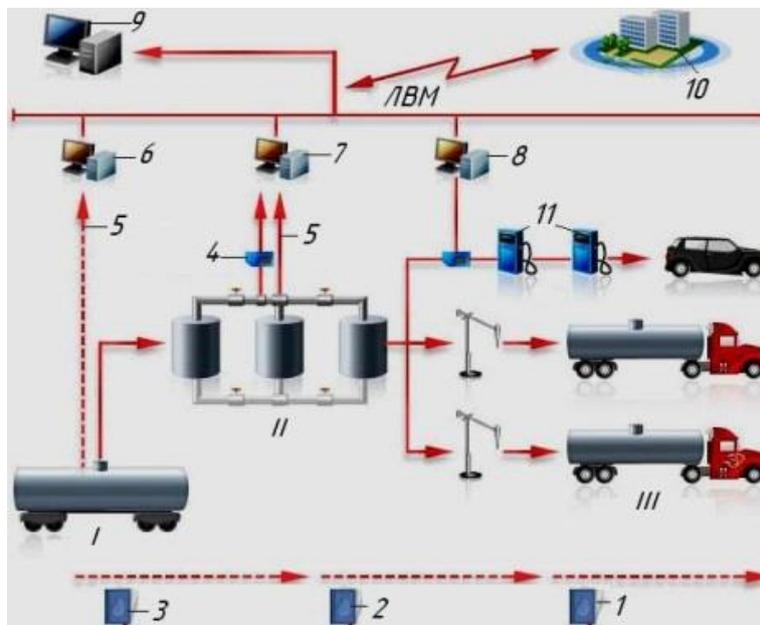


Рисунок 3.23 – Загальна схема нафтобази з розгорнутою АСУ ТП компанії “НАФТОГАЗ КАРД”:

I – зона приймання нафтопродуктів; II – зона зберігання нафтопродуктів; III – зона відвантажування нафтопродуктів; 1 – документи відвантажування нафтопродуктів; 2 – документи зберігання нафтопродуктів; 3 – документи приймання нафтопродуктів; 4 – параметри обладнання; 5 – параметри нафтопродуктів; 6 – автоматизоване робоче місце (АРМ) прийому нафтопродуктів; 7 – АРМ зберігання нафтопродуктів; 8 – АРМ відвантажування нафтопродуктів; 9 – АРМ керування збуту нафтопродуктів; 10 – офісне приміщення; 11 – паливно-роздавальні колонки; ЛВМ – локальна вичислювальна мережа

Тепер всі нафтобази **комплексно автоматизовані**.

Метою комплексної автоматизації нафтобаз є:

- підвищення ефективності керування і контролю технологічних процесів, зменшення впливу людського чинника;
- зниження втрат нафтопродуктів на етапах прийому, зберігання і відвантаження завдяки підвищенню точності замірювання і обліку;
- отримання сучасної і достовірної інформації про хід технологічного процесу і стан обладнання;

- підвищення ефективності роботи персоналу;
- оперативна локалізація і блокування аварійних ділянок та аварійного обладнання;
- підвищення надійності експлуатації технологічного обладнання;
- підвищення безпеки технологічного процесу і забезпечення безаварійної та стабільної роботи нафтобази.

Основне призначення автоматичних систем керування технологічних процесів:

- автоматичний протиаварійний захист об'єкта і захист технологічного обладнання;
- автоматична попереджувальна сигналізація про передаварійні і аварійні ситуації;
- візуальне відображення детальної інформації про хід технологічного процесу на екрані автоматизованого робочого місця оператора (диспетчера);
- дистанційне автоматизоване і автоматичне керування технологічним процесом;
- дистанційний моніторинг, контроль і реєстрація змін параметрів технологічного процесу і параметрів нафтопродуктів;
- керування маршрутами закачування (перекачування) нафтопродуктів.

3.2 ТРАНСПОРТУВАННЯ ГАЗУ

3.2.1 Класифікація газів

Газ буває природний і штучний (коковий і доменний, гази підземної газифікації тощо). Вуглеводневий газ умовно поділяється на природний і нафтовий (попутний). Природний – це газ газових і газоконденсатних покладів. Природний газ газових покладів дуже бідний важкими вуглеводнями; переважаючим компонентом його є метан (93...98 %), тому він використовується, в основному, для паливно-енергетичних потреб.

Газ газоконденсатних покладів також складається, в основному, з метану, але містить деяку кількість вуглеводнів високої температури кипіння, які при зниженні тиску перетворюються на конденсат. При переробці конденсату на газопереробному або нафтопереробному заводі отримують зріджений газ, бензин і дизельне паливо.

Нафтовий (попутний) газ характеризується підвищеним вмістом пропану, бутану і бензинових фракцій вуглеводнів та пониженим вмістом метану, і є основною сировиною газопереробних заводів.

3.2.2 Підготовка газу до транспортування

Природний пластовий газ містить механічні тверді та рідкі домішки, а саме: частинки породи, пил, воду, конденсат, сірководень, вуглекислий газ тощо. Аналіз реальних відкладень у порожнині газопроводів вказує на те, що забруднення є складною багатокомпонентною сумішшю, яка складається з пластової, конденсаційної води, вуглеводневого конденсату, емульсій, механічних домішок, мінеральних масел, органічних кислот, солей дво- і тривалентного заліза, метанолу і гліколів. Як правило, значна частина цих відкладень накопичуються в трубопроводах на початках ділянок, на яких траса піднімається вгору.

Волога сприяє процесу корозії газопроводів і обладнання компресорних станцій, утворенню кристалогідратів. Для запобігання цих явищ необхідно, щоб точка роси газу була на 5...7 °С нижче найбільш низької температури газу при його транспортуванні по газопроводу. Наявність у газі вуглеводнів, які конденсуються, призводить за певних термодинамічних умов до виділення конденсату. Це знижує пропускну здатність магістральних газопроводів, оскільки збільшуються гідравлічні втрати.

Сірководень, який знаходиться в газі, сприяє розвитку корозії внутрішньої поверхні газопроводів, газоперекачувальних агрегатів, арматури, забруднює атмосферу приміщень і є токсичним. Продукт корозії - пірофорне залізо, яке при контакті із киснем повітря самозагоряється.

Механічні домішки викликають ерозію, зношування трубопроводів, компресорних агрегатів, призводять до засмічення контрольно-вимірювальних приладів і збільшують вірогідність аварійних ситуацій на компресорних станціях, газопроводах, газорозподільних станціях.

Вуглекислий газ і азот є баластом, який знижує калорійність газу, а також на їх транспортування в суміші з

вуглеводнями необхідно витратити додаткові енергетичні затрати.

Очищення природного газу здійснюється в декілька етапів:

- у привибійній зоні;
- на головних спорудах промислу;
- на лінійній частині і КС магістральних трубопроводів;
- на газорозподільних станціях (ГРС).

Привибійна зона свердловини обладнується фільтрами. Існуючі конструкції фільтрів - це сталеві труби з перфорацією. Гравійні фільтри якісніше охороняють колону свердловини від виносу піску, вапняку та інших домішок.

Другий етап – виконується на промислі в наземних сепараторах: газ очищається від води і конденсату, а також від частинок породи і пилу.

Третій етап – відбувається на компресорних станціях газопроводу і передбачає очищення газу від механічних домішок (твердих і рідких частинок).

Четвертий етап – проходить на ГРС і призначений для остаточного очищення газу перед споживанням.

Осушування газу проводиться методами поглинання вологи рідкими і твердими сорбентами, або методом глибокого охолодження.

Найширшого застосування набули методи абсорбції - поглинання вологи рідкими сорбентами - гліколями, до яких відноситься диетиленгліколь (ДЕГ), триетиленгліколь (ТЕГ), етиленгліколь (ЕГ). Абсорбція поліпшується з підвищенням тиску і зниженням температури. Абсорбція здійснюється на абсорбційних установках, основним апаратом яких є абсорбер.

Етиленгліколь має порівняно невисоку гігроскопічність. Висока пружність насичених парів ЕГ обумовлює його великі втрати в процесі регенерації (випаровування). Все це обмежує використання ЕГ в процесах осушування газу. В практиці осушування переважно застосовуються ДЕГ, і в окремих випадках (осушування газу родовищ з високою пластовою температурою) - ТЕГ.

3.2.3 Магістральні наземні газопроводи

Газова промисловість України бере свій початок на Прикарпатті - одному з найстаріших нафтогазопромислових регіонів Європи.

Перші в Україні газопроводи були прокладені в 1912 році для подачі попутного газу Бориславського нафтового родовища до промислових споживачів у Бориславі і Дрогобичі. З відкриттям першого на території України Дашавського газового родовища в 1924 р. побудовано газопровід «Дашава-Стрий», а у 1929 році - газопровід «Дашава-Миколаїв-Львів», довжина якого становила 82 км. Це був чи не найбільший газопровід в Європі, побудований на високому технічному рівні, а Львів став першим серед великих міст континенту, що користувались природним газом.

У 1941 році побудовано газопровід «Опари - Самбір - Перемишль - Стальова Воля», однак незабаром він опинився в зоні військових дій, і у час німецької окупації не працював, але після війни протягом 1945 року до Польщі по цьому газопроводу поставлено 76 млн. м³ українського газу. Це були перші в Європі міждержавні поставки природного газу.

До магістральних відносяться газопроводи, якими газ транспортується з районів його видобування до місць споживання (населених пунктів і промислових підприємств). Загальна довжина магістральних газопроводів в Україні становить близько 39 тис. км.

Основною функцією газотранспортної системи України є забезпечення газом споживачів в країні і транспорт природного газу з Росії в країни Західної та Центральної Європи. Особливістю газотранспортної системи України є те, що її формування завершилося ще в 70...80 роках минулого століття, і на даний час вона має в своєму складі понад 70 % газоперекачувальних агрегатів застарілої конструкції.

Тепер магістральні газопроводи споруджують діаметром 500, 700...800, 1000, 1200 і 1400 мм на тиск 5,5 або 7,5 МПа, з пропускною здатністю 9...35 млрд.м³/рік.

Магістральні газопроводи багато в чому тотожні магістральним нафтопроводам і містять ті ж основні елементи: трубопроводи і компресорні станції.

Проте газопроводи мають і деякі специфічні особливості, зумовлені великим питомим об'ємом газу і змінами цього об'єму під впливом тиску, що розвивається на станціях при компримуванні. До цих особливостей відносяться в першу чергу збільшені діаметри газопроводів, порівнюючи з трубопроводами, якими транспортуються рідини у еквівалентних газу вагових кількостях.

Іншою особливістю магістрального газопроводу є підтримування значного тиску в кінці перегонів, між станціями газопроводу сталого діаметру. Так, наприклад, якщо на нафтопроводі початковий тиск нафти на насосній станції, рівний 5...6 МПа, знижується до кінця перегону практично до 0,3...0,5 МПа, то на газопроводі тиск в кінці перегону підтримується на рівні 3...5 МПа, що відповідає оптимальним параметрам перекачування.

До особливостей магістральних газопроводів належить також необхідність спеціальних заходів, щодо запобігання утворення в них пробок гідратів і з підвищеною загрозою вибуху газу. Нарешті, до основних особливостей магістральних газопроводів, треба віднести особливо високі вимоги до безперебійності перекачування, оскільки кожна тривала зупинка газопроводу порушує постачання паливом споживачів, і може викликати зупинку видобування газу в початковому пункті газопроводу.

До складу споруд магістрального газопроводу (рисунки 3.23, а) відносяться такі основні комплекси:

- газові промисли;
- головні споруди (установки комплексної підготовки газу до транспортування);
- лінійні споруди, які складаються власне з магістрального газопроводу із перекривальними пристроями, переходів через природні і штучні споруди, станцій катодного захисту, дренажних установок. Вздовж траси газопроводу проходять лінії зв'язку, кабелі системи телемеханізації;
- компресорні станції (призначені для компримування газу, який транспортується по магістральному газопроводу);
- газорозподільні станції (ГРС), обладнані регуляторами тиску, вузлами обліку і одоризації;
- підземні газосховища.

Газ з газового промислу газозбірними мережами поступає на головні споруди, звідки після осушування і

очищення направляється в магістральний газопровід. На лінії газопроводу, для відключення окремих його ділянок встановлюють перекидальні пристрої і продувальні свічки. Відсічні крани розміщують через кожних 20...25 км, а також на берегах водних перешкод (при перетині їх газопроводом в дві, або більше ниток) і біля компресорних станцій. Продувальні свічки монтується поблизу кранів, забезпечуючи спорожнення ділянок трубопроводів, які відключаються, на час їх ремонту. Уздовж траси газопроводу розміщують протикорозійні (катодні і протекторні) установки для захисту труб від корозії, а також доми лінійних ремонтників (через кожних 20...30 км), які мають зв'язок, з найближчими компресорними станціями і аварійноремонтними пунктами. В кінці газопроводу, або його відгалуження, споруджують газорозподільну станцію (ГРС), призначену для подачі газу в розподільну мережу міста, або промислового підприємства. Складова частина магістрального газопроводу – компресорні станції, призначені для збільшення пропускної здатності газопроводу (шляхом підвищення тиску газу на виході із станції).

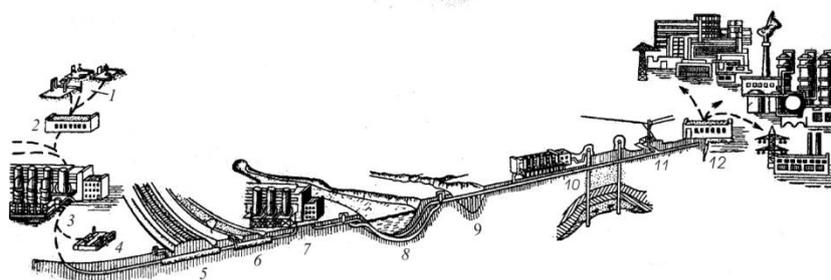


Рисунок 3.23 - Схема споруд магістрального газопроводу
 1 - газові промисли; 2 - установка комплексної підготовки газу;
 3 - головна КС з очисними спорудами; 4 - відвід до ГРС;
 5 і 6 - переходи через залізницю і шосейну дорогу; 7 - проміжна КС; 8 і 9 - переходи через ріку і яр; 10 - підземне газосховище;
 11 - станція катодного захисту; 12 – кінцева газорозподільна станція

Залежно від призначення і місця розташування на магістральному газопроводі, розрізняють головні і проміжні компресорні станції. Головні компресорні станції (ГКС)

встановлюють в початковому пункті газопроводу, розташованого в районі газового промисла, або на деякій відстані від нього, на яких здійснюється підготовлення газу до транспортування і його стискування. Проміжні компресорні станції (ПКС) розташовують вздовж траси газопроводу на відстані 100...200 км. Відстань між станціями визначається розрахунком (враховується також рельєф місцевості).

До складу компресорної станції входять:

а) технологічні установки:

- компримування газу;
- очистки газу;
- охолодження газу;
- охолодження мастила і води (антифриза)

газоперекачувальних агрегатів;

- підготовки газу паливного, пускового, імпульсного і для власних потреб;

- постачання повітря;

б) склади:

- паливно-мастильних матеріалів;
- метанолу;
- матеріалів та реагентів;
- обладнання, трубопроводів, арматури тощо;

в) системи:

- електропостачання та захисту від блискавки:

- теплопостачання, утилізації тепла, опалення та вентиляції:

- виробничо-господарського і пожежного водопостачання;

- каналізації;

- контролювання та керування;

- телефонного зв'язку, радіофікації;

- пожежної та охоронної сигналізації;

- автоматичного пожежогасіння;

г) технологічні комунікації з перекривальною арматурою;

д) адміністративно-побутові приміщення;

е) підсобно-виробничі приміщення;

є) допоміжні об'єкти.

Основними газоперекачувальними агрегатами залежно від необхідних умов є: поршневі газомотокомпресори і відцентрові нагнітачі з газотурбінним або електричним

приводами.

В новому тисячолітті, в зв'язку з тим, що близько 80% експлуатаційних витрат на компресорних станціях (КС), оснащених газотурбінними агрегатами, становлять витрати на паливний газ, постійно здійснюється реконструкція КС шляхом заміни газотурбінних двигунів (ГТД). Тепер на КС магістральних газопроводів України монтують ГПА в блочно-контейнерному виконанні з конвертованими судновими двигунами Миколаївського заводу «Заря», ГПА виробництва ПАТ «Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» (м. Суми). Для керування, захисту та контролю за роботою цих агрегатів застосовано систему автоматичного керування (САК), яка відповідає світовому рівню надійності та інформативності, дає можливість вирішувати питання оптимізації роботи ГПА, тим самим зменшуючи експлуатаційні витрати.

На рисунку 3.24 приведена компоувальна схема блоковокомплектного агрегата ГПА-Ц-6,3А конструкції ПАТ «Сумське НВО ім. М.В.Фрунзе» потужністю 6,3 МВт з приводом авіаційного типу Д-336-2/1 конструкції державного підприємства «Івченко-Прогрес» (м. Запоріжжя).

Специфічною особливістю роботи газової промисловості є нерівномірне за часом споживання газу споживачами: містами, селищами, промисловими центрами, електростанціями. Найбільша потреба в газі – в зимовий час, найменша – влітку. Помітні також добові коливання в споживанні газу: вдень його витрата значно більша, ніж вночі.

Така нерівномірність в споживанні газу може викликати ті або інші неполадки в роботі газових промислів і магістральних газопроводів.

Для вирівнювання сезонної нерівномірності газоспоживання, забезпечення рівномірної роботи газових промислів і магістральних газопроводів, накопичення використовуваних, або стратегічних ресурсів газу, найдоцільніше зберігати газ в підземних сховищах. Україна має 12 підземних сховищ газу, які за об'ємом є найбільшими в Європі.

Підземними газосховищами служать:

- виснажені нафтові і газові поклади;
- різноманітні геологічні пастки пластових

водонапірних систем;

- природні і штучно створювані в надрах землі тріщини, каверни, печери.

На рис. 3.25 показана схема підземного сховища газу, утворених у виробленому нафтовому або газовому пласті.

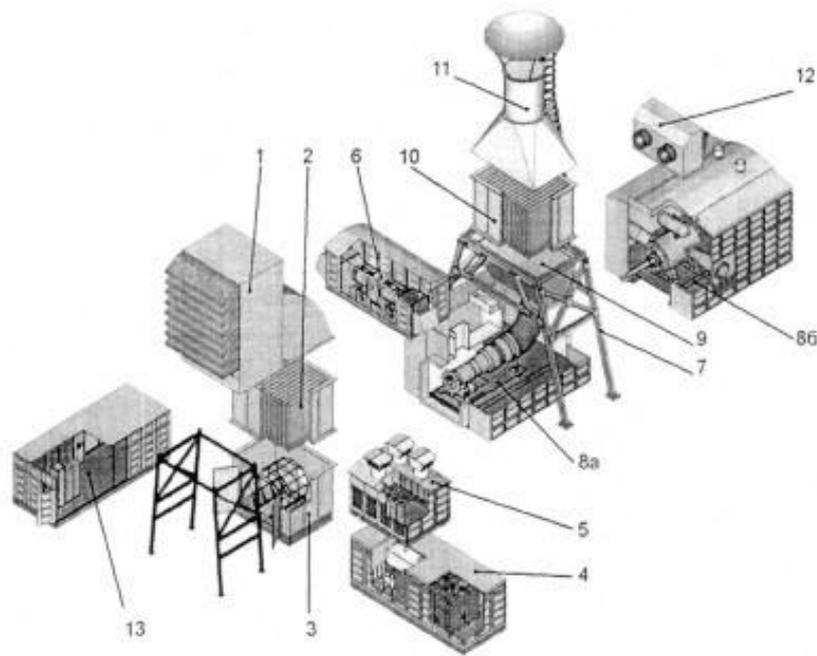


Рисунок 3.24 - Склад уніфікованих блоків-модулів блоково-контейнерного ГПА:

- 1 - пристрій повітреочисний (ППО); 2 - шумоглушник всмоктування; 3 - всмоктувальна камера; 4 - блок системи забезпечення; 5 - блок маслоохолоджувачів двигуна; 6 - блок вентиляції; 7 - опора вихлопної шахти; 8а - турбоблок (відсік двигуна); 8б - турбоблок (відсік компресора); 9 - дифузор; 10 - шумоглушник вихлопу; 11 - труба вихлопна з перехідником; 12 - маслоохолоджувачі компресора; 13 - блок автоматики

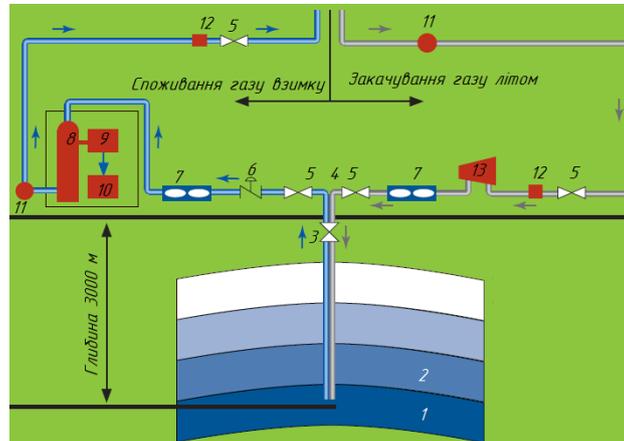


Рисунок 3.25 – Схема підземного зберігання природного газу:
 1 – пористий піщаник газового покладу; 2 – непроникний шар;
 3 – запобіжний клапан; 4 – устя; 5 – запірні вентилялі; 6 – регулятор тиску; 7 – апарати повітряного охолодження; 8 – осушка газу; 9 – сепарація рідини; 10 – збірник води і конденсату; 11 – фільтри газу; 12 – лічильники газу; 13 – компресори

Максимально допустимий тиск газу в підземному сховищі залежить від глибини залягання пласта, його маси, структури і розмірів площі газоносності.

Для нагнітання газу в сховища, зазвичай, будують компресорні станції з тиском до 15 МПа. Характерна особливість експлуатації підземних сховищ газу – циклічність їх роботи, яка виражається в зміні процесу нагнітання і відбору газу.

В процесі нагнітання відбувається заповнення пласта-колектора і створення загального об'єму газосховища, що поділяється на активний і буферний об'єми газу.

Буферний об'єм – це мінімально необхідна кількість залишкового газу в пластових умовах, що обумовлює циклічність експлуатації сховища.

Активний же об'єм бере участь в процесі нагнітання і відбору. Об'єм буферного залишкового газу становить 60...140 % робочого (активного) газу, з врахуванням створення в сховищі певного тиску в кінці відбору газу при відповідному дебіті свердловин.

Газ закачують у сховище у весняно-літній період, коли потреба в ньому значно нижча, ніж взимку. Зимом сховища працюють на відбір.

Експлуатація газосховищ проводиться з врахуванням гідрогеологічних умов пласта-колектора, запасів газу в сховищі і нерівномірності газоспоживання системи газопроводів.

3.2.4 Транспортування природного газу морськими трубопроводами

Відомо, що біля 30 % світових запасів газу є в надрах землі, під товщею води. Розробка таких газових родовищ потребує великих трудових ресурсів і матеріальних витрат для глибоководного будівництва. Перш ніж приступити до розробки нового проекту з прокладання газопроводу, ретельно вивчається характер морського дна, а також вибирається оптимальний маршрут трубопроводу, враховуючи западини і підводні рифи. Складнощі проекту додають великі морські глибини, нерівномірності океанського дна, потужні течії, низькі температури, а також негнучкі вітри, які утворюють високі хвилі. Морське дно досліджується глибоководними безпілотними апаратами. Потім за допомогою бурових установок відкривають родовища газу і ведуть експлуатаційне буріння. Після цього прокладаються багатокілометрові трубопровідні магістралі і газ з надр транспортується до місць підготовки і споживання.

Газопровід виготовляється з високоякісних сталевих труб, товщина стінок яких вибирається від 27 до 41 мм, залежно від тиску на трасі. Нанесення зовнішнього антикорозійного і бетонного покриття проводять на спеціалізованих заводах (рис. 3.26).



Рисунок 3.26 – Підготовка труб на спеціалізованому заводі

Далі труби перевозяться транспортними суднами на трубоукладальне судно, де проходять перевірку на можливі пошкодження під час транспортування і зварюються попарно в двотрубні ланки довжиною 24 м (рис. 3.27).



Рисунок 3.27 – Транспортування і вивантажування труб (а); зварювання у двотрубні ланки на борту трубоукладальника (б)

Відтак, двотрубні ланки подаються на основну виробничу лінію, де їх приварюють до вже укладеного трубопроводу, перевіряють якість зварювання за допомогою автоматичного ультразвукового контролю і ізолюють монтажні стики.

У міру завершення всіх робіт з нарощування трубопроводу на одну ланку, трубоукладальне судно за допомогою якорів просувається вперед на довжину ланки (24 м), а трубопровід плавно сходить на дно по напрямній рампі. У день, наприклад, за допомогою судно-трубоукладальника “Solitaire” можна прокласти близько 3 км газопроводу.

На більшій частині маршруту трубопровід лежить на поверхні морського дна. У районах виходу на берег, а також на ділянках з інтенсивним судноплавством, може знадобитися заглиблення і зворотна засипка піском та гравієм, щоб забезпечити стійкість і захист газопроводу від хвиль, течій, корабельних якорів і льодових впливів.

На рис. 3.28 показане найбільше у світі судно під назвою “Solitaire” для укладання труб морським дном.



Рисунок 3.28 – Найбільше у світі судно “Solitaire” для прокладання морського трубопроводу

3.2.5 Транспортування скрапленого природного газу морем

Взагалі гази поділяються на:

- природний газ – метан;
- гази нафтової перегонки – пропан, бутан і їх суміші;
- хімічні гази – етилен, хлорвініл, бутадиєн; аміак.

Природний газ, який здебільшого використовується в побуті, електроенергетиці і як сировина, для одержання різних хімічних речовин (пластмас, добрив, барвників тощо), складається переважно з метану (CH_4 – один атом вуглецю і чотири атоми водню) у чистому вигляді не отруйний, немає кольору і запаху. І навіть для того, щоб можна було виявити витік по запаху, до нього, перед подачею споживачам, додають речовини (одоранти) з різким неприємним запахом (запах гнилих яєць). Отруйними є компоненти неочищеного природного газу, особливо, сірководень. Сірководень – це сильна отрута, що викликає параліч органів дихання й серця. Тому в повітрі населених пунктів і робочих зон встановлюються гранично

допустимі концентрації компонентів природного газу. І все ж, серед усіх інших видобувних видів палива, природний газ є найчистішим і ще багато років буде користуватися попитом. Збільшення об'ємів використання природного газу зі синхронним скороченням споживання мазуту і вугілля, приводить до зменшення викидів в атмосферу мільйонів тонн парникових газів і забруднюючих речовин. Проте, суттєвим недоліком природного газу є його велика собівартість при транспортуванні трубопроводом на великі відстані.

Привабливим вирішенням цієї проблеми є транспортування скрапленого природного газу (СПГ) – у рідкому стані. СПГ (англ. LNG – liquefied natural gas) – природний вуглеводневий газ, який за дуже низької температури (-162 °С) і атмосферному тиску переходить у рідкий стан, зменшуючись в об'ємі майже в 600 раз. СПГ теж немає запаху і безбарвний, легший за воду, не горить і не вибухає, оскільки не містить кисень. У відкритій місцевості, при нормальній температурі, СПГ повертається в газоподібний стан і швидко розсіюється в повітрі, тому не може вибухнути. СПГ не самозапалюється. Такі властивості полегшують його зберігання і забезпечують економічне та надійне перевезення. Особливо постачальники СПГ виграють завдяки економії на морських перевезеннях. Проте, для транспортування газу у такий спосіб, необхідно мати потужний виробничо-технологічний комплекс з виробництва і постачання СПГ:

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

Крім того треба мати або орендувати кораблі. Тому транспортування СПГ морем вважається економічно обґрунтованим, якщо йдеться про великі відстані – більші 3000 км. На рис. 3.29 представлена схема постачання СПГ.

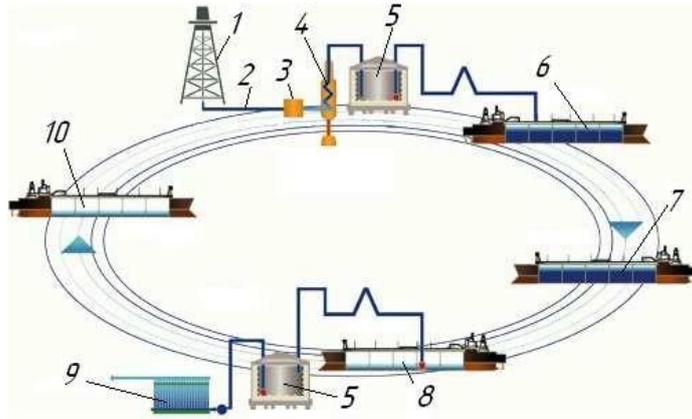


Рисунок 3.29 – Схема постачання СПГ:

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

Пунктом призначення завантаженого газозвоза є приймальний термінал СПГ (рис. 3.30). До нього входять причал, зливна естакада, резервуари зберігання, системи випаровування, установка обробки газів, випаровування з резервуарів і вузол обліку. Резервуари за конструкцією подібні на резервуари, що є на заводах з виробництва СПГ, але тут їх більше, тому що необхідно мати запас ємностей, через нерівномірність поставок і відвантажування продукту.



Рисунок 3.30 – Загальний вигляд приймального терміналу

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

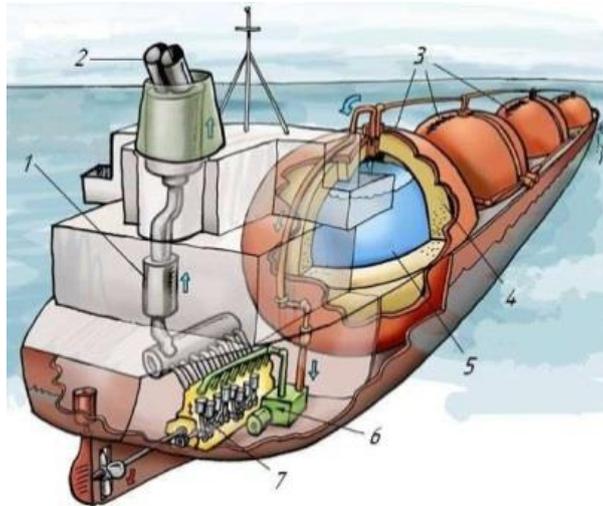
На терміналах часто, як теплоносієм, використовується морська вода, а в теплообмінниках типу “регазифікатор із зрошуванням” морська вода стікає вздовж вертикальних трубок, в яких СПГ циркулює під тиском, і поступово випаровується в цих трубках знизу вгору.

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

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

Для перевезення СПГ використовують три основні види вантажних танків: сферичний тип, мембранний тип і комбінація мембранних систем. Найпоширенішим є сферичний тип “MOSS” (рис. 3.31).

На рис 3.32 показано фотографію найбільшого у світі танкера мембранного типу “Mozah” для перевозки СПГ. Максимальна місткість танкера 266000 м³, довжина 345 м, ширина 50 м, осадка 12 м, від киля до клотика висота судна рівна висоті 20-ти поверхового будинку. СПГ перевозиться в п'яти гігантських танках мембранного типу. Танкер має власну установку СПГ, для скраплювання випаровувань в танках, що забезпечує практично повну збереженість вантажу при перевозці. Головними двигунами є два низькооборотні дизелі, що працюють на два гвинти.



а



б

Рисунок 3.31 – Сферичний танк типу “MOSS”:
 а – схема танка; 1 – глушник; 2 – вихлопна труба; 3 – танки;
 4 – ізоляційний шар; 5 – СПГ; 6 – компресор; 7 – силова установка; б – танк на плаву

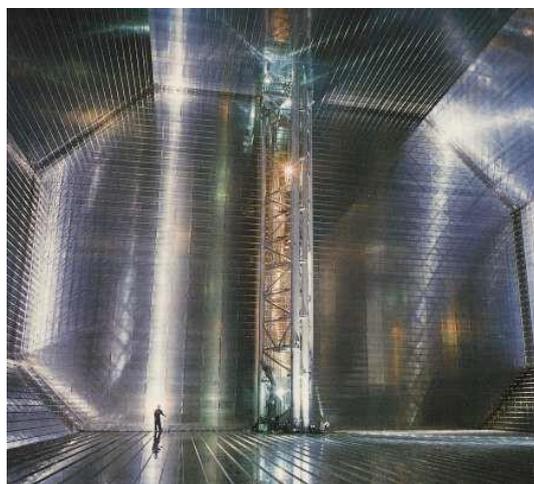
При скрапленні газ зменшується в об’ємі в 600 разів, а при стискуванні – в 250 разів. Перевага на користь скрапленого газу – в 2,4 рази. Крім того сучасні танкери LNG доставляють споживачам за один рейс до 80 млн. м³ природного газу, а танкери CNG – до 30 млн. м³. Тут перевага на користь танкерів LNG – в 2,7 разів.

Проте організація технології транспортування СПГ, крім танкерів LNG, необхідні: дорогий завод по скрапленню газу, завантажувальний і приймальний термінали спеціальної конструкції, завод регазифікації.

Технології транспортування стисненого газу потребують тільки самі танкери CNG і завантажувально-розвантажувальні термінали. Вартість танкерів CNG приблизно така ж як і танкерів LNG, інші складові технологічного ланцюга LNG набагато дорожчі.



a



б

**Рисунок 3.32 – Танкер мембранного типу “Mozah” (а);
вигляд на танк зсередини (б)**

3.2.6 Транспортування стисненого природного газу танкерами-газовозами

Отже, за оцінками міжнародних експертів, при об'ємах поставок природного газу від 0,5 до 4,0 млрд. м³ в рік на маршрутах довжиною від 250 до 2500 мор. миль транспортування природного газу танкерами CNG буде в 1,5...2,0 рази економічніше, в порівнянні з транспортуванням СПГ танкерами LNG.

На рис. 3.33 показана технологічна схема транспортування стисненого газу танкерами CNG.



Рисунок 3.33 – Технологічна схема транспортування стисненого газу танкерами CNG

3.3 ПЕРЕРОБКА НАФТИ І ГАЗУ. ПРОДУКТИ ПЕРЕРОБКИ НАФТИ

3.3.1 Характеристика нафтопродуктів

З нафти отримують цілий спектр різноманітних продуктів. На рис. 3.34 показана класифікація продуктів переробки нафти, які широко використовуються в народному господарстві. Наведемо характеристики тільки деяких основних з них.

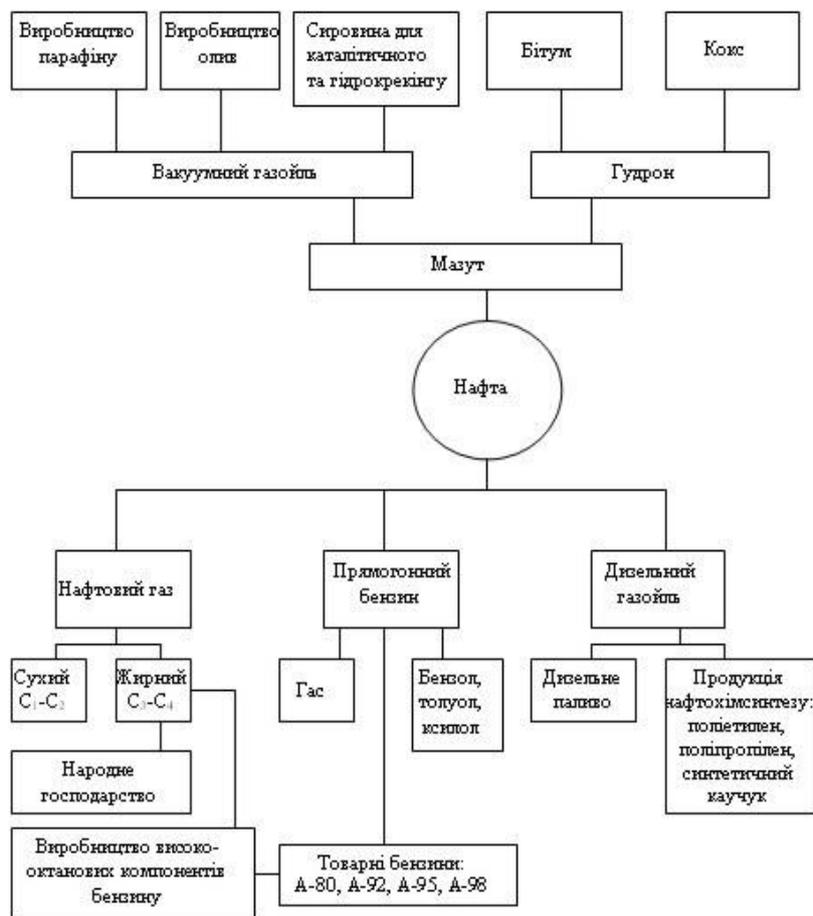


Рисунок 3.34 – Продукти переробки нафти

Палива:

- авіаційний бензин Б-100/130, Б-95/130, Б-91/115 і Б-70: Б – бензин. В чисельнику наведено октанове число, а в знаменнику – сортність. Б-70 – неетилований бензин;
- автомобільний бензин А-72, А-76, А-80, А-92, АИ-95, А-96, А-98, АИ-98: А – автомобільний бензин. Цифри характеризують мінімально допустимі октанові числа. И – октанове число за дослідницьким методом;
- реактивне паливо Т-1, ТС-1, Т-5, Т-6, Т-7.: С – сірчана

нафта, цифра характеризує марку палива;

- дизельне паливо ДА, ДЗ, ДЛ, ДС, ДТ, ДМ:

Д – дизельне, А – арктичне, З – зимове, Л – літнє, С – спеціальне, ДТ і ДМ – для тихохідних двигунів;

- газотурбінне паливо: мазут і газойль;

- котельне паливо Ф5, Ф12, 40, 100, 200, МП:

Ф – флотський мазут. 5 і 12 – умовна в'язкість при 50 °С, 40, 100, 200 – топковий мазут. МП – паливо для мартенівських печей.

Нафтові оливи:

- моторні – застосовуються для змащування поршневих авіаційних, автомобільних і дизельних двигунів;

- індустріальні – для змащування машин і механізмів промислового обладнання (машин і механізмів);

- циліндрові – для змащування золотників і циліндрів поршневих парових машин;

- газотурбінні – для змащування і охолодження підшипників різних турбоагрегатів і генераторів електричного струму;

- компресорні – для змащування циліндрів, штоків і клапанів компресорів, повітродувок і холодильних машин;

- трансмісійні – для змащування зубчастих передач в більшості машин і механізмів;

- осьові – для змащування шийок осей залізничних вагонів, колісних пар тепловозів і паровозів і деяких інших вузлів тертя рухомого складу залізничного транспорту;

- електроізоляційні, які виконують функції діелектрика і охолоджуючої рідини;

- оливи гідравлічних систем – для гідропередач автомобілів, тепловозів, літаків, а також різних стаціонарних механізмів;

- білі – (вазелинові, медичні і парфумерні) для лікувальної мети, приготування кремів, мазей, губних помад тощо).

Парафін, церезин, вазелін. Парафін служить сировиною для виробництва синтетичних жирних кислот і спиртів, які, у свою чергу, служать основою для виробництва миючих засобів, крім цього, використовують в медицині, харчовій промисловості (тара і обгортки з парафінованого паперу і картону), виробництві сірників, свічок, деревноволокнистих плит і інших виробів.

Петролатум – це тверді вуглеводні, які складаються з

суміші парафіну, церезину і олив, що утворюються при депарафінізації. З петролатуму і парафіну, які виділяються з нафти при її видобутку і транспортуванні, отримують церезини.

Церезин застосовують при виробництві мастил, вазеліну, кремів, різних сплавів, як ізоляційний матеріал в електро- і радіотехніці тощо.

Вазелін (природний) отримують з парафінистого мазуту. Штучний вазелін – це суміш мінеральної оливи і парафіну, а технічний – суміш парафіну з індустріальною оливою.

Медичний вазелін – це суміш білого церезину і парафіну з парфумерною оливою.

Нафтовий бітум отримують з важких залишків перегонки нафти, крекінгу і очищення олив. Застосовують при виготовленні гідроізоляційних і покрівельних матеріалів. Основне застосування вони мають в дорожньому будівництві.

Освітлювальний гас застосовують для побутових потреб. Якість освітлювального гасу залежить від його хімічного складу: чим більше в ньому парафінових вуглеводнів, тим вища його якість.

Розчинники:

- БР-1 (БР – бензин-розчинник, застосовується в промисловості виробництва гуми);

- уайт-спірит – застосовується в лакофарбовій промисловості;

- бензин екстракції – застосовується в процесах екстракції.

Інші нафтопродукти. Нафтовий кокс застосовують як паливо, для виробництва електродів, карбїду кальцію, графіту, а також в алюмінієвій промисловості.

Сажу використовують – в промисловості виробництва гуми, а також для виготовлення олівців, ізоляційних матеріалів, копіювального паперу, фарби тощо.

Консистентні мастила – густі продукти переробки нафти: антифрикційні, запобіжні і ущільнювальні. До них відносяться солїдоли, технічні вазелїни, консталїни тощо.

Солї нафтових кислот застосовують в лакофарбовій промисловості, як прискорювачі висихання лаку, в миловарній промисловості, як замінник жирів, в текстильній (при фарбуванні) і шкіряній промисловості

тощо.

Продукти піролізу – ароматичні вуглеводні (бензоли, толуол і ксилоли) застосовують, як добавку до бензинів, для поліпшення їх якості, а також використовують у ряді інших галузей промисловості. Бензол – початковий продукт для отримання поліамідних волокон типу капрон і нейлон, синтетичного каучуку і пластичних мас на базі фенолу. Крім того, бензол застосовують як сировину для приготування барвників, фармацевтичних і фотографічних препаратів, а також, як розчинник і екстрагуючу речовину.

Толуол служить сировиною для отримання капролактаму, як розчинник при виробництві деяких пластмас, смоли, лаків і друкарської фарби.

Ксилол застосовують, як розчинник лаків, фарби, мастик, фармацевтичних препаратів, а також в хімічній промисловості

3.3.2 Властивості нафтопродуктів і основні вимоги до них

Бензин – суміш вуглеводневих компонентів, які отримуються в результаті первинних і вторинних технологічних процесів переробки нафти.

Основні якісні показники бензинів: тиск насичених парів вуглеводнів, антидетонаційні властивості, фракційний склад і хімічна стабільність.

Фракційний склад характеризує повноту випаровування бензинів, що дуже важливо для нормальної роботи двигунів. Бензин має згоряти в двигуні за 0,002...0,004 с. Це відбудеться в тому випадку, якщо він повністю випаровується і перемішується з повітрям в певній відповідності.

За наявності в робочій суміші вуглеводнів з високою температурою, випаровування згорання затримується, двигун перегрівається, і його потужність і економічність зменшуються. Для бензину нормується температура википання певних кількостей проміжних фракцій: 10, 50, 90 %, а для авіаційного бензину 97,5 %.

Температура початку кипіння авіаційного бензину має бути не нижче 40 °С, автомобільного бензину – не нижче 35 °С. Температура википання 10 %-ної фракції для

авіаційного бензину має бути в границях 75...82 °С, а для автомобільного бензину – в границях 70...75 °С.

Кінець википання 97, 5 %-ної фракції авіаційного бензину має бути не більше 180 °С; кінець википання автомобільного бензину – не більше 195 °С.

Пружність парів бензину, як і його фракційний склад, характеризує випаровуваність палива та впливає на пуск двигуна, утворення газових пробок в системі живлення двигуна. Вища пружність парів, спричиняє вищу випаровуваність бензину, а це значить, що пробки утворюються, коли пружність парів бензину дорівнює зовнішньому тиску, або перевищує його.

Найважливішим показником якості бензинів, як моторного палива, є його **детонаційна здатність**.

За нормального згорання робочої суміші в циліндрі двигуна полум'я розповсюджується із швидкістю 15...35 м/с і поршень виштовхується плавно, без ривків. Якщо за певних умов стиснена суміш бензину з повітрям, загорається до досягнення поршнем верхньої точки ходу, то вона згорає подібно вибуху, полум'я розповсюджується із швидкістю 1500...2300 м/с і поршень різко виштовхується, що перешкоджає руху колінвала. Це явище називається детонацією. Детонація в двигуні проявляється різкими стуками в циліндрах, трясінням мотора і неповним згоранням палива (викиданням полум'я, сажі і диму з двигуна). Двигун перевантажується, потужність його знижується, передчасно зношуються і руйнуються його деталі, збільшується витрата палива.

Високоякісне, недетонуюче паливо витримує високий ступінь стиснення і, навпаки, чим нижче детонаційна стійкість палива, тим до меншого об'єму можна стиснути суміш його з повітрям в циліндрі двигуна. Водночас встановлено, що із збільшенням ступеня стиснення збільшується економність двигуна, підвищується його потужність і зменшується витрата палива. Отже, збільшення ступеня стиснення, потребує палива з вищими антидетонаційними властивостями; чим більша ступінь стиснення двигуна, тим вищою має бути детонаційна стійкість палива.

Детонаційні властивості моторного палива характеризуються **октановим числом**. Октанове число визначають шляхом порівняння випробовуваного бензину з

еталонним паливом, за їх здатністю спричиняти детонацію на одноциліндровому двигуні внутрішнього згоряння, із змінним ступенем стиснення за стандартних умов. Октанове число - процентна доля ізооктану в суміші з н-гептаном, що детонує при тому ж ступені стиснення, що і досліджуваний бензин.

Еталонне паливо складається з двох хімічно чистих вуглеводнів парафінового ряду – н-гептану та ізооктану. Н-гептан – вуглеводень, який детонує при низькому значенні ступеня стиснення, і його октанове число умовно прийнято за нуль; ізооктан, навпаки, згорає в двигуні без детонації, його октанове число прийняте за 100. (Є вуглеводні, октанове число яких більше за 100; авіаційні бензини, що містять ці вуглеводні, також можуть мати октанові числа, більші за 100).

Якщо досліджуваний бензин за своїми детонаційними властивостями подібний ізооктану, його октанове число рівне 100. У разі, коли цей бензин детонує як гептан, його октанове число рівне нулю.

З н-гептану і ізооктану готують в різних пропорціях суміші, які є еталонами для порівняння з випробовуваним паливом. Наприклад, якщо детонаційні властивості бензину подібні до властивостей суміші, яка складається з 60 % ізооктану і 40 % н-гептану, то октанове число бензину рівне 60. Для підвищення детонаційної стійкості до бензинів додають невелику кількість антидетонаційних присадок.

Хімічну стабільність бензину характеризує постійність його складу при зберіганні і експлуатації. У бензині небажані сполуки, які окислюються і полімеризуються під впливом різних чинників (температури, дії кисню повітря і ін.) з утворенням смолянистих речовин і кислот. Наявність в авіаційному бензині вищевказаних сполук не має перевищувати 5...10 г на 100 г бензину. Хімічна стабільність автомобільного бензину контролюється визначенням індукційного періоду – часу, за котрий в певних умовах бензин не поглинає кисню (індукційний період автомобільного бензину має бути не меншим 360 хвилин). До якості бензину висуваються такі вимоги:

- фракційний склад має забезпечувати легкість і швидкість пуску двигунів при низьких температурах; швидкий і плавний перехід з невеликої частоти обертання

вала до більшої частоти; повноту випаровування палива у вхідній системі;

- тиск насичених парів має бути не вищий за певну граничну величину, щоб не допустити вміст в них летучих вуглеводнів (для попередження утворення парових пробок); при дуже низькому тиску утруднюється пуск двигуна;

- при згорянні в двигуні бензин не має викликати детонацію;

- для попередження неполадок в роботі двигуна в бензині не мають міститися сполуки, які окислюються, а для попередження корозії, сірчаних з'єднань має бути мінімальна кількість.

Дизельне паливо. Основна перевага дизельних двигунів – висока економічність, менші питомі витрати палива порівняно з бензиновими двигунами (на 30...40%), більша надійність у роботі. Дизельне паливо дешевше порівняно з бензином, що зумовлено технологією отримання, та менш пожежонебезпечне. Але дизельне паливо має значний недолік: набагато обмеженіша сировинна база.

Дизельні палива - це горюча рідина, яку одержують , в основному, атмосферною перегонкою та каталітичним крекінгом, після чого проводять гідроочищення і депарафінізацію.

Дизельне паливо - це складна суміш парафінових нафтенових і ароматичних вуглеводнів , які википають у межах 180...370 °С.

Щоб забезпечити нормальну роботу двигуна, дизельне паливо повинно відповідати наступним вимогам:

- безперерійна робота паливного насоса високого тиску;

- тонке розпилювання палива, легкий пуск і повнота згоряння;

- оптимальна в'язкість для надійного змащування деталей системи живлення

 - відсутність утворення відкладів, нагарів, і лаків;

 - відсутність корозії резервуарів, баків, паливної системи і деталей двигуна;

 - необхідна степінь чистоти;

 - мала витрата оливи і низька токсичність сполук у відпрацьованих газах.

Для забезпечення цих вимог дизельні палива повинні володіти певними фізико-хімічними та експлуатаційними властивостями, які умовно можна розділити на такі, що впливають на роботу системи живлення двигуна і випаровування та згоряння палива.

До перших відносяться: кінематична в'язкість, низькотемпературні властивості, вміст механічних домішок, води; до других - фракційний склад, температура самозаймання, період затримки самозаймання, здатність до нагароутворення, корозійні властивості.

Основна відмінність у роботі дизельного і карбюраторного двигунів полягає у сумішоутворенні, і запалюванні робочої суміші. В циліндрі дизельного двигуна повітря стискається до 30...70 МПа. За рахунок високого тиску температура повітря підвищується до 500...800 °С. У стиснене повітря, під високим тиском (до 15 МПа) через форсунку впорскується паливо, яке випаровується, нагрівається, самозаймається і згорає. Всі ці процеси відбуваються за тисячні частки секунди.

Період, від моменту впорскування палива до його спалаху, носить назву індукційного періоду. Він характеризується цетановим числом, визначуваним за тією ж методикою, що і октанове число для бензинів.

Цетанове число дизельного палива рівне процентному вмісту цетану ($C_{16}H_{34}$) в стандартній суміші його з метилнафталіном, який має однакове самозаймання з випробовуваним паливом. Якщо самозаймання дизельного палива таке, як самозаймання суміші з 40 % цетану і 60 % метилнафталіну, то його цетанове число дорівнює 40.

Нормальний пуск і плавна робота дизелів досягаються в літній період на паливі з цетановим числом 40...45 одиниць, а в зимовий період – 50...55 одиниць. Використовувати паливо з великим цетановим числом небажано, оскільки це призводить до сповільнення їх згоряння і збільшення задимленості вихлопу.

Фракційний склад дизельного палива впливає на його розпилування, повноту згоряння (задимленість вихлопу), відкладення нагару і розрідження оливи картера. При високому вмісті легких фракцій збільшується тиск згоряння, тобто двигун працює жорсткіше. Обважене паливо гірше розпилюється, в результаті зменшується

швидкість утворення робочої суміші, погіршується її однорідність, а це призводить до підвищеного задимлення і зниження економічності двигуна.

У дизельному паливі мають міститися легкі, середні і важкі фракції нафти в оптимальних співвідношеннях.

В'язкість палива має забезпечувати хороше розпилювання і сумішоутворення, а також надійну роботу апаратури.

Температури помутніння і застигання палива мають забезпечувати пуск двигуна без підігріву, тобто мають бути на декілька градусів нижчі за температуру, при якій експлуатується двигун. Температура застигання, залежно від марки палива, змінюється від -10 до -55 °С.

Для зниження температури застигання дизельних палив, застосовуються технології депарафінізації та додавання спеціальних депресорних присадок.

Реактивне паливо (авіаційний гас) – це лігроїногасова фракція нафти, яка випає при температурі $120...240$ °С. Існують дві групи реактивного палива: для літальних апаратів з дозвуковою і надзвуковою швидкостями. До першої групи належать палива марок Т-1, ТС-1, Т-2, які отримуються шляхом прямої перегонки нафти.

Паливо, для реактивних двигунів з надзвуковою швидкістю, має значну теплоту згоряння, для забезпечення необхідної потужності двигуна (це газойлеві фракції, отримані при прямій перегонці нафти, з подальшим їх гідроочищенням).

Нафтове котельне паливо містить вуглеводні прямої перегонки нафти, легкий та важкий газойлі коксування, які отримують в процесі крекінгу. Для отримання котельних палив малої в'язкості, з низькою температурою застигання, до залишкових продуктів додають $20...25$ % дизельних фракцій.

Широке впровадження рідкого котельного палива (топкового мазуту), замість твердого зумовлене зручністю його використання; це паливо має високу калорійність (близько 9500 ккал/кг), всі товаротранспортні операції здійснюються механічними засобами, для складування потрібно менше площ.

Одним з показників, які визначають якість котельних палив, є температура застигання та в'язкість, які

характеризують його транспортабельність і здатність до ефективного розпилювання у форсунках. З підвищенням температури в'язкість мазуту знижується, перекачування його полегшується і поліпшується розпилювання. Температура самозаймання визначає пожежну безпеку палива в місцях його зберігання.

Вміст сірки в мазуті зумовлюється природою нафти, з якої їх отримують. Рідкі котельні палива, в основному, виробляються з сірчаної нафти, тому в промисловості застосовують сірчаний і високосірчаний мазут із вмістом сірки понад 1 %.

Малосірчаний мазут, із вмістом сірки до 0,5 %, використовують як паливо, переважно в технологічних нагрівальних установках (мартенівські печі, нагрівальні печі трубопрокатних і сталепрокатних заводів тощо).

За чинними стандартами випускаються декілька марок котельного палива, які розрізняються в'язкістю, – мазут топковий марок 40, 100, 200; малосірчаний мазут для мартенівських печей – МП; мазут флотський для використання в суднових котельних установках.

Нафтові оливи – основний вид мастильних матеріалів, призначених для зниження тертя і зменшення зносу поверхонь, які труться, запобігання їх задириці в різних вузлах устаткування.

Основними показниками, які визначають характеристику олив, є в'язкість і її зміна із зміною температури, рухливість при низьких температурах, стійкість проти окислення киснем повітря (хімічна стабільність); змащувальна здатність, захист металів від корозійної дії зовнішнього середовища.

Моторні оливи, як вже наголошувалося, призначені для змащування вузлів тертя двигунів різних систем. Частка цих олив в загальному обсязі виробництва олив становить приблизно 60 %.

Основні вимоги до якості нафтової оливи:

- стабільність до окислення, під впливом кисню повітря і високої температури;

- зміна в'язкості при різних температурах має бути такою, щоб забезпечити легкість пуску двигуна, і належне змащування його вузлів при роботі;

- низька температура застигання при мінусових температурах;

- добрі антикорозійні властивості.

Частка індустріальної оливи, в загальному обсязі виробництва оливи, становить близько 30 %. Індустріальна олива має зберігати рухливість при різних температурах, не містити кислоти і лугу, і мати антизадирні та антикорозійні властивості.

Циліндрові оливи характеризуються малою випаровуваністю, високою в'язкістю, невеликою величиною утворення нагару.

Турбінні оливи мають бути стабільні до окислення, добре відділятися від води (у разі попадання її в систему змащування), відповідну в'язкість, і температуру застигання не більше – 10...15 °С.

Основна вимога, яка пред'являється до компресорних олив, – стабільність до окислення і низька температура застигання. В'язкість нормується залежно від типу компресора, або холодильної машини.

Трансмійні оливи повинні мати високі антизношувальні і антизадирні властивості і відповідну в'язкість.

Електроізоляційні оливи характеризуються високими діелектричними властивостями, високою хімічною стабільністю, низькою температурою застигання, хорошими антикорозійними властивостями. Ці оливи не повинні містити асфальтосмолистих сполук.

Оливи гідравлічних систем повинні мати властивості антифрикційної рідини, низьку температуру застигання, високу стабільність проти окислення і антикорозійні властивості.

Таким чином, найважливішими експлуатаційними властивостями олив є: стійкість їх до окислення, в'язкість і її зміна з температурою та рухливість при низьких температурах. Всі ці властивості залежать від хімічного складу олив, вмісту в них певної структури вуглеводнів, ретельності підбору сировини, оптимального хімічного складу і процесу очищення олив.

В процесі роботи оливи змінюють свої властивості. В результаті їх окислення отримують продукти конденсації,

які збільшують в'язкість оливо і їх схильність до коксування. На поверхнях змащування утворюється нагар. Інші продукти окислення (органічні кислоти) викликають корозію металів. Крім того, в результаті окислення на гарячих деталях утворюються липкі відкладення, які згодом дають лакоподібні речовини, що призводить до передчасного зношування циліндропоршневої пари двигуна.

Використання оливо при низьких температурах можливе за умови, не підвищення їх в'язкості. З підвищенням в'язкості оливо збільшується зношування вузлів тертя двигуна. Для поліпшення експлуатаційних властивостей нафтових оливо, до них додають присадки.

Присадки за дією на змащувальні оливи можна розділити на такі групи:

- в'язкісні – які підвищують в'язкість оливо і поліпшують їх в'язкісно-температурні властивості, – це високомолекулярні сполуки – полібутилени, поліметакрилати;

- депресорні – які знижують температуру застигання оливо (алкілнафталіни, похідні алкілфенолів, а також поліметакрилати);

- миючі (детергенти) – які не допускають утворення на вузлах тертя двигунів нагару, лаків і осадів (феноляти, сульфонати);

- антиокислювальні – які підвищують стабільність оливо (сірчані, азотисті, фосфорні, алкілфенольні сполуки);

- антикорозійні – які знижують корозійну агресивність оливо (органічні сполуки, які містять сірку, фосфор або обидва ці елементи);

- протизношувальні і протизадирні – які поліпшують мастильні властивості оливо і захищають деталі двигунів і механізмів, від задирання на поверхнях тертя;

- антипінні – які запобігають спінюванню оливо при циркуляції їх в системах змащування машин;

- багатофункціональні – спроможні одночасно поліпшувати декілька якостей оливо.

3.3.3 Процеси переробки нафти. Пряма перегонка нафти

Нафта є складною сумішшю великої кількості взаємно розчинних вуглеводнів, які мають різні температури початку кипіння. На цій властивості нафти заснована її перегонка, тобто ступінчасте випаровування і конденсація окремих фракцій. На рис. 3.35 показано панорамне зображення нафтопереробного заводу.

Нагрівання нафти, в першу чергу, призводить до випаровування найлегших вуглеводнів. У міру відгону вуглеводнів з низькою температурою кипіння, відносний вміст в нафті важчих продуктів, з високою температурою кипіння, збільшується. Оскільки пружність парів останніх значно менша пружності парів продуктів з низькою температурою кипіння, то при такій температурі перегонки вона може опинитися нижчою за атмосферний тиск, і нафта перестане кипіти. Тому для того, щоб перегонка тривала далі, треба підвищити температуру нафти, що залишилася. При нагріванні пружність парів зростатиме і, коли вона досягне величини зовнішнього тиску, нафта знову закипить. Таким чином, перегонка нафти відбувається при температурі, яка безперервно підвищується.



Рисунок 3.35 – Панорама нафтопереробного заводу

В процесі перегонки нафти з неї випаровуватимуться все нові, важчі вуглеводні високої температури кипіння. На різних етапах перегонки пари, які виділяються з нафти, складаються не з одного якого-небудь вуглеводню, а з суміші вуглеводнів, які мають близьку температуру кипіння.

Фракції вуглеводнів, що утворюються за низької температури кипіння, називаються легкими, а високої – важкими.

Температуру падіння першої краплі пари, яка сконденсувалася, вважають **початком кипіння фракції**. Температуру, при якій випаровування фракції припиняється, вважають **кінцем кипіння фракції**.

Фракції вуглеводнів, одержані в широких температурних границях, називають **дистилятами**. Шляхом подальшої переробки дистилятів отримують різні нафтопродукти. При перегонці нафти отримують бензинові, гасові, газойлеві і інші дистиляти. Бензинові дистиляти википають при температурі 35...205 °С, гасові в границях 150...300 °С, газойлеві – при температурах 180...350 °С.

Одним тільки випаровуванням не можна досягти чіткого розділення фаз на вузькі фракції. При нагріванні суміші взаємно розчинних речовин (якими є нафта) в парову фазу переходять не тільки молекули легких компонентів, але і частина молекул важчого компоненту. Частина молекул легкого компоненту може бути розчиненою в залишку. Для розділення рідких неоднорідних сумішей вуглеводнів на практично вузькі фракції, які розрізняються за температурою кипіння, в процесі перегонки нафти застосовують **ректифікацію**.

Суть ректифікації полягає в тому, що між висхідним потоком пари і рідиною (флегмою), яка стікає вниз, відбувається тепло- і масообмін. В результаті цього пари збагачуються компонентами низької температури кипіння, а рідина – компонентами високої температури кипіння. Якщо контактів між рідиною і парами цілком достатньо, то пари складатимуться, в основному, з компонентів низької температури кипіння, а рідина – з компонентів високої температури кипіння. Ректифікація здійснюється в ректифікаційних колонах.

У ректифікаційну колону подається сировина, яка підігріта до необхідної температури і є сумішшю пари і

рідини. Пари піднімаються вгору колоною, а рідина стікає вниз. На верхню частину ректифікаційної колони подається зрошування, що є продуктом, отриманим після конденсації парів, які відходять з верхньої її частини. Зустрічаючись з гарячими парами, які піднімаються, рідина, яка зрошує колону нагрівається і поступово випаровується. При цьому вона отримує тепло у парів, внаслідок чого деяка кількість їх конденсується і стікає у вигляді флегми в нижню частину колони. Цей процес випаровування і конденсації повторюється вздовж всієї висоти колони на кожній тарілці.

Фракційний склад флегми і парів вуглеводнів, по висоті колони, безперервно змінюється, оскільки флегма, яка стікає вниз, збагачується важкими вуглеводнями, а пари, які піднімаються, збагачуються більш легкими, що випаровуються. Потоки парів, які піднімаються вгору спричиняють випаровування сировини, яка подається в колону, і частково випаровування залишку, з нижньої частини колони. Потік рідини, що стікає вниз, утворюється у верхній частині колони за рахунок зрошування. Температура усередині колони змінюється вздовж висоти згідно з температурою кипіння компонентів, які розділяються: у верхній частині колони вона близька до температури кипіння компоненту, що легко кипить.

Схема установки прямої перегонки нафти показана на рис. 3.36.

Нафта нагрівається в трубчастій печі 3, усередині якої змонтований змієвик, який складається з багатьох сполучених труб. Поверхня труб нагрівається за допомогою форсунок, або пальників, в яких згорає рідке, або газоподібне паливо.

Нафта, яка прокачується цими трубопроводами, нагрівається до необхідної температури і поступає в нижню частину ректифікаційної колони 5, куди подається також водяна пара. У колоні відділяються, у вигляді пари, всі фракції, які мають бути відібрані з нафти.

У верхній частині колони відходять найлегші за густиною фракції – гас та бензин, які охолоджуються в холодильниках, конденсуються в конденсаторах, і направляються в резервуари. Частина бензинової фракції після охолодження повертається назад в колону для зрошування.

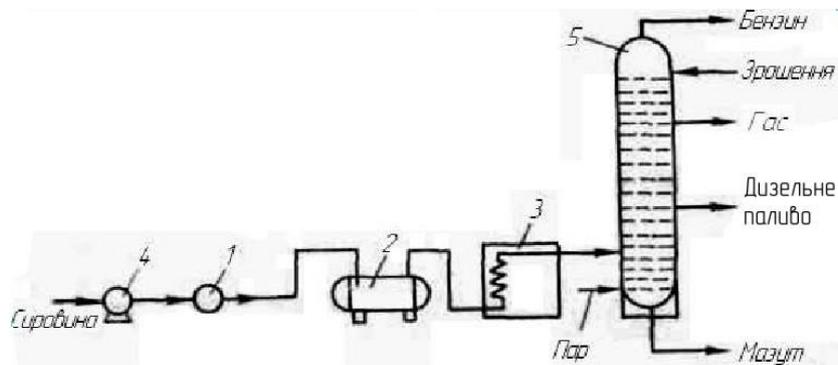


Рисунок 3.36 – Схема установки для перегонки нафти:
 1 – теплообмінник; 2 – віддільник води і бруду;
 3 – трубчаста піч; 4 – насос; 5 – ректифікаційна колона

Нижче з колони відбираються гасова і дизельна, а також інші фракції. Дистилати, отримані при прямій перегонці нафти, потребують подальшого перероблення, для отримання товарних нафтопродуктів. З нижньої частини колони відходить залишок перегонки нафти – мазут.

Мазут, залежно від якості нафти, може бути використаний, як сировина для каталітичного та гідрокрекінгу, виробництва змащувальних олів і бітуму. Без переробки мазут можна використовувати, як котельне паливо.

На рис. 3.37 показано точки відбору фракцій на установці нафтопереробного заводу.

3.3.4 Основні елементи установки прямої перегонки нафти

До основних елементів установки прямої перегонки нафти відносяться ректифікаційна колона, трубчаста піч, теплообмінні апарати (теплообмінники), конденсатори і холодильники.

Ректифікаційна колона – це сталевий циліндр, усередині якого встановлено декілька десятків горизонтальних перегородок з отворами, так званих тарілок. Крізь отвори в тарілках пара проходить вгору по колоні, а

рідина стікає з тарілки на тарілку. Тарілки призначені для покращення теплоти масообміну потоків нафтопродуктів, які піднімаються вгору по колоні, і рідкою флегмою, що стікає вниз. На рис. 3.38 показано спрощену технологічну схему неперервної ректифікації, а на рис. 3.39 – загальний вигляд установки.

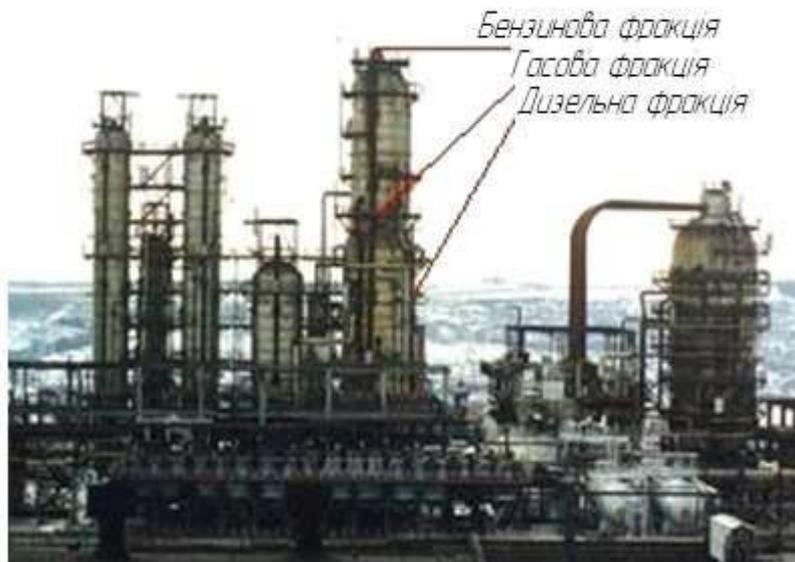


Рисунок 3.37 – Точки відбору фракцій в колоні установки нафтопереробного заводу (праворуч розташована вакуумна колона)

Для ректифікації суміші необхідно, щоб температура рідкої і парової фаз, що взаємодіють на тарілках колони, була різною; пари, які піднімаються на чергову тарілку, мусять мати вищу температуру, ніж рідина, що стікає з цієї тарілки.

Для забезпечення потрібної різниці температур між верхом і низом колони необхідно в нижню частину колони подавати тепло, і відбирати його від верхньої частини. Для цього в нижній частині колони встановлюються підігрівальні змієвики (теплообмінники), а верхня частина охолоджується методом холодного зрошування – поверненням частини зконденсованого дистилляту.

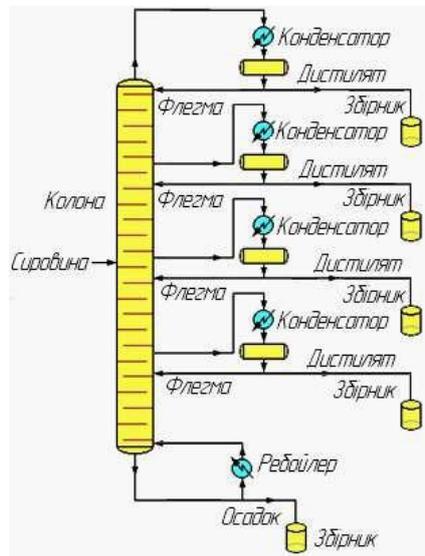


Рисунок 3.38 – Технологічна схема неперервної ректифікації



Рисунок 3.39 – Загальний вигляд установки ректифікації

Розглянемо процеси, які відбуваються на кожній тарілці ректифікаційної колони (рис. 3.40).

На тарілку Б з верхньої тарілки В переливним патрубком 3 безперервно поступає рідина. Переливний патрубок підноситься над рівнем тарілки, тому на ній завжди є шар рідини.

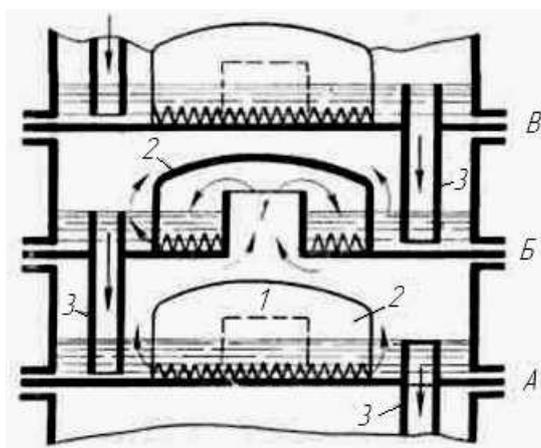


Рисунок 3.40 – Тарілки ректифікаційної колони

З нижньої тарілки А піднімаються пари нафти, які патрубком 1 поступають під ковпачок 2 і потім через його нижні щілини, – через шар рідини на тарілці. Оскільки температура на кожній вищій тарілці все більше знижується (найнижча температура на самій верхній тарілці, на яку подається холодна флегма), то пари, які поступають з нижньої тарілки, конденсуються, віддаючи своє тепло рідині на цій тарілці. В результаті з рідини випаровуються її легкокиплячі фракції і, у вигляді парів, поступають на вищу тарілку, на якій відбувається аналогічний процес.

Таким чином, рідина на кожній вищій тарілці все більше збагачується легкокиплячими фракціями. З іншого боку, флегма, стікаючи з тарілки на тарілку і поступово підігриваючись, позбавляється низькокиплячих вуглеводнів і збагачується висококиплячими. Зрошення, що подається наверх колони назустріч парам, віднімає у них частину тепла і викликає конденсацію вищих киплячих компонентів,

тобто виконує те саме завдання, що і тарілки. Тому, змінюючи ступінь зрошування, можна регулювати роботу колони, і підтримувати необхідний температурний режим в будь-якому перерізі колони.

Трубчасті печі призначені для нагріву вуглеводневої сировини (нафти, дистиляту) до необхідної температури, перед перекачуванням нафти в ректифікаційну колону.

Піч складається з двох радіантних камер, в яких екранні труби отримують тепло від згораючого палива, і однієї конвекційної камери, де нагрівання відбувається за рахунок тепла димових газів. У конвекційній камері міститься пароперегрівник для підігріву водяної пари, яка використовується на технологічні потреби заводу або установки.

Для пічних змійовиків застосовують суцільнотягнуті безшовні труби. Окремі труби з'єднуються в безперервний змійовик за допомогою особливих колін, названих двійниками (ретурбентами). Двійник є сталеву ковану, литу, або зварною деталлю, в яку щільно ввальцьовуються дві, або чотири труби. Нафтопродукт входить в двійник однією трубою, а виходить другою. Загальна довжина труб змійовика, в двокамерній печі, значна.

Теплообмінні апарати безвогневого нагріву призначені для передачі тепла від теплішого тіла (теплоносія) менш теплову. На нафтопереробних установках в теплообмінниках нагрівається початкова сировина, що поступає на переробку, а теплоносіями служать продукти переробки і нагріті залишки.

Застосування теплообмінників дозволяє заощаджувати паливо, яке витрачається на підігрів сировини, а також воду, що подається для охолодження дистилятів. Сировину в теплообмінниках, зазвичай, нагрівають до температури 180...200 °С. Дальший нагрів здійснюється в трубчастих печах.

Розрізняють дві основні схеми теплообміну – прямотічна і протитічна. За прямотічною схемою рідини, які нагріваються і охолоджуються, рухаються в одному напрямі і подаються з одного боку теплообмінника (рис. 3.41, а). За протитічною схемою рідини, які нагріваються і охолоджуються, рухаються назустріч одна одній і подаються з протилежних кінців апарата (рис. 3.41, б).

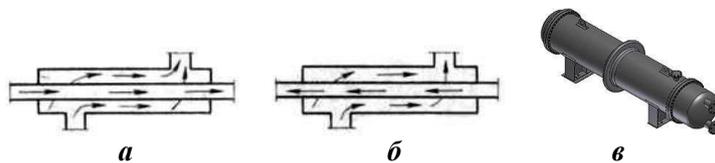


Рисунок 3.41 – Теплообмінник:
 а – за прямиотічною схемою;
 б – за протитічною схемою; в – зовнішній вигляд

В багатоходових теплообмінниках в одній частині апарата здійснюється прямиотечія, а в іншій – протитечія. Протитічна схема теплообміну ефективніша; тепло гарячої рідини при цій схемі використовується повніше, температура рівномірніша.

На нафтопереробних заводах, в основному, застосовують трубчасті багатоходові теплообмінники, як найдосконаліші і ефективні. Трубчастий теплообмінник простої конструкції складається з корпусу, в який вмонтований пучок трубок малого діаметра. Кінці трубок розвальцьовані у двох трубних решітках. Трубкамі прокачується сировина, яка підігрівається, міжтрубним простором, у зворотному напрямі – нафтопродукт. Теплопередача відбувається через поверхні трубок.

Конденсатори застосовують для конденсації парів нафтових дистилатів.

Холодильники призначені для охолодження дистилатів після їх конденсації. Трубчасті холодильники мають таку ж будову, як і трубчасті підігрівники.

Схема роботи холодильника показана на рис. 3.42.

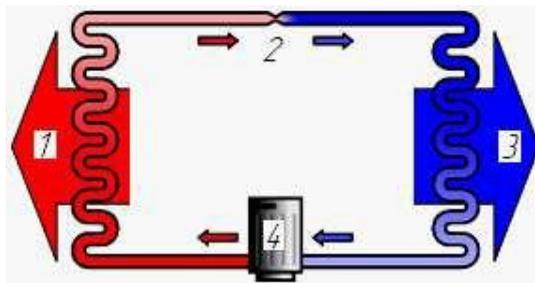


Рисунок 3.42 – Схема роботи холодильника:
 1 – конденсатор; 2 – капіляр; 3 – випарник; 4 – компресор

Розглянуті агрегати – нагрівальні печі, теплообмінники, конденсатори, холодильники – є загальними для всіх технологічних процесів, пов'язаних з прямою перегонкою нафти. Для складних процесів переробки нафти (крекінг, реформінг, коксування тощо) застосовують додатково інші спеціальні види устаткування.

3.3.5 Типи установок для перегонки нафти і мазуту

Для перегонки нафти застосовують такі типи установок:

- Атмосферні (АТ), коли процес здійснюється при атмосферному тиску в ректифікаційній колоні. В такому випадку з сирової нафти отримують нафтопродукти – бензин, гас, дизельне паливо. Залишком є мазут.

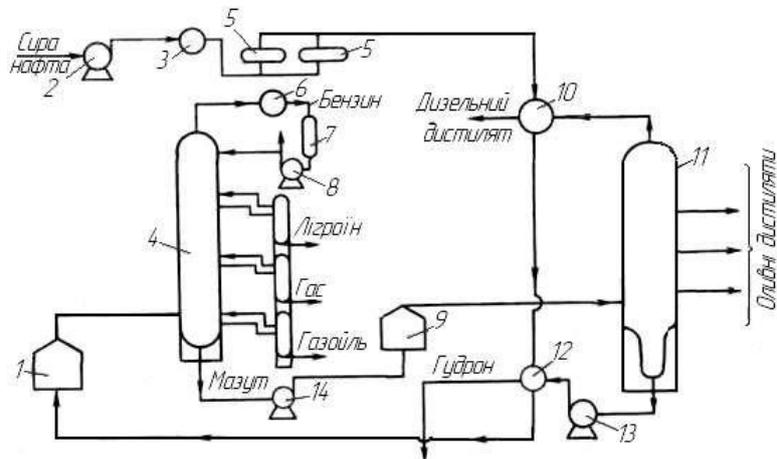
- Вакуумні (ВТ), коли процес здійснюється під вакуумом для розділення висококиплячих нафтових фракцій. В такому випадку мазут піддають вакуумній перегонці і отримують вакуумні газойлі, а залишком є гудрон.

- Атмосферно-вакуумні (АВТ), коли атмосферні і вакуумні установки об'єднані в загальну технологічну схему, що сприяє зменшенню енергозатрат при переробці нафти.

- Комбіновані атмосферні (КАТ) і комбіновані атмосферно-вакуумні (КАВТ), коли установки підготовки нафти (електрозневоднення і електрознесолення) об'єднані з атмосферними (АТ) або з атмосферно-вакуумними (АВТ) установками в єдину технологічну схему.

Комбіновані атмосферно-вакуумні установки не потребують великої території, мають значно кращі показники регенерації тепла (знижена витрата палива, електроенергії тощо). Тому на сучасних заводах споруджуються, в основному, атмосферно-вакуумні установки, причому в більшості випадків в комбінації з установками електрознесолення.

Атмосферно-вакуумна установка АВТ показана на рис. 3.43.



а



б

Рисунок 3.43 – Атмосферно-вакуумна установка АВТ:
а – принципова схема установки; б – загальний вигляд установки

Нафта перекачується насосом 2 крізь теплообмінник 3, електродегідратори 5 і крізь холодильник-конденсатор 10, поступає в теплообмінники 12. Тут вона нагрівається і крізь піч 1 атмосферної частини поступає в ректифікаційну колону 4. У колоні виділяються бензин, гас, дизельне паливо. Верхній продукт ректифікаційної колони 4 конденсується в холодильнику-конденсаторі 6, а потім поступає в посудину 7. Частина його з посудини 7 насосом

8 подається на зрошування. У нижній частині колони 4 є залишок, який насосом 14 крізь піч 9 вакуумної частини поступає у вакуумну колонну 11.

У вакуумній колоні, в результаті ректифікації, з мазуту отримують дистиляти змащувальних олив. На верхніх тарілках колони скупчуються дистиляти легких олив (фракція 350...400 °С), під ними – важчих (фракція 350...420 °С) і ще нижче – найважчих олив (фракція 420...500 °С).

З нижньої частини вакуумної колони 11 насосом 13 відкачується гудрон. Гудрон для отримання високов'язких залишкових олив (наприклад, авіаційних, дизельних) піддається складному очищенню. Його також можна переробляти на бітум методом окислення його на бітумних установках, або використовувати як сировину для коксових установок, і для установок термічного крекінгу. Дистиляти, отримані в результаті прямої перегонки нафти на атмосферних і вакуумних установках, піддаються подальшій переробці. Дизельне паливо і авіаційний гас, мазут за умови отримання їх з показниками, що відповідають нормативним, можуть бути використані, як товарна продукція.

3.3.6 Термодеструктивна переробка нафтової сировини

При атмосферній і вакуумній перегонці нафтопродукти отримують фізичним розділенням на фракції, які розрізняються температурою кипіння.

Термічна переробка нафти – це хімічні процеси отримання нафтопродуктів. Основні види термічних процесів переробки дистилятів з нафти це:

- термічний крекінг нафтової сировини при підвищеному тиску (2...4 МПа) і температурі 500...540 °С.

- коксування, або термічний крекінг нафтових залишків при невисокому тиску і температурі 470...540 °С;

- піроліз, або високотемпературний термічний крекінг газоподібної нафтової сировини при температурі 750...800 °С під низьким тиском.

Ці види термічних процесів, часто, називають деструктивною переробкою нафти.

Термічний крекінг під високим тиском – це розпад органічних сполук нафти під впливом високих температур і тиску ($t = 500...540\text{ }^{\circ}\text{C}$; $p = 2,0...4,0\text{ МПа}$). Сировиною в цьому випадку є мазут первинної перегонки, вакуумні газойлі тощо. В результаті крекінгу отримують крекінг-бензин, крекінг-гас, паливний топковий мазут і крекінг-газ.

Коксування – це термічний крекінг важких нафтових залишків, що проводиться для отримання нафтового коксу (при тиску $p = 0,1...0,4\text{ МПа}$ і $t = 470...540\text{ }^{\circ}\text{C}$) та збільшення виходу світлих нафтопродуктів.

Сировиною для коксування є важкі дистиляти первинної перегонки нафти - мазут і гудрон та залишки з установок виробництва оливи, смоли, піролізу тощо. Від складу сировини, його якості і умов проведення процесу, залежать вихід і якість отримуваних продуктів. В результаті коксування отримують товарний нафтовий кокс, газ, бензин і гасо-газойлеві фракції (дистиляти коксування та важкий газойль). Найвищий вихід коксу отримують за умови вмісту в початковій сировині найбільшої кількості асфальто-смолистих сполук.

Розрізняють такі способи коксування: періодичний, напівбезперервний і безперервний.

Періодичний спосіб коксування полягає в тому, що процес ведеться в спеціальних апаратах, які називаються кубами.

Схема коксування наведена на рис. 3.44. Сировина завантажується в куб і одночасно запалюється форсунка. Після наповнення куба, за рахунок інтенсивного підігріву до $380...400\text{ }^{\circ}\text{C}$, починається виділення дистиляту, кількість якого збільшується до певної температури, після чого зростання температури сповільнюється. Потім температура в кубі піднімається до $450...500\text{ }^{\circ}\text{C}$, причому швидкість виділення відгону зменшується. Після припинення виділення відгону кокс, що утворився, прокалюють, підвищуючи температуру днища куба до $700...720\text{ }^{\circ}\text{C}$. Потім куб пропарюється і охолоджується водяною парою.

До вад процесу коксування в кубах відносяться: невелика продуктивність, значна витрата палива (до 8%) і металу (швидкий знос куба), трудомісткий і важкий спосіб вивантаження коксу. Крім того, кубові батареї громіздкі і потребують великої території.

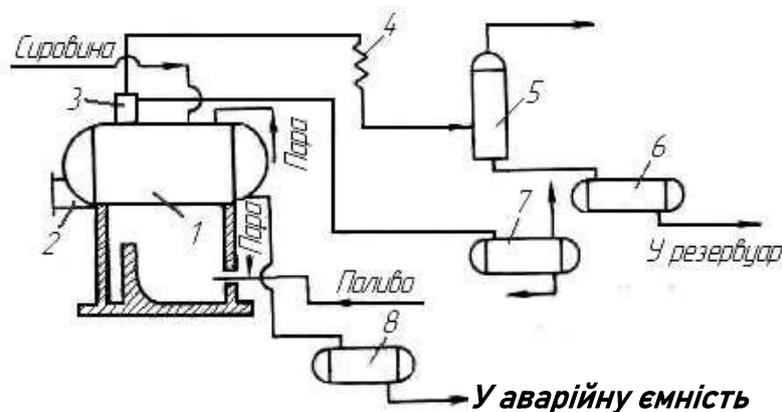


Рисунок 3.44 – Схема коксування в кубах:

- 1 – куб; 2 – розвантажувальний люк; 3 – шламова труба;
 4 – конденсатор-холодильник; 5 – віддільник газу; 6 – приймач
 дистилляту коксування; 7 – бачок для хвостових погонів;
 8 – аварійний бачок

Напівбезперервний спосіб коксування інакше називають сповільненим коксуванням. Процес проводиться в спеціальних апаратах – коксових реакторах, які є порожнистими циліндрами, розрахованими на невисокий тиск (до 0,4 МПа). Суть способу: сировину коксування нагрівають в печі до 500 °С і направляють в коксову камеру. Тут сировина перебуває тривалий час і, за рахунок тепла, отриманого в печі, коксується. З верхньої частини коксового реактора виділяються легкі дистилляти, в нижній частині утворюється кокс. Після того, як камера заповниться на 30...90 % коксом, сировина з печі направляється в іншу камеру, а з першої після охолодження вивантажується кокс. Таким чином, при такому способі коксування відбувається безперервна подача сировини, вивантаження коксу – періодичне.

Безперервний спосіб коксування полягає в тому, що нагріта сировина вступає в контакт з рухомим коксовим теплоносієм і коксується (коксівий пил) на його поверхні. Кокс, що утворився, разом з теплоносієм виводиться із зони реакції в регенератор, в якому частина коксу випалюється. За рахунок тепла випалювання теплоносії (кокс) підігрівається і повертається в зону реакції. Кокс може бути

крупногранульованим або порошкоподібним. Коксування в киплячому шарі теплоносія спричиняє утворення порошкоподібного коксу. Тут вихід коксу відбувається в менших кількостях.

Піроліз – термічний крекінг, що проводиться при температурі 750...900 °С і тиску, близькому до атмосферного, для отримання сировини для хімічної промисловості.

Сировина для піролізу: легкі вуглеводні, які містяться в бензині первинної перегонки, лігроїнові фракції, гас термічного крекінгу, гасо-газойлеві фракції тощо.

Піролізу може піддаватися рідка і газоподібна нафтова сировина. При піролізі газоподібних вуглеводнів температура процесу вища, ніж при піролізі рідкої сировини. Вибір сировини визначається цільовим продуктом піролізу.

В результаті піролізу отримують піролізний газ і рідкі дистилати. Склад газу залежить від умов піролізу - температури, часу контакту, якості сировини. Піроліз може проводитися для отримання етилену, пропилену, бутадієну, або ацетилену. Етилен – цінна сировина для виробництва етилового спирту, поліетилену, каучуку і інших хімічних сполук.

Із смол при цьому процесі отримують бензол, толуол, ксилол, нафталін і інші ароматичні вуглеводні. Найбільший вихід етилену маємо при піролізі парафінистої сировини, найменший – при піролізі нафтенової сировини, але при піролізі нафтенової сировини отримують максимальний вихід ароматичних вуглеводнів.

3.3.7 Каталітичний крекінг і каталітичний риформінг

Процес розщеплювання нафтових фракцій при високих температурах (500...620 °С) і невисокому тиску (до 0,15 МПа), в присутності алюмосилікатних каталізаторів, називається **каталітичним крекінгом**.

Реакції, які протікають при каталітичному крекінгу нафтової сировини, в основному, аналогічні реакціям, що протікають при термічному крекінгу. Проте застосування каталізаторів істотно змінює характер процесу. **Каталізатори** – речовини, прискорювачі хімічної реакції.

Сировиною каталітичного крекінгу найчастіше є

газойлеві фракції (атмосферної і вакуумної перегонки), іноді – продукти термічного крекінгу (гасо-газойлеві фракції) і коксування мазуту і гудронів. В процесі каталітичного крекінгу отримують газ, бензин, легкий газойль, важкий газойль. Якість цих продуктів залежить від якості сировини, вживаного каталізатора, технологічної схеми і параметрів процесу.

Основними компонентами каталізаторів крекінгу є речовини високої пористості (глинозем і кремнезем). В результаті їх спільного термооброблення утворюються алюмосилікати, які сприяють реакції розщеплювання вуглеводнів. Такі каталізатори називаються **алюмосилікатними**.

В практиці нафтохімії застосовують природні і синтетичні каталізатори крекінгу. **Природні** готують з природних глин, але оскільки вони малоактивні, частіше застосовують синтетичні каталізатори (алюмосилікатні і цеоліти). За формою частинок каталізатори бувають:

- кулькові (діаметр кульки – 3...6 мм);
- мікрокулькові (діаметр кульки 20...150 мкм);
- пілоподібні (розмір частинок – 1...150 мкм).

Технологічний процес каталітичного крекінгу в загальному вигляді полягає в тому, що заздалегідь нагрітий каталізатор подається в реакційну камеру, куди поступають пари сировини. Тут відбувається процес перетворення вуглеводнів. Каталізатор при цьому вбирає кокс і його виводять із зони реакції в регенератор. У регенераторі кокс випадає, каталізатор відновлює свої первинні властивості і одночасно нагрівається. Після цього його знов направляють в реакційну камеру.

Розрізняють такі різновиди установок каталітичного крекінгу:

- Установки із стаціонарним (нерухомим) каталізатором. На таких установках сировина проходить крізь реактори, заповнені каталізатором. У міру роботи каталізатор вбирає кокс, активність його зменшується і сировину подають в інший реактор, а в першому реакторі проводиться регенерація каталізатора. Таким чином, реактори працюють періодично, а значить малопродуктивні і малопоширені.

- Установки з рухомим кульковим каталізатором. На таких установках потік сировини разом з кульковим

каталізатором поступають в реактор. Каталізатор, з увібраним коксом, виводиться з реактора і прямує на регенерацію в інший апарат-регенератор. Установки з рухомим каталізатором найпоширеніші.

- Установки каталітичного крекінгу з киплячим шаром дрібно-дисперсного каталізатора. Сировина змішується з пилоподібним каталізатором, на поверхні якого проходить реакція, а після цього каталізатор з коксом подають в регенератор. В такому випадку забезпечується кращий контакт сировини з каталізатором.

У США, Японії, Китаї, Індонезії, Південній Кореї та країнах Західної Європи впроваджено установки каталітичного крекінгу 3-го покоління для переробки залишкових видів сировини. Загальною характерною рисою цих процесів є наявність у регенераторах холодильників каталізатора для зняття надлишкового тепла регенерації.

Каталітичний риформінг – це процес підвищення октанового числа та отримання індивідуальних ароматичних вуглеводнів (бензолу, толуолу і ксилолу) з нафтової сировини, під дією високої температури і в присутності спеціального каталізатора в атмосфері водню. При такому процесі змінюється структура молекул вуглеводнів.

У промислових умовах застосовують, в основному, дві системи каталітичного риформінгу:

- платформінг в нерухомому шарі алюмоплатинового каталізатора з циркуляцією водню при температурі 500 °С і тиску 2...4 МПа;

- гідроформінг в киплячому шарі алюмомолібденового каталізатора при температурі 480...550 °С і тиску 1,5...2,5 МПа.

Сировиною каталітичного риформінгу служать низькооктанові бензинові фракції прямої перегонки, термічного крекінгу і коксування. В результаті риформінгу отримують такі продукти: високооктановий бензин, газ, каталізат. З каталізату можна виділяти бензол, толуол, ксилол.

Для отримання індивідуальних ароматичних вуглеводнів застосовують вузькі бензинові фракції.

Бензинові фракції, використані як сировина каталітичного риформінгу, можуть мати різні границі википання. Так, якщо використовують фракцію 85...180 °С,

або 105...180 °С, отримують високооктановий бензин, а якщо відібрати фракцію 60...85 °С, отримують бензол, при 85...105 °С - толуол, при 105...140 °С - ксилол.

3.4 ОЧИЩЕННЯ НАФТОПРОДУКТІВ

3.4.1 Очищення світлих нафтопродуктів

Основна маса нафтопродуктів (дистилятів), отриманих при перегонці нафти і мазуту, а також при деструктивних процесах, містить в своєму складі домішки, які погіршують властивості нафтопродуктів. Склад і концентрація домішок, які містяться в дистилятах, залежать від хімічних властивостей сировини, що переробляється, процесу переробки, технологічного режиму.

Для видалення шкідливих домішок дистиляти піддаються очищенню. Вибір способу очищення залежить від якості дистиляту, призначення цільового продукту і вимог, які пред'являються до нього.

Небажаними домішками, які містяться в дистилятах світлих нафтопродуктів є: сульфурсполуки, неорганічні сполуки, смоли, нафтеніві кислоти, високомолекулярні парафінові вуглеводні. Наявність в моторному паливі сульфурсполук обумовлює корозію деталей паливної системи двигунів; нафтеніві кислоти також агресивні до ряду металів (заліза, міді, цинку, олова). Наявність неорганічних сполук в паливі призводить при їх зберіганні і експлуатації до виділення осадів, які забруднюють систему паливопроводів, і перешкоджають нормальній експлуатації двигунів.

Вміст високомолекулярних парафінових вуглеводнів в дизельному паливі спричиняє його застигання при понижених температурах, що в зимових умовах ускладнює пуск двигунів і передчасно виводить їх з ладу.

Деяка частина світлих нафтопродуктів витрачається не у вигляді моторного палива, а для інших цілей, наприклад, як освітлювальний гас, спеціальний бензин-розчинник тощо. У цих випадках до готових продуктів пред'являються вимоги, пов'язані із специфічними особливостями їх застосування. Наприклад, для освітлювального гасу небажана наявність ароматичних вуглеводнів, які

утворюють задимлене полум'я. Вміст ароматичних вуглеводнів обмежується і на ряд розчинників (уайт-спірит, екстракційний бензин і ін.), оскільки ці вуглеводні є токсичними. Таким чином, ароматичні вуглеводні є цінними компонентами палива для карбюраторних двигунів, і підлягають видаленню з бензинів-розчинників та освітлювального гасу.

Для видалення зі світлих продуктів шкідливих домішок, застосовуються різні процеси.

Лужне очищення, або вилуговування. Процес полягає в обробленні бензинових, газових і дизельних фракцій водними розчинами каустичної або кальцинованої соди. Шляхом оброблення лугом з бензину видаляють сірководень і частково меркаптани, а з гасу і дизельного палива – нафтеніві кислоти.

Кислотно-лужне очищення полягає в обробленні продукту сірчаною кислотою і нейтралізація його водним розчином лугу. Таке очищення застосовують в тих випадках, коли необхідно видалити неорганічні і ароматичні вуглеводні і смоли.

Депарафінація застосовується для пониження температури застигання дизельного палива і полягає в обробленні продукту розчином карбаміду, з яким парафінові вуглеводні утворюють комплекс, і відділенні цього комплексу від продукту. Потім комплекс шляхом нагрівання розкладають на парафін і карбамід, які знову повертаються у виробничий цикл.

Гідроочищення застосовується для видалення сірчаних сполук з бензинових, газових і дизельних фракцій прямої перегонки високосірчаної і сірчаної нафти. Процес гідроочищення здійснюється введенням водню при підвищеному тиску (3...7 МПа) над каталізаторами. В цьому процесі водень заміщує сірку у вигляді сірководню. Гідроочищення застосовують також і для очищення продуктів вторинних процесів переробки, від ненасичених сполук, які, приєднуючи водень, перетворюються в насичені.

Гідроочищення є найпоширенішим способом очистки олив.

Каталітичне очищення алюмосилікатними каталізаторами застосовується для облагороджування бензину, отриманого в процесі каталітичного крекінгу. При цьому в

бензині зменшується вміст ненасичених вуглеводнів і підвищується октанове число. Процес застосовують для виробництва бензину авіаційних марок.

Інгібування – процес додавання до продукту речовини, що має антиокислювальну властивість і сповільнює реакції окислення і полімеризації (до бензинів термічного крекінгу, які містять значну кількість ненасичених вуглеводнів, а тому нестабільних при зберіганні і експлуатації).

Окрім вказаних процесів, поширених в промисловій практиці, існують також і інші методи очищення світлих нафтопродуктів. До них відносяться очищення світлих нафтопродуктів відбілюючими реагентами (глинами), різні способи видалення сірковмісних сполук - очищення комплексними солями, а також сорбційними методами.

3.4.2 Очищення олив

Змашувальні оливи отримують шляхом перегонки мазуту на вакуумних і атмосферно-вакуумних установках. Для виробництва олив використовують дистилятні фракції перегонки мазуту (які виділяються в інтервалах 300...400 °С, 350...420 °С, 420... 450 °С) і гудрон (вище 500 °С). Оливи, отримані з дистилятних фракцій, називають **дистилятними**, а з гудрону – **залишковими**.

При очищенні змашувальних олив застосовують такі основні процеси:

- очищення селективними розчинниками;
- деасфальтизація;
- депарафінізація;
- гідроочищення;
- сірчаноокислотне і лужне очищення.

Селективними (вибірковими) розчинниками називають такі речовини, які спроможні вилучати при певній температурі з нафтопродукту тільки якісь певні компоненти, не розчиняючи решти. Для очищення олив від ароматичних і твердих парафінових вуглеводнів застосовують такі розчини: фенол, фурфурол, крезол, метилетилкетон, ацетон, дихлоретан, бензол, толуол. Їх застосовують і для видалення з олив смол, асфальтенів (залишкові оливні фракції можуть містити понад 50 % смол

і асфальтенів, які повинні бути видалені). Для них складно підібрати селективні розчинники. Тому підбирають розчинник для цінних вуглеводнів оливи, а асфальтосмолисті речовини випадають в осад. У цьому полягає процес деасфальтизації. У такому випадку розчинником є зріджений пропан. Іноді спільно використовують два розчинники, які не змішуються, тобто очищення олив проводять парними розчинниками. Наприклад, беруть зріджений пропан і суміш фенолу і крезолу. Пропан сприяє осадженню смол, асфальтенів, а інший розчинник добре їх розчиняє. Обидва розчинники мають різні властивості і мало розчиняються один в одному. В результаті селективного очищення утворюються дві фази: рафінована фаза – це корисні компоненти оливи, і екстрактна фаза – це небажані домішки. Олива після відгону від неї розчинника називається рафіном, екстрактна фаза після відгону з неї розчинника, називається екстрактом.

Рафінований селективного очищення, отриманий з парафінистої нафти, містять парафінові вуглеводні. У зв'язку з тим, що при пониженні температури парафінові вуглеводні кристалізуються, олива втрачає рухливість, стає непридатною до експлуатації. Для того, щоб олива була придатною до експлуатації при низьких температурах, з неї видаляють ці тверді вуглеводні, тобто проводять депарафінацію рафінованих селективного очищення. Твердий продукт, що виділяється з дистильованої оливи, називається **гачем**, а із залишкової оливи – **петролатумом**.

Після селективного очищення оливу іноді піддають гідроочищенню. Мета гідроочищення оливи – поліпшення кольору і стабільності, підвищення в'язкісно-температурних властивостей, зниження коксованості і вмісту сірки. Гідроочищенню піддають дистильовані і залишкові оливи (до або після депарафінації і деасфальтизації). Побічними продуктами гідроочищення є вуглеводневий газ (використовуються як паливо на установці), сірководень (використовується для отримання сірки) і відгін (використовується як компонент котельного палива).

Сірчанокислотне очищення оливи застосовується для видалення з оливної фракції асфальто-смолистих сполук, ненасичених вуглеводнів, нафтонових кислот і, частково, азотно-сірчаних і ароматичних сполук. В результаті реакції

утворюються два шари: верхній – вуглеводні оливи і незначна кількість продуктів реакції і сірчаної кислоти (розчиненої в оливі) і нижній – продукти реакції, надлишок кислоти, сполук, що розчинилися в кислоті, і оливи, захопленої вниз. Оскільки у верхньому шарі є сліди сірчаної кислоти, нафтових кислот і сульфокислоти, то їх видаляють з оливи нейтралізацією розчином їдкого натрію. В результаті лужного оброблення утворюються солі, які переходять в лужний розчин. Лужні відходи відокремлюють, а оливу промивають паровим конденсатом для видалення залишків солей нафтових кислот, після чого підсушують повітрям.

3.5 ПЕРЕРобКА ВУГЛЕВОДНЕВИХ ГАЗІВ. ХІМІЧНА ПЕРЕРобКА НАФТОВОЇ І ГАЗОВОЇ СИРОВИНИ

3.5.1 Способи переробки вуглеводневих газів

Переробка нафтового газу зводиться до отримання з нього бензину, зрідженого газу і індивідуальних вуглеводнів. Схематично це можна зобразити так: нафтовий газ → нестабільний газовий бензин → стабілізація → фракціонування → зріджений газ → індивідуальні вуглеводні.

За цією схемою на газопереробному заводі здійснюють:

- стиснення газу до тиску, необхідного для переробки сирого газу і для транспортування відбензиненого газу магістральними газопроводами до споживачів;
- видобування з сирого газу нестабільного бензину;
- розділення нестабільного бензину, отриманого на заводі і ззовні (наприклад, з нафтостабілізаційних установок) на стабільний бензин, і індивідуальні вуглеводні: пропан, ізобутан і н-бутан.

Сирий газ поступає на завод під відносно невеликим тиском (0,3...0,4 МПа). Всі газопроводи, прокладені до заводу, сполучені в один вузол – пункт прийому газу, в якому заміряють кількість газу, що поступає кожним трубопроводом. Потім газ одним потоком направляється на очищення і осушку.

Для очищення газу від механічних домішок

встановлюють сепаратори різних конструкцій, робота яких заснована на тому, що при зменшенні швидкості руху газу, зміні напрямку потоку, або виникненні відцентрової сили з газу випадають пісок, пил, краплі вологи, оливи і конденсату.

Сірководень і вуглекислий газ є кислими корозійно-агресивними компонентами горючих газів, які у вологому середовищі сприяють корозії трубопроводів і устаткування та призводять до погіршення паливних якостей газу. Тому ці домішки видаляють перед транспортуванням і переробкою газів.

Очищення газів від кислих компонентів (або одного з них) проводять на спеціальних установках з застосуванням різних поглиначів (абсорбентів), наприклад, ацетон, метанол та ін.; твердих поглиначів (активоване вугілля, природні або синтетичні цеоліти); комбінованих процесів (застосування моноетаноламінів). Стадію абсорбції кислих газів розчинами амінів проводять при тиску 2...7 МПа та температурі 25...40 °С.

Осушку вуглеводневих газів здійснюють абсорбцією або адсорбцією. Переваги рідких поглиначів у порівнянні з твердими сорбентами полягають в наступному: низькі перепади тиску в системі; можливість осушки газів, що містять речовини, які отруюють тверді сорбенти; менші капітальні та експлуатаційні витрати. Однак ступінь осушки і депресія точки роси при застосуванні рідких поглиначів менший, ніж під час використання твердих сорбентів. В якості абсорбента найчастіше використовують діетиленгліколь (ДЕГ) і триетиленгліколь (ТЕГ). Процес осушки газів передбачає дві стадії: абсорбцію та десорбцію вологи - і здійснюється відповідно у двох апаратах колонного типу з тарілками (або насадками) - абсорбері та десорбері.

Очищений і осушений газ направляється на наступну стадію переробки – відбензинування. Промислове значення мають чотири способи відбензинування газу:

- компресійні;
- сорбційні (абсорбційні та адсорбційні);
- низькотемпературної конденсації і сепарації (НТК і НТС);
- низькотемпературної ректифікації.

1. Компресійний спосіб – стиснення газу в компресорах і далі його охолодження. В результаті цього значна частина важких вуглеводнів, що входять до

складу газу, переходить в рідкий стан і відділяється в сепараторах від незконденсованого газу. Компресійний спосіб застосовують для відбензинування газів з високим вмістом пропану, бутану і важчих вуглеводнів. Цей спосіб, зазвичай, є допоміжним і поєднується з іншими способами відбензинування.

2. Спосіб абсорбції. Суть його полягає в розчиненні рідким нафтопродуктом (наприклад, гасом або дизельним паливом) важких вуглеводнів, які містяться в газі. У спеціальному масообмінному апараті, що називається абсорбером, контактують абсорбент і газ, що переробляється. При цьому поглинаючу рідину (абсорбент) подають у верхню частину колони. Стікаючи по насадках, або тарілках вниз, абсорбент стикається з потоком газу, який піднімається від низу вгору.

Збагачений вуглеводнями абсорбент відводиться з низу колони на десорбцію, при якій видобуті вуглеводні, які утворюються після конденсації нестабільного бензину, відпарюються з нього. Регенований абсорбент охолоджується і використовується знову.

Застосування способу абсорбції раціонально для відбензинування газів, які містять в 1 м^3 від 200 до 300 г пропану, бутану і важких вуглеводнів.

3. Адсорбційний спосіб заснований на властивості твердих пористих матеріалів (адсорбентів) поглинати (адсорбувати) пари і газу. Газ пропускають крізь циліндричні апарати – адсорбери, наповнені адсорбентом, наприклад, активованим вугіллям. Адсорбент поглинає з газу переважно важкі вуглеводні і з часом насичується ними. Регенерація адсорбента здійснюється шляхом його оброблення водяною парою. Суміш водяної і вуглеводневої пари охолоджується і конденсується. Отриманий нестабільний бензин легко відділяється від води у сепараторах. Для забезпечення безперервного відбензинування газу ставлять декілька періодично працюючих адсорберів, які по чергово відключаються на десорбцію. Така система роботи є **напівбезперервною**.

Процес адсорбції може здійснюватися і в безперервно працюючих апаратах. При цьому відбензинування проводять рухомим назустріч газу шаром активованого вугілля. Цей процес носить назву **гіперсорбції**. У ньому поєднуються одночасно відбензинування і фракціонування,

тобто сирий газ розділяється на сухий, індивідуальні вуглеводні і газовий бензин. Вуглеадсорбційний спосіб доцільно застосовувати для відбензинування газів, в яких вміст пропану, бутану і вищих вуглеводнів не перевищує 50 г/м^3 , а також газів, які містять повітря. Газ, що переробляється, не має містити сірководню, з якого утворюється елементарна сірка, що забиває пори адсорбента, внаслідок чого він стає непридатним для дальшої роботи.

Всі низькотемпературні процеси відбензинування газу поділяються на групи:

- низькотемпературна конденсація;
- низькотемпературна ректифікація;
- низькотемпературна абсорбція;
- низькотемпературна адсорбція.

Низькотемпературна конденсація (НТК) - процес ізобарного охолодження газу до температур, за яких при даному тиску з'являється рідка фаза.

Сучасні схеми установок НТК передбачають такі стадії:

- стиснення газу (до $3 \dots 7 \text{ МПа}$);
- осушку газу;
- охолодження газу (до $-30 \dots -70^\circ\text{C}$) для утворення двофазної системи;
- сепарація двофазної системи;
- розділення газорідинної суміші вуглеводнів на рідку фазу і паливний газ.

Низькотемпературна ректифікація (НТР) - процес розділення газових сумішей при низьких температурах, який базується на охолодженні газової сировини до температури, при якій система переходить у двофазовий стан, і подальшому розділенні утвореної газорідинної суміші в ректифікаційних колонах.

Процес НТР є різновидом і удосконаленням НТК. Особливістю установок НТР є відсутність проміжної сепарації охолодженого газу і подача його разом з конденсатом, що утворився, безпосередньо в колону ректифікації. Процеси НТР дозволяють провести розділення з меншими витратами, ніж при інших способах, й одержувати одночасно стабільний газовий бензин, пропан - бутанову суміш, а також пропан, ізобутан, n-бутан, ізопентан, n-пентан та інші вуглеводні. Процеси НТР

проводять в області низьких температур (від $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ до $-80\text{ }^{\circ}\text{C}$), їх застосовують для відбензинення жирних газів.

Низькотемпературна абсорбція (НТА) - процес, який базується на відмінності в розчинності компонентів газу в рідкій фазі при низьких температурах, і подальшому виділенні видобутих компонентів в десорберах, які працюють за повною схемою ректифікації. Основними факторами, від яких залежить повнота видобування ключових елементів, є температура і тиск процесу, склад початкової сировини і вимоги до якості газової продукції, число теоретичних тарілок в абсорбері і десорбері, фізико-хімічні властивості сорбенту та інші. Застосування схеми НТА дозволяє забезпечити видобування при порівняно помірному холоді етану – до 40...50 %, пропану – до 90...95%, газового бензину – 100%.

Технологічна схема установок НТА складається з:

- блоку попереднього відбензинення початкового газу, що є блоком низькотемпературної конденсації (НТК);
- блоку НТА, де відбувається додаткове видобування вуглеводнів з газу, що пройшов блок НТК.

Низькотемпературна адсорбція (НТ-адсорбція) - процес, який базується на різній здатності компонентів газу поглинатися на твердих поглиначах. НТ- адсорбція здійснюється в апаратах з стаціонарним шаром адсорбенту - активованого гранульованого вугілля, цеоліту, гранульованого силікагелю та інших. Процес низькотемпературної адсорбції газу передбачає, в основному, три стадії: адсорбцію, десорбцію і регенерацію (сушіння та охолодження) адсорбенту.

Головна перевага процесів НТ-адсорбції полягає в можливості видобувати компоненти, частка яких в газовій суміші дуже мала, тобто в здатності видобувати компоненти, що мають низький парціальний тиск. Це важливо в тих випадках, коли вимагається одержання продуктів високого ступеня чистоти. Через значні експлуатаційні витрати процеси НТ-адсорбції використовуються в процесах переробки газу обмежено.

Видалення з газового бензину метану, етану, пропану і частково бутану називається стабілізацією. Для стабілізації газового бензину застосовують спеціальні стабілізаційні установки.

Отриманий нестабільний бензин направляють на

газофракціонуючу установку, туди ж може надходити нестабільна фракція нафти.

Робота газофракціонуючої установки, на якій розділяють нестабільний газовий бензин на фракції (індивідуальні вуглеводні, або їх групи), заснована на різниці температур кипіння цих фракцій.

В результаті фракціонування нестабільного бензину отримують звільнений, в значній мірі від легких вуглеводнів, бензин і індивідуальні вуглеводні (пропан, ізобутан, нормальний бутан). Вони є товарною продукцією заводу.

Готову продукцію на газопереробному заводі зберігають у резервуарах. Для кожного продукту передбачається своя група резервуарів, конструкція яких залежить від фізичних властивостей продуктів, що зберігаються. Етан на заводі не зберігається, його відразу ж після видобування перекачують трубопроводом споживачам.

У товарному парку може зберігатися нестабільний бензин, отриманий ззовні, або накоплений під час зупинок на ремонт газофракціонуючої установки. Готову продукцію відвантажують за допомогою наливних естакад. Стабільний газовий бензин транспортують в звичайних бензинових автомобільних або залізничних цистернах, а зріджений газ – в спеціальних цистернах, які дозволяють перевозити їх під тиском. Іноді продукцію транспортують трубопроводами.

Технологічна схема газопереробного заводу наведена на рис. 3.45.

3.5.2 Хімічна переробка нафтової і газової сировини

Для нафтохімічного виробництва використовують нафтові і рідкі продукти переробки нафти у вигляді низькооктанових бензинів прямої перегонки, побічних продуктів, що виходять при виробництві бензолу, толуолу і ін., а також самі ароматичні вуглеводні і перш за все бензол. Сировина у вигляді нафтового газу і рідких нафтопродуктів не може прямо перероблятися в товарні хімічні продукти. Для такої переробки потрібно заздалегідь отримати хімічно активні, реакційно-спроможні вуглеводні, до яких в першу чергу відносяться ненасичені вуглеводні (олефіни).

Особливе значення для багатьох хімічних процесів мають прості олефіни: етилен C_2H_4 , пропилен C_3H_6 і бутилен C_4H_8 .

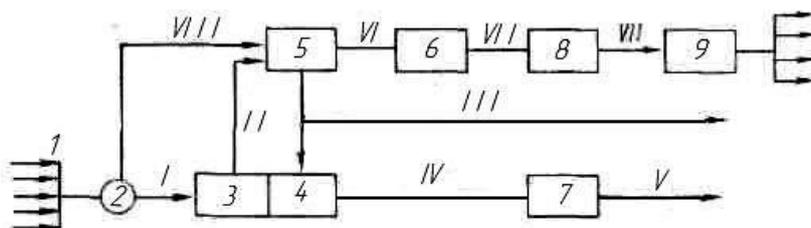


Рисунок 3.45 – Технологічна схема газопереробного заводу:

I – газ з промислів; II – сирий газ після першого ступеня стиснення; III, IV – відбензинений газ відповідно низького і високого тиску; V – осушений газ високого тиску; VI – нестабільний бензин; VII – товарна продукція; VIII – бензиновий конденсат; 1 – пункт прийому; 2 – установка очищування і вимірювання газу; 3 – компресори першого ступеня; 4 – компресори другого ступеня; 5 – оливоабсорбційна установка; 6 – газофракціонувальна установка; 7 – установка осушки газу; 8 – товарний парк; 9 – наливне господарство

Основним промисловим методом отримання олефінових вуглеводнів є піроліз сировини.

Для отримання окремих індивідуальних олефінів (етилену і пропилену) продукти піролізу розділяють на спеціальних установках. Розділення проводять за допомогою ректифікації при охолодженні до $-100\text{ }^{\circ}\text{C}$ і тиску до 3...4 МПа.

Ненасичені вуглеводні для хімічної переробки отримують також при виробництві товарних нафтопродуктів. Вони утворюються при вторинній переробці нафтової сировини на установках термічного, каталітичного крекінгу, при коксуванні важких нафтових залишків і інших процесах. Газоподібні продукти розділяють на газофракціонувальних установках, з виділенням окремих вуглеводнів, які поступають на хімічну переробку. Суть основних технологічних процесів при хімічній переробці нафтових газів і рідких вуглеводнів полягає в тому, що відбувається **полімеризація** – процес об'єднання різних, або однакових простих молекул (мономерів), в більшу молекулу.

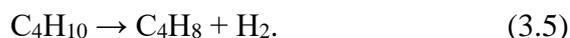
Каталітична полімеризація – той самий процес об'єднання мономерів, але в присутності каталізатора. Отримані в результаті полімеризації речовини називають **полімерами**.

Зазвичай легко полімеризуються молекули, які мають подвійний або потрійний зв'язок, тобто ненасичені. Наприклад, в певних умовах молекули газу етилену об'єднуються і утворюють тверду речовину – поліетилен. Хімічна реакція полімеризації в такому випадку

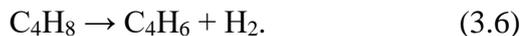


де n – число, величина якого може змінюватися від 2 до 1000 і більше.

Дегідрування – реакція, при якій від молекули початкового вуглеводню відривається один або декілька водневих атомів. За допомогою дегідрування можна перетворювати насичені вуглеводні на реакційноспроможніші ненасичені (олефіни). Так, етан можна перетворити на етилен, а бутан в бутилен



Подальшим дегідруванням олефінів отримують діолефіни (сполуки з двома подвійними зв'язками, наприклад, бутадиєн)



Гідрування – реакція, зворотна дегідрування, яка полягає в приєднанні водню до вуглеводнів. Гідрування широко застосовується при переробці нафти. Гідруванням, наприклад, олефінів, отримують парафінові вуглеводні, а з ароматичних вуглеводнів – насичені циклічні вуглеводні.

Окислення – безпосередня дія на вуглеводні кисню, або повітря. Шляхом окислення отримують: кислоти, спирти, альдегіди, кетони тощо.

Гідратація – реакція приєднання групи OH до ненасичених вуглеводнів. В результаті гідратації отримують спирти.

Алкілування – процес взаємодії переважно низькомолекулярних олефінів (етилену, пропилену, бутілену) з парафіновими або ароматичними вуглеводнями. Так, в процесі реакції алкілування бензолу етиленом і

пропиленом, отримують етилбензол і ізопропілбензол. Перший необхідний у виробництві синтетичного каучуку і пластмас; з іншого виробляють фенол і ацетон. Алкілуванням в нафтопереробній промисловості отримують високооктанові компоненти моторного палива.

Сульфування – реакція взаємодії ароматичних вуглеводнів з сірчаною кислотою. В результаті такої реакції отримують сульфокислоти, які служать первинною речовиною для багатьох процесів органічного синтезу.

Основний продукт нафтохімічного виробництва – синтетичний каучук (СК) – високополімерний продукт, що складається, в основному, з вуглеводнів. До складу деяких СК входять також хлор, азот, сірка, кисень.

Основною властивістю каучука є здатність в результаті вулканізації перетворюватися у високоеластичний продукт (гуму), і зберігати цей показник в достатньо широких температурних межах. Гума, як і каучук, гідрофобний матеріал і має прекрасні електроізоляційні властивості. У простому випадку технологічний хід отримання СК зводиться до таких процесів. З етилену шляхом гідратації отримують етиловий спирт. У герметично закритих посудинах спирт випаровують. Потім температуру пари спирту в реакторі доводять до декількох сотень градусів, у присутності спеціального каталізатора. Під дією високої температури відбувається розпад молекули спирту на молекулу водню, дві молекули води і молекули **бутадієну** (C_4H_6).

Отриманий бутадієн очищають, і потім піддають каталітичній полімеризації. При полімеризації молекули дивінілу з'єднуються в довгий ланцюг – полімер, яка і є молекулою каучуку-сирцю. Після дегазації його в мішалках, при зниженому тиску і прокатування, отримують полотнища каучуку. Згорнутий в рулони, він поступає на підприємства для виготовлення різних виробів.

Синтетичний каучук можна отримувати і з бутану. Для цього з бутану, шляхом вилучення двох атомів водню (дегідрування), отримують бутілен, а при дальшому вилученні від бутілену ще двох атомів водню отримують дивініл. З дивінілу звичайним способом виробляють каучук.

Пластмаси. При реакції сполуки етилену з хлором утворюється біла порошкоподібна речовина, так звана полівінілхлоридна смола. Піддаючи її подальшій хімічній

переробці, отримують вініпласт – тверду кристалічну речовину світлого кольору. Вініпласт не горить і не має запаху, він не розчиняється в кислотах і лугах, на нього не діє навіть концентрована азотна кислота. Вініпласт легко розпилюється і обробляється на верстатах. Його можна різати і зварювати струменем нагрітого до 200 °С повітря. З вініпласту можна виготовляти деталі штампуванням, пресуванням і литвом. Вініпласт йде на виробництво вентилів, труб, штуцерів, шлангів, арматури для хімічної промисловості, електроізоляційного матеріалу тощо. Крім того, вініпласт – основа таких пористих матеріалів, як пінопласти, поропласти і міпора. Легкі, як корок, вони мають чудові властивості звуко- і теплоізоляції.

Для приготування пінопластів і поропластів до подрібненого в порошок вініпласту, або іншим схожим синтетичним смолам, нагрітим до 140...150 °С, додають **порофор** – речовину, яка виділяє велику кількість газів при нагріванні. Потім цю суміш ретельно перемішують, завантажують в металеві форми і нагрівають до тих пір, доки вона не розплавиться. Коли з порофору починає виділятися газ, розплавлена маса піниться, і величезна кількість газових бульбашок прагне піднятися на поверхню. Проте внаслідок високої в'язкості розігрітого вініпласту їм важко вирватися з розплаву. В результаті об'єм завантаженого матеріалу, немов тісто, збільшується у декілька разів.

Пінопласт отримується в тому випадку, якщо утворений з порофору газ тільки частково проривається крізь розплавлену масу, а основна частина його залишається усередині речовини, і кожна бульбашка замкнута в маленькому об'ємі. Якщо ж велика частина газу проривається назовні, а його місце заповнюється атмосферним повітрям, то таку пластмасу називають поропластом.

Легкі матеріали отримують і без порофору, збиваючи спеціальною мішалкою рідку пластмасу до густої піни. Після тужавіння, вона перетворюється на міпору – пластмасу з величезною кількістю найдрібніших пор. Промисловий пінопласт в 7...10 разів легший за воду.

Одним з найпоширеніших видів пластмас є поліетилен; це високомолекулярний продукт полімеризації етилену. Розрізняють два основні види цього матеріалу –

поліетилен високого тиску і поліетилен низького тиску. Перший отримують шляхом полімеризації етилену при тиску від 100 до 300 МПа і температурі від 100 до 300 °С. Найчастіше застосовують тиск 150 МПа і температуру 220...280 °С. Для цього процесу потрібний етилен високої чистоти. Як каталізатор використовують кисень, або сполуки, що розкладаються, з виділенням кисню. Полімеризація етилену проходить в трубчастих змішувачах, або апаратах з мішалками. Поліетилен низького тиску - порошок білого або жовтого кольору. Отримують його шляхом полімеризації етилену безперервним методом при наявності спеціального каталізатора. Разом з етиленом в реактор подають розчин каталізатора. Полімеризація здійснюється при тиску до 1 МПа і температурі 60...80 °С. Продукти полімеризації разом з розчинником з реактора направляються у випарник, в якому розчинник відділяється від полімеру.

Поліетилен, як високого так і низького тиску, має цінні властивості: він легкий, гнучкий, може бути забарвлений в найрізноманітніші кольори, легко піддається очищенню. Завдяки хорошим механічним і діелектричним властивостям, високій хімічній стійкості і водонепроникності, його широко застосовують в багатьох галузях промисловості: у медицині, в сільському господарстві, і особливо в побуті. Труби з поліетилену успішно застосовують для водопроводів, іригаційних споруд, для перекачування продуктів на хімічних заводах. Ці труби відрізняються легкістю і хорошими теплоізоляційними властивостями; на них не утворюється вапняних відкладень, вони не розтріскуються, і не виходять з ладу при замерзанні води.

Прекрасні властивості має інший пластичний матеріал – тетрафторетилен або тефлон. Цю пластмасу отримують шляхом полімеризації мономерів, в яких атом вуглецю сполучений з двома атомами фтору. Такі мономері, зазвичай, отримують з етилену, замінюючи в його молекулах атоми водню атомами фтору. Молекула тефлону схожа на молекулу поліетилену, тільки в ній атоми водню заміщені атомами фтору. Міцність тефлону на розрив майже дорівнює міцності сталі. Тефлон не можуть розчинити ні киплячі луги, ні кислоти; суміш азотної і соляної кислот не проводить на нього ніякої дії. Він

розчиняється тільки в металевому натрії, газоподібному фторі, трифтористому хлорі при високій температурі. Вироби з тефлону не змінюють своїх властивостей навіть при 100°C і витримують нагрівання до 350 °C; вони не набухають у воді і не змочуються нею. Якщо прокатати тефлон між валками під тиском 10...20 МПа, утворюється тонка, надзвичайно міцна і еластична плівка. Властивості цієї пластмаси дозволяють успішно використовувати її не тільки в промисловості на виготовлення різних прокладок, шлангів, труб, клапанів, для електричної ізоляції, але і в хірургії.

Синтетичні волокна. Тепер найпоширенішими є такі види синтетичних волокон: капрон, лавсан, нітрон, анід і ін. Первинним матеріалом для вироблення капрону є **капролакта́м**. Цей продукт отримують в результаті складної хімічної переробки фенолу, або бензолу. Отриманий капролакта́м, в розплавленому вигляді, в суміші з водою і стабілізаторами піддають полімеризації. При цьому утворюється капронова смола. Полімеризація відбувається при температурі 250 °C в атмосфері азоту, без доступу кисню. Капронову смолу видавлюють з апарата азотом в холодну воду у вигляді стрічки. Застиглу тверду масу подрібнюють і, після виділення залишків початкового капролакта́му, що не вступив в реакцію полімеризації, використовують для виготовлення капронового волокна.

Первинним продуктом для вироблення **лавсану** є параксилол, який отримують шляхом каталітичної переробки бензинових фракцій на установках каталітичного риформінгу. Лавсан має високу міцність, стійкість до світла, стирання і негоди. Він випускається у вигляді шовку і штапелью. Штапель-лавсан використовують для вироблення якісних камвольних тканин для костюмів і пальто.

Жирозамінники і миючі речовини. До останнього часу основним миючим засобом було тверде мило – господарське і туалетне. Проте дослідження показали, що при його розчиненні, у воді виділяється вільний луг, який псує вироби з шерстяних і інших тканин. Звичайне мило погано мие в жорсткій і морській воді, витрата його при цьому зростає на 30...50 %. Тепер розроблені і мають широке застосування синтетичні мийні засоби – **пральні порошки і рідини**. Ці засоби мають високу миючу здатність у воді різної жорсткості, в тому числі і морській

воді; вони повністю витрачаються на прання і не втрачаються при взаємодії з солями, які містяться у воді. Первинна сировина для отримання миючих засобів – синтетичні жирні кислоти, які отримуються при окисненні нафтового парафіну.

Важливими продуктами для отримання миючих порошоків є сульфаноли і алкілсульфати, які утворюються з вищих жирних спиртів шляхом їх сульфування. Утворені при цьому сульфоефіри спиртів, обробляють лугом (нейтралізують), внаслідок чого отримується натрієва сіль сульфоефірів – сульфонат. Вищі жирні спирти виробляють також з жирних кислот натурального жиру і з жирних кислот, які утворюються при окисненні парафіну. Для отримання спиртів жирні кислоти піддають гідрогенізації за наявності каталізатора. Спирти можна також отримувати і шляхом прямого окислення парафіну.

Описані продукти хімічного синтезу різної вуглеводневої сировини далеко не вичерпують всіх можливостей нафтохімії. В майбутньому роль хімії і, особливо, нафтохімії в справі загального прогресу промислового виробництва безперервно зростатиме. Потреба в хімічних продуктах, для всього народного господарства і побутових потреб, ще підвищиться. Зростання масштабів виробництва хімічних продуктів забезпечиться будівництвом нових підприємств, вдосконаленням технології процесів виробництва, впровадженням нових, передових методів роботи.

Перелік посилань на джерела

1. Серeda Н.Г. Основы нефтяного и газового дела: Учебник для ВУЗов. / Н.Г. Серeda, В.М. Муравьев. – 2-е изд. перераб. и доп. – М.: Недра, 1980, -287 с.
2. Коршак А.А. Основы нефтегазового дела: Учебник для ВУЗов / А.А. Коршак, А.М. Шаммазов. – Уфа.: ООО «ДизайнПолиграфСервис», 2001 – 544 с.: ил.
3. Султанов Б.З. Забойные буровые машины и инструмент. / Б.З.Султанов, Н.Х. Шаммасов – М.: Недра, 1976, -239 с.
4. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы: Учебник /Р.А. Баграмов. - М.: Недра, 1988. – 501 с.
5. Ильский А.Л. Расчет и конструирование бурового оборудования: Учебное пособие / А.Л. Ильский, Ю.В. Миронов, А.Г. Чернобыльский. - М.: Недра, 1985. – 452 с.
6. Коцкулич Я.С. Буріння нафтових і газових свердловин: Підручник/Я.С. Коцкулич, Я.М. Кочкодан. – Коломия: ВПТ «Вік», 1999. – 504 с.
7. Мислюк М.А. Буріння свердловин: Довідник: у 5 т. / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2002. Т1.Загальні відомості. Бурові установки. Обладнання та інструмент. – 367 с.: іл.
8. Копей Б.В. Розрахунок, монтаж та експлуатація бурового обладнання: Підручник / Б.В. Копей. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. - 446 с.:іл.
9. Крижанівський Є.І. Мобільні установки для буріння, ремонту і обслуговування свердловин: Монографія / Є.І.Крижанівський, Ю.В.Міронов, Л.І. Романишин - Івано-Франківськ: Факел, 2003.- 209 с.:іл.
10. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини: Підручник / Я.С. Коцкулич, М.І Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 500 с.
11. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С.Каштанов, С.С. Пекин. – М.: ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. – Ч.1-786 с.
12. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для ВУЗов. – М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
13. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров,

В.С.Каштанов, С.С. Пекин. – М.: ГПУ Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – Ч.2 – 792 с.

14. Губкин И.М. Учение о нефти. – М.: Наука, 1975. – 384 с.

15. Гаєва Л.І. Використання експлуатаційних матеріалів і економія паливно-енергетичних ресурсів: Навчальний посібник. / Л.І. Гаєва, М.В. Гордійчук. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 274 с.: іл.

16. Середюк М.Д. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів: Підруч. для студ. вищ. навч. закл. / М.Д.Середюк, Й.В.Якимів, В.П. Лісафін – Івано-Франківськ: Кременчук, 2001- 517 с.

17. Лісафін В.П. Проектування та експлуатація складів нафти і нафтопродуктів: Підруч. для студ. вищ. навч. закл. / В.П.Лісафін, Д.В. Лісафін. – Івано-Франківськ: Факел, 2006. - 597 с.

18. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу / В.К. Касперович - Івано-Франківськ: Факел, 1999. - 198 с.

19. Ковалко М.П. Трубопровідний транспорт газу / М.П. Ковалко, В.Я.Грудз, В.Б. Михалків – К: АренаЕКО, 2002. - 600 с.

20. Седых З.С. Эксплуатация газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом / З.С. Седых - М.: Недра, 1990.-203 с.

21. Возняк Л.В. Фізико-технічні властивості нафти, нафтопродуктів і газів / Л.В.Возняк, М.П. Возняк, Г.В. Кривенко, Є.І. Сухін - Івано- Франківськ: Факел, 2005. - 304 с.

22. Владимиров А.И. Основные процессы и аппараты нефтепереработки: учебное пособие для ВУЗов. – М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2002. - 227 с.: ил.

23. Склабінський В.І. Технологічні основи нафто- та газопереробки: Навчальний посібник. / В.І. Склабінський, О.О. Ляпощенко, А.Є. Артюхов. – Суми: Сумський державний університет, 2011. – 187 с.: іл.

24. Топільницький П.І. Первинна переробка природних і нафтових газів та газоконденсатів. Навч. посібник. - Львів: Видавництво університету “Львівська політехніка”, 2008. - 260 с.

25. Мачинський О.Я. Гідрокрекінг: Монографія /О.Я. Мачинський, П.І. Топільницький. - Львів: Видавництво університету “Львівська політехніка”, 2011. - 348 с.

