

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
ХАРКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ
МІСЬКОГО ГОСПОДАРСТВА імені О. М. БЕКЕТОВА**

В. М. Орловський, І. О. Худяков

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології,
галузь знань 18 – Виробництво та технології)*

**Харків
ХНУМГ ім. О. М. Бекетова
2026**

УДК 622.24(075)+553.98(075)

Орловський В. М. Буріння нафтових і газових свердловин : конспект лекцій для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, галузь знань 18 – Виробництво та технології / В. М. Орловський, І. О. Худяков ; Харків. нац. ун-т міськ. госп-ва ім. О. М. Бекетова. – Харків : ХНУМГ ім. О. М. Бекетова, 2026. – 175 с.

Автори:

канд. техн. наук, доц. В. М. Орловський,
ст. викл., д-р філос. І. О. Худяков

Рецензент

В. С. Білецький, доктор технічних наук, професор, професор кафедри видобування нафти, газу і газоконденсату (Національний технічний університет «Харківський політехнічний інститут»)

Рекомендовано випусковою кафедрою нафтогазової інженерії і технологій, протокол № 1 від 5 вересня 2025 року

ЗМІСТ

Вступ	4
1 Загальні поняття про будівництво свердловин	5
2 Бурові установки та обладнання	17
3 Породоруйнувальний інструмент	29
4 Вибійні двигуни	45
5 Бурильна колона	52
6 Режим буріння та його параметри.....	62
7 Промивання свердловин та бурові промивальні рідини	69
8 Ускладнення у процесі буріння свердловин	92
9 Буріння свердловин у заданому напрямку	101
10 Кріплення свердловин	113
11 Цементування свердловин	135
12 Розкриття, випробування та освоєння продуктивних горизонтів.....	154
Список рекомендованих джерел	174

ВСТУП

Україна є однією з найстаріших нафтогазовидобувних держав світу. Бурхливий розвиток нафтової промисловості розпочався на початку другої половини XIX століття, коли зросла потреба у нафті та продуктах її переробки. Це пов'язано з винаходом і виготовленням у Львові в 1853 році газової лампи та винаходом і застосуванням двигунів внутрішнього згоряння. Тому почали копати нафтові шахти глибиною понад 100 м, бурити свердловини з допомогою бурових верстатів, які широко застосовувались у соляному промислі.

Станом на 01.01.2021 в Україні нараховувалося 467 об'єктів обліку (родовищ природного газу та перспективних газових площ). Більша частина з них є комплексними: 65 нафтових, 111 газових, 18 нафтогазових і газонафтових, 155 газоконденсатних, 115 нафтогазоконденсатних, 3 газоконденсатнонафтові. У промисловій розробці перебували 285 родовищ із балансовими (видобувними) запасами природного газу 618 719 млн м³. Підготовлені до промислового освоєння 22 об'єкти з балансовими (видобувними) запасами газу 26 143 млн м³. Родовища газу і газові площі в Україні зосереджені у трьох регіонах: Східному (289), Західному (135) та Південному (43).

Буріння свердловин – складний і дорогий технологічний процес. Під час буріння використовується великий набір спеціального обладнання й інструменту та допоміжні агрегати й автотранспорт. Бурове обладнання та інструмент працює у надзвичайно складних умовах, які часто важко передбачити, за невеликих запасів міцності.

Процес буріння, особливо глибоких свердловин, що протікає в умовах значної невизначеності, зазнає сильних і непередбачуваних впливів, основа яких – як гірничо-геологічні, так і техніко-технологічні чинники. Буровики знають, наскільки проєктний геологічний розріз може відрізнятись від фактичного, а також проєктна технологія буріння – від фактичної. Бурильнику доводиться відступати від проєктної технології, використовувати свій досвід, знання, інтуїцію, щоб вчасно виявити зміни категорії бурильності порід, несприятливу технологічну ситуацію; хороші майстри працюють на межі мистецтва. Тому навчити бурити добре, не ставити проєктні параметри режимів буріння, а змінювати їх залежно від умов дуже складно. Набагато швидше і дешевше навчити бурильника користуватися системою автоматизованого управління процесом буріння, яка буде вибирати і підтримувати оптимальні режими буріння відповідно до заданих критеріїв оптимальності і в рамках встановлених обмежень. З допомогою систем автоматизованого управління можна більш жорстко нормувати процес буріння, широко впроваджувати провідні технології буріння.

Конспект лекцій «Буріння нафтових і газових свердловин» дозволить бакалаврам під час самостійного опанування дисципліни придбати сучасні знання та підвищити якість вивчення дисципліни.

1 ЗАГАЛЬНІ ПОНЯТТЯ ПРО БУДІВНИЦТВО СВЕРДЛОВИН

1.1 Елементи свердловини та її класифікація

Свердловиною називається гірнича виробка (вертикальна чи похила), глибокий, вузький круглого перерізу отвір у ґрунті, зроблений буровим інструментом. Діаметр свердловини у багато разів менший за її довжину.

Основними *елементами свердловини* є: гирло, стовбур, вибій, зумпф. Початок свердловини, що знаходиться на поверхні називається *гирлом*, а дно – *вибоєм*.

Циліндрична гірська виробка, зроблена у гірських породах і обмежена стінками, називається *стовбуром свердловини*.

Нижня частина свердловини, пробурена нижче підшви нижнього продуктивного горизонту, називається *зумпфом (кишенею)*.

Частина пласта, що прилягає до вибою свердловини (від осі свердловини за радіусом), називається *привибійною зоною свердловини (ПЗС)* або *привибійною частиною пласта (ПЧП)* *привибійною зоною пласта – ПЗП*.

Свердловини бурять у кілька ступенів, зменшуючи діаметр від інтервалу до інтервалу. Глибини свердловин коливаються в широких межах: від декількох сотень до декількох тисяч метрів.

Поглиблення свердловини здійснюється шляхом руйнування породи по всій площі вибою або по його периферійній частині під час буріння з відбором керна.

Нафтові та газові свердловини бурять на суші і на морі з допомогою бурових установок. Під час буріння на морі бурові установки монтують на естакадах, плавучих бурових платформах або бурових судах (рис. 1.1).

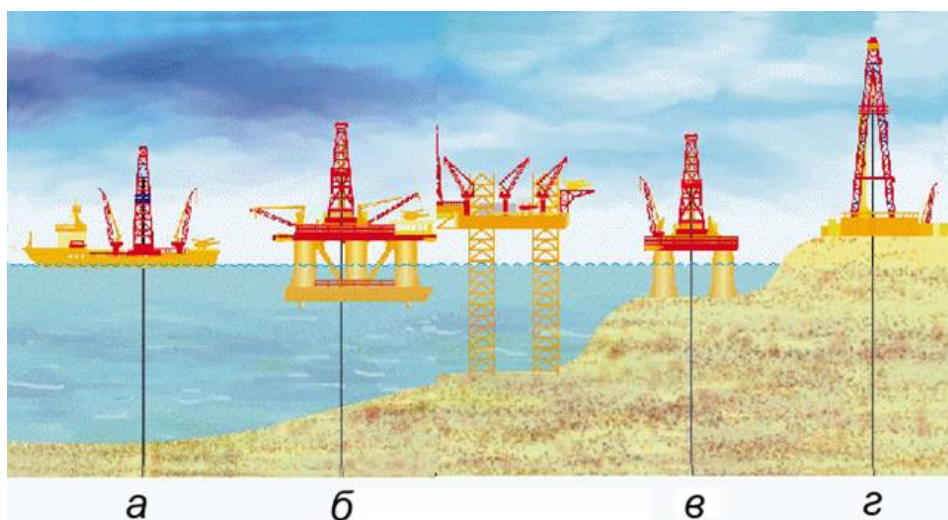


Рисунок 1.1 – Види свердловин:

а – бурове судно; б – плавуча бурова платформа; в – естакада;
г – свердловина на суші

Свердловини поділяються на декілька категорій за такими ознаками:

- призначенням;
- конструкцією;
- профілем;
- глибиною (довжиною).

За призначенням усі свердловини, що буряться з метою геологічного дослідження району, поділяються на опорні, параметричні, структурні, пошукові, розвідувальні, експлуатаційні і спеціальні.

Опорні свердловини бурять для вивчення геологічної будови і гідрогеологічних умов залягання осадової товщі порід і вивчення закономірностей поширення комплексів відкладень, сприятливих для нафтогазонакопичення. Під час буріння опорних свердловин намагаються розкрити кристалічний фундамент, а там, де він залягає глибоко, бурять до технічно досяжних у цей час глибин.

Результати опорного буріння всебічно досліджують і в комплексі з іншими, одержаними раніше геолого-геофізичними даними використовують для вивчення загальних закономірностей геологічної будови району, попереднього оцінювання перспектив його нафтогазоносності, складання перспективного плану геологорозвідувальних робіт та підрахунку прогнозних запасів нафти і газу.

Параметричні свердловини призначені для детальнішого вивчення геологічної будови розрізу, особливо на великих глибинах, а також для виявлення найперспективніших площ з точки зору проведення на них геолого-пошукових робіт. За результатами буріння параметричних свердловин уточнюють стратиграфічний розріз і наявність сприятливих для накопичення нафти і газу структур, коригують розроблені за даними опорного буріння перспективи нафтогазоносності району і прогнозні запаси нафти і газу.

Структурні свердловини слугують для ретельного вивчення структур, виявлених під час буріння опорних і параметричних свердловин, та для підготовки проєкту пошуково-розвідувального буріння на ці структури. Результати структурного буріння і геофізичних досліджень використовують для вивчення характеру залягання, віку і фізичних властивостей порід, що складають розріз, для точного відбиття опорних (маркувальних) горизонтів і побудови структурних карт.

Пошукові свердловини споруджують на підготовлених попереднім бурінням та геолого-геофізичними дослідженнями площах з метою відкриття нових родовищ нафти і газу або для пошуків покладів нафти і газу на уже раніше відкритих родовищах. Під час буріння пошукових свердловин детально вивчають геологічний розріз і його нафтогазоносність із відбором проб породи, води, газу, нафти, а під час розкриття продуктивної товщі свердловини випробовують на приплив нафти з допомогою спеціальних пристроїв.

Розвідувальні свердловини бурять на площах зі встановленою промисловою нафтогазоносністю з метою оконтурювання родовища та збирання вихідних даних для складання проекту його розробки. У процесі розвідувального буріння продовжують дослідження розрізу і його нафтогазоносності приблизно в такому ж обсязі, як це роблять під час пошукового буріння.

Глибина розвідувальних свердловин постійно збільшується у зв'язку з виснаженням уже розвіданих родовищ у верхніх горизонтах, розвитком техніки і технології буріння, яка дозволяє досягати більших глибин.

Експлуатаційні свердловини бурять на повністю розвіданому і підготовленому до розробки родовищі з метою експлуатації покладів нафти і газу.

До категорії експлуатаційних належать не тільки свердловини, з допомогою яких видобувають нафту або газ (видобувні свердловини), але і свердловини, які дозволяють організувати ефективну розробку родовища (оціночні, нагнітальні, п'єзометричні, спостережні).

Оціночні свердловини призначені для уточнення режиму роботи пласта і ступеня виробки ділянок родовища, уточнення схеми його розробки.

Нагнітальні свердловини слугують для організації законтурного і усередину контурного нагнітання в експлуатаційний пласт води, газу, або повітря з метою підтримання пластового тиску.

П'єзометричні свердловини буряться на контурі родовища для контролю за рухом контуру нафтогазоносності та тиску у пласті.

Спостережні свердловини споруджують для систематичного контролю за режимом роботи родовища.

Спеціальні свердловини бурять для вибухових робіт у разі сейсмічних методів пошуків і розвідки родовища, скидання промислових вод у непродуктивні поглинальні пласти, розвідки і видобутку води, підготовки структур для підземних газосховищ і закачування в них газу, ліквідації відкритих фонтанів нафти і газу.

Глибина розвідувальних свердловин постійно збільшується у зв'язку з виснаженням уже розвіданих родовищ у верхніх горизонтах, розвитком техніки і технології буріння, яка дозволяє досягати більших глибин.

Під *конструкцією свердловини* розуміють схему її облаштування, в якій вказується кількість обсадних колон, діаметри і глибина їхнього спуску, інтервали тампонування, вибійні пристрої, які спущені у свердловину та місця їх встановлення. Таким чином, конструкція залежить від призначення свердловини і визначається геологічними, технічними і технологічними чинниками. Вона повинна забезпечувати довготривалу і безперервну експлуатацію свердловини та здійснювати всі необхідні технологічні процеси, дослідні і ремонтні роботи та використовувати всі види занурюваного обладнання.

За *конструкцією* свердловини поділяються на одноколонні і багатоколонні; одновибійні і багатовибійні; одnogирлові, двогирлові і багатогирлові; свердловини з відкритим вибоєм і свердловини із закритим

вибоєм (обсаджені і перфоровані свердловини, або свердловини з вибійним фільтром).

Перша труба або колона труб, яка слугує для запобігання розмивання порід, що залягають близько до денної поверхні, розмежування стовбура свердловини, котра споруджується в акваторії водного басейну, від навколишніх вод і для з'єднання гирла з очисною системою бурової установки, називається *направленням*.

Колона труб, що спускається у свердловину після направлення, яка слугує для закріплення її стінок у недостатньо стійких породах і перекриття зон ускладнень, а також для ізоляції горизонтів, які вміщують артезіанські та лікувальні води, називається *кондуктором*.

Колона труб, що слугує не лише для закріплення стінок свердловини та ізоляції нафтогазоводонесних горизонтів, а також є каналом для транспортування з продуктивного пласта рідини або газу чи закачування в пласт рідини (газу), називається *експлуатаційною*.

Колони труб, що встановлюються між кондуктором і експлуатаційною колоною, називають *проміжними*. Їх спускають для перекриття нестійких порід, що залягають на значній глибині, ізоляції продуктивних горизонтів, розміщених набагато вище від проєктної глибини, ізоляції зон можливих ускладнень та для інших цілей. Проміжна колона може бути відсутня або їх одна і більше.

Верхній кінець колони обсадних труб встановлюють або на гирлі свердловини, або – на значній глибині від гирла. В останньому випадку такі колони називають *потаємними* або *хвостовиками*.

Частина колони, яка складається з труб з отворами по бічній поверхні або в якій після спуску у свердловину роблять отвори шляхом перфорації, називається *фільтром*.

Конструкцію свердловини позначають схематично (рис. 1.2).

За *профілем* розрізняють свердловини вертикальні, похилі (похило-скеровані), горизонтальні і свердловини складної просторової форми (рис. 1.3).

За *глибиною* свердловини поділяються на:

- малі, глибиною до 2 000 м (з них переважна більшість – до декількох сотень метрів);
- середні, глибиною до 4 500 м;
- глибокі, глибиною до 6 000 м;
- надглибокі, глибиною понад 6 000 м.

Кожна свердловина за призначенням, конструкцією і профілем споруджується за самостійним технічним проєктом відповідно до проєктного технічного документа на розробку родовища (покладу).

Основною характеристикою для кожного виду свердловин є їхня конструкція.

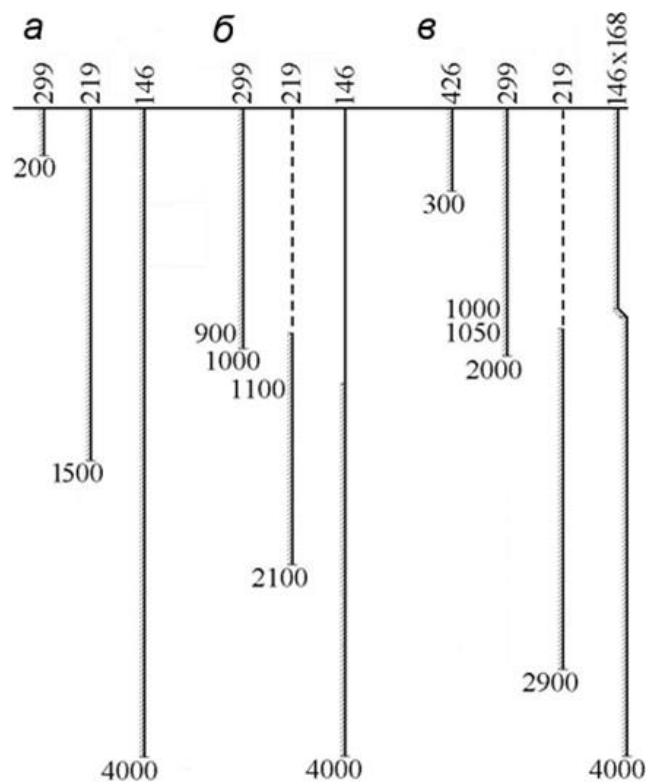


Рисунок 1.2 – Схема конструкції свердловини:

а – із проміжною колоною; б – із потаємною проміжною колоною (хвостовиком); в – із комбінованою експлуатаційною колоною

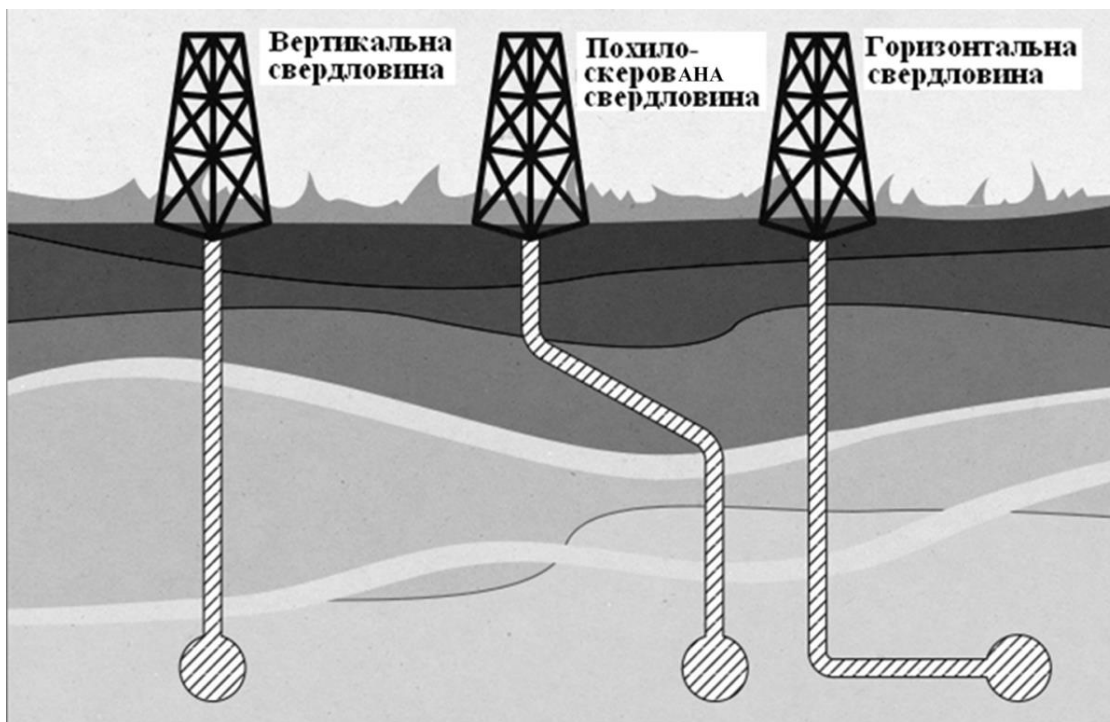


Рисунок 1.3 – Схема профілів свердловин

1.2 Способи буріння свердловин

Руйнувати гірські породи можна механічним, термічним, фізико-хімічним, електроіскровим та іншими способами. Проте на сьогодні у промисловості застосовуються лише способи механічного руйнування породи, а інші поки що перебувають у стадії експериментальної розробки.

Механічне буріння здійснюється такими способами:

- 1) ударним:
 - ударно-штанговим;
 - ударно-канатним;
- 2) обертальним:
 - роторним, із застосуванням верхнього приводу;
 - із застосуванням вибійних двигунів (турбобурів, гвинтових двигунів, електробурів);
- 3) ударно-обертальним.

1.3 Сфера використання буріння

Буріння широко використовується у господарській діяльності людини:

1. Для видобування нафти, газу. Наприклад, в нашій державі у 2007 році об'єм буріння на нафту і газ складав 350 тис. м³.

2. Для видобування солених розчинів та мінеральної води. Видобування соленої води з допомогою свердловин є найдавнішим способом використання буріння. Більшість мінеральних вод, які використовуються в лікувальних цілях, видобуваються зі свердловин.

3. Для одержання питної води. Це також один із найдавніших способів застосування буріння. У 1126 році почали буріння свердловин для експлуатації підземних вод у провінції Артуа у Франції (артезіанські свердловини). В Україні багато регіонів користується питною водою зі свердловин. Наприклад, у Полтаві вся вода добувається зі свердловин. У Полтавській області підземні води придатні для пиття і залягають до глибини 1 000 м.

4. Для закачування і відбирання природного газу та нафти в підземні сховища. Одне з найбільших в Україні підземних сховищ газу розташоване біля Диканьки (Полтавська обл.) у відпрацьованому газовому покладі. Поклад має водонапірний режим.

5. У разі підземної розробки твердих корисних копалин шахтами, для буріння вентиляційних стовбурів, прокладання повітропроводів та кабелів в шахтному видобутку.

6. Для проходження шахтних, вентиляційних стовбурів, гасіння пожеж у шахтах, рятування людей, дегазації вугільних пластів.

7. Для заморожування водоносних пластів під час будівництва шахт, метро.

8. Для дослідження ґрунтів під час промислового і житлового будівництва, зокрема під час спорудження бурових установок.

9. Для подачі повітря у пласт і відведення горючих газів у разі підземної газифікації вугілля, подачі повітря та розплавлення сірки.

10. Для видобування пари на геотермальних електростанціях. Наприклад, на геотермальній свердловині глибиною 260–1 205 м одержують пару з температурою 228 °С.

11. Для закачування пари у разі шахтного видобутку нафти. Наприклад, зі штольні, яка прокладена над продуктивним пластом, бурять свердловини, через які закачують пару в пласт, а зі штольні, що проходить під пластом, бурять свердловини, з яких отримують нафту.

12. Для ліквідації газових і нафтових фонтанів.

13. Для відбору проб ґрунту на інших планетах у космосі. У 1976 році на Місяці пробурена свердловина верстатом «Луна-24» на глибину 2 600 мм.

14. Для вивчення геологічної будови землі та проведення геофізичної сейсмічної зйомки.

15. Для захоронення відходів виробництва, шляхом їхнього закачування у глибокі пласти.

16. Для випробування ядерної зброї.

1.4 Технологія обертального буріння

У разі обертального буріння руйнування породи відбувається в результаті одночасної дії на долото осьового навантаження і крутного моменту. Під дією навантаження долото втискується в породу, а під дією крутного моменту – сколює її.

Існують два способи обертального буріння – роторний і з вибійними двигунами.

У разі роторного буріння (рис. 1.4) потужність від двигунів (6) передається через лебідку (5) до ротора (13) – спеціального обертального механізму, встановленого над гирлом свердловини в центрі вишки. Ротор обертає бурильну колону і прикріплене до неї долото (1). Бурильна колона складається з ведучої труби (12) і бурильних труб (5).

Під час буріння вибійними двигунами долото (1) нагвинчується на вал вибійного двигуна (2), а бурильна колона з'єднується з його корпусом. Під час роботи вибійного двигуна бурильна колона і корпус двигуна не обертаються, а обертається вал двигуна з долотом.

Під час буріння з відбором керна у компонованні низу бурильної колони (КНБК) використовуються колонкові снаряди для відбору зразків гірської породи, а замість долота використовуються бурильні головки.

Характерною особливістю обертального буріння є промивання свердловини водою або спеціальною промивальною рідиною протягом усього періоду роботи долота на вибої.

Для цього два (рідше один або три) бурові насоси (17) (рис. 1.4), що працюють під дією двигунів (18), нагнітають промивальну рідину по трубопроводу високого тиску (маніфольду) (16) у стояк-трубу, встановлену в

правому куті вежі, далі у гнучкий буровий шланг (11), вертлюг (7) і в бурильну колону. Досягнувши долота, промивальна рідина проходить через промивальні отвори і по кільцевому простору між стінкою свердловини і бурильною колоною піднімається на поверхню, захоплюючи з собою частинки розбуреної породи. Далі в жолобовій системі (15) і в системі очищення промивальна рідина очищується від вибуреної породи і надходить у приймальну ємність бурових насосів (19) звідки знову закачується у свердловину.

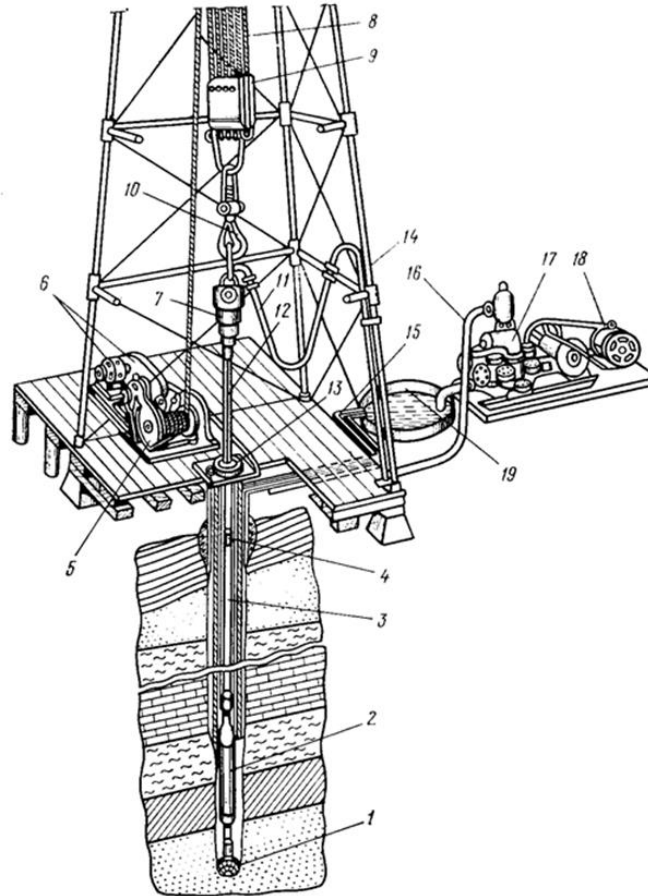


Рисунок 1.4 – Схема бурової установки для глибокого обертального буріння:

- 1 – долото; 2 – вибійний двигун; 3 – бурильна труба; 4 – бурильний замок;
 5 – бурова лебідка; 6 – силовий привід бурової лебідки і ротора;
 7 – вертлюг; 8 – талевий канат; 9 – талевий блок; 10 – гак; 11 – гнучкий буровий шланг; 12 – ведуча труба; 13 – ротор; 14 – вежа; 15 – жолобова система; 16 – маніфольд; 17 – буровий насос; 18 – силовий привід бурового насоса; 19 – приймальна ємність

У міру поглиблення свердловини бурильна колона, підвішена до талевої системи, що складається з кронблока, талевого блока (9), гака (10) і талевого каната (8), подається у свердловину. Коли ведуча труба (12) зануриться у ротор (13) на всю довжину, вмикають лебідку, піднімають бурильну колону на довжину ведучої труби і підвішують бурильну колону з допомогою елеватора або клинів на столі ротора.

Потім відгвинчують ведучу трубу (12) і разом із вертлюгом (7) спускають у шурф (обсадну трубу, встановлену в похилу свердловину), довжина якого дорівнює довжині ведучої труби. (Шурф буриться під час монтажу бурової установки у правому куті основи вишки приблизно на середині відстані від центра до її ноги). Після цього бурильну колону збільшують шляхом пригвинчування до неї бурильної труби, довжиною приблизно 12 м, знімають з елеватора або клинів, спускають у свердловину на довжину збільшеної труби, підвішують з допомогою елеватора або клинів на столі ротора. Потім із шурфу піднімають ведучу трубу з вертлюгом, пригвинчують її до бурильної колони, звільняють бурильну колону від клинів або елеватора, опускають долото до вибою і продовжують процес буріння.

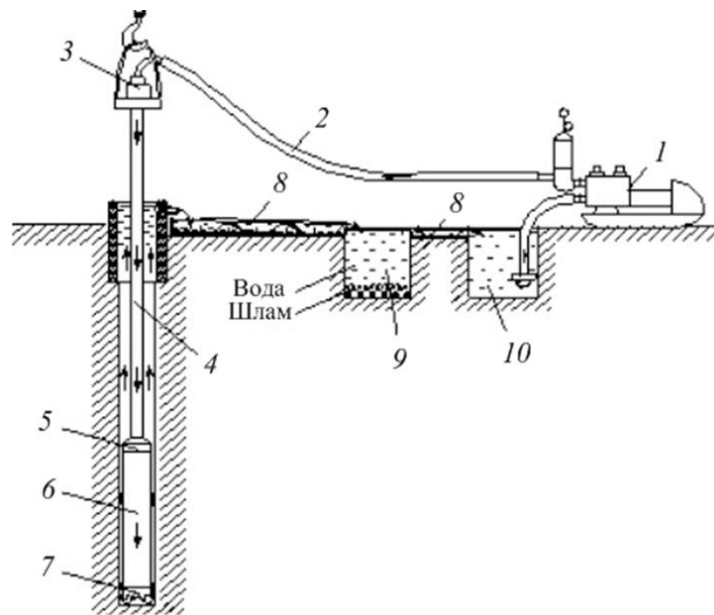


Рисунок 1.5 – Схема промивання свердловини у разі обертального буріння:

1 – буровий насос; 2 – гнучкий буровий шланг; 3 – сальник; 4 – бурильна колона; 5 – перехідник; 6 – обважені бурильні труби; 7 – бурове долото; 8 – жолобова система; 9 – відстійник; 10 – приймальний резервуар

Для заміни спрацьованого долота зі свердловини піднімають всю бурильну колону, замінюють долото і знову опускають колону. Спусково-підіймальні роботи ведуть також з допомогою талевої системи. Під час обертання барабана лебідки талевий канат намотується на барабан або змотується з нього, що і забезпечує підйом або спуск талевого блока і гака. До гака з допомогою стропів і елеватора підвішують бурильну колону, яка піднімається або опускається.

У разі підйому бурильну колону розгвинчують на секції, довжина яких визначається висотою вежі (близько 25 м із висотою вежі 41 м). Відгвинчені секції, що називаються *свічками*, встановлюють у ліхтарі вишки на спеціальному підсвічнику.

Спускають бурильну колону у зворотному порядку.

На сьогодні застосовують три види вибійних двигунів: турбобури, гвинтові двигуни та електробури.

Під час буріння з допомогою турбобура або гвинтового двигуна гідравлічна енергія потоку промивальної рідини, що рухається вниз у бурильній колоні, перетворюється на механічну енергію на валу вибійного двигуна, з яким з'єднане долото.

Під час буріння з електробуром енергія до його двигуна подається кабелем, секції якого змонтовані всередині бурильної колоні.

Процес буріння свердловини чергують зі спуском обсадних колон, цементуванням затрубного простору, проведенням каротажних робіт, дослідженням перспективних пластів тощо.

1.5 Виробничий цикл будівництва свердловини

Проектування свердловини. Для складання проекту на буріння свердловини видається планове завдання, де вказуються основні параметри свердловини: глибина, конструкція, умови буріння, стратиграфічний розріз, тип бурового верстата.

Планове завдання на буріння видається на основі проекту на розвідку, дорозвідку родовища, або на його експлуатацію. Території, перспективні щодо видобутку нафти і газу, спочатку досліджуються сейсмічною, гравіметричною, аерокосмічною зйомкою.

Згідно з сейсмічними дослідженнями встановлюють геологічну будову площі, наявність куполів, порушень, глибину залягання окремих горизонтів. За наявності пасток, в яких можливе скупчення нафти або газу, у найбільш перспективних місцях закладаються пошукові свердловини. Подальше вивчення будови родовища або покладу ведеться розвідувальними свердловинами.

Розвідувальні свердловини бувають незалежні та залежні. Незалежні можуть буритися одночасно, а залежні тільки після одержання результатів із сусідніх свердловин, від яких вони залежать. Можлива розробка проектів буріння свердловин на дорозвідку родовища, яке вже експлуатується. Експлуатаційні свердловини закладають згідно з проектом дослідної або кінцевої розробки родовища. У процесі буріння і розробки ці проекти можуть уточнюватися.

Планове завдання надає замовник на будівництво свердловини. Для якісного складання проекту на буріння свердловини необхідно детально вивчити умови буріння сусідніх свердловин на цій площі. Якщо таких свердловин не має, то вивчається досвід і умови буріння на сусідніх площах та загалом у цьому регіоні. Необхідно звернути увагу на ускладнення й аварії, які сталися під час буріння попередніх свердловин і опрацювати заходи з їхнього попередження.

У *геологічній частині* проекту вказується будова родовища, стратиграфічний і літологічний розріз свердловини, глибини залягання

газоносних, нафтоносних, водоносних, горизонтів, пластові тиски у них, тиски розриву порід, інтервали різних ускладнень.

У *технічній частині* вказується технологія буріння, якість промивальної рідини, заходи з попередження аварій та ускладнень, перелік обладнання, контрольно-вимірювальні прилади.

До проєкту на буріння свердловини додається *проєкт з охорони навколишнього середовища*, де вказуються заходи з попередження забруднення навколишнього середовища, спосіб утилізації вибуреної породи та відпрацьованої води або промивальної рідини. Проєкт проходить експертизу в регіональному (обласному) управлінні комітету з контролю за безпечним веденням робіт, контролюючою екологічною організацією, підписується видобувною організацією, підрядником і затверджується замовником. Проєкт повинен бути затверджений за два місяці до початку робіт з будівництва свердловини. Проєкти можуть складатися і на групу подібних свердловин. За погодженням з організацією, що затвердила проєкт, дозволяється буріння свердловин за наявним (раніше підготованим) проєктом, якщо запланована свердловина не дуже відрізняється від цього проєкту.

Замовник надає підряднику точку на місцевості (майданчик) для розміщення свердловини за 6 місяців до початку року, в якому заплановано початок буріння свердловини. Через два місяці після видачі майданчика під свердловини замовник проводить відчуження цієї земельної ділянки. Для цього потрібно одержати згоду власника ділянки, компенсувати йому збитки від втрати врожаю та отримати рішення Кабінету міністрів на ділянку під експлуатаційні свердловини, та від обласної адміністрації – під розвідувальні.

Якщо водозабезпечення запланованої свердловини ведеться з водяної свердловини, то її буріння ведеться також згідно з затвердженим проєктом та дозволом на водокористування у відповідній інспекції.

Комплекс робіт, починаючи з підготовки майданчика під буріння і закінчуючи демонтажем бурового устаткування, перевезенням його на нову точку і рекультивацією земельних угідь, називають *циклом будівництва свердловини*.

Усі види робіт, які входять до циклу будівництва свердловини, поділяються на:

1) підготовчі роботи до монтажу бурового обладнання (планування майданчика під бурову, проведення під'їзних доріг, прокладання водопроводу, електроліній, телефонного зв'язку);

2) монтаж бурового обладнання (встановлення фундаментів і блоків обладнання на них, обв'язка обладнання, захист вишки та обладнання, встановлення ємностей і побутових приміщень);

3) підготовчі роботи до буріння свердловини (встановлення направлення; оснащення талевої системи; буріння під шурф і встановлення в ньому обсадної труби; монтаж і випробування пристосувань малої механізації, що прискорюють і полегшують процес виконання робіт;

приєднання бурового шланга до вертлюга і стояка; підвішування машинних ключів; перевірка приладів; центрування вишки, перевірка горизонтальності ротора);

4) буріння свердловини, кріплення її стінок обсадними колонами і розмежування пластів;

5) вторинне розкриття продуктивного пласта (у разі перекритого колоною пласта), випробування, освоєння і впровадження свердловини в експлуатацію;

6) демонтаж бурового обладнання;

7) перевезення обладнання на нову точку.

Усі види робіт на етапах 1, 2, 3, 6 і 7 виконуються вишкомонтажниками, на етапі 4 – буровими бригадами, а на етапі 5 – бригадами для дослідження та освоєння свердловин.

Контрольні запитання

1. Що називається свердловиною?
2. Назвіть елементи свердловини.
3. Що називається привибійною зоною свердловини?
4. Як поділяються свердловини за призначенням?
5. Які свердловини належать до категорії експлуатаційних?
6. Що розуміють під конструкцією свердловини?
7. Які свердловини бувають за конструкцією?
8. Яке призначення направлення?
9. Яке призначення кондуктора?
10. Яке призначення проміжної колони?
11. Яке призначення експлуатаційної колони?
12. Які колони називають хвостовиками?
13. Якими способами здійснюють механічне буріння свердловин?
14. З якою метою здійснюється буріння свердловин?
15. Під дією яких сил відбувається руйнування породи у разі обертального буріння?
16. Назвіть способи обертального буріння.
17. Назвіть основні елементи бурової установки.
18. Що називається циклом будівництва свердловини?
19. Які види робіт входять до циклу будівництва свердловини?

2 БУРОВІ УСТАНОВКИ ТА ОБЛАДНАННЯ

2.1 Складові елементи бурових установок

Бурові установки призначені для буріння експлуатаційних і глибоких розвідувальних свердловин обертовим способом (рис. 2.1, 2.2, 2.3, 2.4).



Рисунок 2.1 – Сучасна бурова установка для буріння на суші



Рисунок 2.2 – Сучасна мобільна бурова установка



Рисунок 2.3 – Сучасна бурова установка для буріння в морських акваторіях



Рисунок 2.4 – Сучасна колтюрбінгова установка

Основними складовими елементами сучасних бурових установок (рис. 2.5, 2.6) є:

- бурові споруди (вишка, основа, укриття, містки і стелажі);
- спусково-підйомальне обладнання (бурова лебідка, кронблок, талевий блок, гак (або гакоблок);
- обладнання для обертання бурильної колони (ротор, вертлюг або верхній привід);



Рисунок 2.5 – Схема бурової установки для буріння на нафту і природний газ

- обладнання для винесення вибуреної породи та її видалення (бурові насоси або компресори, циркуляційна система, обладнання для приготування

та обробки промивних рідин, обладнання для очищення промивних рідин від вибуреної породи і газу);

- силовий привід та енергетичні установки;
- засоби для автоматизації і механізації СПО та подачі долота.

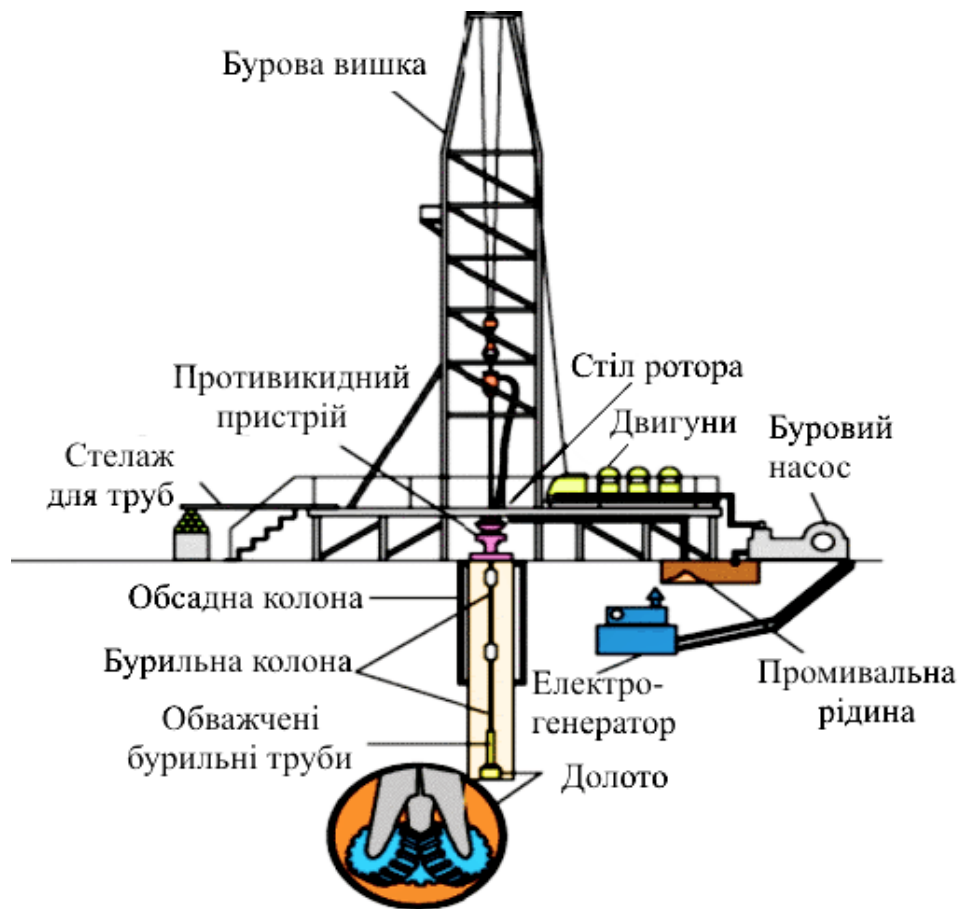


Рисунок 2.6 – Схема бурової установки з технологічним обладнанням

2.2 Основні параметри бурових установок

Спорудження нафтогазових свердловин здійснюють у різних геологічних та природно-кліматичних умовах. Залежно від геологічних умов та призначення свердловини в широких межах змінюються її глибина і конструкція, застосовується похило-скероване буріння.

Для забезпечення високих техніко-економічних показників, враховуючи різноманітні умови буріння, використовують бурові установки різних конструкцій і типорозмірів. Відповідно до вимог виробництва і експлуатації розробляється параметрична низка бурових установок, яка містить усі їхні класи для спорудження свердловин, різних за глибиною та конструкцією.

Бурові установки характеризуються багатьма параметрами, серед яких:

- максимально допустиме навантаження на гак;
- умовна глибина буріння;
- тип головного приводу;
- потужність приводу установки;

- потужність приводу окремих агрегатів;
- вид енергії;
- продуктивність і максимальний тиск бурових насосів;
- діапазон частот обертання ротора;
- швидкість підйому гака;
- висота підроторної основи;
- висота вишки тощо.

Умовна глибина буріння визначається максимально допустимою для бурової установки певного класу вагою бурильного інструменту і визначається за співвідношенням

$$L_{\text{доп}} = \frac{P_{\text{доп}}}{K_{\text{б.к.}} \cdot q} \quad (2.1)$$

де $P_{\text{доп}}$ – допустиме навантаження на підйомний гак, Н;

$K_{\text{б.к.}}$ – відношення допустимого навантаження на підйомний гак до максимальної ваги бурильного інструменту, яке за вищезазначеним стандартом обирається не меншим за 1,66;

q – приведена вага погонного метра 114,3 мм бурильних труб, яка обирається рівною 300 Н/м.

2.3 Наземні споруди і бурове обладнання

До наземних споруд належать вежа, основи, укриття, містки і стелажі для бурильних і обсадних труб (рис. 2.7).

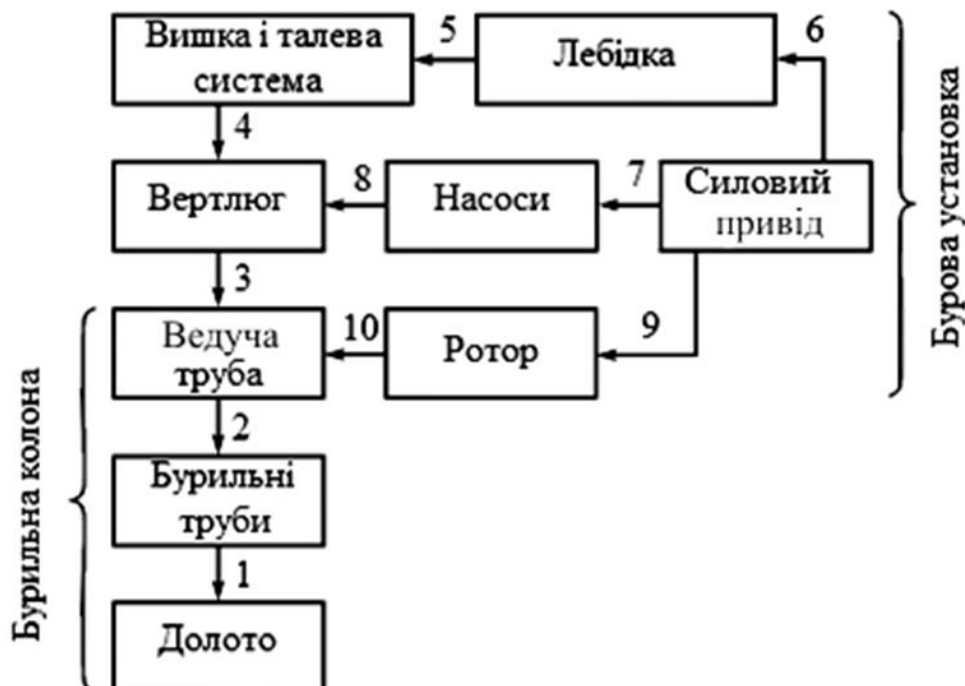


Рисунок 2.7 – Функціональна схема бурової установки

Бурова вежа (вишка) призначена для підйому і спуску бурильної колони та обсадних труб у свердловину, утримання бурильної колони на вазі під час

буріння, а також розміщення в ній талевої системи, бурильних труб і частини обладнання, необхідного для здійснення процесу буріння.

Вишки – це решітчасті конструкції, виготовлені з профільного заліза або труб (рис. 2.8).

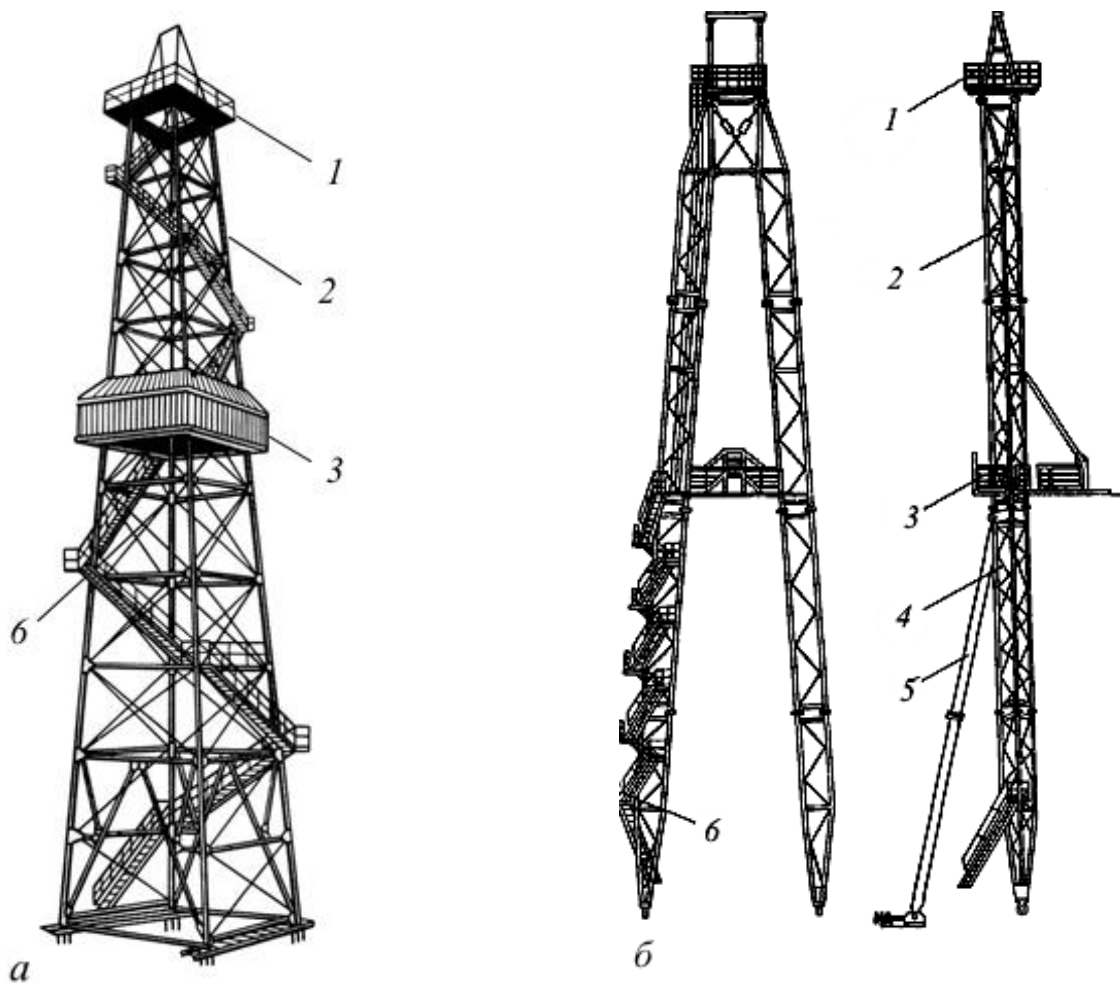


Рисунок 2.8 – Основні типи бурових веж:

а – баштова; б – щоглова; 1 – підкронблочний майданчик; 2 – зварна секція;
3 – балкон; 4 – нога вежі; 5 – підкоси; 6 – маршові сходи

Бурові вишки розрізняються за конструкцією, висотою та вантажопідймальністю.

За конструкцією бурові вишки поділяються на два типи: баштові і щоглові.

Баштові вишки – це вишки, у яких навантаження передається на чотири опори. У вишках щоглового типу навантаження передається на одну або дві опори.

Вишки випускаються висотою 33 м, 41 м, 42 м, 47 м, 52 м, 53 м, 64 м, 70 м, 73 м.

Вишка баштового типу – це чотиригранна зрізана піраміда. Нижня основа вишки має розмір 8 м × 8 м (для 41–42 м) або 10 м × 10 м (для 53 м), а верхня – 2 м × 2 м. На верхній основі піраміди встановлюють підкронблочні

балки, до яких кріпиться кронблок, огорожений перилами. На вишках висотою 41 м на висоті 22 м монтується чотиристоронній балкон із квадратним прогоном посередині і майданчиком, який виступає всередину вишки для обладнання робочого місця помічника бурильника (верхового). Вишки висотою 53 м обладнані двома балконами для роботи з 25-метровими і 36-метровими свічками.

Для буріння надглибоких свердловин (до 15 000 м) використовуються баштові вишки з вертикальними колонами.

Навколо бурової вишки споруджують маршові сходи з перилами.

Найпоширенішими серед щоглових вишок є вишки А-подібного типу, які мають низку переваг порівняно з вишками баштового типу: менша металоємність, менша кількість деталей, полегшується монтування і демонтування, покращуються умови роботи щодо затягування труб у бурову і викидання їх із бурової, а також видимість у буровій.

Баштові вишки монтують з допомогою спеціальних підйомників методом «зверху-вниз». Вишки А-подібного типу монтують у горизонтальному положенні і піднімають у вертикальне з допомогою стріли і бурової лебідки або трактора.

Основа бурової установки – це комплекс металоконструкцій для встановлення на них бурового обладнання, агрегатів і механізмів з метою забезпечення зручної експлуатації, скорочення термінів монтажу і демонтажу. Залежно від розміщуваного на них обладнання на основах комплектують блоки: вишковий, призначений для встановлення вишки і механізму кріплення нерухомого кінця талевого каната; лебідковий; блок підсвічників; енергетичний; насосний; блок обладнання для приготування бурових розчинів.

До спусково-підйимального обладнання, яке призначене для підтримування у підвішеному стані та збільшення бурильного інструменту і проведення СПО, належать бурові лебідки, кронблоки, талеві блоки і гаки або гакоблоки.

Бурові лебідки призначені для спуску і підйому бурильної колони, утримання на вазі бурильної колони під час буріння і промивання, подання бурильної колони у міру заглиблення долота в породу, спускання обсадних колон. Бурові лебідки призначені також для передачі обертання ротору (якщо немає індивідуального приводу до ротора), проведення допоміжних робіт із підтягування важких предметів до гирла свердловини і від нього, згвинчування та розгвинчування труб (якщо немає ключів з індивідуальним приводом), підйому вишки у вертикальне положення.

Талева система призначена для зменшення натягу талевого каната порівняно із силою, створюваною вагою підвішеного до гака вантажу (рис. 2.9). З допомогою талевої системи обертовий рух барабана лебідки перетворюється на поступальний рух вантажу під час його спускання або підймання. Талева система містить кронблок, талевий блок (або гакоблок), а також талевий канат.

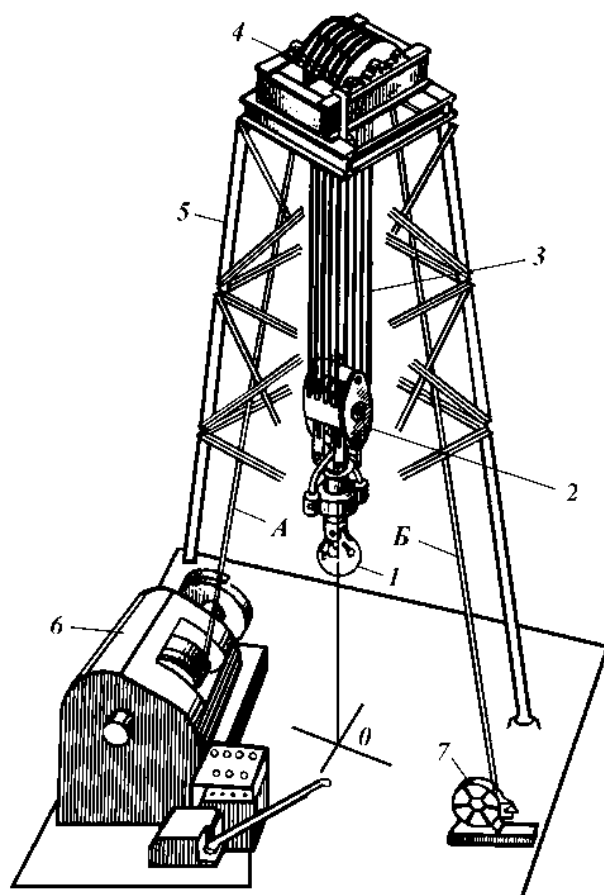


Рисунок 2.9 – Талева система бурових установок:

А – ходовий кінець талевого каната; Б – мертвий кінець талевого каната;
 1 – підйомний гак; 2 – талевий блок; 3 – оснащення талевого каната;
 4 – кронблок; 5 – вежа; 6 – бурова лебідка; 7 – кріплення мертвого кінця талевого каната

У бурових установках застосовують талеві блоки двох типів: для роботи з ручним встановленням бурильних свічок і для роботи з автоматичним елеватором у комплекті з механізмами автоматизації СПО.

Обладнання для обертання бурильної колони містить ротор і вертлюг або верхній привід (рис. 2.10, 2.11, 2.12).

Ротор призначений для обертання бурильного інструменту в процесі буріння, передавання механічної енергії долоту, а також для підтримування бурильної або обсадної колони у підвішеному стані за розвантаженої талевої системи. Під час буріння з допомогою вибійних двигунів ротор сприймає реактивний момент.

Вертлюг призначений для підведення бурового розчину в бурильну колону, що обертається, через буровий рукав від стояка маніфольда та забезпечення вільного обертання підвішеної колони труб. Він сприймає осьове навантаження від ваги колони та іншого підвішеного на ній обладнання. До складу вертлюга входить система деталей, що обертаються, і нерухомих деталей. Нерухома частина вертлюга підвішується до підйомного гака, а до частини, що обертається, підвішується бурильна колона.

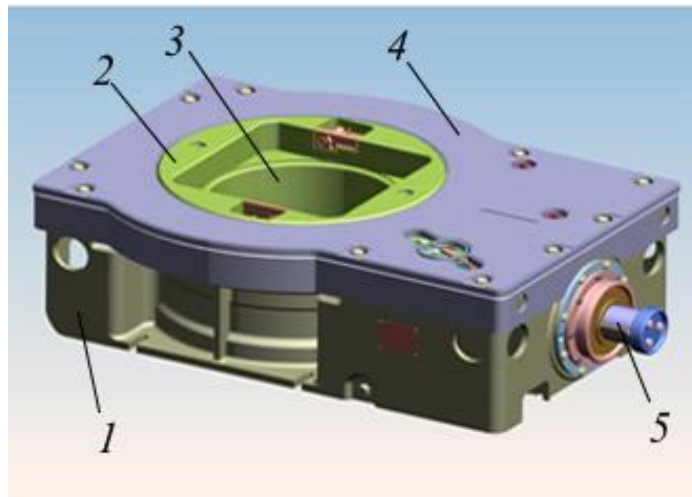


Рисунок 2.10 – Буровий ротор:

1 – станина; 2 – стіл ротора; 3 – прохідний отвір ротора; 4 – кожух;
5 – вал приводу ротора

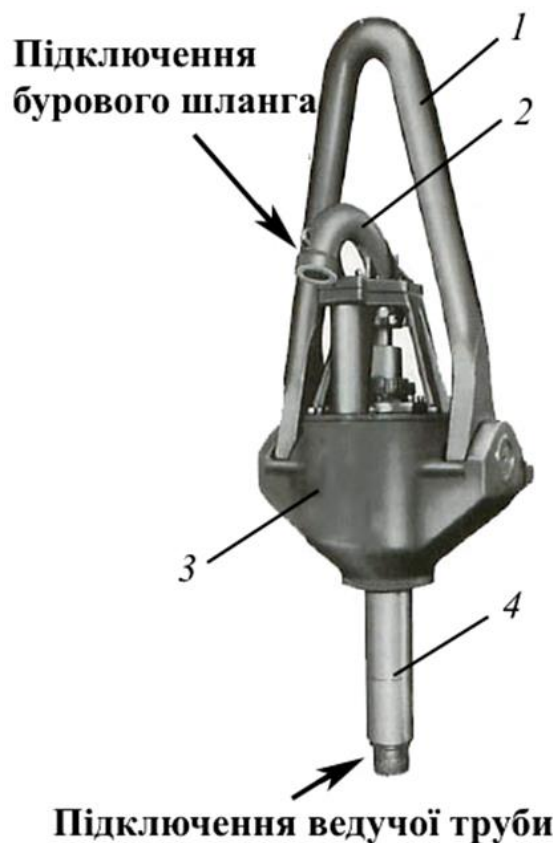


Рисунок 2.11 – Буровий вертлюг:

1 – строп; 2 – відведення; 3 – корпус; 4 – стовбур

Комплекс обладнання для механізації і автоматизації СПО забезпечує:
– поєднання в часі піднімання і спуску колони бурильних труб і незавантаженого елеватора з операціями встановлення свічок на підсвічник,

винесення їх із підсвічника, а також із розгвинчуванням або згвинчуванням свічки з колоною бурильних труб;

– механізацію встановлення свічки на підсвічник та винесення її до осі свердловини, а також захоплення або звільнення колони бурильних труб автоматичним елеватором.



Рисунок 2.12 – Верхній привід бурової установки

Обладнання циркуляційної системи (рис. 2.13) містить бурові насоси, маніфольди, обладнання для приготування, обробки і обважнення промивних рідин, обладнання для очищення промивних рідин від вибуреної породи і газу (рис. 2.14), жолоби, ємності тощо.

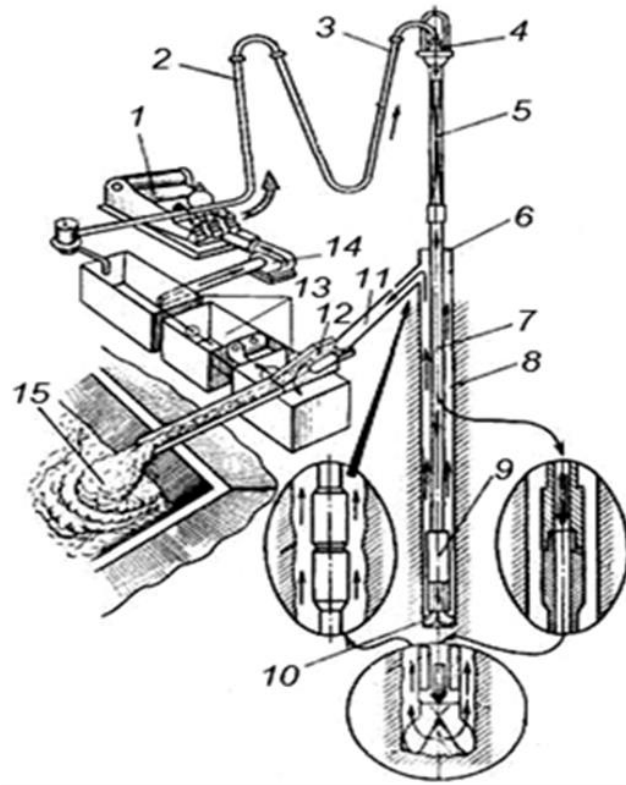


Рисунок 2.13 – Схема циркуляційної системи бурової установки:

1 – буровий насос; 2 – стояк; 3 – гнучкий шланг; 4 – вертлюг;
 5 – ведуча труба; 6 – гирло свердловини; 7 – бурильна колона;
 8 – затрубний кільцевий простір; 9 – вибійний двигун; 10 – долото;
 11 – зливна труба (розчинопровід); 12 – блок очищення; 13 – приймальні
 ємності; 14 – всмоктувальний патрубок; 15 – буровий шлам

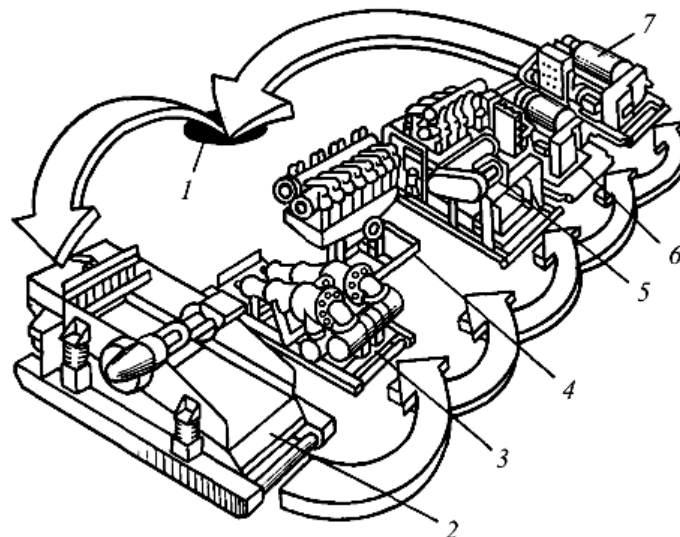


Рисунок 2.14 – Схема блоку очищення промивальної рідини:

1 – свердловина; 2 – вібратор; 3 – пісковідділювач; 4 – гідроциклонний
 пісковідділювач; 5 – гідроциклонний шламівідділювач; 6, 7 – сепаратори
 центрифуги

2.4 Принцип вибору бурової установки

Вихідними даними для визначення класу бурової установки є спосіб буріння, конструкція свердловини, компонування і склад бурильної колони тощо.

Відповідно до стандарту вибір бурової установки здійснюється за допустимим навантаженням на гак

$$P_{\text{доп}} \geq \max(k_o * G_o) \text{ або } P_{\text{доп}} \geq \max(k_b * G_b) \quad (2.2)$$

де G_o – вага у повітрі найбільш важкої обсадної колони або її секції чи хвостовика з урахуванням ваги бурильних труб, потрібних для допуску, Н;

G_b – вага у повітрі найбільш важкої бурильної колони, Н;

k_o , k_b – коефіцієнти запасу допустимих навантажень відповідно для обсадної і бурильної колон.

Коефіцієнт запасу для бурильної колони обирається рівним $k_b = 1,67 - 2,0$. Для збільшення довговічності обладнання піднімального механізму бурової установки переважно обирають $k_b \geq 2,0$.

Коефіцієнт запасу для обсадної колони визначається за умови забезпечення додаткового (безпечного) навантаження у різьбових з'єднаннях з урахуванням необхідного запасу міцності, регламентованого нормативними документами.

Під час вибору класу бурової установки рекомендується перевіряти інші параметри щодо їх відповідності проекту на спорудження свердловин.

Наприклад, діаметр D отвору у столі ротора має задовольняти умові

$$D \geq D_d^{\text{max}} + \Delta, \quad (2.3)$$

де D_d^{max} – найбільший діаметр долота або розширювача, передбаченого проектом на спорудження свердловини;

Δ – мінімальний проміжок, який приймають рівним 20 мм.

Якщо умова (2.3) не виконується, то допускається заміна на ротор із більшим прохідним отвором стола.

Висота основ бурової установки має задовольняти умові розміщення стовбурної збірки ПВО та колонної головки. Проміжок між верхньою відміткою стовбурної збірки та нижньою відміткою розташованих над нею елементів бурового обладнання чи бурових споруд має бути не менше 300 мм.

Якщо висота основ бурової установки не задовольняє вказаній умові, то незалежно від виконання інших умов рекомендується вибрати установку з наступного класу.

Інші параметри і характеристики бурової установки, зокрема кліматичне виконання, тип і характеристика головного приводу, система енергозабезпечення, вибираються залежно від мети буріння, району і умов розташування проектної свердловини.

Контрольні запитання

1. Назвіть основні складові елементи сучасних бурових установок.
2. Назвіть основні параметри бурових установок.
3. Як визначається умовна глибина буріння?
4. Назвіть наземні споруди бурових установок.
5. Назвіть основні типи бурових веж.
6. Назвіть бурове обладнання, яке застосовується для спусково-підіймальних операцій.
7. Назвіть призначення талевої системи.
8. Яке обладнання входить до талевої системи?
9. Назвіть обладнання, яке застосовується для обертання бурильної колони.
10. Назвіть обладнання, яке входить до циркуляційної системи.
11. Поясніть принцип вибору бурової установки.

3 ПОРОДОРУЙНУВАЛЬНИЙ ІНСТРУМЕНТ

3.1 Призначення та класифікація породоруйнувального інструменту

Породоруйнувальні інструменти (бурові долота) призначені для руйнування гірської породи в процесі буріння свердловин.

Руйнування будь-якої гірської породи під час обертального буріння відбувається в результаті дії двох сил: вертикального (осьового) навантаження на долото, створюваного частиною ваги колони бурильних труб, і горизонтальної сили, яка створюється обертанням колони бурильних труб або валом вибійного двигуна.

За характером руйнування породи бурові долота класифікуються таким чином:

а) долота ріжуче-сколювальної дії, які призначені для розбурювання в'язких і пластичних порід невеликої твердості та малої абразивності;

б) долота дробильно-сколювальної дії, які призначені для розбурювання неабразивних і абразивних порід середньої твердості;

в) долота дробильної дії, які призначені для розбурювання неабразивних і абразивних твердих, міцних та дуже міцних порід;

г) долота ріжуче-стиральної дії, які призначені для буріння в неабразивних породах середньої твердості і твердих, а також для розбурювання порід, що чергуються за твердістю, абразивних і неабразивних порід.

За призначенням бурові долота можуть бути об'єднані у три групи:

1) для руйнування породи з утворенням суцільного вибою свердловини (буріння без відбору керна);

2) для руйнування породи з утворенням кільцевого вибою свердловини (буріння з відбором керна);

3) для виконання спеціальних робіт.

За конструктивним виконанням бурові долота поділяються на: лопатеві; шарошкові; алмазні і твердосплавні.

3.2 Бурові долота для буріння свердловин суцільним вибоєм

Для буріння свердловин суцільним вибоєм застосовують лопатеві, шарошкові, алмазні і твердосплавні долота.

3.2.1 Лопатеві долота

Під час буріння нафтових і газових свердловин застосовують лопатеві долота ріжуче-сколювального і ріжуче-стирального типів. До першого різновиду належать дво- (2Л) і трилопатеві (3Л) долота, а до другого – трилопатеві (ЗИР) і шестилопатеві (БИР), і шестилопатеві долота ІНМ.

Долота 2Л і 3Л використовують для буріння в неабразивних м'яких пластичних породах і для буріння в неабразивних м'яких породах з пропластками неабразивних порід середньої твердості.

Долота 2Л (рис. 3.1) виготовляють суцільнокованими, а долота 3Л (рис. 3.2) – зварними.

Дволопатеве долото (2Л) складається із корпусу і двох лопатей, відштампованих як єдине ціле. Для пропуску рідини долото 2Л має промивальний отвір.

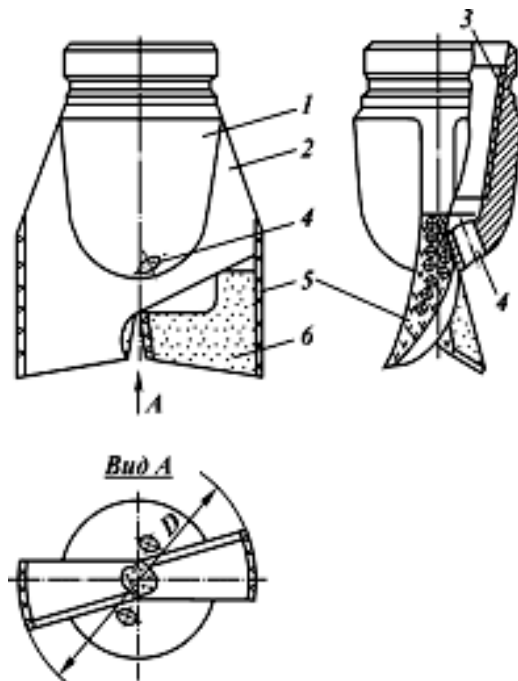


Рисунок 3.1 – Дволопатеве долото 2Л:

1 – корпус; 2 – лопать; 3 – приєднувальна різьба; 4 – промивальний отвір;
5 – армування країв лопаті; 6 – армування лопаті твердими сплавами

Трилопатеві долота мають ширше застосування, ніж дволопатеві. Долото 3Л (рис. 3.2) складається із корпусу, верхня частина якого має ніпель із замковою різьбою для приєднання до бурильної колони, і трьох приварених до корпусу долота лопатей, які розміщені одна до одної під кутом 120° . Для спрямування потоку промивальної рідини до вибою долото має отвори, які розміщені між лопатями. Лопаті виготовлені загостреними і дещо нахиленими до осі долота в напрямку його обертання.

Для збільшення зносостійкості доліт їхні лопаті укріплюють твердими сплавами.

Долота 3Л випускають із промивальними отворами, краї яких укріплені зернистим твердим сплавом, а також з промивальними отворами зі встановленими в них мінералокерамічними змінними соплами (насадками). Долота зі змінними соплами називають *гідромоніторними*.

Суттєвим недоліком доліт 2Л і 3Л є інтенсивне зношування їх лопатей через безперервний контакт ріжучих та калібрувальних стовбурів свердловини, країв лопатей долота з вибоєм та стінкою свердловини, а також велика моментоемність.

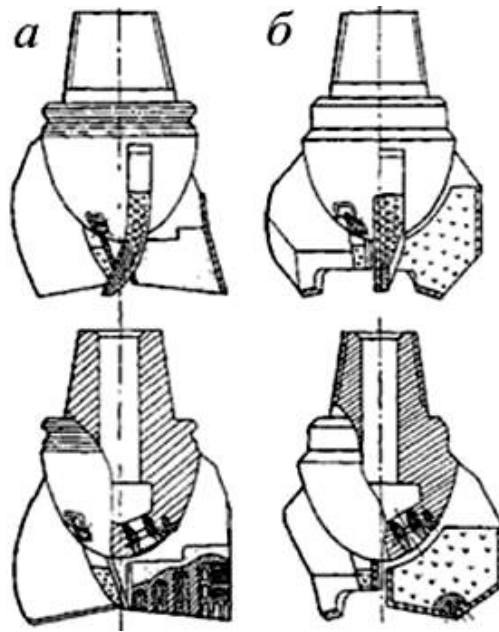


Рисунок 3.2 – Трилопатеві долота:

а – долото ЗЛ; б – долото ЗИР

Долота ЗИР (рис. 3.2 б) відрізняються від доліт ЗЛ тим, що лопатки дещо притуплені, а не загострені і приварені до корпусу так, що вони сходяться на осі, а не нахилені до неї.

Краї лопатей додатково укріплені твердосплавними штирями (вставками). Ці особливості їх конструкції дозволяють вести буріння в абразивних м'яких породах із пропластками абразивних порід середньої твердості. Вказані долота руйнують гірську породу різанням (мікрорізнанням) і стиранням.

Долота БИР мають три основні лопаті, які слугують для руйнування породи вибоєм і три додаткові укорочені лопаті, які калібрують стінку свердловини. Основні лопаті притуплені і сходяться на осі долота. Додаткові лопаті також притуплені і розміщені між основними лопатями. Руйнують породу різанням (мікрорізнанням) та стиранням. Ці долота призначені для буріння у породах середньої твердості.

Долота ІНМ у лопатевому виконанні виготовляють декількох видів. За конструкцією шестилопатеve долото ІНМ відрізняється від долота БИР формою робочої поверхні основних трьох лопатей і розміщенням трьох додаткових укорочених лопатей (рис. 3.3). Основні лопаті сходяться на осі долота, а додаткові розміщені асиметрично стосовно основних. Долота руйнують породу різанням (мікрорізнанням) і стиранням. Додаткові лопаті призначені, як і у доліт БИР, для калібрування стінки свердловини. Для укріплення лопатей використовують надтвердий матеріал «Славутич», який має високу зносостійкість.

Промивальні отвори просвердлені в корпусі долота.

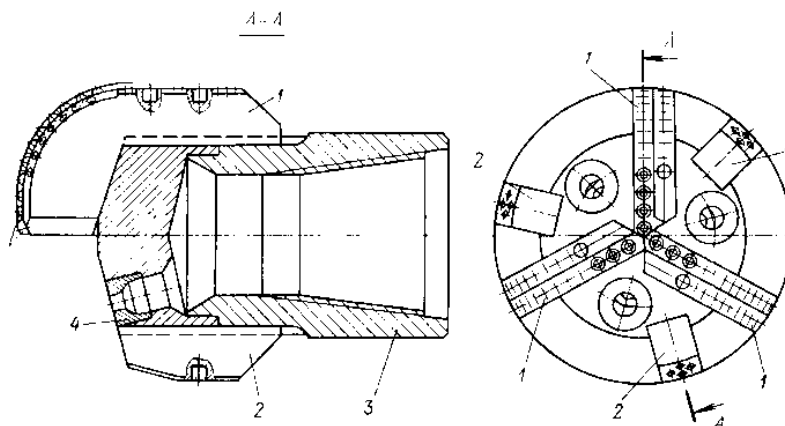
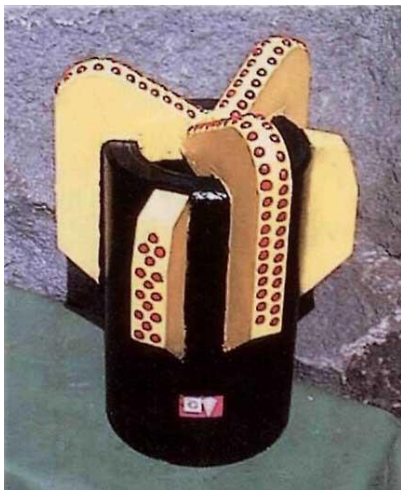


Рисунок 3.3 – Шестилопатеве долото ІНМ

3.2.2 Шарошкові долота

Основний обсяг буріння нафтових і газових свердловин виконується шарошковими долотами. Шарошкові долота мають такі переваги порівняно з лопатевими:

а) площа контакту шарошкових доліт з вибоєм набагато менша, але довжина їхніх робочих елементів більша, що значно підвищує ефективність руйнування гірських порід;

б) шарошки долота перекочуються по вибою на відміну від лез лопатевого долота, які ковзають по ньому, внаслідок чого інтенсивність зношення зубців шарошок менша;

в) крутний момент, необхідний для обертання шарошкового долота, порівняно невеликий, а тому небезпека заклинювання долота зводиться до мінімуму.

До недоліків шарошкових доліт належать низький ресурс служби опор долота і низька стійкість зубців шарошки.

У практиці буріння свердловин використовують одно-, дво-, три-, чотири- і шестишарошкові долота. Однак найчастіше використовують тришарошкові долота.

Стандартом передбачено випуск шарошкових доліт діаметром від 46 мм до 508 мм. Випускають 13 типів шарошкових доліт, які рекомендується використовувати в різних за твердістю та абразивністю порід (табл. 3.1).

Таблиця 3.1 – Застосування тришарошкових доліт

Тип долота	М	МЗ	МС	МСЗ	С	СЗ	СТ	Т	ТЗ	ТК	ТКЗ	К	ОК
Гірські породи	М'які	М'які абразивні	М'які з пропластками середньої твердості	М'які абразивні з пропластками середньої твердості	Середньої твердості	Абразивні середньої твердості	Середньої твердості з пропластками твердих	Тверді	Тверді абразивні	Тверді з пропластками міцних	Тверді абразивні з пропластками міцних	Міцні	Дуже міцні
Категорія бурильності	1–2	1–3	3–4	3–5	4–5	4–6	5–6	6–7	6–8	7–8	7–10	8–10	10–12

Тришарошкові долота. Сучасні конструкції тришарошкових доліт виготовляють зварюванням між собою трьох кованих секцій (лап) (рис. 3.4). На цапфах долота на підшипниках обертаються шарошки. Шарошки мають породоруйнівальні елементи, конструкція яких визначається механічними та абразивними властивостями порід. Для пропуску промивальної рідини долото має промивальні отвори. Приєднання долота до бурильної колони здійснюється з допомогою подовженої замкової різьби.

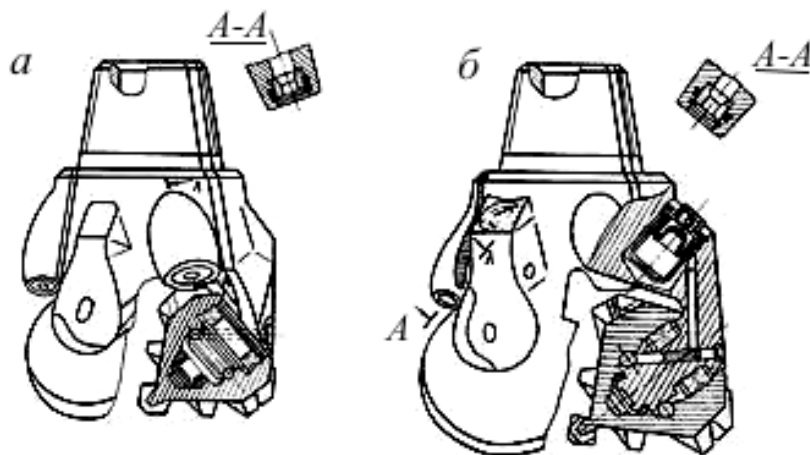


Рисунок 3.4 – Тришарошкове долото:

а – гідромоніторне з відкритою опорою; б – гідромоніторне з герметизованою опорою; А–А – промивальний отвір із соплом (насадкою)

Підшипники шарошок низки моделей доліт змащуються промивальною рідиною, яка проникає до тіл кочення і тертя по проміжку між основою шарошки і упорною поверхнею цапфи. Також застосовують долота з герметизованою опорою, у яких спеціальне мастило надходить до тіл кочення і тертя з еластичного балону по наявному в лапі і цапфі каналу.

Проникненню промивальної рідини в порожнину такої опори перешкоджає жорстка ущільнююча манжета.

Під час обертання долота за годинниковою стрілкою шарошки, які перекочуються по вибою проти годинникової стрілки, здійснюють складний

обертовий рух. У результаті цього породоруйнівальні елементи шарошок наносять удари по породі, дроблячи і сколюючи її.

Сколювальна дія породоруйнівальних елементів шарошок на породу залежить від форми шарошок, їхнього розміщення в корпусі долота і стану поверхні вибою свердловини.

Долота типів СТ, Т, ТЗ, ТК, ТКЗ, К, ОК належать до доліт дробильного класу, а долота типів М, МЗ, МС, МСЗ, С і СЗ належать до доліт дробильно-сколювального класу.

Форми і розміщення породоруйнівальних елементів на шарошках. Залежно від того, для буріння в яких породах призначено долото, шарошки мають різні породоруйнівальні елементи – зубці, які виготовляються або разом із тілом шарошки фрезеруванням чи накаткою, або окремо зі спеціальних твердих сплавів. Останні мають клиноподібну або сферичну контактну поверхню і запресовуються в гнізда, що просвердлені у тілі шарошки. Шарошки з фрезерованими або накатаними зубцями використовують у долотах, призначених для руйнування неабразивних порід. Шарошки із зубцями з твердих сплавів призначені для розбурювання абразивних порід, а також порід з дуже високою твердістю. На всіх шарошках породоруйнівальні елементи розміщують зазвичай концентричними вінцями.

Усім вінцям шарошок надані буквені індекси у напрямку від вершини до основи: А, Б, В, Г. Вінець, розміщений в основі шарошки, називають *периферійним*.

Шарошки нумерують залежно від кількості зубців на вінці А. Перша шарошка на цьому вінці має найменшу, а третя – найбільшу кількість зубців.

Шарошки доліт типів М, МС, С, СТ, Т мають вифрезеровані або накатані зубці. Висота і крок зубців зменшуються, а кут при вершині зубця збільшується для доліт від типу М до доліт типу Т.

Шарошки доліт типу М мають найменшу кількість вінців, а доліт типу Т – найбільшу.

Оскільки периферійні вінці шарошок уражають одну і ту ж ділянку вибою, форма і розміщення зубців на них у кожної шарошки вибираються з врахуванням цієї особливості роботи долота. Оскільки грані зубців, що обернені до стінки свердловини, зазнають абразивного спрацювання, деякі долотові заводи зубці на периферійних вінцях виконують у вигляді Г-, Т- або П-подібної форми.

Шарошки доліт типу ТК на внутрішніх вінцях мають фрезеровані або накатані зубці призматичної форми, а на периферійних вінцях – вставні зубці з твердого сплаву зі сферичною породоруйнівальною поверхнею.

Шарошки доліт типів К і ОК мають на всіх вінцях зубці з твердого сплаву зі сферичною породоруйнівальною поверхнею.

Шарошки доліт типів МЗ, МСЗ, СЗ, ТЗ і ТКЗ, що призначені для буріння абразивних порід, оснащені запресованими в тіло шарошки твердосплавними зубцями, що мають клиноподібну породоруйнівальну поверхню. Кількість вінців і клиноподібних зубців у кожному вінці вибирають залежно від

твердості породи, для якої призначене долото (у доліт типу МЗ – найменша, а у доліт типу ТКЗ – найбільша).

Опори долота повинні забезпечувати вільне обертання шарошок навколо їх цапф, передачу навантаження на вибій від бурильної колони через цапфи і тіла кочення або поверхні тертя породоруйнівальним елементам, що перебувають у контакті з породою.

Існує велика різноманітність опор шарошок, однак найбільше розповсюдження одержали такі типи опор:

- В – всі підшипники кочення;
- Н – один підшипник ковзання, а решта – кочення;
- А – два і більше підшипники ковзання, а решта – кочення.

Випускають долота з відкритою опорою і з ущільнювальними кільцями і резервуаром для мастила. Долота з ущільнювальними кільцями і резервуаром для мастила у своєму позначенні (шифрі) мають літеру «У». Застосування в роторному бурінні тришарошкових доліт із герметизованими мастило-наповненими опорами збільшує їхню стійкість у середньому на 30 % порівняно з долотами аналогічних конструкцій без герметизації опор.

Промивальні отвори. Ефективність роботи доліт у свердловині значною мірою залежить від ступеня очищення вибою від розбуреної породи. Тому не можна допускати накопичення вибуреної породи під долотом і перемелювання її породоруйнівальними елементами. Необхідно, щоб зруйнована порода своєчасно видалялась із вибою свердловини, що досягається не лише подачею до вибою достатньої кількості промивальної рідини, але і застосуванням раціональних конструкцій і схем розміщення промивальних отворів у долоті.

За розміщенням і конструкцією каналів шарошкові долота поділяються на такі:

- а) із центральним промиванням – Ц;
- б) із боковим гідромоніторним промиванням – Г;
- в) із центральним продуванням – П;
- г) із боковим продуванням – ПГ.

Деякі моделі тришарошкових доліт виготовляють з розміщенням промивальних отворів у центрі долота. Потік промивальної рідини у таких доліт спрямовується на шарошки, забезпечуючи охолодження та очищення їх від вибуреної породи.

Більшість моделей тришарошкових доліт виготовляють з боковим розміщенням промивальних отворів. Струмінь рідини у таких доліт спрямовується між шарошками до вибою, забезпечуючи достатнє охолодження шарошок, достатнє очищення вибою від вибуреної породи і сприятливі умови для руйнування породи породоруйнівальними елементами долота. Для створення ефективного процесу руйнування гірської породи, як і у лопатевих доліт, у промивальні отвори вставляють насадки (сопла), що створюють швидкість витікання струменя рідини з них не менше, ніж 80 м/с. Шарошкові долота з такими насадками називають гідромоніторними.

3.2.3 Алмазні долота

Алмазні долота призначені для руйнування різанням (мікрорізнанням) і стиранням неабразивних порід середньої твердості і твердих. Враховуючи високу вартість алмазних доліт, їх доцільно застосовувати на великих глибинах (більше ніж 3 000 м), оскільки вони забезпечують значне проходження на долото, що скорочує витрати часу на спусково-підймальні роботи для заміни долота.

Алмазне долото складається зі сталюого корпусу зі з'єднувальною різьбою і фасонної алмазнесучої головки (матриці) (рис. 3.5).

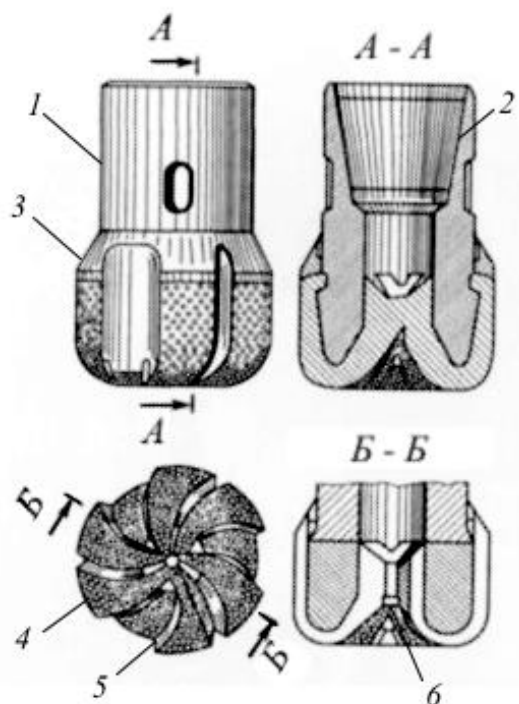


Рисунок 3.5 – Алмазне долото:

- 1 – корпус; 2 – приєднувальна різьба; 3 – матриця; 4 – алмазнесучі сектори;
5 – промивальні канали; 6 – промивальні отвори

Матрицю виготовляють методом пресування і спікання суміші спеціально підібраних порошкоподібних твердих сплавів. Перед пресуванням у прес-формі за заданою схемою розміщують кристали природних або синтетичних алмазів. Після пресування і спікання алмази надійно закріплюються у зовнішньому шарі порошкоподібного твердого сплаву алмазнесучої головки.

Застосовуючи для виготовлення матриці різні матеріали, досягають необхідного ступеня оголення алмазів під час роботи долота. У разі значного оголення алмази розтріскуються і ламаються, а у разі незначного оголення не відбувається необхідного заглиблення алмазів у породу, тому буріння буде малоефективним.

Крім того, спрацьованість матриці повинна відповідати спрацьованості алмазів, що забезпечує зберігання під час роботи долота на вибої однієї і тієї ж величини проміжку між матрицею і породою, необхідного для ефективного винесення породи з-під долота.

Алмазні долота виготовляють двох модифікацій:

- 1) одношарові з розміщенням відносно великих алмазів у поверхневому шарі;
- 2) імпрегновані (багатошарові), матриця яких виготовлена з ретельно змішаного порошкоподібного твердосплавного матеріалу з подрібненими природними або синтетичними алмазами.

Для підвищення працездатності алмазних доліт необхідно перед їх спуском провести підготовку стовбура і вибою свердловини. З цією метою до переходу на алмазні долота необхідно відпрацювати три-п'ять шарошкових доліт з металошламовловлювачем, встановленим над вибійним двигуном або на відстані 10–12 м від долота у разі роторного способу.

3.2.4 Твердосплавні долота

Поряд з алмазними широко застосовуються твердосплавні долота, контактні сектори яких укріплені твердими сплавами. Під час буріння з вибійними двигунами в неабразивних породах середньої твердості добрі результати дають долота, армовані твердим сплавом і зубцями, виготовленими з твердого сплаву «Славутич». Ці долота, як і лопатеві, розроблені інститутом надтвердих матеріалів Національної Академії Наук України («ІНМ»).

Долота «ІНМ» руйнують породу аналогічно алмазним долотам, тобто за принципом різання (мікрорізання) і стирання.



Рисунок 3.6 – Твердосплавні долота «ІНМ»

Долото складається зі сталюого корпусу, на торцевій профільній поверхні якого, виготовленій у вигляді радіально розміщених секторів, і

калібрувальній стінці свердловини поверхні є зубці-вставки з твердого сплаву «Славутич» (рис. 3.6, 3.7).

Твердий сплав «Славутич» виготовляють методами порошкової металургії на основі природних або синтетичних алмазних кристалів і карбіду вольфраму. Виліт твердосплавних зубців над контактною поверхнею складає 3–5 мм, а на поверхні, що калібрує стінки свердловини, зубці втоплені.

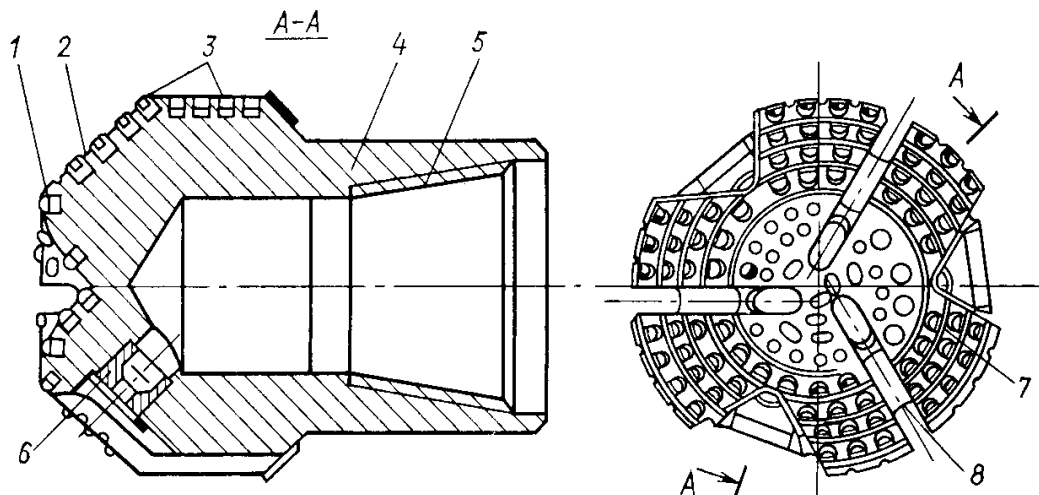


Рисунок 3.7 – Твердосплавне долото «ІНМ» типу М:

1, 2, 3, 7 – різці-вставки; 4 – корпус; 5 – приєднувальна різьба; 6 – насадка;
8 – промивальні канали

З'єднують долото з бурильною колоною або валом вибійного двигуна з допомогою замкової різьби.

Промивальна рідина із насадок надходить у промивні канали між секторами, захоплює частинки вибуреної породи, виносить їх у затрубний простір і далі на денну поверхню.

3.3 Бурові долота для колонкового буріння

Бурові інструменти для буріння з відбором керна – снаряди складаються з таких елементів (рис. 3.8):

- 1) колонкового долота (бурильної головки);
- 2) зовнішнього корпусу;
- 3) внутрішньої колонкової труби (керноприймача);
- 4) кернотримача (керновідривача).

Бурильна головка, руйнуючи породу по периферії вибою, залишає у центрі свердловини стовпчик породи (керна).

Зовнішній корпус слугує для з'єднання бурильної головки з бурильною колоною, розміщення керноприймача та захисту керна від механічних пошкоджень, а також для пропуску промивальної рідини між ним і керноприймачем.

Керноприймач призначений для приймання керна, зберігання його під час буріння та підймання на денну поверхню. Для виконання цих функцій у нижній частині керноприймача встановлюють керновідривачі і кернотримачі, а вверху – клапан, який пропускає через себе витискувану промивальну рідину під час заповнення керноприймача керном.

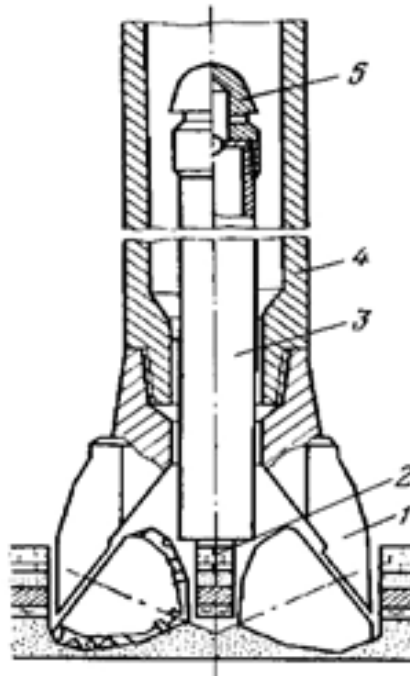


Рисунок 3.8 – Схема будови колонкового снаряда:

1 – бурильна головка; 2 – керн; 3 – керноприймач; 4 – корпус; 5 – клапан

За принципом підйому керна колонкові снаряди поділяють на снаряди з незнімним (постійним) та знімним керноприймачем.

Під час буріння колонковими снарядями з незнімним керноприймачем для підйому на поверхню колонкової труби з керном необхідно піднімати всю бурильну колону.

Колонкові снаряди зі знімним керноприймачем дозволяють піднімати колонкову трубу з керном без підйому бурильної колони. Для цього в бурильну колону спускають на канаті вловлювач, з допомогою якого піднімають керноприймач на поверхню. Потім, використовуючи той же вловлювач, спускають і встановлюють у корпусі порожній керноприймач і продовжують буріння з відбором керна.

Бурильні головки за конструкцією поділяють на лопатеві, шарошкові, алмазні і твердосплавні.

Найпоширеніші під час буріння з відбором керна шарошкові бурильні головки. Вони можуть бути три-, чотири-, а іноді й більше шарошковими.

На рисунках 3.9, 3.10 показані шарошкова та алмазні бурильні головки. Алмазна бурильна головка складається зі сталюгого корпусу зі з'єднувальною різьбою і фасонної алмазнесучої головки. Периферійні низки алмазних вставок калібрують стінку свердловини, а внутрішні, укріплені алмазними

вставками, оббурюють керн. Промивальна рідина підводиться до вибою через промивальні отвори.

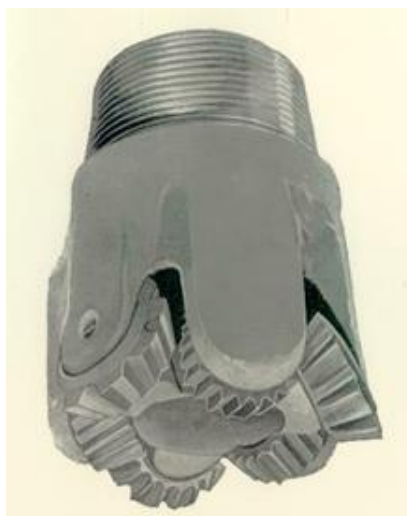


Рисунок 3.9 – Шарошкова бурильна головка

Для відбору керна застосовують колонкові снаряди «Надра», «Силур», «Колонок», «Кембрій» тощо. Вони використовуються зі шарошковими, алмазними і твердосплавними бурильними головками, призначеними для буріння в породах різної твердості.



Рисунок 3.10 – Алмазні бурильні головки

Складається снаряд «Надра» з корпусу, який виготовлений з двох товстостінних труб, з'єднаних одна з одною з допомогою спеціальної різьби. Верхня частина корпусу має перехідник для з'єднання з бурильною колоною, а нижня – перехідник для з'єднання з бурильною головкою. Всередині корпусу розміщений керноприймач, зібраний із секцій, з'єднаних муфтами. До нижньої частини керноприймача приєднується спеціальний перехідник, а до нього – підшва, яка встановлюється в корпусі бурильної головки.

Керноприймач має розміщені в перехіднику цанговий керновідривач і важільний кернотримач. У муфті, яка з'єднує дві секції керноприймача, є важільний кернотримач.

Керновідривач і кернотримач встановлені так, що під час буріння при обертовому керноприймачі вони залишаються нерухомими відносно керна.

Довжина керноприймального пристрою в двосекційному виконанні – 16 м, а довжина керноприймача – 14,5 м.

Снаряд «Надра» дозволяє здійснювати відбір керна діаметром 100 мм, 80 мм, 67 мм і 62 мм роторним способом.

Поряд з колонковим снарядом «Надра» використовують снаряди із незнімним керноприймачем типу «Силур», який призначений для відбору керна в ускладнених умовах під час буріння свердловин діаметром 212,7 мм і менше. Конструктивно вони виготовлені аналогічно і використовуються з такими ж бурильними головками, як і снаряд «Надра». Снаряд «Силур» має корпус дещо меншого діаметра, ніж «Надра», що зменшує імовірність прихоплювання бурильного інструмента.

3.4 Бурові долота для виконання спеціальних робіт

З цієї групи доліт найчастіше застосовуються:

1. *Пікоподібні долота.* Застосовують для створення плавного переходу стовбура свердловини з великого діаметра на менший, під час розбурювання цементних пробок, під час аварійних робіт (рис. 3.11).

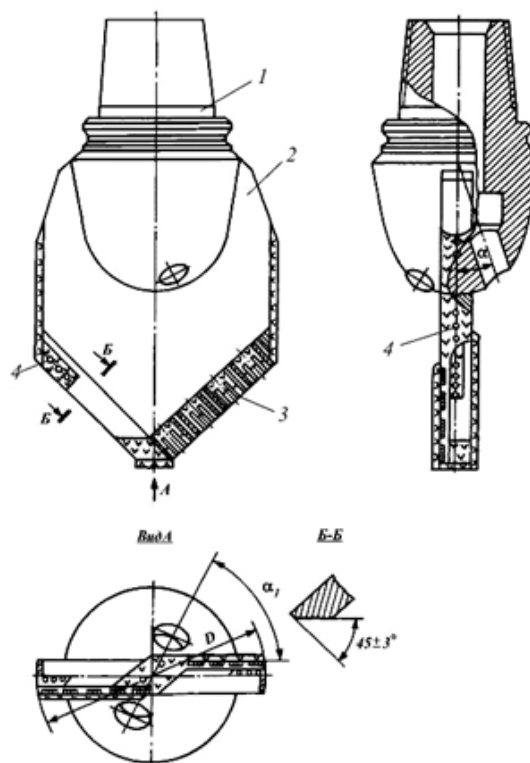


Рисунок 3.11 – Пікоподібне долото

1 – корпус; 2 – лопать; 3 – твердосплавні пластини; 4 – твердосплавні штирі

Виготовляють пікоподібні долота двох типів:

1) типу ПР, призначені для проробки (розширення) стовбура пробуреної свердловини в м'яких пластичних породах із пропластками порід середньої твердості, а також для відведення убік металевих предметів, які потрапили на вибій свердловини;

2) типу ПЦ, призначені для розбурювання цементного каменю і металевих деталей в обсадній колоні після цементування.

Ці долота мають загострену під кутом 90° лопать, яка за формою нагадує піку. Щоб запобігти пошкодженню обсадної колони, бокові грані у долота ПЦ не укріплюються твердим сплавом.

2. *Розширювачі.* Застосовують для розширення свердловини під час буріння, а також для центрування бурильного інструмента (рис. 3.12).

3. *Фрезерні долота.* Призначені для буріння свердловини в малоабразивних породах, для розбурювання цементних мостів і металевих предметів у свердловині.

4. *Долота для реактивно-турбінного способу буріння (РТБ).*



Рисунок 3.12 – Шарошковий розширювач

3.5 Техніко-економічні показники буріння

Техніко-економічні показники буріння багато в чому залежать від механічних та абразивних властивостей гірських порід і умов їхнього залягання. Тому необхідно звернути увагу на умови утворення й залягання гірських порід, методи визначення механічних та абразивних властивостей гірських порід і на використання даних щодо їхніх механічних та абразивних властивостей.

Ефективність роботи долота на вибої оцінюють за багатьма показниками, основними з яких є прохода на долото, механічна і рейсова швидкості буріння та собівартість 1 м проходки.

1. *Прходка на долото* (h_d)к – це кількість метрів, пробурених цим долотом до його повного зношення. Якщо долото спускається в свердловину декілька разів, то проходку за кожний спуск називають *проходкою за рейс* (h_p). Якщо долото зношується за один рейс, то $h_d = h_p$. Під час використання алмазних доліт і доліт типу «ІНМ», а також бурильних головок для відбору керна $h_p < h_d$.

2. *Механічна швидкість буріння* характеризує інтенсивність руйнування породи долотом і дорівнює кількості метрів, пробурених за одиницю часу взаємодії долота з породою

$$V_m = \frac{dh}{dt}, \quad (3.1)$$

де h – проходка;
 t – час.

Відношення проходки за рейс до часу, витраченого на руйнування породи протягом цього рейсу, називають *середньою механічною швидкістю буріння*

$$V_{mc} = \frac{h_p}{t_m}, \quad (3.2)$$

де t_m – час механічного буріння за рейс.

3. Під *рейсовою швидкістю* розуміють швидкість поглиблення свердловини з урахуванням витрат часу не лише на руйнування породи, але і на спусково-підймальні операції та допоміжні роботи протягом цього рейсу

$$V_p = \frac{dh}{dt_p}. \quad (3.3)$$

Відношення проходки за рейс до суми витрат часу на механічне руйнування породи t_m протягом цього рейсу, на спуск нового і підйом зношеного долота, а також заміну долота $t_{зд}$ та на підготувально-кінцеві і допоміжні роботи t_d протягом рейсу (збільшення бурильної колоні, проробка приви́бійної зони новим долотом, промивка свердловини перед підйомом зношеного) називають *середньою рейсовою швидкістю*

$$V_{pc} = \frac{h_p}{t_m + t_{зд} + t_d}. \quad (3.4)$$

4. *Собівартість 1 м проходки* враховує вартість долота та інші витрати, необхідні для забезпечення буріння

$$C = \frac{C_d + C_{бу} \cdot (t_m + t_{зд} + t_d)}{h_d}, \quad (3.5)$$

де C – собівартість 1 м проходки;

C_d – оптова ціна долота;

$C_{бу}$ – вартість 1 години роботи бурової установки.

У разі порівняльної оцінки роботи доліт в аналогічних умовах, кращими вважаються долота, які забезпечують максимальну рейсову швидкість і мінімальну собівартість 1 м проходки.

Контрольні запитання

1. Унаслідок якої дії відбувається руйнування гірських порід під час обертального буріння?
2. Як класифікуються бурові долота за характером руйнування породи?
3. Як класифікуються бурові долота за призначенням?
4. Як класифікуються бурові долота за конструктивним виконанням?
5. Які долота належать до лопатевих доліт ріжуче-сколювального типу?
6. Які долота належать до лопатевих доліт ріжуче-стирального типу?
7. Якими долотами здійснюється основний обсяг буріння нафтових і газових свердловин?
8. Скільки типів шарошкових доліт випускають для буріння в різних за твердістю та абразивністю породах?
9. Від чого залежить сколювальна дія породоруйнувальних елементів шарошок на породу?
10. З якими опорами випускають шарошкові долота?
11. Які бувають шарошкові долота за розміщенням і конструкцією промивальних каналів?
12. Яке призначення алмазних доліт?
13. З яких елементів складається алмазне долото?
14. Скільки модифікацій мають алмазні долота?
15. Яким матеріалом армують твердосплавні долота?
16. З яких елементів складається твердосплавне долото?
17. З яких елементів складаються колонкові долота?
18. Як поділяють колонкові снаряди за принципом підйому керна?
19. Як поділяють бурильні головки за конструкцією?
20. Які долота належать до доліт спеціального призначення?
21. Якими основними показниками оцінюють ефективність роботи долота на вибої?
22. Що розуміють під проходкою на долото (h_d)?
23. Що характеризує механічна швидкість буріння?
24. Яку швидкість буріння називають середньою механічною швидкістю буріння?
25. Що розуміють під рейсовою швидкістю буріння?
26. Яку швидкість буріння називають середньою рейсовою швидкістю?
27. Що враховує собівартість 1 м проходки?
28. Які долота вважаються кращими під час порівняльної оцінки роботи доліт в аналогічних умовах?

4 ВИБІЙНІ ДВИГУНИ

4.1 Класифікація вибійних двигунів

Для буріння нафтових і газових свердловин застосовують гідравлічні та електричні вибійні двигуни, які перетворюють відповідно гідравлічну енергію промивальної рідини або електричну енергію на механічну на вихідному валу двигуна.

Гідравлічні вибійні двигуни випускають двох типів:

- 1 – гідродинамічного – турбобури;
- 2 – гідростатичного – гвинтові двигуни.

Електричні вибійні двигуни одержали назву електробурів.

4.2 Турбобури

Турбобур – вибійний гідравлічний двигун, чия гідравлічна енергія потоку промивальної рідини перетворюється на механічну роботу вихідного вала, до якого приєднується долото. Як гідравлічний двигун у турбобурі використовується багатоступінчаста осьова турбіна.

У практиці буріння використовують такі турбобури:

- односекційні типу Т12;
- секційні;
- шпіндельні;
- високомоментні (з похилою лінією тиску);
- колонкові (для буріння з відбором керна);
- для буріння похилих свердловин;
- редукторні;
- реактивно-турбінні бури (РТБ).

Односекційні турбобури (рис. 4.1) застосовуються під час буріння вертикальних і похилих свердловин невеликої глибини. Для буріння похилих свердловин застосовують також укорочені турбобури.

Основні частини турбобура – турбіна, вал, корпус і гумово-металеві підшипники ковзання, які використовують як радіальні і осьові опори, що успішно працюють у разі змащування їх промивальною рідиною.

Турбіна турбобура багатоступенева, осьова. Кожний ступінь (рис. 4.2) складається зі статора, закріпленого в корпусі, і ротора, закріпленого на валі. На нижній кінець вала під час буріння нагвинчується долото, а зверху над турбобуром установлюють колону бурильних труб.

Промивальна рідина, яка протікає через турбобур до долота, спочатку омиває п'яту, що слугує радіально-упорним підшипником турбобура. При цьому промивальна рідина змащує і охолоджує деталі п'яти, потім надходить до турбіни, спрямовується всередину вала і далі до долота у вибій свердловини. Крім п'яти в турбобурі є декілька радіальних підшипників,

причому нижній, називається ніпелем, відіграє також роль сальника, спрямовуючи рідину всередину вала.

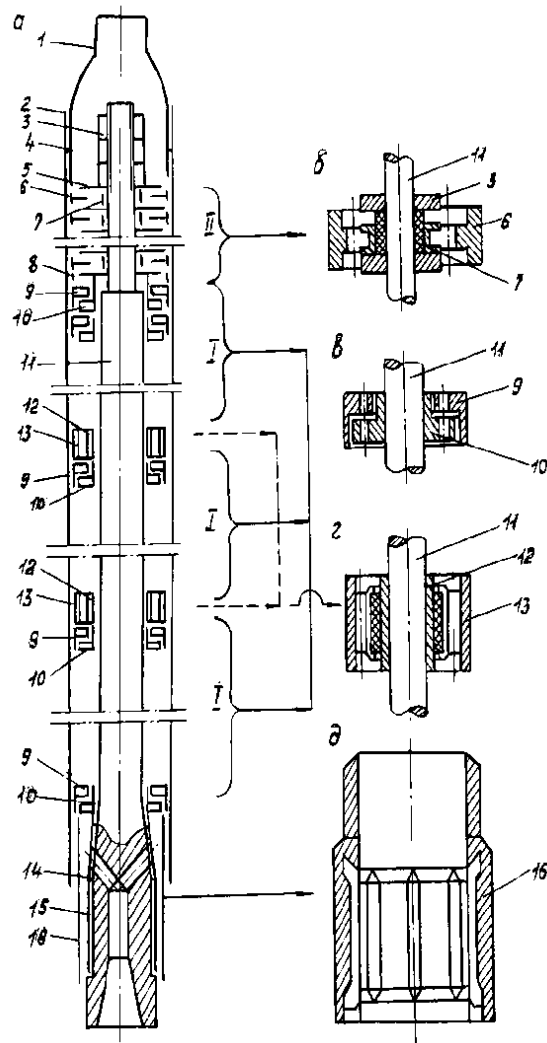


Рисунок 4.1 – Схема одnoseкційного турбобура:

а – турбобур в зібраному вигляді; б – одна ступінь верхньої радіально-упорної опори; в – одна ступінь турбіни; г – середня опора; д – ніпель;
 1 – перехідник; 2 – корпус турбобура; 3 – гайка; 4 – розпірна втулка; 5 – диск п'яти; 6 – підп'ятник; 7 – кільця п'яти; 8 – регулювальне кільце; 9 – статор;
 10 – ротор; 11 – вал; 12 – втулка середньої опори; 13 – середня опора;
 14 – упорне кільце; 15 – втулка нижньої опори; 16 – ніпель

Секційні турбобури типу ТС складаються з двох і більше секцій, які з'єднані між собою послідовно з допомогою конічних муфт.

Шпindelні турбобури дозволяють покращити енергетичні характеристики турбобура, оскільки в них осьова опора винесена в окрему нижню секцію-шпindel.

Високомоментні турбобури дозволяють за рахунок профілю лопаток одержати більший крутний момент у разі зменшення швидкості обертання.

Колонкові турбобури дозволяють відбирати керн і відрізняються від односекційних тим, що в них вал, до якого через перехідник приєднується бурильна головка є пустотілий. В середині пустотілого вала розміщується змінний керноприймач.

Редукторні турбобури типу ТР забезпечують передачу зменшеної частоти обертання і підвищеного крутного моменту.

Реактивно-турбінні бури (РТБ) використовуються для буріння свердловин великого діаметра (від 394 мм до 2 600 мм). Вибійний агрегат для РТБ – два або три (іноді і чотири) одночасно працюючих турбобури типу Т12, які розміщені паралельно і жорстко з'єднані між собою.

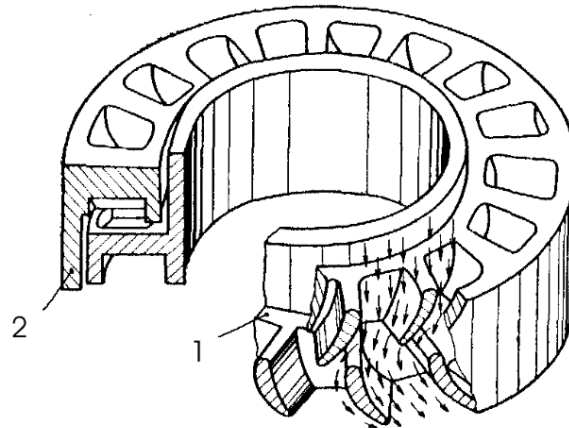


Рисунок 4.2 – Ступінь турбобура

1 – ротор; 2 – статор

4.3 Гвинтові вибійні двигуни

За принципом дії гвинтові двигуни належать до об'ємних роторних машин. Основними елементами робочих органів таких машин є:

- статор-корпус з порожнинами, що прилягають кінцями до камер високого і низького тисків;
- ведучий ротор-гвинт, крутний момент якого передається виконавчому механізму;
- замикачі гвинтової поверхні, що призначені для герметизації робочих органів і запобігання перетікання рідини з камери високого тиску в камеру низького тиску.

Гвинтові поверхні статора і ротора розділяють робочий об'єм двигуна на низку порожнин. Порожнини, пов'язані з ділянками високого і низького тисків, називаються камерами, а замкнені порожнини – шлюзами.

Основними вузлами вибійного гвинтового двигуна є: гвинтова пара, двошарнірний вал, шпindel і з'єднувальні перевідники (рис. 4.3).

У компонування над двигуном встановлюють переливний клапан для полегшення заповнення бурильної колони промивальною рідиною під час її спускання в свердловину.

Основним робочим органом двигуна є гвинтова пара, яка складається із статора і ротора – зубчастої пари внутрішнього зачеплення з гвинтовими зубами.

Статор – це металева труба, до внутрішньої поверхні якої привулканізована гумова обкладка, що має десять гвинтових зубів лівого напрямку, обернених до ротора.

Ротор виготовлений з високолегованої сталі, має дев'ять гвинтових зубів лівого напрямку і розміщений ексцентрично щодо осі статора.

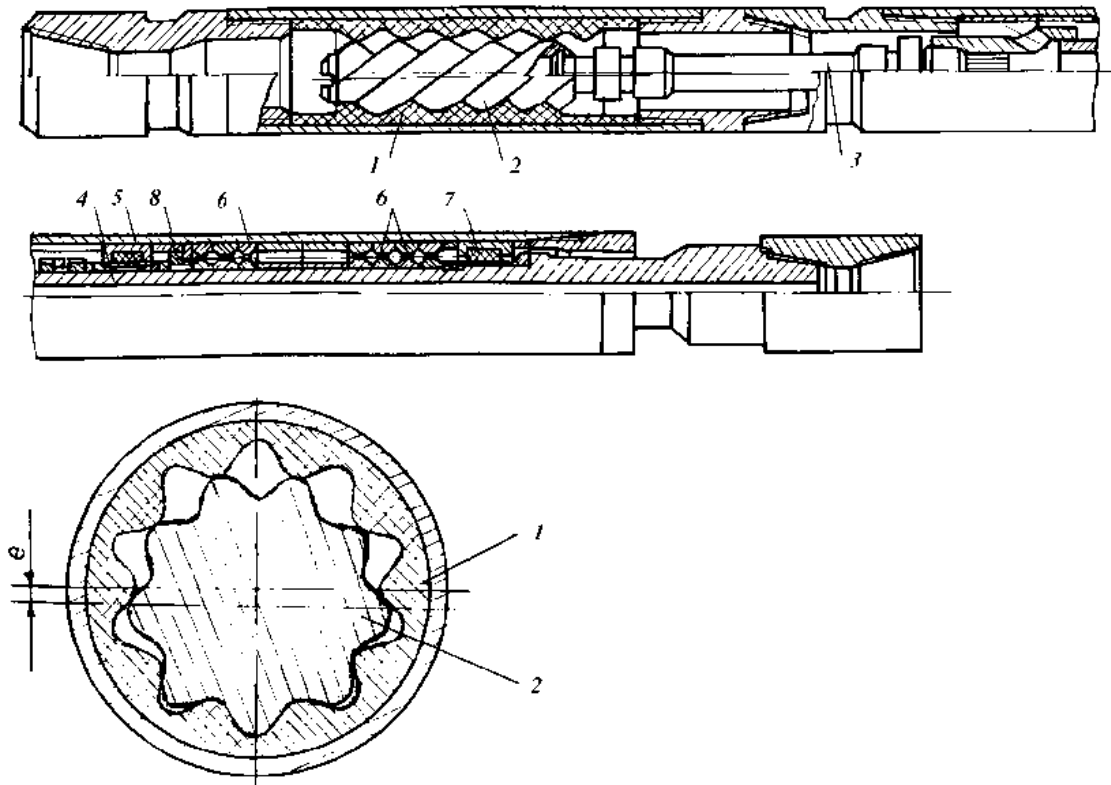


Рисунок 4.3 – Гвинтовий вибійний двигун Д2-172:

- 1 – статор; 2 – ротор; 3 – двошарнірний вал; 4 – вал шпинделя;
5 – корпус шпинделя; 6 – багаторядний радіально упорний підшипник;
7 – радіальна гумометалева опора; 8 – торцевий сальник

Під дією потоку промивальної рідини ротор, обкочуючись по зубах статора, здійснює планетарний рух. Крутний момент від ротора на вал шпинделя передається двошарнірним з'єднанням. Це з'єднання виконано у вигляді вала, що має на кінцях два шарніри. Карданне з'єднання необхідне для передачі обертання від ексцентрично розміщеного ротора, який здійснює планетарний рух відносно осі обертання двигуна, до вала шпинделя.

Шпиндель необхідний для передачі осьового навантаження на долото, сприйняття гідравлічного навантаження, що діє на ротор.

4.4 Електробури

Електробур – це вибійний буровий двигун, який перетворює електричну енергію на механічну на вихідному валу. Електробур складається з електродвигуна, шпинделя і системи захисту цих механізмів від проникнення промивальної рідини (рис. 4.4).

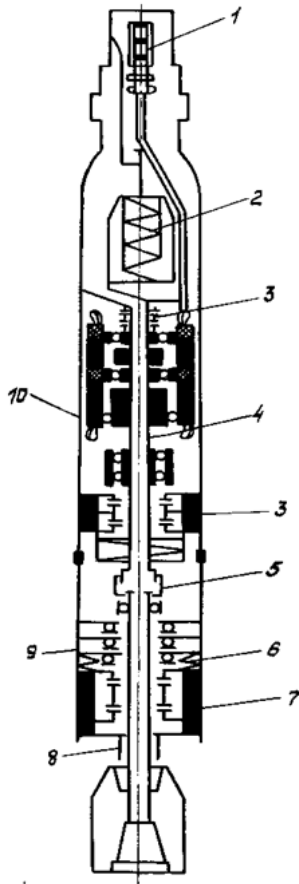


Рисунок 4.4 – Схема електробура з маслозаповненим шпинделем:

- 1 – кабель; 2 – лубрикатор; 3 – сальник; 4 – пустотілий вал електродвигуна;
5 – зубчаста муфта; 6 – пустотілий вал шпинделя; 7 – торцевий сальник;
8 – перехідник; 9 – корпус шпинделя; 10 – корпус електродвигуна

Електродвигун – це високовольтна, трифазна, асинхронна маслonaповнена машина з короткозамкненим ротором. Він монтується в трубних секціях, з'єднаних одна з одною з допомогою конічної різьби.

У корпусі статора запресовані пакети магнітопровідної сталі, що чергуються з пакетами немагнітопровідної сталі. Вихідні кінці обмоток, які закладені в пазах статора, приєднані до кабелю, через який підводиться струм до електродвигуна.

Ротор складається з пустотілого вала, на якому розміщені секції з короткозамкненими алюмінієвими «білковими» клітками. Між секціями

встановлені кульові підшипники, які сприймають радіальні навантаження. Осьове навантаження сприймають опорні кульові підшипники.

Ущільнення кінців вала двигуна досягається з допомогою нижнього і верхнього сальників. Щоб запобігти проникненню в двигун промивальної рідини через сальник, тиск мастила в порожнині двигуна повинен бути дещо вищим (на 0,2–0,3 МПа) від тиску промивальної рідини, що протікає через електробур.

Електробур із долотом спускають у свердловину на бурильних трубах. Колона бурильних труб слугує для приєднання до неї електробура, сприйняття реактивного моменту, подачі до вибою промивальної рідини і розміщення в ній струмопідводу.

Електроенергія до електробура підводиться від силового трансформатора по зовнішньому кабелю, який підвішений до бурового шланга, і по кабелю, змонтованому всередині бурильної колони. Між вертлюгом і ведучою трубою розміщений струмоприймач. Кабель всередині бурильної колони змонтований із секцій, довжина яких дорівнює довжині бурильних труб. Секції кабелю з'єднуються з допомогою контактних стрижнів і муфт під час скручування бурильних труб.

Буріння з допомогою електробурів має низку переваг порівняно з використанням інших вибійних двигунів:

1. Незалежність потужності і частоти обертання вала електробура від кількості та властивостей промивальної рідини.
2. Можливість вести контроль за роботою долота на вибої і запобігати аварії з ним.
3. Можливість автоматизувати процес буріння з найкращим використанням потужності.
4. Використання телеметричної апаратури під час буріння похило-спрямованих свердловин.
5. Використання будь-яких видів промивальних рідин і циркуляційних агентів.

До недоліків застосування електробурів належать:

- необхідність джерела постачання електроенергії і спеціального обладнання;
- недосконалість системи струмопідводу, що призводить до частих несправностей в ізоляції;
- неможливість регулювання частоти обертання внаслідок жорсткої характеристики двигуна;
- застосовують електробури за невисоких вибійних температур;
- необхідність застосування спеціальних бурильних труб;
- великі втрати напруги в системі струмопроводу

Контрольні запитання

1. Які вибійні двигуни застосовують для буріння нафтових і газових свердловин?
2. Які існують типи гідравлічних вибійних двигунів?
3. Як працює гідравлічний двигун у турбобурі?
4. Які турбобури використовують у практиці буріння?
5. Назвіть основні частини турбобура.
6. Яка особливість шпиндельних турбобурів?
7. Яка особливість високомоментних турбобурів?
8. Яка особливість колонкових турбобурів?
9. Яка особливість редукторних турбобурів типу ТР?
10. Для чого використовуються реактивно-турбінні бури (РТБ)?
11. До якого класу машин за принципом дії належать гвинтові вибійні двигуни?
12. Які основні елементи робочих органів гвинтових вибійних двигунів?
13. Що є основним робочим органом гвинтового вибійного двигуна?
14. Що таке електробур?
15. З яких елементів складається електробур?
16. Що таке вибійний електродвигун?

5 БУРИЛЬНА КОЛОНА

5.1 Призначення та складові елементи бурильної колони

Бурильна колона призначена для:

- 1) передачі обертання від ротора до долота;
- 2) сприйняття реактивного моменту вибійного двигуна;
- 3) підведення до вибою промивальної рідини;
- 4) створення осевого навантаження на долото;
- 5) підйому і спуску долота і вибійного двигуна;
- 6) монтажу окремих секцій струмопідводу під час буріння електробуром;
- 7) проведення допоміжних робіт (проробка, розширення і промивання свердловини, дослідження пластів тощо).

Бурильна колона складається з ведучої труби, бурильних труб, обважнених бурильних труб, замків, перехідників і з'єднувальних муфт.

5.2 Конструктивні особливості елементів бурильної колони

5.2.1 Бурильні труби та з'єднувальні муфти

Відповідно до стандарту виготовляють такі типи сталевих бурильних труб:

- 1) із висадженими всередину кінцями і з'єднувальними муфтами до них (ТБВ) (рис. 5.1, а);
- 2) із висадженими назовні кінцями і з'єднувальними муфтами до них (ТБН) (рис. 5.1, б);
- 3) із висадженими всередину кінцями і конічними стабілізуючими поясками (ТБВК) (рис. 5.1, в);
- 4) із висадженими назовні кінцями і конічними стабілізуючими поясками (ТБНК) (рис. 5.1, г);
- 5) із привареними з'єднувальними кінцями (ТБПН) (рис. 5.2);
- 6) труби для буріння з електробуром (ТБПВЕ).

Крім сталевих, виготовляють також бурильні труби з алюмінієвих сплавів (ЛБТ).

Стандартом передбачено випуск труб довжиною 6 м, 8 м і 11,5 м. На кінцях труби нарізується конічна різьба трикутного (рис. 5.1, а, б) або трапецієподібного (рис. 5.1, в, г) профілю.

Наявність висадки на кінцях труби дозволяє нарізати різьбу, зберігаючи в будь-якому перерізі труби однакову міцність на розрив.

Бурильні труби зі стабілізуючими поясками (типи 3-й і 4-й) є герметичнішими і міцнішими за відповідні труби 1-го і 2-го типу.

З'єднувальні муфти призначені для з'єднання коротких (довжиною 6 м і 8 м) труб 1-го і 2-го типу у двотрубки. Випуск муфт для труб з різьбою трапецієподібного профілю не передбачений.

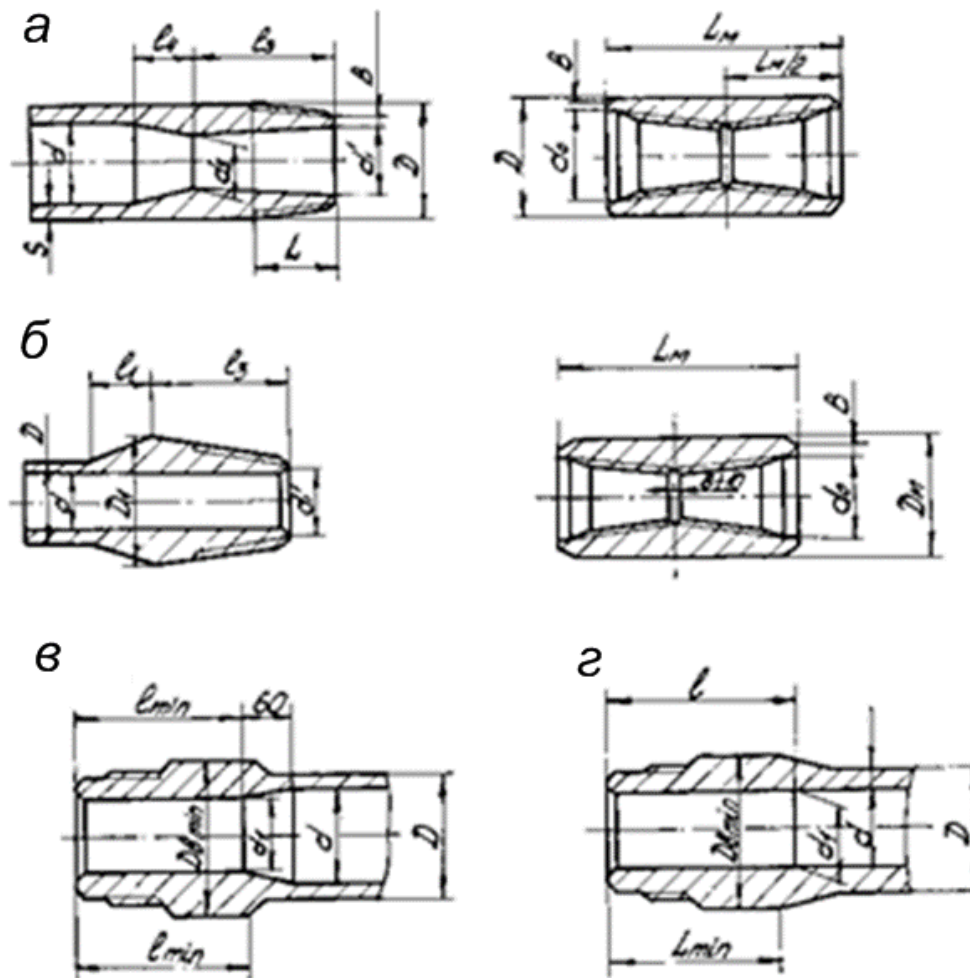


Рисунок 5.1 – Бурильні труби:

а – з висадженими в середину кінцями; б – з висадженими назовні кінцями; в – з висадженими всередину кінцями і стабілізуючими поясками; г – з висадженими назовні кінцями і стабілізуючими поясками

Бурильні труби і з'єднувальні муфти виготовляють зі сталей груп міцності Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

Бурильні труби з висадженими назовні кінцями і привареними замками (рис. 5.2) мають рівнопрохідний канал по довжині труби, що обумовлює як і під час застосування бурильних труб з висадженими назовні кінцями (тип 2-й і 4-й), мінімальні гідравлічні опори під час руху промивальної рідини по бурильній колоні.

Виготовляють ці труби приварюванням до трубної заготовки з висадженими назовні кінцями замків спеціальної конструкції.

Застосування труб із привареними з'єднувальними кінцями типу ТБПН дає також добрі результати під час буріння похило-спрямованих свердловин, оскільки складені з них бурильні колони мають рівнопрохідний отвір, що полегшує умови спуску і підйому приладів, які використовуються для контролю за положенням відхилювача в свердловині.

До недоліків бурильних труб типу ТБПН належить можливе паралельне зміщення і перекіс осей з'єднувальних кінців і труби, що призводять до передчасного виходу з ладу бурильної колони.

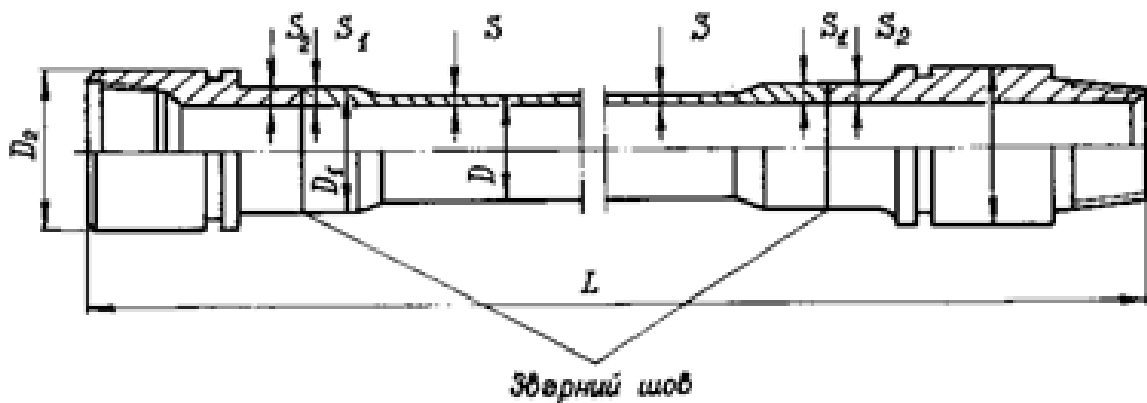


Рисунок 5.2 – Бурильна труба з привареними по висадженій назовні частині ніпеля і муфти бурильного замка спеціальної конструкції (типу ТБПН)

Для виготовлення легкосплавних бурильних труб (ЛБТ) застосовують дюраль Д16 (сплав Al-Cu-Mg), зміцнений термообробкою, і тому він одержав шифр Д16Т.

Важливою перевагою ЛБТ є їхня діамантітність, що дозволяє виміряти зенітний кут та азимут свердловини інклінометрами, які спускають у бурильну колону. До переваг ЛБТ належить і наявність у них гладкої внутрішньої поверхні, що знижує гідравлічні опори приблизно на 20 % порівняно зі сталевими бурильними трубами аналогічного перерізу.

Однак ЛБТ має вади: їх не можна експлуатувати за температур, вищих ніж 150 °С, оскільки за вищих температур міцнісна характеристика сплаву Д16Т різко знижується; неможливість їхньої експлуатації за наявності у свердловині промивальної рідини з концентрацією водневих іонів $pH > 10$, у зв'язку із сильною кородуючою дією лужного середовища на сплави алюмінію; недопустимі і кислотні ванни, які застосовують для звільнення прихопленої сталевий бурильної колони.

5.2.2 Бурильні замки

У процесі спуску і підйому бурильної колони недоцільно згвинчувати всі труби, з яких зібрана колона. Набагато швидше здійснювати спусково-підймальні операції у разі згвинчування-розгвинчування декількох труб у зборі. Комплект таких труб прийнято називати свічкою. Свічка може бути зібрана довжиною близько 25 м із двох труб із висотою вишки (41–45) м і довжиною близько 37 м із трьох труб із висотою вишки 53–58 м. З'єднання труб у свічки здійснюється муфтами, а свічок одна з одною з допомогою бурильних замків.

У бурильній колоні основними з'єднувальними елементами є бурильні замки, які випускають декількох типів:

1) ЗН – з діаметром прохідного отвору значно меншим, ніж діаметр прохідного отвору труб із висадженими всередину кінцями (рис. 5.3, а);

2) ЗШ – з діаметром прохідного отвору приблизно таким, як і діаметр прохідного отвору труб із висадженими всередину кінцями (рис. 5.3, б);

3) ЗУ – зі збільшеним, порівняно з замками ЗШ, діаметром прохідного отвору для труб із висадженими назовні кінцями (рис. 5.3, в).

Замки ЗН і ЗШ використовують для з'єднання бурильних труб із висадженими всередину кінцями. Значне звуження прохідного отвору в бурильних замках типу ЗН значно збільшує втрати тиску під час циркуляції промивальної рідини. Тому такі бурильні замки використовують тільки за роторного способу буріння. Замки типу ЗУ застосовують як у разі роторного, так і у разі буріння з вибійними двигунами.

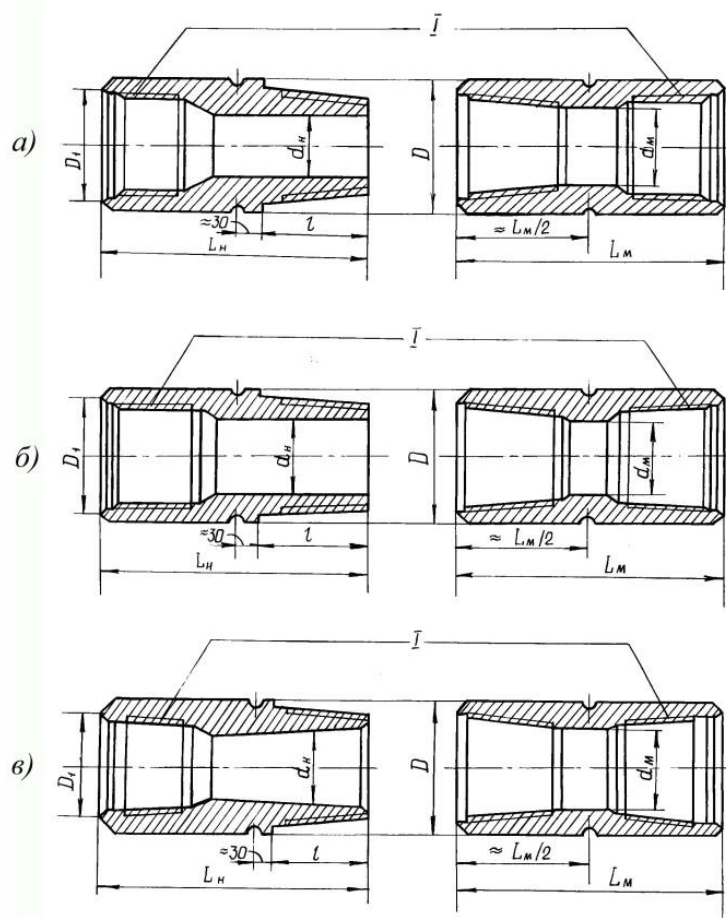


Рисунок 5.3 – Бурильні замки для бурильних труб з висадженими кінцями 1-го і 20-го типів:

а – типу ЗН; б – типу ЗШ; в – типу ЗУ; І – різьба для з'єднання з трубами

Для з'єднання бурильних труб із висадженими всередину кінцями і стабілізуючими поясками розроблені бурильні замки ЗШК, із висадженими назовні кінцями – бурильні замки ЗУК. Кожний із типів бурильних замків складається з ніпеля і муфти і має свої розміри.

Ніпель і муфта бурильного замка з'єднуються між собою з допомогою конічної великої різьби трикутного профілю, яка отримала назву замкової, а приєднання цих деталей до бурильних труб здійснюється з допомогою конічної мілкої трубної різьби трикутного або трапецієподібного профілю.

Замкова різьба має всі витки однакового профілю, тому під час згвинчування ніпеля з муфтою вони перебувають в повному зачепленні по всій довжині різьби, а упорний торець муфти контактує з упорним торцем ніпеля, що створює умови для забезпечення герметичності з'єднання.

Велика замкова різьба з великою конусністю дозволяє багаторазово згвинчувати і розгвинчувати свічки з незначною витратою часу.

Застосування бурильних замків не тільки прискорює спусково-підіймальні операції, але і запобігає передчасному зношуванню бурильних труб, оскільки за наявності замкового з'єднання ключами захоплюються не бурильні труби, а ніпель і муфта бурильного замка.

5.2.3 Обважені бурильні труби

Обважені бурильні труби (ОБТ) призначені для створення осьового навантаження на долото і збільшення жорсткості і стійкості нижньої частини бурильної колони.

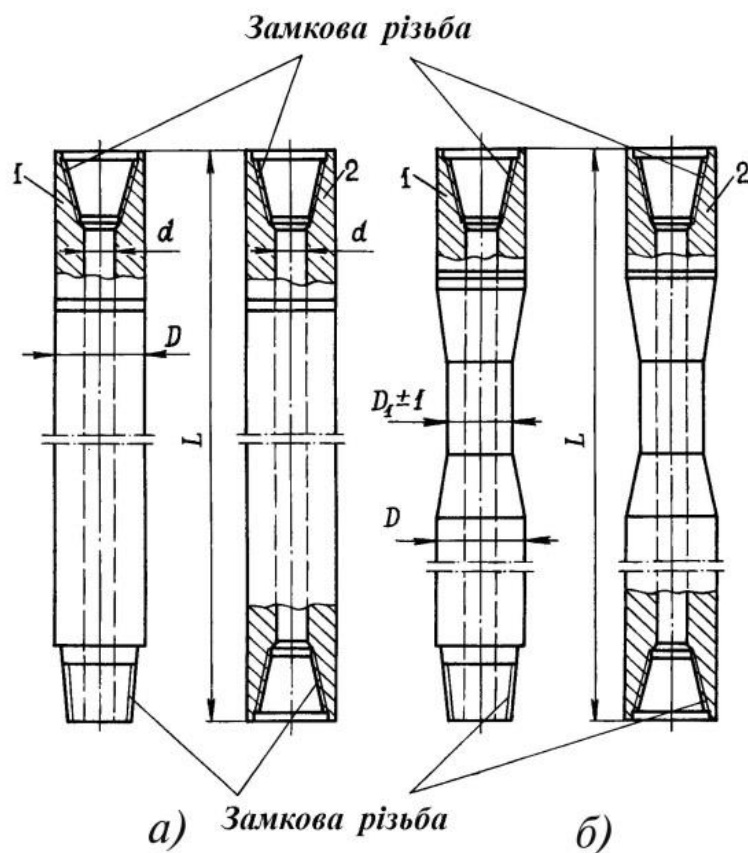


Рисунок 5.4 – Обважені бурильні труби:

а – з гладкою поверхнею; б – з конусним проточуванням

Обважнені бурильні труби бувають таких типів:

- 1) з гладкою поверхнею на всій довжині;
- 2) із конусним проточуванням у верхній частині;
- 3) збалансовані;
- 4) квадратного перерізу по периметру;
- 5) зі спіральними канавками.

ОБТ перших двох типів мають на кінцях замкову різьбу (рис. 5.4). За наявності на трубі з одного кінця зовнішньої, а з іншого – внутрішньої різьби ОБТ називають проміжною, а за наявності на обох кінцях внутрішньої різьби – наддолотною. Комплект ОБТ має одну наддолотну трубу і необхідну кількість проміжних труб.

Виготовляють ОБТ перших двох типів зі сталей групи міцності Д і К методом прокатування без подальшої термічної обробки, що обумовлює їх недостатню міцність і невисоку зносостійкість. Крім того, вони мають значні допуски на кривизну, різностінність та овальність. Внаслідок цього, під час роботи долота на вибої відбувається биття бурильної колони і, як наслідок, виникнення динамічних навантажень, що негативно впливає на умови роботи бурильної колони і долота.

Вади описаних вище ОБТ значною мірою усунені у збалансованих обважнених бурильних трубах (ОТБЗ).

Внутрішній канал у цих трубах висвердлений, що забезпечує його прямолінійність, а механічне оброблення зовнішньої поверхні труб, обкатування різьби роликком, термічне оброблення труб і фосфатування різьби підвищують їхню міцність.

ОБТ зі спіральними канавками мають на зовнішній поверхні нарізані спіральні канавки, внаслідок чого зменшується імовірність прихоплювання колони і покращується якість промивання.

5.2.4 Ведучі бурильні труби

Ведучі бурильні труби призначені для передачі обертання бурильної колони від ротора і реактивного моменту від вибійного двигуна до ротора за одночасної подачі бурильної колони та циркуляції промивальної рідини. Під час буріння нафтових і газових свердловин застосовують ведучі бурильні труби збірної конструкції, які складаються з квадратної товстостінної штанги, верхнього штангового перевідника (ПШВ) і нижнього штангового перехідника (ПШН) (рис. 5.5).

Ведучу трубу в зборі рекомендується приєднувати до стовбура вертлюга з допомогою перехідника, який запобігає зношуванню різьби на ПШВ і стовбурі вертлюга.

Для захисту від зношення замкової різьби ПШН, яка зазнає багаторазових згвинчувань та розгвинчувань під час збільшення бурильної колони і спусково-підіймальних операцій, на перехідник ПШН додатково нагвинчують запобіжний перехідник.

Квадратні штанги для ведучих труб виготовляють довжиною до 16,5 м зі сталі групи міцності «Д» і «К».

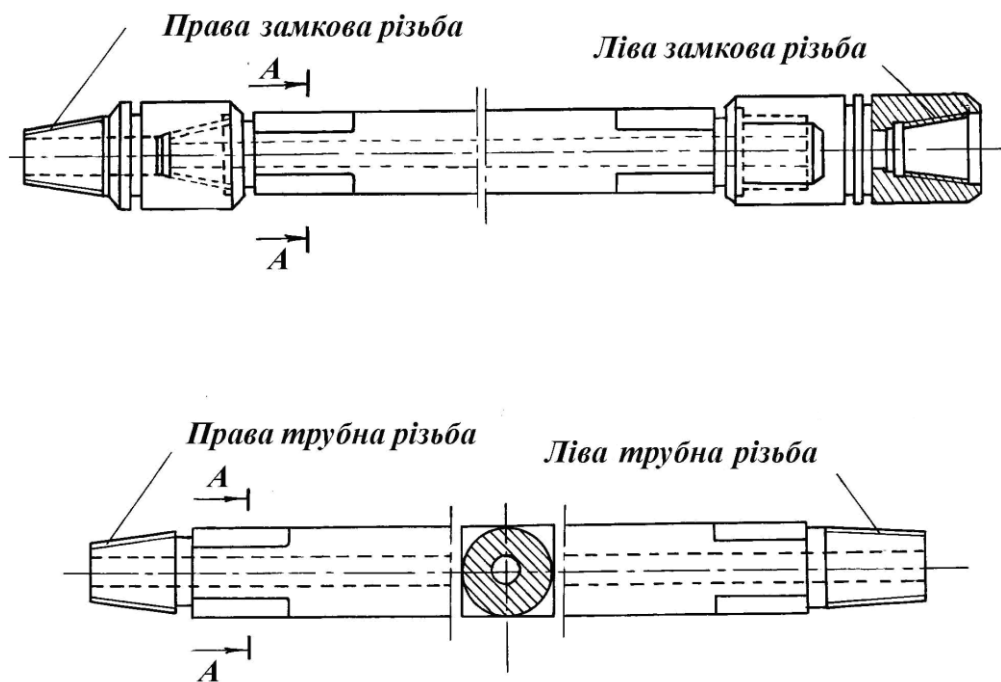


Рисунок 5.5 – Ведуча бурильна збірної конструкції

5.2.5 Перехідники

Перехідники призначені для з'єднання елементів бурильної колони з різьбами різних типів і розмірів, а також для приєднання до бурильної колони інструментів.

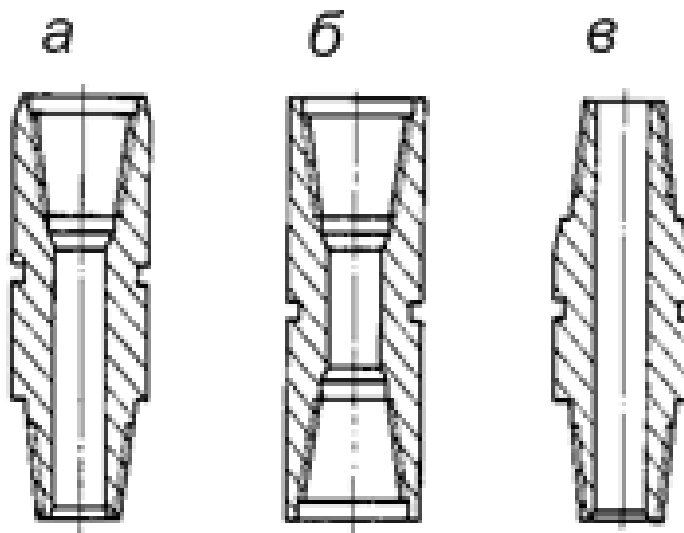


Рисунок 5.6 – Перехідники

а – перехідний; б – муфтовий; в – ніпельний

Всі перехідники поділяються на три типи (рис. 5.6):

- 1) перехідники перехідні або запобіжні (ПП);
- 2) перехідники муфтові (ПМ);
- 3) перехідники ніпельні (ПН).

Перехідники перехідні призначені для переходу від різьби одного типу до різьби іншого типу, для з'єднання елементів колони різних діаметрів, для приєднання до бурильної колони інструментів.

Перехідники муфтові і ніпельні призначені для з'єднання елементів бурильної колони, розміщених один від одного ніпелями або муфтами.

5.3 Технологічне оснащення бурильної колони

Для покращення умов експлуатації бурильної колони в ній встановлюють фільтр, зворотний клапан, а на ній – запобіжні кільця, калібратори, центратори, стабілізатори.

Фільтр призначений для очищення промивальної рідини від значних домішок, які потрапили в циркуляційну систему. Він встановлюється всередині бурильної колони між ведучою і бурильними трубами.

Зворотний клапан встановлюють у верхній частині бурильної колони для запобігання викиду промивальної рідини через бурильну колону.

Запобіжні кільця монтують на бурильній колоні для захисту від зношення кондуктора, проміжної обсадної колони, бурильних труб та їх з'єднувальних елементів у процесі буріння і спусково-підймальних операцій. Застосовують гумові і гумовометалеві протекторні кільця.

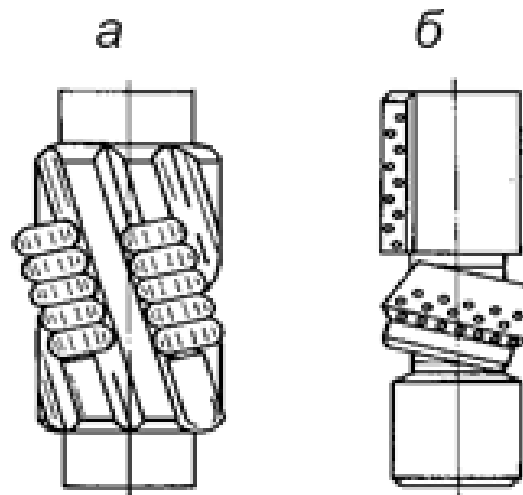


Рисунок 5.7 – Шаршкові калібратори:

а – з фрезерованими зубцями на шарошках; б – з твердосплавними вставками в одношаршковому виконанні

У вертикальних свердловинах необхідно встановлювати запобіжні кільця на кожній свічці. У похилих свердловинах їхню кількість вибирають залежно від інтенсивності викривлення свердловини, від одного до двох кілець на кожній трубі.

Калібратори, центратори, стабілізатори встановлюють у нижній частині бурильної колони для запобігання довільного викривлення вертикальних свердловин, а також для управління траєкторією осі похило-спрямованих свердловин.

Калібратори призначені для вирівнювання стінки свердловини і встановлюються безпосередньо над долотом. Застосовують калібратори шарошкові з фрезерованими зубцями або твердосплавними вставками (рис. 5.7), а також лопатеві.

Центратори призначені для забезпечення поєднання осі бурильної колони з віссю свердловини в місцях їх встановлення (рис. 5.8).

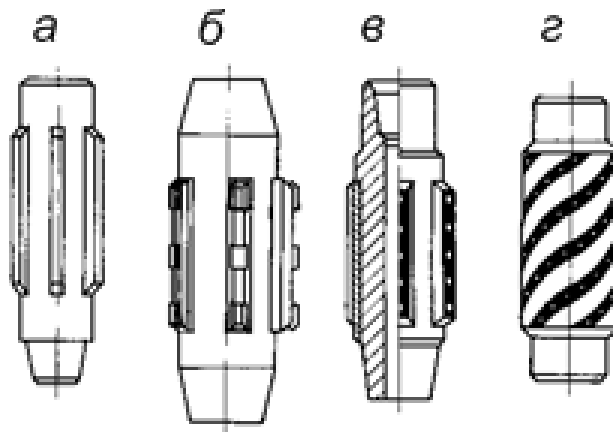


Рисунок 5.8 – Центратори:

а, б, в – з планками розміщеними по твірній корпусу; г – зі спіральними планками

Стабілізатори, довжина яких у декілька разів більша за довжину центраторів, призначені для стабілізації зенітного кута свердловини. Встановлюють стабілізатори безпосередньо над калібратором або поблизу нього, але так, щоб ОБТ, розміщена між калібратором і стабілізатором, у разі створення навантаження на долото не згиналась.

Контрольні запитання

1. Для чого призначена бурильна колона?
2. З яких елементів складається бурильна колона?
3. Які типи сталених бурильних труб виготовляють відповідно до стандарту?
4. З яких груп міцності сталей виготовляють бурильні труби і з'єднувальні муфти?
5. Які існують типи бурильних замків?
6. Який одержують ефект від використання бурильних замків?
7. Яких типів бувають обважені бурильні труби?

8. Для чого призначені ведучі бурильні труби?
9. Які бувають перехідники?
10. Що вмонтовують у бурильну колону для покращання умов її експлуатації?

6 РЕЖИМ БУРІННЯ ТА ЙОГО ПАРАМЕТРИ

6.1 Поняття про режим буріння та його параметри

Ефективність руйнування породи долотом залежить від багатьох чинників: осьового навантаження на долото, частоти його обертання, чистоти вибою свердловини, конструкції долота, властивостей породи тощо. Деякими з них можна оперативно керувати в період роботи долота на вибої або перед спусканням його у свердловину. Зміна інших чинників потребує тривалого часу, тому в період роботи одного долота вони залишаються майже без змін.

Під *режимом буріння* розуміють сукупність тих чинників, які впливають на ефективність руйнування породи та інтенсивність зношування долота і якими можна оперативно керувати у період роботи долота на вибої, а самі чинники називають режимними параметрами.

До режимних параметрів належать:

- а) осьове навантаження на долото – P_d ;
- б) частота обертання долота – ω_d ;
- в) секундна витрата промивальної рідини – Q ;
- г) параметри промивальної рідини.

Режими буріння поділяють на:

а) *звичайний*:

- оптимальний;
- раціональний;
- форсований (швидкісний або силовий);

б) *спеціальний*.

Під *оптимальним* розуміють такий режим буріння, який забезпечує найвищу продуктивність праці за мінімальних витрат і якісне виконання поставленої задачі. Критерієм оптимізації є мінімум вартості одного метра проходки і максимум рейсової швидкості.

Під *раціональним* розуміють такий режим буріння, який забезпечує найкраще значення одного чи декількох показників за цього технічного оснащення.

Форсований – режим, який призводить до збільшення швидкості буріння за рахунок збільшення швидкості обертання долота (форсований швидкісний режим) або осьового навантаження на долото (форсований силовий режим).

Під *спеціальним* розуміють режим буріння, який забезпечує найкраще виконання тієї чи іншої спеціальної задачі (буріння похило-скерованих свердловин, буріння з відбором керна, буріння в продуктивному пласті тощо).

6.2 Вплив параметрів режиму буріння на механічну швидкість проходки

Розглянемо, як впливають режимні параметри на механічну швидкість буріння шарошковими долотами за рівних інших умов у початковий період роботи, коли спрацьованість озброєння і опор доліт ще не впливає на ефективність руйнування породи.

Осьове навантаження на долото. Руйнування гірської породи на вибої механічним способом неможливе без створення осьового навантаження на долото.

Теоретична залежність механічної швидкості проходки від осьового навантаження під час розбурювання порід шарошковими долотами показана на рисунку 6.1. На кривій $V_m = f(P_d)$ можна виділити чотири ділянки. Ділянка I (OA) характеризується тим, що швидкість збільшується пропорційно збільшенню осьового навантаження. У цій ділянці питоме навантаження (контактний тиск) менше, ніж границя втоми гірської породи, тому процес руйнування має поверхневий характер (стирання, абразивне зношування, мікросколювання, зім'яття і зсув окремих нерівностей). При цьому утворюється дрібний шлам із розміром частинок від порохоподібних до міліметрів. Ця ділянка називається *областю поверхневого руйнування*.

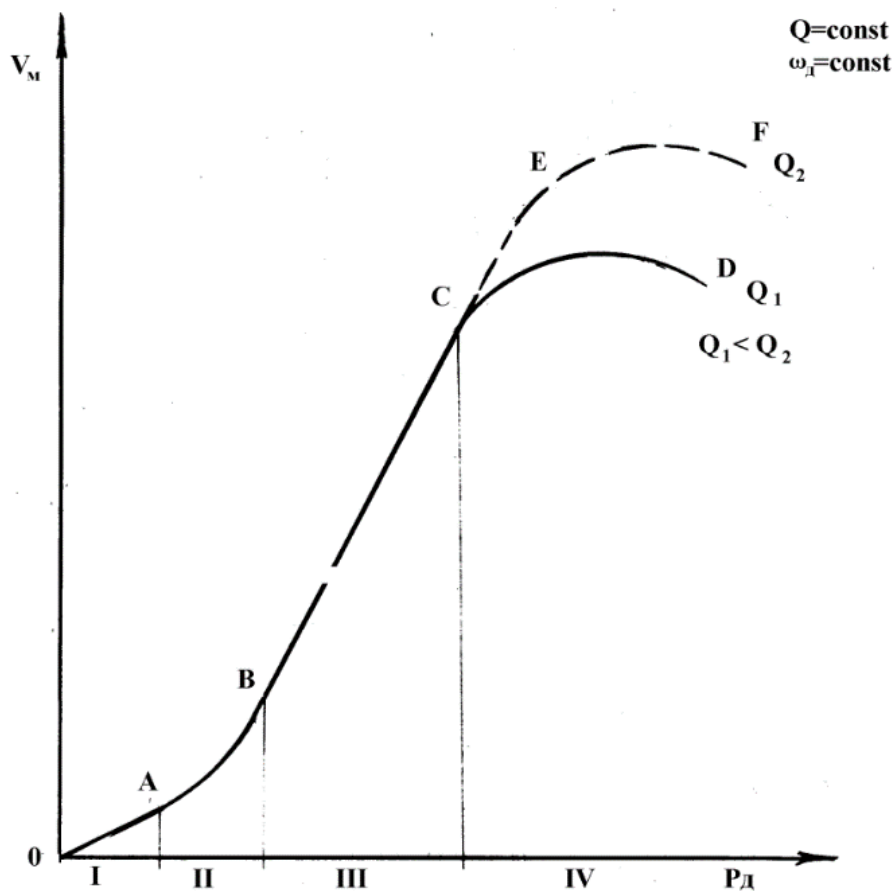


Рисунок 6.1 – Вплив навантаження на долото на механічну швидкість проходки

У ділянці II (*AB*) механічна швидкість збільшується зі зростанням осьового навантаження, але в цьому випадку механічна швидкість росте швидше, ніж збільшується створюване осьове навантаження. Питоме навантаження при цьому менше, ніж твердість породи і недостатнє для її виколування під час одноразового удару. У разі багаторазових ударів виникають втомні мікротріщини, які розвиваються з кожним новим ударом і призводять до руйнування породи. Таким чином, руйнування породи має об'ємний характер і відбувається внаслідок втомних явищ. Шлам за розмірами більший, ніж у разі поверхневого руйнування. Ділянку II умовно називають *ділянкою втомного руйнування*.

У ділянці III (*BC*) відбувається об'ємне руйнування породи, тому вона руйнується з кожним ударом зуба долота в породу. Питомі енерговитрати на руйнування одиниці об'єму породи суттєво нижчі, ніж у перших двох ділянках. Ця ділянка має назву *ділянки об'ємного руйнування*.

Характер залежності між механічною швидкістю буріння і навантаженням суттєво зміниться, якщо очищення вибою стає недостатнім і на ньому (вибої) накопичуються раніше зруйновані частинки, які не встигли переміститись у наддолотну зону (ділянка IV, *CD*). Це призводить до повторного подрібнення вже зруйнованої породи тощо. Все це спочатку сповільнює зростання швидкості буріння, а потім може і знизити її. Цю зону називають *зоною недостатнього очищення вибою*.

Якщо в точці *C* збільшити витрату промивної рідини ($Q_2 > Q_1$), то лінійна залежність (*BC*) може продовжуватись до точки *E* (*CE*), бо покращуються умови очищення вибою, але з часом знову відбудеться відхилення від лінійного закону, аналогічно попередньому (ділянка *EF*).

Варто зауважити, що межі між режимами руйнування дуже умовні. У вибійних умовах у кожній ділянці є всі режими руйнування, але частка того чи іншого різна і назва ділянки відповідає режиму, який відіграє там головну роль.

Частота обертання долота. Зі збільшенням швидкості обертання долота, за незмінного осьового навантаження, секундної витрати промивальної рідини, її властивостей та інших рівнозначних умов, зростає кількість пошкоджень вибою зубцями шарошок в одиницю часу, швидкість ударів зубців об породу та динамічна складова навантаження на долото, внаслідок чого збільшується механічна швидкість проходки (рис. 6.2). Проте у разі подальшого збільшення швидкості обертання (вище $\omega_{кр}$) механічна швидкість починає зменшуватись.

Основними причинами зниження механічної швидкості є наступне. По-перше, оскільки зі зростанням частоти обертання скорочується тривалість контакту зуба з породою, то у разі великих частот тривалість контакту може бути недостатньою для реалізації підведеної енергії.

По-друге, для видалення подрібненої або сколеної породи необхідний визначений мінімум часу. Якщо частота обертання долота велика, часу з моменту дії зуба однієї шарошки до моменту дії зуба іншої шарошки з цим майданчиком вибою може бути недостатньо для видалення породи,

зруйнованої попереднім зубом, і наступний зуб повторно подрібнює залишений шлам.

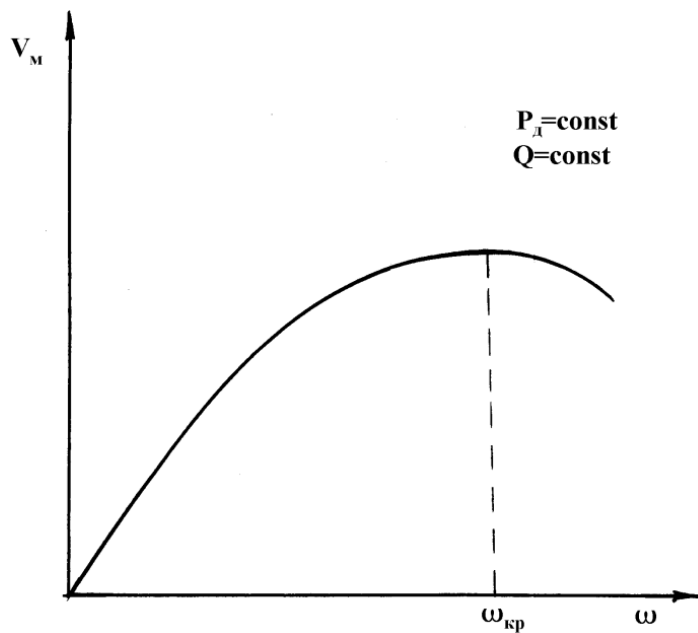


Рисунок 6.2 – Вплив швидкості обертання на механічну швидкість проходки

По-третє, зі зростанням частоти обертання інтенсифікується зношення зубців шарошок, що призводить до зменшення величини контактного тиску зубів на породу.

Витрата промивальної рідини. Безперервна циркуляція промивальної рідини під час буріння повинна забезпечувати чистоту стовбура та вибою свердловини, охолодження долота, сприяти ефективному руйнуванню породи, запобігати ускладненню. Вплив витрати промивальної рідини на механічну швидкість показано на рисунку 6.3. Як видно з рисунка, поки не забезпечується своєчасне і повне видалення шламу, механічна швидкість продовжує підвищуватися зі збільшенням витрати промивальної рідини майже лінійно.

Після досягнення практично достатньої витрати Q_d , механічна швидкість все ще може зростати, але вже дуже повільно (ділянка $Q_d - Q_{max}$) внаслідок кращої очистки вибою і долота, зниження концентрації шламу в розчині, зменшення густини розчину в кільцевому просторі і зменшення тиску на вибій.

Проте у разі подальшого зростання витрати почне переважати підвищення втрат тиску на подолання гідравлічних опорів у кільцевому просторі, загальний тиск на вибій почне зростати, і механічна швидкість буде знижуватись. Практично це досягається рідко.

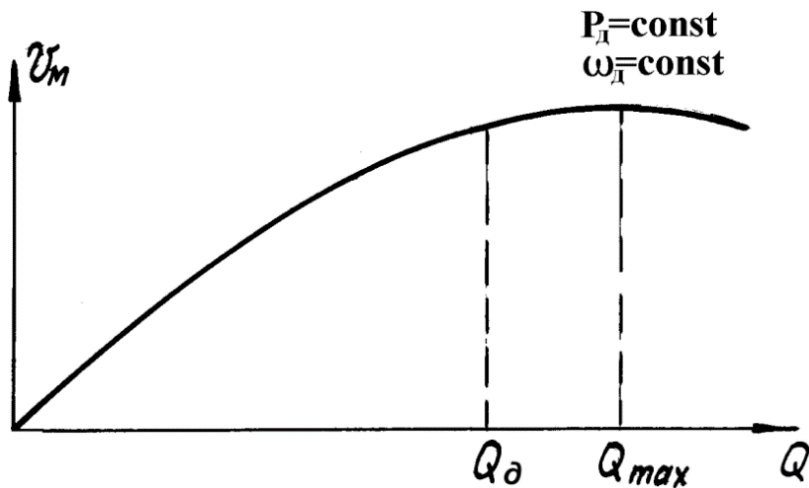


Рисунок 6.3 – Вплив витрати промивальної рідини на механічну швидкість проходки

Параметри промивальної рідини. На механічну швидкість проходки суттєво впливає густина промивної рідини. Найбільшої механічної швидкості досягають у разі продування свердловини повітрям, дещо меншої – у разі промивання аерованими рідинами.

Вплив густини рідини на механічну швидкість пояснюється переважно підвищенням гідростатичного тиску на вибій і зростанням перепаду тиску між свердловиною та розбурюваним пластом, внаслідок чого погіршуються умови утворення тріщин, а відколювані частини породи притискуються до масиву. Тому найбільш значний вплив густини в ділянці об'ємного руйнування породи, а у разі поверхневого руйнування і стирання – не суттєвий.

Зі зниженням густини більшою мірою проявляється ефект нерівномірного всебічного тиску, що полегшує руйнування породи. У високопластичних породах можливе навіть їхнє витікання у раніше пробурений стовбур. Зі збільшенням густини промивальної рідини для досягнення об'ємного руйнування породи необхідне підвищення осьового навантаження на долото, а під час буріння з промиванням аерованими рідинами і продування повітрям відносно високі механічні швидкості можуть бути досягнуті за меншого осьового навантаження.

Чим вища проникність порід і водовіддача (фільтрація) промивальної рідини, менша в'язкість фільтрату, нижча частота обертання, більша тривалість контакту робочої поверхні долота з породою, тим слабший вплив густини на механічну швидкість, оскільки тиск на вибої і на глибині сколювання встигає вирівнятися.

Зі збільшенням концентрації твердих частинок знижується механічна швидкість, лише іноді може збільшуватись ефект ерозійної дії струменів промивальної рідини, і тоді швидкість проходки зростає.

6.3 Основи методики проектування параметрів режиму буріння

Осьове навантаження на долото під час буріння шарошковими долотами здійснюється з огляду на умови об'ємного руйнування гірської породи

$$P_{об} = k_3 \cdot P_{ш} \cdot F_k, \quad (6.1)$$

де $P_{об}$ – осьове навантаження, за якого виконується умова об'ємного руйнування породи, Н;

k_3 – коефіцієнт, який враховує зміни умов руйнування породи на вибої,

$$k_3 = 0,4-0,7;$$

$P_{ш}$ – твердість породи за штампом, Н/м²;

F_k – площа контактної поверхні породоруйнівних елементів долота з вибоєм, м².

Враховуючи (6.1) осьове навантаження на долото беруть з такої умови:

$$P_{об} \leq P_d \leq P_{доп}, \quad (6.2)$$

де $P_{доп}$ – допустиме навантаження на долото, обумовлене його міцністю, Н.

Частота обертання шарошкового долота визначається з огляду на умови забезпечення мінімально необхідного часу контакту зубця долота з породою:

$$\omega_d \leq \frac{2\pi d_{ш}}{D_d Z_{max} \tau_{min}}, \quad (6.3)$$

де $d_{ш}$, D_d – відповідно діаметр шарошки та долота, м;

Z_{max} – максимальна кількість зубців на периферійному вінці шарошки;

τ_{min} – мінімально необхідний час контакту зубця долота з вибоєм, с ($\tau_{min} = (3 \div 7) 10^{-3}$ с).

Після розрахунку за (6.3) у разі роторного способу фактичну частоту обертання визначають з огляду на характеристики ротора, що входить у комплект цієї бурової установки.

Витрату промивальної рідини визначають з умов ефективного очищення вибою і забезпечення винесення вибуреної породи через затрубний кільцевий простір:

$$Q_1 \geq q_o F_B, \quad (6.4)$$

$$Q_2 \geq V_{min} F_{к.п}, \quad (6.5)$$

де q_o – питомі витрати промивальної рідини, м³/с/м²:

$q_o = (0,35 - 0,5)$ м³/с/м² – у разі роторного способу та електробуріння і $q_o = 0,5-0,7$ м³/с/м² у разі буріння з гідравлічними вибійними двигунами;

F_B – площа вибою свердловини, м²;

V_{min} – мінімальна швидкість руху промивальної рідини в кільцевому просторі, що забезпечує винесення породи, м/с: $V_{min} = 0,4-0,6$ м/с і залежить від діаметра долота і твердості породи;

$F_{к.п}$ – площа кільцевого простору, м².

За характеристику насосної установки беруть найближче більше значення Q , якому відповідає значення допустимого тиску для цих циліндрових втулок насоса.

Контрольні запитання

1. Від яких факторів залежить ефективність руйнування породи долотом?
2. Що розуміють під режимом буріння?
3. Які параметри належать до режимних параметрів буріння?
4. Як поділяють режими буріння?
5. Який режим буріння розуміють під оптимальним?
6. Який критерій оптимізації за оптимального режиму буріння?
7. Який режим буріння розуміють під раціональним?
8. Який режим буріння розуміють під форсованим?
9. Який режим буріння розуміють під спеціальним?

7 ПРОМИВАННЯ СВЕРДЛОВИН ТА БУРОВІ ПРОМИВАЛЬНІ РІДИНИ

7.1 Функції бурових промивальних рідин

Під час буріння свердловин у складних гірничо-геологічних умовах бурові промивальні рідини повинні виконувати такі основні функції:

а) повністю і ефективно очищати вибій від частинок розбурюваних порід і видаляти їх на денну поверхню;

б) створювати гідростатичний тиск, достатній для попередження флюїдопроявів як в процесі буріння, так і у разі тривалого припинення промивання;

в) утримувати частинки розбурюваної породи та інші частинки твердої фази у змуленому стані у разі припинення циркуляції і запобігати їхньому осіданню на вибій;

г) забезпечувати охолодження і змащування деталей доліт, вибійних двигунів, бурильної колони та інших вузлів;

д) запобігати проявам нестійкості порід, що формують стінки свердловини;

е) передавати потужність від джерела на денній поверхні до вибою під час буріння з гідравлічними вибійними двигунами тощо.

7.2 Класифікація бурових промивальних рідин

Промивальна рідина складається зазвичай з дисперсійного середовища, рівномірно розподіленої в ньому дисперсної фази і невеликої кількості хімічних реагентів, які призначені для регулювання тих чи інших властивостей.

Дисперсна фаза складається переважно з двох або більше компонентів. Найважливішим її компонентом є невелика кількість колоїдного матеріалу, необхідного для забезпечення стабільності промивальної рідини, здатності утримувати в спокою у змуленому стані грубодисперсні частинки важких або легших матеріалів, ніж дисперсійне середовище, колюматувати пори і мікротріщини в породі. Другим компонентом дисперсійної фази є дрібні частинки важких (глина, крейда, барит тощо) або легких (повітря) матеріалів, які використовуються для надання промивальній рідині необхідної густини, регулювання тиску, що створюється нею на стінки свердловини, а також для надання здатності закупорювати великі порові канали і тріщини. Як третій компонент використовують невелику кількість речовин для покращання мастильних властивостей промивальних рідин.

За складом дисперсійного середовища промивальні рідини можна розділити на такі групи:

1. Рідини на водній основі:

– без твердої фази;

– з диспергованою твердою фазою: природні суспензії; глинисті суспензії: диспергуючі глинисті породи (хімічно не оброблені, гуматні, лігносульфонатні, хромлігносульфонатні) та інгібувальні глинисті породи (гідрофобізуючі, кальцієві, калієві, силікатні, хлормagneїєві, хлорнатрієві, оброблені солями тривалентних металів);

– з конденсованою твердою фазою;

– полімерні: безглинисті; малоглинисті; нафтоемульсійні;

– міцелярні.

2. Рідини на вуглеводневій основі:

– практично безводні;

– емульсії типу «вода в маслі» (інвертні).

3. Аеровані промивальні рідини:

– аерована вода;

– аеровані глинисті суспензії;

– піни.

4. Газоподібні агенти:

– повітря;

– природні гази;

– азот;

– викидні гази від двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ);

– суміші викидних газів ДВЗ із повітрям або природним газом.

Найчастіше в бурінні використовують рідини на водній основі. Рідини на вуглеводневій основі застосовують значно рідше, хоч вони дають дуже добрі результати під час розкриття нафтових пластів, розбурювання нестійких глинистих і хомогенних порід. Обсяг застосування аерованих рідин в останні роки дещо збільшився, проте в цілому він залишається ще недостатньо великим. Застосування газоподібних агентів обмежується геологічними умовами та глибиною буріння.

7.3 Основні властивості та параметри промивальних рідин, методи їхнього контролю

Густина – це маса одиниці об'єму промивальної рідини (ρ , кг/м³). Вона характеризує здатність промивальної рідини здійснювати в свердловині гідродинамічні і гідростатичні функції:

а) утримувати у змуленому стані і виносити зі свердловини частинки породи найбільшого розміру;

б) створювати гідростатичний тиск на стінки свердловини з метою попередження нафтогазопроявів і збереження цілісності стінок свердловини;

в) забезпечення зниження ваги колони бурильних та обсадних труб, що сприяє зменшенню навантаження на талеву систему.

Густина промивальної рідини, що вміщує газ, називається уявною, а густина рідини без вмісту газу – дійсною.

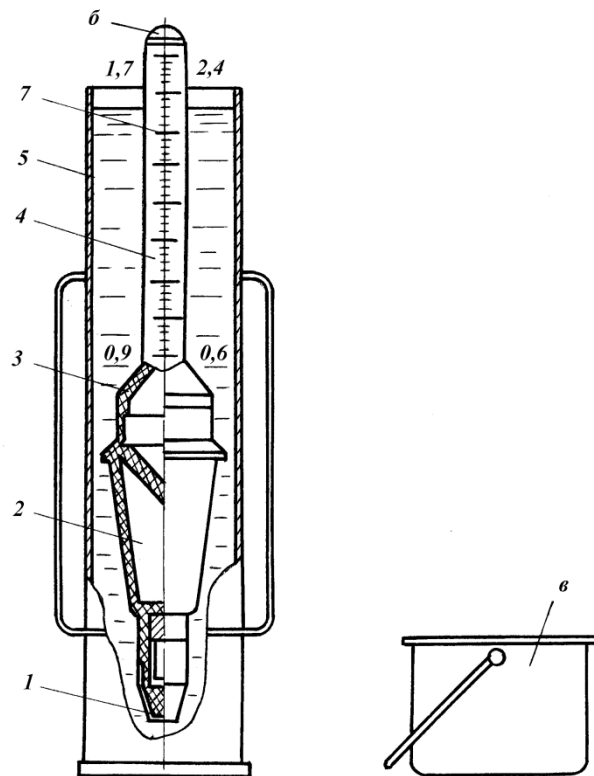


Рисунок 7.1 – Ареометр АГ-ЗПП

1 – змінний тягарець; 2 – стакан; 3 – поплавок; 4 – циліндрична частина поплавка; 5 – відро-футляр; 6 – герметизувальна пробка; 7 – шкала;
8 – кришка

У лабораторних умовах густина вимірюється з допомогою пікнометрів, а на буровій – із допомогою ареометрів і важільних ваг.

Ареометр для вимірювання густини промивальної рідини АГ-ЗПП складається з мірного стакана, який заповнюється рідиною під час вимірювання і прикріплюється до поплавка. На поверхні циліндричної частини поплавка, герметизованої пробки, нанесені дві шкали для виміру густини в межах $900\text{--}1\,700\text{ кг/м}^3$ і $1\,600\text{--}2\,400\text{ кг/м}^3$ (рис. 7.1). Прилад зберігають у футлярі-відрі, який закривається кришкою, що слугує відерцем для відбору проби.

Прилад занурюють у воду, що знаходиться у відрі, на лівій шкалі відраховують величину відносної густини. У разі повного занурення ареометра відкручують змінний тягарець, і за рівнем води знову визначають відносну густина на правій шкалі для більшої густини.

Умовна в'язкість – це умовна характеристика гідравлічного опору прокачування промивальної рідини. Зі збільшенням умовної в'язкості гідравлічні опори зростають, у зв'язку з чим погіршуються умови очищення вибою від вибуреної породи, ускладняється перенесення енергії від насоса до вибійного двигуна, послаблюється інтенсивність розмиву породи на вибої

свердловини. Величина умовної в'язкості залежить від розміру і форми використовуваного приладу.

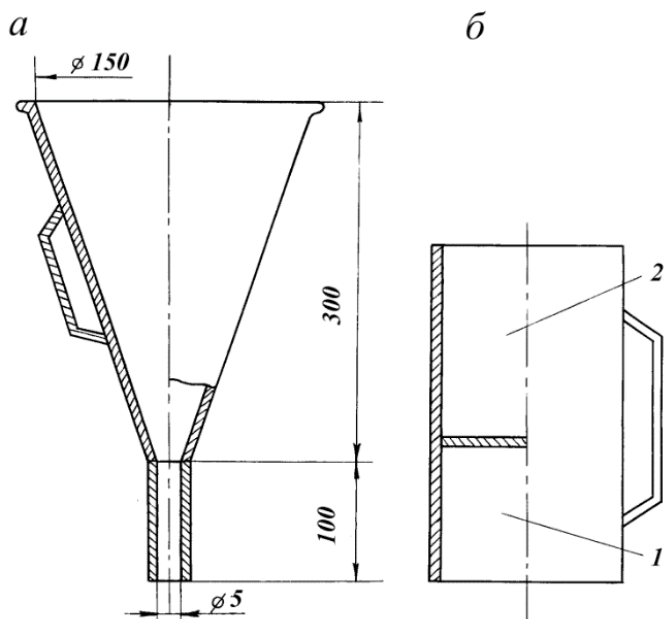


Рисунок 7.2 – Польовий віскозиметр ПВ-5:

а – віскозиметр; б – мірний кухоль; 1 – об'єм 200 см³; 2 – об'єм 500 см³

Для оперативного якісного оцінювання умовної в'язкості промивальної рідини на буровій використовують польовий віскозиметр ПВ-5 (рис. 7.2). Під умовною в'язкістю розуміють тривалість витікання 500 см³ ретельно перемішаної промивальної рідини через калібровану трубку з внутрішнім діаметром 5 мм і довжиною 100 мм приладу ПВ-5, в якому розташовано 700 см³. Для перевірки приладу заміряють умовну в'язкість прісної води. Час витікання 500 см³ води повинен бути $15 \pm 0,5$ с.

Для кількісної оцінки описання руху промислових рідин використовують різні реологічні моделі. Для визначення реологічних характеристик використовують ротаційні віскозиметри.

Тиксотропні властивості. Тиксотропією називають здатність суспензії утворювати структуру в стані спокою (холодець) і втрачати її в разі перемішування. Міцність утворюваної суспензією структури в стані спокою називають статичним напруженням зсуву (СНЗ). СНЗ – це те напруження, яке необхідно створити, щоб зруйнувати структуру і відновити текучість системи. У спокою міцність структури зростає в часі, асимптотично наближаючись до верхньої межі. Промивальна рідина характеризується двома значеннями статичного напруження зсуву: початковим (θ_1), яке вимірюють через 1 хв спокою після інтенсивного перемішування, і другим (θ_{10}), яке вимірюють після 10 хв спокою. Перша величина (θ_1) характеризує утримувальну здатність промивальної рідини.

Статичне напруження зсуву вимірюють у Па з допомогою приладу СНС-2 (рис. 7.3) або ротаційних віскозиметрів.

Ступінь тиксотропності визначають за різницею $\theta_{10}-\theta_1$, або їх відношенням. Чим більша різниця (відношення), тим тиксотропніша суспензія. Для буріння в більшості випадків бажано використовувати низькотиксотропні рідини, в яких θ_1 достатнє для утримання в змуленому стані вибурених частинок після припинення циркуляції.

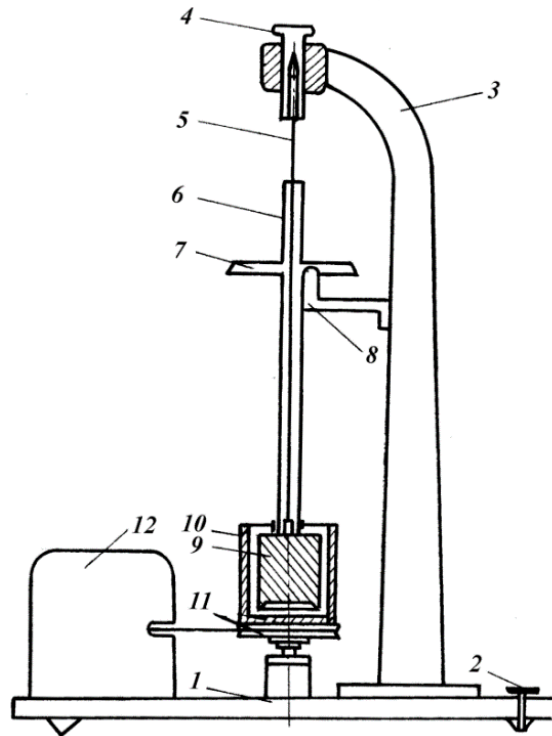


Рисунок 7.3 – Схема приладу СНС-2:

1 – плита; 2 – гвинт; 3 – стійка; 4 – крутильна головка; 5 – пружна нитка; 6 – трубка; 7 – диск зі шкалою; 8 – прозорний візир; 9 – підвісний циліндр; 10 – стакан; 11 – обертовий столик; 12 – електродвигун

Фільтраційні властивості. Фільтрація (Ф) вимірюється в $\text{см}^3 / 30 \text{ хв}$ і характеризує здатність промивальної рідини фільтруватись у стінки свердловини під впливом перепаду тиску з утворенням малопроникної фільтраційної кірки. За величину фільтрації беруть об'єм фільтрату, який відокремлюється від промивальної рідини протягом 30 хв під час фільтрування через паперовий фільтр площею 44 см^2 (діаметром 75 мм) у разі визначеного перепаду тиску. Цей параметр називають показником фільтровіддачі Φ_{30} (якщо рідина на водній основі – просто водовіддачею).

Фільтрація залежить від складу промивальної рідини, дисперсності твердих частинок, перепаду тиску, температури та деяких інших факторів. Фільтрація зменшується зі збільшенням вмісту колоїдних частинок, зростає зі збільшенням концентрації грубодисперсних частинок (наприклад, обважнювача), а також із підвищенням температури. За збільшенням перепаду тиску фільтрація зазвичай зростає.

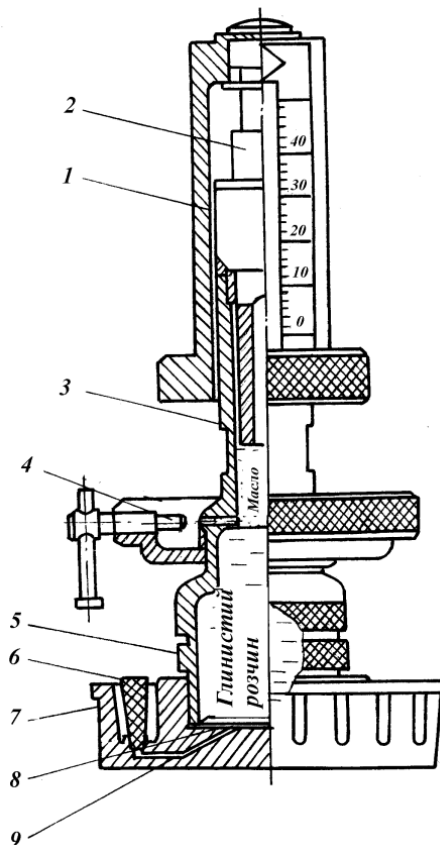


Рисунок 7.4 – Схема приладу ВМ-6:

1 – плунжер; 2 – втулка; 3 – напірний циліндр; 4 – голковий клапан;
5 – фільтраційний стакан; 6 – гумовий корок; 7 – підставка; 8 – паперовий
фільтр; 9 – отвір для надходження фільтрату

Фільтрація в статичних умовах завжди суттєво менша, ніж під час руху промивальної рідини. Це пояснюється тим, що у спокою проникність фільтраційної кірки зменшується в міру утворення нових її шарів, а з часом процес фільтрування дисперсійного середовища може взагалі припинитись. Під час руху промивальної рідини в якийсь момент настає рівновага між відкладенням нових шарів кірки і змиву їх потоком рідини, що рухається вздовж поверхні фільтра, і швидкість фільтрування дисперсійного середовища стабілізується. Чим більша швидкість руху, тим вища, за інших рівних умов, фільтровіддача.

Фільтраційні властивості вимірюють у статичних умовах з допомогою приладу ВМ-6 (рис. 7.4). Прилад ВМ-6 складається з напірного і фільтраційного вузлів. Процес фільтрації здійснюється через паперовий фільтр, який розміщений на дні спеціального пристосування.

У напірний вузол входить циліндр, плунжер і шкала, яка закріплена на плунжері. На верхньому кінці циліндра нанесена відлікова мітка. Для встановлення шкали на «нуль» і спускання надлишкового масла з циліндра в нижній його частині є отвір, який перекривається голковим клапаном.

Фільтраційний вузол складається з фільтраційного стакана і підставки. У нижній частині підставки є отвір, який перекривається перед заповненням

фільтраційного стакана гумовим корком. Досліджуваний розчин заливається в фільтраційний стакан із попередньо змоченим водою паперовим фільтром на підставці. На фільтраційний стакан, закритий клапаном, нагвинчений циліндр, заповнений поверх розчину машинним маслом. У цей циліндр входить плунжер зі шкалою, який створює тиск фільтрації, рівний 0,1 МПа. Фільтрація починається після відкриття отвору у підставці.

Під час фільтрації дисперсійного середовища з промивальної рідини на стінках свердловини (фільтраційному папері) утворюється фільтраційна кірка, яка є однією з характеристик фільтраційних властивостей. Фільтраційна кірка повинна запобігати руйнуванню стінок свердловини, попереджати інтенсивну фільтрацію в пласт тощо. Водночас утворення грубої, пухкої кірки обумовлює виникнення ускладнень у процесі буріння. Чим тонша кірка, тим менша її проникність і краща кіркоутворювальна здатність.

Водневий показник pH – це логарифм концентрації водневих іонів у фільтраті промивальної рідини, взятий із протилежним знаком. Водневий показник електрично нейтрального середовища $pH = 7$, лужного середовища $7 < pH \leq 14$, кислого $1 \leq pH < 7$. Водневий показник має дуже важливе значення для оцінки якості промивальних рідин на водній основі. Деякі види хімічно оброблених рідин стабільні лише у визначеному діапазоні pH. У разі $pH < 7$ суттєво інтенсифікується корозія сталейних труб, а разі $pH \geq 10$ – труб із алюмінієвих сплавів.

Седиментаційна стійкість характеризується двома показниками: добовим відстоюванням і стабільністю.

Добове відстоювання – це об'єм дисперсійного середовища, який виділився за одну добу спокою з 100 см³ промивальної рідини, наливої в мірний циліндр.

Стабільність – це різниця густин промивальної рідини, що знаходиться в нижній і верхній половині спеціального циліндра (ЦС-1), після 1-ї доби спокою. В якісних промивальних рідинах добове відстоювання дорівнює нулю, а показник стабільності не перевищує 20–30 кг/м³.

Вміст піску. Вміст піску – це відношення об'єму осаду, який утворюється під час відстоювання протягом 1-ї хв промивальної рідини, розведеної водою, до об'єму вихідної промивальної рідини. Для вимірювання використовують скляний (відстійник Лисенка) або металевий відстійник (ВМ-2).

Відстійник ВМ-2 (рис. 7.5) – циліндрична посудина, в якій внизу вмонтована мензурка. Посудина закривається кришкою, об'єм якої 50 см³. Відстійник заповнюють водою до половини і наливають у нього 50 см³ промивальної рідини. Потім заповнюють решту об'єму водою до отвору (450 см³ води і 50 см³ розчину). Після інтенсивного збовтування відстійник встановлюють вертикально і залишають у спокою на 1 хв. Процентний вміст піску кількісно дорівнює подвоєному об'єму осаду в мензурці, що накопичився за час спокою.

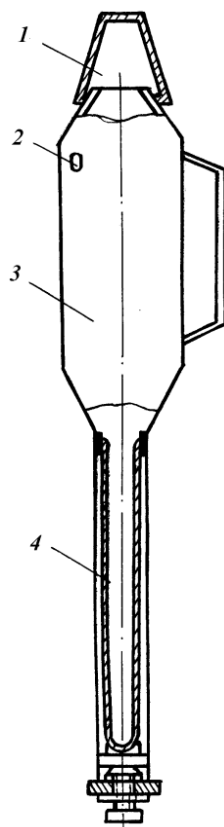


Рисунок 7.5 – Відстійник ВМ-2:

1 – кришка; 2 – отвір; 3 – циліндрична посудина; 4 – мензурка

Вміст газу. Вміст газу контролюють для того, щоб виявити початок газопрояву в свердловині. Наявність газу погіршує роботу насосів, збільшує в'язкість промивальної рідини, призводить до зменшення гідростатичного тиску в свердловині.

Вміст газу в промивальній рідині визначають методом розведення або з допомогою приладу ВГ-1, ПГР-1.

Для вимірювання вмісту газу проби промивальної рідини необхідно відбирати як на початку жолобової системи, так і з приймальної ємності бурових насосів. Дослідження першої проби дозволяє оцінити вміст газу в потоці, який виходить зі свердловини. За різницею вмісту газу в першій та другій пробах можна визначати ефективність дегазації промивальної рідини в очисній системі.

Електричні властивості. Здатність промивальної рідини перешкоджати протіканню електричного струму характеризується величиною питомого опору. Для оцінювання питомого опору в промивальну рідину занурюють спеціальний зонд, який складається з двох електродів.

Питомий опір промивальної рідини на водній основі зменшується зі збільшенням ступеня її мінералізації і температури і залежить від складу солей у водному середовищі. Для успішного проведення геофізичних досліджень у свердловині, які ґрунтуються на вимірюванні електричного опору порід, питомий опір рідини повинен бути не меншим, ніж (0,8– 1,0) Ом·м.

Промивальні рідини на водній основі вважаються неелектропровідними. Проте, якщо в рідину занурити два електроди і поступово збільшувати різницю потенціалів, то між електродами виникає електричний розряд. Різниця потенціалів, за якої виникає розряд, називається напругою електропробивання. Напруга електропробивання є важливою характеристикою таких рідин.

Термостабільність. Властивості промивальних рідин суттєво змінюються зі зміною температури і за тривалого їхнього нагрівання. Для кожного виду промивальної рідини і кожного реагенту існують критичні температури, у разі перевищення яких у рідині відбуваються необоротні зміни властивостей, а реагенти розкладаються. Цю температуру беруть за межу термостабільності.

Мастильні властивості характеризують здатність промивальної рідини зменшувати втрати енергії на тертя. Показником мастильних властивостей є коефіцієнт тертя.

Показники мастильних властивостей промивальних рідин вимірюються з допомогою різних машин тертя: чотирикулачкових, Амслера, МКВ-К, тімкен, АИ-3, ПТ-2 тощо.

7.4 Основні види промивальних рідин на водній основі, сфера їх застосування

Вода

Вода першою використовувалась під час буріння свердловин для видалення шламу завдяки своїй доступності та дешевизні.

Переваги застосування води:

а) підвищення показників роботи долота завдяки створенню на вибій відносно низького гідростатичного і диференціального тиску, високі охолоджувальні і фільтраційні властивості, поверхнева активність;

б) зменшення втрат тиску на подолання гідравлічних опорів у циркуляційній системі;

в) зручність очистки від шламу та газу на поверхні;

г) достатньо високий рівень очистки вибою і стовбура свердловини від шламу;

д) немає прихоплень бурильної колони, що виникають через липкість фільтраційної кірки;

е) дешевизна і недефіцитність у більшості районів тощо.

Води застосування води:

а) ускладнення під час розбурювання нестійких, схильних до набухання і обвалювання гірських порід;

в) нездатність утримувати шлам у змуленому стані, у зв'язку з чим виникає небезпека у разі раптового припинення циркуляції, оскільки шлам починає осідати, утворюючи шламову пробку;

г) швидке розчинення хомогенних порід (солі), що збільшує каверноутворення і підвищує корозійну активність;

д) неможливість застосування для розкриття продуктивних пластів внаслідок різкого зниження проникності привибійної зони тощо.

У якості промивальної рідини воду доцільно застосовувати лише під час розбурювання стійких, достатньо міцних і нерозчинних порід непродуктивних горизонтів, механічні властивості яких практично не змінюються у разі зволоження.

Рідини з дисперговою твердою фазою

Під час змішування різних речовин із водою можна одержати:

а) дійсні розчини – цілком однорідні та прозорі розчини, які не змінюються під час дуже тривалого зберігання;

б) колоїдні розчини – більш або менш помутнілі розчини, які під час зберігання поступово перетворюються на холодець; розмір твердих частинок ($10^{-4} - 10^{-6}$) мм;

в) суспензії – каламутні суміші твердих речовин (розмір $10^{-4} - 1$ мм) із водою, які швидко розділяються внаслідок осідання твердих тіл.

Під *глинистим розчином* розуміють колоїдно-суспензійну полідисперсну (гетерогенну) систему, представлену здебільшого дисперсійним середовищем (водою) і дисперсною фазою (глинистими частинками).

Розрізняють такі типи глинопорошків:

а) бентонітовий (основний мінерал – монтморілоніт);

б) палигорскітовий (основний мінерал – палигорскіт);

в) каолініт-гідрослюдистий (основні мінерали – каолініт і гідрослюда);

Хімічно необроблені бентонітові суспензії застосовують під час буріння в інтервалах, складених достатньо стійкими малопроникними породами.

Під час буріння в складніших геологічних умовах використовують хімічно оброблені глинисті суспензії. Так, якщо в розрізі немає набряклих і диспергуючих у воді глинистих порід і немає небезпеки значної мінералізації, то використовують глинисті суспензії, оброблені гуматним реагентом.

Для розбурювання глинистих порід і ангідритів застосовують суспензії, оброблені лігносульфонатами. Ці реагенти не попереджують диспергування глини фільтратом, але зменшують його інтенсивність, в'язкість суспензії і роблять її малочутливою до мінералізації.

Інгібуючі глинисті суспензії застосовують для розбурювання потенційно нестійких глини, сильно набухаючих у воді і легко диспергуючих глинистих сланців. Інгібування – це така хімічна обробка, в результаті якої різко зменшується зволоження частинок і диспергування їх у водному фільтраті. Як інгібуючі компоненти використовують KCl , $NaCl$, $CaCl_2$, $CaSO_4$, Na_2SiO_3 , $Ca(OH)_2$, $MgCl_2$ тощо.

Природні суспензії. Природними суспензіями називають системи, в яких тверда порода складається переважно з вибурених неглинистих порід. У

процесі буріння свердловини лише частина породи видаляється на денну поверхню у вигляді шламу. Решта породи диспергується в суспензії.

Природні суспензії доцільно застосовувати для буріння у стійких породах, в яких є пропластки глини.

Основні переваги застосування природних суспензій:

- а) дешевизна;
- б) скорочується час на приготування розчину;
- в) мала чутливість дисперсної фази до коагулюючої дії солей.

До основних вад застосування природних суспензій належать:

- а) велика фільтрація;
- б) великий абразивне зношення;
- в) ускладнення під час розбурювання нестійких порід тощо.

Суспензії з конденсованою твердою фазою

Конденсація – це додавання у дійсний розчин електролітів (розсолів) різних лугів, які утворюють з іонами солей важкорозчинні сполуки.

Суспензії з конденсованою твердою фазою одержують із водних розчинів низки солей (NaCl , KCl , MgCl_2 , CaSO_4 тощо) у разі додавання лугів (NaOH , KOH , Ca(OH)_2) і невеликої кількості органічного реагенту (крохмалу, лігносульфонатів, ефірів целюлози), а іноді і азбесту. Найпоширеніші суспензії на базі MgCl_2 , які називають гідрогелем магнію.

Колоїдна фаза в них утворюється в результаті хімічних реакцій солі та лугу, тобто шляхом конденсації з рідких розчинів. Азбест сприяє утворенню тиксотропної структури, а органічний реагент відіграє роль сповільнювача процесу кристалізації.

Суспензії на основі гідрогелю магнію мають низьку корозійну активність, не змінюють параметрів у разі попадання у них цементного розчину і пластових вод, дозволяють проводити всі види геофізичних досліджень, не знижують проникність продуктивних пластів, володіють високою морозостійкістю і обважнюючою здатністю, легко дегазуються.

До вад гідрогелей магнію належить брак ефективних заходів для попередження рекристалізації солей і збереження на усті одержаної у вибійних умовах зрівноваженої системи.

Завдяки високій концентрації солей суспензії з конденсованою твердою фазою володіють великою інгібуючою дією на глинисті породи, тому їх доцільно застосовувати під час розбурювання глинисто-хемогенних і хемогенних порід.

Полімерні недиспергуючі рідини

Основу такої рідини складає водний розчин одного або двох високомолекулярних полімерів. Полімери призначені для зменшення водовіддачі, попередження диспергації частинок розбурюваних кальцієвих

глин та інших порід, їх флокуляції та покращення реологічних властивостей рідини.

Водний розчин полімерів не володіє тиксотропною структурою і не здатний кольматувати проникні стінки свердловини. Щоб усунути ці вади в полімерний розчин додають невелику кількість колоїдної твердої фази (бентоніт, азбест тощо). Полімерну рідину з малим вмістом твердої фази одержують шляхом обробки глинистої суспензії з попередньо гідратованим і диспергованим у прісній воді бентонітом, полімерним понижувачем водовіддачі (наприклад КМЦ) і нафтою з наступним додаванням водного розчину полімеру-флокулянту (зазвичай поліакриламід).

Для приготування безглинистої суспензії змішують водний розчин полімеру-понижувача водовіддачі з водним розчином солі перехідного металу. При цьому утворюється гідрогель – полімерна суспензія з конденсованою твердою фазою. Для запобігання збагаченню цієї суспензії тонкодисперсними частинками розбурюваних порід, до неї додають флокулянти та інгібуючі електроліти.

Полімерні недиспергуючі суспензії доцільно використовувати під час буріння в розрізах, складених стійкими породами, серед яких немає висококолоїдної глини. Завдяки малому вмісту твердої фази, такі рідини дозволяють значно покращити показники роботи доліт.

Нафтоемальсійні рідини

Нафтоемальсійні рідини застосовують переважно під час розбурювання розрізів великої товщини, складених глинистими і глинисто-карбонатними породами, які схильні до утворення сальників на бурильних трубах.

Нафтоемальсійними глинистими розчинами можуть бути практично всі розчини на водній основі. Їх одержують додаванням до промивальної рідини на водній основі від 8 % до 15 % нафти або нафтопродукту і прокачуванням протягом декількох циклів через циркуляційну систему.

У разі використання таких рідин суттєво зменшується липкість фільтраційних кірок, сила тертя бурильних труб у стінки свердловини, водовіддача, небезпека утворення сальників, момент, необхідний для обертання колони труб. При цьому помітно зростають механічна швидкість проходки і проходка на долото.

7.5 Промивальні рідини на вуглеводневій основі

Промивальні рідини на вуглеводневій основі призначені для розкриття нафтоносних пластів, відбору керна, коли необхідно одержати зразки порід, не забруднені фільтратом; для розбурювання глинистих порід, стійкість яких значно знижується у разі зволоження, а також хомогенних порід, які легко розчиняються у воді і схильні до втрати стійкості.

Промивальні рідини на вуглеводневій основі – складна багатокомпонентна колоїдно-хімічна система, в якій дисперсійним

середовищем є рідкі вуглеводні, а дисперсною фазою – вода і тверді компоненти. Їх можна поділити на два види: практично безводні та інвертні емульсії.

Із практично безводних найперспективнішими є вапняно-бітумні суспензії (ВБС), у складі яких нафта є дисперсійним середовищем, а дисперсною фазою – високоокислений бітум, обважнювач, невелика кількість мінералізованої води та високоактивний оксид кальцію.

Стабільність практично безводних суспензій на вуглеводневій основі значно залежить від вмісту води, тому в процесі буріння необхідно запобігати попаданню води в такі суспензії.

В інвертних емульсіях дисперсійним середовищем є нафтопродукт, а дисперсною фазою – вода. Вода перебуває у вигляді тонкодиспергованих глобул і рівномірно розподілена по всьому об'єму нафтопродукту. Емульсію стабілізують шляхом додавання ПАР-емульгатора. Для цього використовують залізнi мила окисленого петролатуму, кальцієві мила жирних кислот та інші ПАР.

Оскільки в інвертній емульсії міститься зазвичай не більше 30 % об'єму рідких вуглеводнів, то її вартість значно нижча за вартість практично безводних емульсій.

Переваги промивальних рідин на вуглеводневій основі: забезпечення високої якості розкриття продуктивних пластів, низькі або нульові значення фільтрації; достатньо високі тиксотропні властивості; низька густина в необваженому виді; добра прокачуваність, не зважаючи на порівняно високу в'язкість; нерозчинність гірських порід в їх дисперсійному середовищі; високі протизношувальні та мастильні властивості; висока стабільність у часі тощо.

Вади промивальних рідин на вуглеводневій основі: порівняно висока вартість, руйнування гумових деталей обладнання, підвищена пожежонебезпека, великі витрати праці на приготування та обслуговування, складність проведення електрометричних робіт.

7.6 Аеровані промивальні рідини

Аерованими називають промивальні рідини, в які додають газовий компонент, що надає їм нові властивості. Ці рідини займають проміжне становище між рідкими і газоподібними агентами. Вони застосовуються переважно під час проходження зон поглинання, для збільшення механічної швидкості і проходки на долото, підвищення якості розкриття продуктивних пластів.

Аерується розчин або механічним шляхом – насиченням вихідного розчину повітрям, або хімічним шляхом – обробкою розчину піноутворювальними ПАР.

Під час механічної аерації використовується серійне бурове обладнання з додатковим встановленням компресорів з аеруючим пристроєм, обв'язуванням насосів, герметизацією гирла і встановленням зворотного

клапана. Як рідку фазу використовують воду, глинистий розчин або іншу рідину.

Під час хімічної аерації немає необхідності встановлювати додаткове обладнання, розчини стійкіші, їхня в'язкість і статичне напруження зсуву легко регулюються, бо вони володіють добрими кіркоутворювальними глинизуючими властивостями порівняно з розчинами, аерованими механічним шляхом. Під час хімічної аерації в рідину, крім ПАР (сульфол або сульфонат), додають реагент-структурутворювач (каустична або кальцинована сода).

У разі механічної аерації з допомогою компресорів густина розчину може бути знижена до 100 кг/м^3 , а у разі хімічної – до 700 кг/м^3 . Якщо в аеровану рідину додають піноутворювальну ПАР (наприклад, оксиетилований поліфенол ОП-10), то вона сприяє утворенню дуже дрібних глобул повітря в аерованій рідині і перетворює рідину на піну. Стабільні піни мають тиксотропні властивості. У разі використання пін покращується винесення частинок розбуреної породи, зменшується забруднення продуктивних пластів, помітно знижується необхідна потужність компресорів.

Переваги буріння із застосуванням аерованих рідин:

а) можливість запобігання та ліквідації різних за інтенсивністю поглинань промивальних рідин внаслідок малої густини і підвищеної в'язкості;

б) підвищення показників роботи долота завдяки низькому диференціальному тиску на вибій та застосуванню ПАР;

в) підвищення якості розкриття продуктивних пластів, у яких коефіцієнт аномальності менший за одиницю.

Вади аерованих промивальних рідин:

а) ускладнення технологічної схеми бурової установки і збільшення її енергоємності у зв'язку зі встановленням компресорів;

б) необхідність додаткових робіт з обв'язки і герметизації устя;

в) складність регулювання властивостей;

г) підвищення корозійної спрацьованості обладнання.

В очисній системі аерована рідина (піна) повинна пройти через дегазатори і звільнитись від повітря, перш ніж надійти в бурові насоси.

7.7 Газоподібні агенти

Газоподібні агенти застосовують під час буріння у стійких інтервалах із низькими коефіцієнтами аномальності пластового тиску, в яких немає інтенсивних припливів пластових вод. При цьому суттєво покращуються техніко-економічні показники порівняно з крапельними рідинами.

Як газоподібні агенти використовують повітря, природний газ, викидні гази двигунів внутрішнього згорання (ДВЗ), азот, суміші викидних газів ДВЗ із повітрям або природним газом.

Переваги газоподібних агентів:

а) підвищення показників роботи доліт внаслідок низького тиску середовища на вибій, покращання очищення вибою, браку глинистої кірки на вибої;

б) виключення витрат часу на боротьбу з поглинаннями;

в) висока якість розкриття продуктивних пластів;

г) вищий процент винесення керна.

Загальними вадами буріння свердловин із продуванням є:

а) газу не можуть створювати достатнього протитиску на стінки свердловини;

б) у разі використання газів не можна відвернути прилив пластових рідин, також випучування та осипання нестійких гірських порід, обумовлене дією гірського тиску;

в) газу не здатні утримувати частинки вибурених порід у змуленому стані у спокою;

г) вони не змащують і погано охолоджують поверхні деталей, що труться;

д) вибухонебезпека та підвищена пожежонебезпека.

Газоподібні агенти доцільно застосовувати під час буріння в сухих стійких породах, у зоні вічної мерзлоти, а також у продуктивних горизонтах з дуже низькими коефіцієнтами аномальності і які не містять глинистих частинок.

У разі значних припливів буріння з продуванням газоподібним агентом не вигідне, оскільки різко зростає споживана потужність компресорів.

7.8 Хімічні реагенти для оброблення бурових промивальних рідин на водній основі

У процесі буріння в промивальну рідину надходять частинки вибурених порід, які часто містять водорозчинні компоненти, а також мінералізовані і прісні пластові води. Збільшення вмісту іонів і зміна якісного складу дисперсійного середовища зазвичай спричиняє коагуляцію промивальної рідини, яка супроводжується зростанням водовіддачі, умовної в'язкості, статичного напруження зсуву та зміною інших властивостей.

Основним засобом регулювання властивостей промивальних рідин на водній основі є хімічна обробка їх з допомогою різних хімічних реагентів.

Умовно всі хімічні реагенти, що застосовується для оброблення промивальних рідин можна поділити на три групи:

а) понижувачі водовіддачі (фільтрації) – стабілізатори;

б) понижувачі умовної в'язкості;

в) реагенти спеціального призначення.

Проте реагенти, що входять умовно в одну групу, наприклад, понижувачі фільтрації, можуть одночасно впливати на інші властивості: умовну в'язкість, статичне напруження зсуву, реологічні властивості. Ступінь впливу значною мірою залежить від складу глини, виду іонів, що

містяться в розчині, ступеня його мінералізації, а також температури, концентрації твердої фази та інших факторів.

Понижувачі водовіддачі. До цієї групи належать реагенти на основі водорозчинних ефірів целюлози (КМЦ – карбоксиметилцелюлоза, карбофен, карбаніл, ММЦ – модифікована метилцелюлоза), реагенти на основі лігносульфонатів (КССБ – конденсована сульфит спиртова барда), крохмальні реагенти, реагенти на основі акрилових полімерів (гіпан, РС-2, метас), реагенти на основі гумінових кислот (ВЛР – вуглелужний реагент, ТЛР – торфолужний реагент) тощо.

Понижувачі умовної в'язкості. До цієї групи належать похідні лігносульфонових кислот (ССБ – сульфит спиртова барда, акрил, ФХЛС – ферохромлігносульфонат), реагенти на основі гідролізного лігніну (нітролігнін, суніл), таніни (ялинкавий і вербовий екстракти, дубителі, пекор, ПФЛХ – поліфенол лісохімічний) тощо.

Реагенти спеціального призначення. До них належать реагенти, які зв'язують солі кальцію (кальцинована сода, ТПФН – триполіфосфат натрію); реагенти, які постачають іони кальцію (вапно, гіпс, хлористий кальцій); реагенти, які надають термостійкості (хромати і біхромати), реагенти-структуроутворювачі (кухонна сіль, рідке скло), мастильні домішки (СМАД-1, графіт, нафта тощо), регулятори лужності (каустична сода тощо), піногасники (суспензія гуми, карболінеум, нейтралізований чорний контакт, синтетичні жирні кислоти – СЖК, окислений петролатум) тощо.

7.9 Приготування бурових промивальних рідин

Промивальні рідини можна готувати безпосередньо на буровій або централізовано на глинозаводі, який обслуговує дільницю чи район. Рідину, що приготована на заводі, транспортують або спеціально прокладеними до бурових трубопроводами, або в автоцистернах.

Для приготування промивальної рідини із порошкоподібних матеріалів використовують спеціальний блок обладнання (рис. 7.6).

Такий блок містить два суцільнометалеві бункери об'ємом від 20 м³ до 50 м³ кожний, встановлених з допомогою стійок на металевій рамі, розвантажувальний пневматичний пристрій, гумовотканинні гофровані рукави, повітряні фільтри, гідравлічний ежекторний змішувач і ємність, а іноді гідравлічний або ультразвуковий диспергатор.

Бункери призначені для зберігання і подачі в камеру змішувача порошкоподібних матеріалів (глинопорошків, бариту тощо). Порошкоподібні матеріали в них завантажують із бункерів автоцементовозів.

Для приготування промивальної рідини насосом подають дисперсійне середовище (наприклад, воду) в ежекторний гідрозмішувач через штуцер. Оскільки рідке середовище витікає зі штуцера з великою швидкістю, то в камері змішувача виникає вакуум. Під дією вакууму порошкоподібний матеріал з бункера по рукаву надходить у камеру змішувача, де змішується з рідиною, і по зливній трубі спрямовується в ємність (порошок можна подавати

і через лійку). Для рівномірного розподілу компонентів промивальної рідини по всьому об'єму в ємності (як і у всіх відстійниках циркуляційної системи) встановлені механічні лопатеві перемішувачі, які працюють з допомогою електродвигунів.

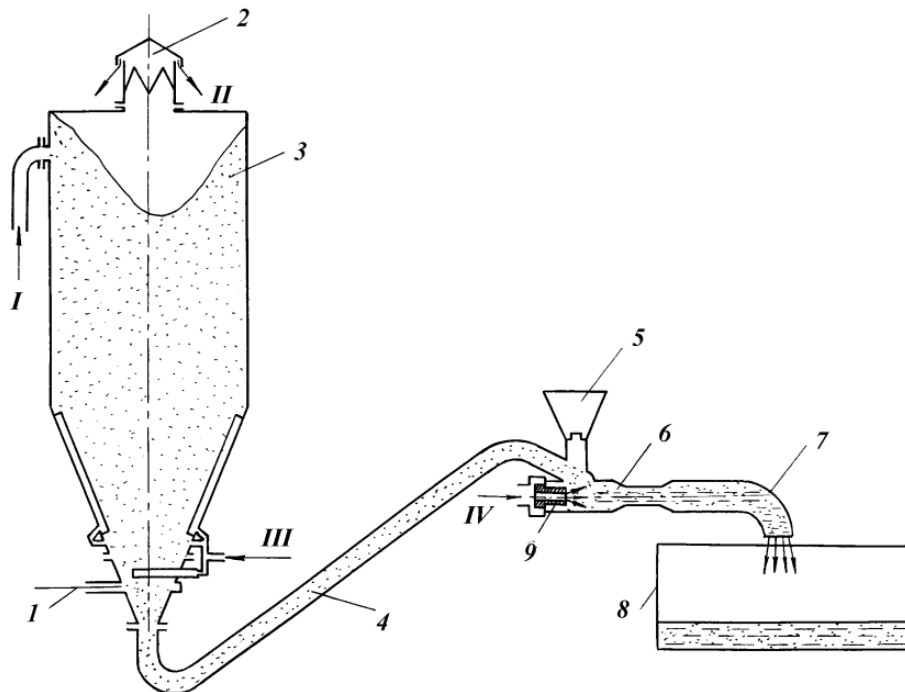


Рисунок 7.6 – Схема блока приготування промивальних рідини:

I – глинопорошок із автоцементовоза; II – надлишкове повітря; III – повітря для аерації; IV – вода від насоса; 1 – розвантажувальний пневматичний пристрій; 2 – повітряні фільтри; 3 – бункери; 4 – гумовотканинні гофровані рукави; 5 – лійка; 6 – гідралічний ежекторний змішувач; 7 – зливна труба; 8 – ємність; 9 – штуцер

Приготована у такий спосіб промивальна рідина нестабільна і містить значну кількість частинок твердої фази. Тому її прокачують у замкненій системі (ємність – буровий насос – ємність) протягом декількох циклів. За необхідності в промивальну рідину додають дисперсійне середовище для зниження умовної в'язкості.

Якщо промивальну рідину під час приготування необхідно обробити хімічними реагентами, то реагенти спочатку розчиняють у воді. Для цього ємність заповнюють розрахунковим об'ємом води, додають реагенти і ретельно перемішують з допомогою механічних перемішувачів або прокачують по замкнутій системі (ємність – насос – ємність). Після цього оброблену рідину подають в змішувач одночасно з подачею порошкоподібного матеріалу з бункера.

Для приготування промивальних рідин із порошкоподібних глин використовують ежекторні мішалки типу ГДМ-1 (рис. 7.7). Така мішалка складається із заглибини для завантаження порошку, камери змішування з соплом, ємності і зварної рами, на якій змонтовані всі елементи. До камери змішування насосом через сопло подається вода (або промивальна рідина,

густину якої треба збільшити) під тиском (2–3) МПа. Оскільки швидкість струменя на виході із сопла висока, то в камері змішування утворюється вакуум, внаслідок чого із заглибини засмоктується порошок глини (або обважнювача). Порошок змішується з рідиною, а утворювана пульпа надходить в ємність. Біля входу в ємність потік пульпи вдаряється у спеціальний башмак, і відбувається диспергування твердих частинок.

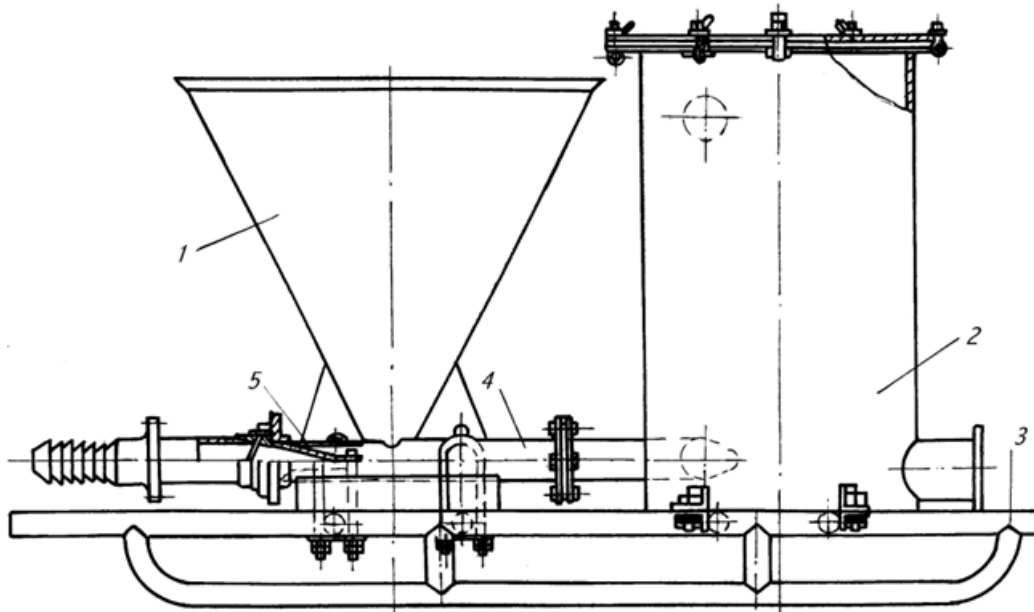


Рисунок 7.7 – Схема гідралічної мішалки ГДМ-1:

- 1 – заглибина для завантаження глинопорошку; 2 – ємність; 3 – зварна рама;
4 – камера змішування; 5 – сопло

У міру підйому суспензії вгору по ємності швидкість її руху зменшується, великі частинки випадають на дно, а готова суспензія зливається в циркуляційну систему бурової установки через вихідну трубу у верхній частині ємності. Осад періодично видаляють через нижню зливну трубу.

На бурових широко застосовуються механічні двовальні мішалки для приготування (періодично і безперервно), обважнення промивальних рідин, а також для приготування водних розчинів хімічних реагентів. У механічних глиномішалках розчини готують із грудкових (сирих) глин і глинопорошків.

7.10 Очищення бурових промивальних рідин

Промивальну рідину необхідно очищати від вибуреної породи, абразивних частинок, що містяться у вихідному матеріалі, а деколи і від надлишкової твердої фази. Це пов'язано з тим, що частинки вибуреної породи негативно впливають на технологічні властивості промивальної рідини. Крім того, наявність в рідині абразивних частинок значно погіршує показники роботи доліт, гідралічних вибійних двигунів, умови руйнування породи на вибої.

Очищення промивальної рідини проводиться двома способами: гідравлічним і примусовим.

Гідравлічний спосіб очищення оснований на природному осіданні уламків вибуреної породи під дією сили тяжіння. За такого способу рідина самостійно звільняється від уламків вибуреної породи, протікаючи по жолобовій системі. Однак жолобова система не забезпечує достатнього ступеня очищення промивальної рідини.

У разі примусового способу промивальна рідина очищається з допомогою спеціальних механізмів. Механізми, що застосовуються для очистки, за принципом дії поділяються на пристрої, в яких:

а) уламки вибуреної породи відокремлюються під дією сили тяжіння (вібраційні сита, сепаратори);

б) уламки вибуреної породи відокремлюються під дією відцентрової сили (гідроциклони, центрифуги).

Основним механізмом в очисній системі для видалення з промивальної рідини великих фракцій частинок вибуреної породи є вібраційне сито. Найпростіше вібраційне сито – металева рама, встановлена з допомогою амортизаторів на міцній основі під певним кутом до горизонту. На рамі змонтоване сито з прогумованою поверхнею і натягнутою зверху сіткою з нержавіючого сталевих дроту, часто зі спеціальним протиабразивним покриттям. У поперечному напрямку сітка розтягнута, а її бічні поверхні закріплені на прогумованих краях решета.

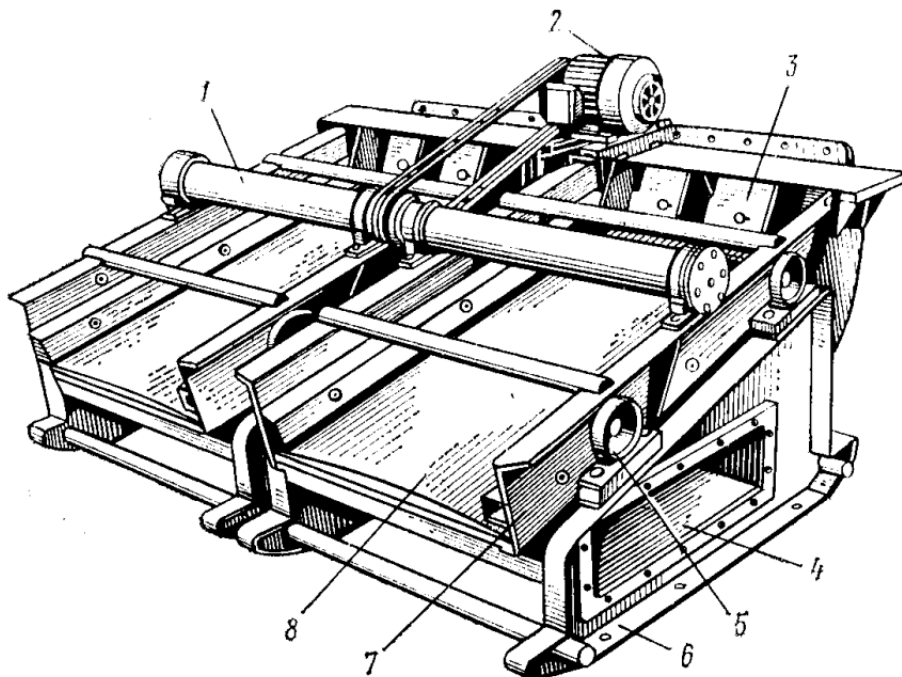


Рисунок 7.8 – Вібраційне сито:

1 – ексцентричний вал; 2 – електродвигун; 3 – розподілювач потоку;
4 – піддон; 5 – амортизатори; 6 – основа; 7 – металічна рама; 8 – сітка

Рама приводиться в рух із частотою від 1 000 до 2 000 коливань за хвилину з допомогою електродвигуна через ексцентричний вал.

Промивальна рідина надходить на вібруючу сітку через розподілювач потоку (рис. 7.8).

Вібрації сприяють руйнуванню тиксотропної структури і зменшенню умовної в'язкості промивальної рідини, полегшують проціджування її через сітку і забезпечують переміщення великих частинок розбурюваної породи вздовж сітки. Звільнена від таких частинок промивальна рідина надходить в піддон, який встановлений під сіткою, а з нього у відстійник.

Широке застосовуються вібросита, в яких є дві-три сітки, розміщені одна за одною, а також сита з двома сітками, розміщеними одна під одною.

Найдосконаліші вібросита дозволяють вилучати частинки розміром 80–150 мкм.

Гідроциклон (рис. 7.9) складається з вертикального циліндра з тангенціальним увідним патрубком, конуса, зливної труби і регулювального пристрою з насадкою. Промивальну рідину з відстійника подають спеціальним відцентровим насосом через патрубок у циліндр під надлишковим тиском 0,2–0,3 МПа. Оскільки патрубок приварений до циліндра тангенціально, то промивальна рідина набуває в циліндрі обертового руху. Під дією відцентрової сили рідина розшаровується: найважчі частинки відкидаються до периферії, а найлегші концентруються ближче до центра, в середніх ділянках поперечного перерізу гідроциклону.

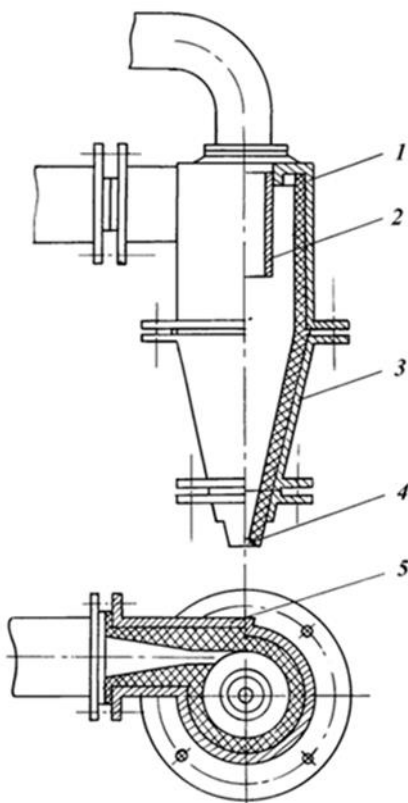


Рисунок 7.9 – Схема гідроциклону

1 – вертикальний циліндр; 2 – зливна труба; 3 – конус;
4 – регулювальний пристрій з насадкою; 5 – тангенціальний увідний патрубок

У разі високої частоти обертання рідини в гідроциклоні вздовж осі утворюється повітряний стовп, тиск в якому нижчий за атмосферний. Осьова швидкість на межі цього стовпа максимальна і спрямована вгору, а на стінках гідроциклону – вниз. Внаслідок такого розподілу швидкостей у гідроциклоні утворюється поверхня, на якій осьова швидкість дорівнює нулю. Вона відокремлює периферійну частину потоку з найважчими фракціями твердої фази, що зсувається по стінках гідроциклону вниз, від внутрішньої, найлегшої частини рідини, яка піднімається вгору. Фракцію найважчих частинок твердої фази, яка спускається вниз по спіральній траєкторії, разом із невеликою кількістю рідини видаляють через насадку в контейнер або відвал. Основний об'єм промивальної рідини з найдрібнішими фракціями твердої фази, зокрема з найдрібнішими частинками розбурених порід, з гідроциклону через зливну трубу спрямовують у жолоб і далі у відстійник або у приймальну ємність бурових насосів. Діаметр насадки вибирають із врахуванням найбільшого діаметра частинок, які повинні бути видалені з промивальної рідини.

Для вилучення частинок, більших за 40 мкм, використовують батарею гідроциклонів діаметром 150 мм і більше, в якій паралельно працюють декілька гідроциклонів. Умовно батарею гідроциклонів діаметром не менше 150 мм називають пісковідділювачем. Для вилучення твердих частинок розміром від 25 мкм до 40 мкм використовують гідроциклони з діаметром меншим, ніж 100 мм, батарею яких називають муловідділювачем.

Продуктивність гідроциклону залежить від його діаметра і надлишкового тиску на вході. Для нормальної роботи очисної системи продуктивність пісковідділювача повинна приблизно на 25 %, а муловідділювача – на 50 % перевищувати найбільшу витрату бурових насосів під час буріння свердловини.

Для очищення необважнених промивальних рідин застосовується триступенева система очищення: грубе очищення проводиться на віброситі, тонке очищення на піско- і муловідділювачах (рис. 7.10). За цієї системи з промивальної рідини вилучається до 80–90 % частинок розбурених порід, а деколи і більше.

Технологія очищення необваженого бурового розчину за триступеневою системою – це низка послідовних операцій. Буровий розчин зі шламом після виходу зі свердловини зазнає на першому ступені грубого очищення на віброситі і збирається в ємності. Із ємності відцентровим насосом розчин подається в батарею гідроциклонів пісковідділювача, де з розчину видаляються частинки піску. Очищений від піску розчин надходить через верхню зливну трубу в ємність, а пісок скидається у відвал. З ємності відцентровим насосом розчин подається для остаточного очищення в батарею гідроциклонів муловідділювача. Після відділення частинок мулу очищений розчин спрямовується в приймальну ємність бурових насосів, а мул скидається у відвал.

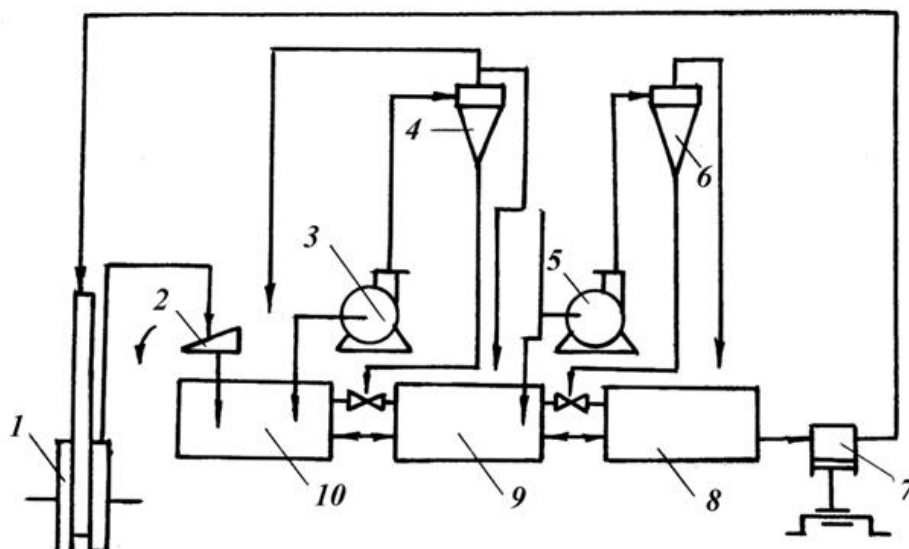


Рисунок 7.10 – Схема триступеневого очищення промивальної рідини:

1 – свердловина; 2 – вібросито; 3, 5 – відцентровані насоси;
4 – пісковідділювач; 6 – муловідділювач; 7 – буровий насос; 8 – ємність
муловідділювача; 9 – ємність пісковідділювача; 10 – ємність вібросита

Для очищення обважнених промивальних рідин зазвичай використовують тільки вібросито, оскільки в гідроциклонах разом з частинками породи видаляються частинки обважнювача з розміром, більшим ніж 15 мкм.

Якщо під час буріння існує небезпека інтенсивних газопроявів, то до системи очищення під'єднують газовий сепаратор або дегазатор, які призначені для видалення газу з промивальної рідини.

Контрольні запитання

1. Які функції повинні виконувати промивальні рідини під час буріння свердловин?
2. Який склад має промивальна рідина?
3. На які групи можна розділити промивальні рідини за складом дисперсійного середовища?
4. Що називають густиною промивальної рідини?
5. Що розуміють під умовною в'язкістю промивальної рідини?
6. Що розуміють під тиксотропією промивальної рідини?
7. Що називають статичним напруженням зсуву (СНЗ)?
8. Якими значеннями статичного напруження зсуву характеризується промивальна рідина?
9. Як оцінюють ступінь тиксотропності промивальної рідини?
10. Що характеризує показник фільтрації промивальної рідини?
11. Від яких факторів залежить фільтрація промивальної рідини?
12. З допомогою якого приладу вимірюються фільтраційні властивості промивальної рідини?

13. Які промивальні рідини належать до аерованих рідин?
14. Які агентів належать до газоподібних агентів для очистки свердловини?
15. Які рідини належать до промивних рідин на вуглеводневій основі?
16. Які рідини належать до промивних рідин на водній основі?
17. Які переваги має буріння з продуванням вибою?
18. Які вади має буріння з продуванням вибою?
19. На які групи поділяють всі реагенти, що застосовуються для оброблення промивальних рідин?
20. Якими способами проводиться очищення промивальної рідини під час буріння свердловин?
21. На чому оснований гідравлічний спосіб очищення промивальної рідини?
22. З допомогою яких пристроїв проводиться примусове очищення промивальної рідини?

8 УСКЛАДНЕННЯ У ПРОЦЕСІ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН

8.1 Причини та класифікація ускладнень

Ускладнення – це технологічна ситуація, яка призводить до порушення нормального процесу буріння свердловини.

Основні причини ускладнень:

а) складні гірничо-геологічні умови буріння в окремих горизонтах (аномально високі або аномально низькі пластові тиски, наявність нестійких або розчинних порід тощо);

б) невідповідність інформаційного забезпечення про гірничо-геологічні умови фактичним даним;

в) невідповідність технічного проєкту на буріння свердловини, насамперед конструкції свердловини, гірничо-геологічним умовам буріння;

г) організаційні фактори: несвоєчасне забезпечення буровими інструментами і матеріалами, низька кваліфікація і виконавча дисципліна бурового персоналу тощо.

До ускладнень належать:

а) поглинання технологічних рідин (промивальних рідин і тампонажних розчинів);

б) флюїдопрояви (газонафтоводопрояви);

в) порушення цілісності стінок свердловини (утворення каверн, жолобів, звуження стовбура);

г) прихоплення колони труб.

8.2 Поглинання промивальних рідин або тампонажних розчинів

Причина поглинань – порушення рівноваги гідравлічного тиску у свердловині p_c і поглинальному горизонті $[p]$, які призводять до відходу технологічної рідини у пласт у разі $p_c > [p]$.

Різновидності поглинань:

а) повне або катастрофічне поглинання, коли уся промивальна рідина, яка закачується у свердловину буровими насосами, розтікається по тріщинах і порожнинах породи, а до гирла свердловини не доходить;

б) часткове поглинання, коли частина рідини виходить у жолобову систему.

Поглинання промивальних рідин і тампонажних розчинів можуть виникнути в загальному випадку у пластах, проникність яких визначається гранулярною поруватістю, тріщинуватістю і кавернозністю гірських порід. Розрізняють механізм поглинання в'язких і структурованих рідин. Поглинання в'язких рідин можливі у будь-яких проникних гірських породах, а інтенсивність поглинання визначається величиною репресії на поглинальний пласт, властивостями рідини і гідродинамічними характеристиками пласта.

Особливість поглинання структурованих рідин полягає у тому, що малопоруваті породи не поглинають їх навіть за великих перепадів тиску у системі «свердловина – пласт». Поглинання промивних рідин у таких пластах виникає переважно внаслідок їх гідравлічного розриву.

Основні методи для попередження поглинань можна умовно поділити на три групи:

- а) регулювання властивостей промивальних рідин;
- б) управління гідродинамічною обстановкою у свердловині під час виконання різних технологічних операцій (буріння, «спуск – підйом», цементування тощо);
- в) зміна характеристик поглинального пласта.

Вибір методів запобігання поглинанням або їхнім комбінаціям здебільшого визначається конкретними геолого-технологічними умовами проводки свердловини.

Ефективність запобігання поглинанням значною мірою визначається типом промивальної рідини та її властивостями. Густина промивальної рідини – один з основних показників, які визначають величину тиску на поглинальний пласт у статичних і, деякою мірою, у динамічних умовах. У разі розкриття потенційно можливої зони поглинань необхідно використовувати промивальні рідини з мінімально можливою густиною.

Комплекс профілактичних заходів з управління гідродинамічною обстановкою містить переважно управління швидкостями проведення технологічних операцій (механічне буріння, спуск бурильного інструмента, запуск бурових насосів). Під час спускання бурильного інструмента у свердловину необхідно регулювати режими (швидкості) спускання. У разі запуску бурових насосів необхідно дотримуватись певних профілактичних заходів (вмикати насоси послідовно, проводити за необхідності обертання або розходження колони тощо).

Для попередження поглинань важливу роль відіграють методи цілеспрямованої зміни характеристик поглинального пласта. Для цього залежно від очікуваних характеристик зони поглинання використовують різні техніко-технологічні прийоми.

Одним із найефективніших способів є застосування закупорювальних матеріалів-наповнювачів, які додають у циркулюючу промивальну рідину або застосовують разове закачування у зону поглинання порції спеціальної рідини з наповнювачем. Використовують наповнювачі трьох різновидів:

- а) волокнисті (кордове волокно, обрізки ниток, горох тощо);
- б) лускові (сльода-луска, обрізки целофану тощо);
- в) зернисті (горіхова шкарлупа, керамзит, перліт, пісок, частинки гуми, пластмас тощо).

Ліквідація поглинань забезпечується:

- а) тампонуванням каналів відходу твердіючими і нетвердіючими пластовими сумішами, тобто шляхом створення екрану у породі навколо свердловини;
- б) установленням труби або оболонки на стінці свердловини;

в) формуванням екрану у стінці свердловини з самої гірської породи, наприклад, її оплавленням і утворенням керамічної труби.

У сучасній технології використовують зазвичай перший і рідше другий способи.

8.3 Флюїдопрояви

Причина флюїдопроявів – порушення рівноваги гідравлічного тиску у свердловині p_c і проявлювальному пласті $p_{пл}$, що призводить до надходження флюїду із пласта у свердловину, якщо $p_c < p_{пл}$.

Різновиди проявів: *газопрояви* (основна частина флюїду – пластовий газ або суміш пластових газів); *нафтопрояви* (основна частина флюїду – нафта); *водопрояви* (основна частина флюїду – пластова вода того чи іншого ступеня мінералізації); *змішані флюїдопрояви* (у свердловину надходить суміш різних флюїдів, з яких хоч би два флюїди приблизно у рівних кількостях, та їхня сума складає більшу частину загальної кількості флюїду, що надходить).

Прояви можуть виникати як у разі зниження тиску на пласт, так і без його зниження. Основними причинами проявів через зниження тиску на пласт є геологічні і технологічні чинники. До *геологічних чинників* належать: розкриття регіональних і локальних зон АВПТ, наявність порожнин заповнених газом, а також тектонічні порушення. До *технологічних чинників* належать причини, пов'язані з порушенням технології проводки свердловини: низька густина промивальної рідини; зменшення гідродинамічного тиску в свердловині; падіння рівня промивальної рідини в свердловині; утворення штучних зон АВПТ. До технологічних чинників належать і помилки, допущені під час розробки технічного проєкту на будівництво свердловини, прогнозування пластових тисків тощо.

Створення протитиску на пласт із метою запобігання проявам забезпечується вибором відповідної густини промивальної рідини. Сучасна практика буріння передбачає проводку свердловин зазвичай у разі перевищення вибійного тиску над пластовим у статичних умовах.

Під час виконання окремих технологічних операцій (спуск і підйом колони труб, зупинка бурових установок тощо) можливе зменшення тиску у свердловині нижче за гідростатичний, що за певних умов може сприяти проникненню пластового флюїду.

Зниження тиску на пласт обумовлено також зменшенням висоти стовпа промивальної рідини у свердловині. Основними причинами зниження рівня у свердловині є: поглинання промивальної рідини з падінням рівня, недолив свердловини у разі підйому колони труб, перетікання між трубним і затрубним простором або пластами. За будь-якої причини зниження рівня існує критичне значення, перевищення якого призводить до виникнення проявів.

До причин проявів без зниження тиску на пласт (тобто у разі перевищення вибійного тиску над пластовим) належать дифузні й осмотичні

процеси, капілярні перетікання, гравітаційні заміщення, надходження газу з вибуреною породою за високих швидкостей буріння, контракційні ефекти тощо.

Пластові рідини можуть потрапляти у свердловину у результаті дифузії через її проникні стінки, під впливом капілярного й осмотичного тисків. Інтенсивність таких припливів невелика і не спричиняє небезпеки, якщо немає тривалих перерв у циркуляції і забезпечена якісна дегазація промивальної рідини.

Гравітаційна взаємодія між флюїдом і промивальною рідиною або його фільтратом у пласті з вертикальною тріщинуватістю може призвести до заміщення флюїду промивальною рідиною. Під час розкриття газоносних пластів великої товщини, внаслідок фільтрації промивальної рідини у пласт, можуть спостерігатись локальні перевищення тисків, які призводять до проявів.

Явище контракції промивальної рідини може призвести до перерозподілу тиску між свердловиною і пластом і спричинити підсмоктування флюїдів.

Газ із породою може надходити у промивальну рідину під час розбурювання газомістного пласта. Однак це незначно зменшує вибійний тиск. Зниження тиску може бути суттєвим у верхній частині і спричиняти приплив із пластів, розміщених на цих глибинах.

Початок нафтогазоводопроявів можна визначити за підвищенням рівня рідини у приймальній ємності, зміною витрати промивальної рідини на вході і виході зі свердловини, появою нафтової плівки і газових бульбашок у промивальній рідині, за зниженням її густини, зміною реологічних властивостей і хімічного складу фільтрату, переливом через гирло після припинення циркуляції, загоранням факела на відводі превентора, за показами і сигналами газокаротажної станції, підвищенням або зниженням тиску у нагнітальній лінії бурових насосів.

За імовірності проявів підвищують контроль за станом свердловини, частіше вимірюють параметри промивальної рідини (ρ , θ , T) та її рівень у приймальних ємностях, вивчають зміну складу шламу, розчину, його фільтрату, перевіряють готовність резервного бурового і підпірних шламових насосів, противикидне та інше обладнання, кількість і параметри промивальної рідини у запасних ємностях. Профілактика проявів під час буріння свердловин забезпечується застосуванням комплексу техніко-технологічних заходів:

- вибір раціональної конструкції свердловини;
- керування гідродинамічною обстановкою у свердловині під час виконання технологічних операцій;
- зміна проникності проявлювального пласта тощо.

Технологія запобігання проявам у процесі буріння основана на дотриманні умови $p_c > p_{\text{фп}}$. Ця нерівність виконується переважно нормуванням густини промивальної рідини відповідно до чинних правил ведення бурових

робіт. Вплив решти показників промивальних рідин на можливість виникнення проявів має переважно другорядний характер.

Найнебезпечнішою (з позиції проявів) технологічною операцією у процесі буріння свердловини є підйом колони труб. Зниження тиску в процесі підйому труб обумовлено гідравлічними та інерційними опорами під час руху бурового розчину у кільцевому просторі, а також можливим зменшенням висоти його стовпа у свердловині. Основні способи попередження проявів – регулювання швидкостей підйому колони труб, контроль за рівнем промивальної рідини у свердловині з періодичним чи постійним доливанням.

Опорожнення свердловини під час підйому колони труб може бути самостійною причиною проявів, а також у поєднанні з іншими чинниками.

Газонафтоводопрояви не тільки порушують процес буріння, але є причиною важких аварій. У разі інтенсивних проявів можливі випадки руйнування гирла свердловини і бурового обладнання, виникнення вибухів і пожеж, сильного забруднення навколишнього середовища, а інколи і людських жертв.

Основним способом, який дозволяє керувати станом свердловини у випадку припливу пластового флюїду і запобігти нерегульованим викидам промивальної рідини, є герметизація гирла спеціальним противикидним обладнанням. У комплект цього обладнання входять два-три плашкові превентори, універсальний і обертовий превентор, апаратура дистанційного управління превенторами, а також система трубопроводів, обв'язка із засувками високого тиску з дистанційним керуванням і система регульованих і нерегульованих штуцерів. *Превентор* – це спеціальна засувка високого тиску.

Якщо не вдалося запобігти припливу пластового флюїду і стався викид, коли у свердловині була бурильна колона, то необхідно оперативно закрити превентор і спрямувати рідину зі свердловини через бокове відведення обв'язки, а через бурильні труби закачувати свіжу рідину підвищеної густини.

Якщо викид перейшов у відкрите фонтанування, то до роботи з ліквідації аварії беруться спеціалізовані протифонтанні служби.

8.4 Порушення цілісності стінок свердловини

Причини ускладнень:

а) порушення умов механічної міцності гірської породи у стінці свердловини внаслідок дії: статичних навантажень; знакозмінних навантажень (нестационарні гідромеханічні і термічні процеси), які можуть спричиняти втомне руйнування гірських порід у разі поздовжнього переміщення, обертання і коливання бурильної колони, що призводить до стирання породи на стінках, ударів по гірській породі тощо;

б) розчинення і розмивання породи промивальною рідиною (хемогенні, глинисті відклади);

в) танення мерзлої гірської породи, що призводить до фазових перетворень (танення льоду-цементу).

Різновидності ускладнень: розширення стовбура (утворення каверн за рахунок осипання і обвалювання та жолобів) або його звуження.

Каверни утворюються насамперед у глинах, глиновмістних породах та соленосних (хемогенних) відкладеннях.

Обсипанням називають таке ускладнення, за якого значна кількість частинок породи систематично відокремлюється від стінок свердловини, падає в її стовбур, підхоплюється потоком промивальної рідини і виноситься на денну поверхню.

Обвалюванням називають таке ускладнення, за якого значна маса породи раптово випадає у свердловину, перекриває кільцевий простір або увесь переріз стовбура і висхідний потік не в змозі швидко видалити цю породу на поверхню.

Початок обвалювання гірської породи діагностується винесенням додаткової кількості шламу, що значно перевищує норму як за кількістю, так і за формою і розміром уламків, збільшенням тиску під час промивання, затягуванням інструмента і прихоплюванням тощо.

Потенційно небезпечні щодо виникнення прихоплювання жолоби утворюються у пластичних породах (глинах, мергелях тощо), які мають достатню міцність на зсув у разі значних сил адгезії пари метал-гірська порода в інтервалах локальних викривлень і перегинів стовбура. Глибина жолоба залежить від кількості спусково-підймальних операцій. Поперечний переріз повнорозмірного жолоба дорівнює приблизно діаметру замка.

У результаті осипання та обвалювання порід розширюється стовбур свердловини, ускладняється транспортування частинок розбурених порід, що обвалилися, на денну поверхню, зростає аварійність бурильних труб через збільшення стріли прогину труб, може виникнути прихоплювання бурильної колони.

Звуження стовбура свердловини можуть виникати внаслідок випучування гірських порід, їх обвалювання, утворення товстих фільтраційних кірок на проникних ділянках стінок, налипання на стінки частинок обсипаних і розбурених порід, зволжених промивальною рідиною.

Для запобігання обсипанню і обвалюванню порід необхідно використовувати інгібовані промивальні рідини, гідрогелі або рідини на вуглеводневій основі з мінералізованою водною фазою, які не спричиняють зменшення міцності порід, і підтримувати густину промивальної рідини на рівні, достатньому для збереження стійкості стінок свердловини.

Небезпеці значного звуження свердловини на ділянках, складених нестійкими породами можна запобігти, якщо застосовувати промивальні рідини з малою водовіддачею. Налипання на стінки розбурених частинок і частинок, що обсипались, можна зменшити, додаючи у промивальну рідину мастильні домішки.

8.5 Прихоплювання колони труб

Нерідко для підйому колони зі свердловини необхідно прикласти навантаження, що значно перевищує вагу колони. Таке ускладнення називають *затяжкою*. Якщо зрушити колону з місця не вдається, прикладаючи навантаження, за якого напруження у трубах наближаються до їх міцності, або допустимої вантажопідймальності вишки чи талевої системи, то ускладнення називається *прихоплюванням*. Якщо для ліквідації прихоплювання прикласти більше навантаження, то ускладнення може перейти в аварію.

За характеристикою утримувальної сили і обставин, які передують виникненню, прихоплювання ділять на три групи:

- а) прихоплювання через перепад тиску, або диференціальні;
- б) прихоплювання у жолобі і внаслідок заклинювання колони труб стороннім предметом;
- в) прихоплювання через осипання та обвалювання гірської породи, повзучості пластичних порід, осідання твердої фази і шламу.

Диференційні прихоплювання належать до інтервалів проникних (поруватих або дрібнотріщинуватих) пластів і виникають у разі залишення колони труб без руху на деякий, навіть незначний час, протягом якого труба перебуває у контакті зі стінкою свердловини.

Для запобігання прихоплюванню під дією перепаду тиску необхідно бурити з промивкою рідиною малої густини, щоб тиск у свердловині був менший, дорівнював або дещо перевищував пластовий тиск. Необхідно обмежувати час перебування колони без руху.

Прихоплювання у жолобовій виробці виникає під час підйому інструмента і характеризується миттєвою затяжкою.

Прихоплювання через заклинювання у звуженій частині стовбура виникають під час спускання інструмента. Вони приурочені до інтервалів міцних, абразивних порід, пробурених у разі значного спрацювання долота по діаметру, а також у зонах локального викривлення стовбура свердловини.

Для попередження прихоплювань цього типу необхідно стежити за відпрацюванням доліт і елементів компоновання низу бурильної колони.

Прихоплювання внаслідок заклинювання сторонніми предметами можливі по цілому стовбуру свердловини. Передумовою прихоплювань є падіння у свердловину або випадання зі стінки раніше залишених у свердловині аварійних предметів.

Прихоплювання через осипання, обвалювання і повзучість пластичних порід виникають насамперед під час розкриття відповідних відкладів. У процесі буріння, оскільки обвал проходить миттєво, виникає підвищений тиск на стояку, збільшується момент на роторі, виникають труднощі під час спускання долота без проробок та інтенсивних промивок. Попереджувати ці ускладнення необхідно вибором комплексу технологічних заходів, які забезпечують стійкість стінок свердловини.

Прихоплювання через сальникоутворення виникають зазвичай під час розбурювання глинистих відкладень або гранулярних високопроникних пластів, у разі формування товстої глинистої кірки. Утворенню сальників, які складаються з в'язкої суміші глинистого матеріалу з частинками вибуреної породи, сприяють забрудненість свердловини шламом через незадовільне промивання, неякісна очистка промивальної рідини, буріння без проробок пробуреного інтервалу, ступінчастість стовбура, наявність каверн, жолобів, негерметичність бурильної колони, велика кривизна стовбура тощо.

Прихоплювання внаслідок осідання твердої фази (глини, обважнювача) і шламу відбуваються у разі порушень технології буріння, простоїв у бурінні у разі незадовільних структурно-механічних властивостей промивальної рідини, які не забезпечують її седиментаційну стійкість.

Профілактика прихоплювань, обумовлених утворенням сальника і осіданням твердої фази промивальної рідини, має багато спільного. Головне – забезпечити підтримання технологічних властивостей промивальної рідини відповідно до гірничо-геологічних умов буріння та її очищення від шламу, а також здійснювати контроль за дотриманням параметрів режиму буріння, герметичністю бурильної колони.

Ліквідація прихоплювання зводиться до усунення або зменшення сили, що утримує інструмент, до величини, за якої інструмент можна звільнити. Ефективність ліквідації прихоплювань визначається правильністю вибору способу, або набору способів, які б відповідали типу прихоплювання. Для вибору технологічного рішення необхідно визначити місце і тип прихоплювання або характер утримувальної сили.

Сучасні способи дозволяють визначити тільки верхню межу зони прихоплювання. Його місце визначають з допомогою способу, що базується на основі вимірювань пружного видовження вільної частини бурильної колони або з допомогою спеціальної апаратури.

Перший спосіб застосовують у свердловинах, коли силою тертя колони об стінки можна знехтувати, а утримувальна сила створює жорстке защемлення. У протилежному випадку спосіб дасть велику похибку.

Для визначення межі прихоплювання з допомогою спеціальної апаратури використовують прихоплювачовизначники та індикатори місця прихоплювання, які спускають усередину бурильної або іншої колони на каротажному кабелі у передбачену зону прихоплювання.

Існуючі способи ліквідації прихоплювання ґрунтуються на застосуванні механічних, гідравлічних і фізико-хімічних впливів на зону прихоплювання або їхніх комбінацій.

Фізико-хімічні способи ґрунтуються на закачуванні у зону прихоплювання порцій спеціальних рідин (так звані рідинні ванни), які послаблюють або ліквідують утримуючу силу шляхом хімічного розчинення, розрідження та інших дій або їхніх комбінацій. Рідинні ванни використовують для ліквідації прихоплювань за умови збереження циркуляції промивальної рідини.

Гідравлічні способи базуються на зміні насамперед гідравлічного тиску у зоні прихоплювання внаслідок регулювання гідростатичної складової або

формування гідравлічних імпульсів і хвиль у стовпі промивальної рідини (трубах і затрубному просторі). Гідроімпульсний спосіб рекомендується застосовувати для ліквідації диференційних прихоплювань, у разі заклинювання колони у жолобі і прихоплювань, що виникли у разі підйому бурильної колони. Його можна реалізувати насамперед за наявності циркуляції промивальної рідини або якщо її немає (прихоплювання внаслідок осідання шламу).

У разі механічних способів використовують ударні механізми, з допомогою яких здійснюють удари, які передаються прихопленій частині колони бурильних труб.

Комбіновані способи – це поєднання фізико-хімічної впливу з механічним тощо.

Контрольні запитання

1. Що розуміють під ускладненням під час буріння свердловин?
2. Що належить до ускладнень під час буріння свердловин?
3. Яка причина поглинань технологічних рідин у свердловині?
4. Які основні методи попередження поглинань технологічних рідин у свердловині?
5. Які причина флюїдопроявів у свердловині?
6. Як забезпечується запобігання пластових флюїдопроявів?
7. Які бувають різновиди ускладнень внаслідок порушення цілісності стінок свердловини?
8. Які причини прихоплювань бурового інструмента?
9. На яких принципах основані існуючі способи ліквідації прихоплення бурового інструмента?
10. Які засоби використовують у разі механічного способу ліквідації прихоплення бурильного інструмента?

9 БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН У ЗАДАНОМУ НАПРЯМКУ

9.1 Основні поняття про викривлення свердловин

Свердловини бурять вертикальні і похиловикривлені. У першому випадку вживають заходи, спрямовані на попередження викривлення, а у другому бурять свердловину з похилим або похиловикривленим положенням її осі.

Положення осі свердловини в будь-якій точці прийнято характеризувати трьома величинами (рис. 9.1):

а) *зенітним кутом α* , тобто кутом між вертикаллю і дотичною до осі у цій точці;

б) *азимутальним кутом Θ* , тобто кутом між напрямком на північ і проекцією до осі у цій точці на горизонтальну площину (взятий за годинниковою стрілкою);

в) *зміщенням (альтитудою)*, тобто найкоротшою відстанню між проекцією цієї точки на горизонтальну площину і гирлом.

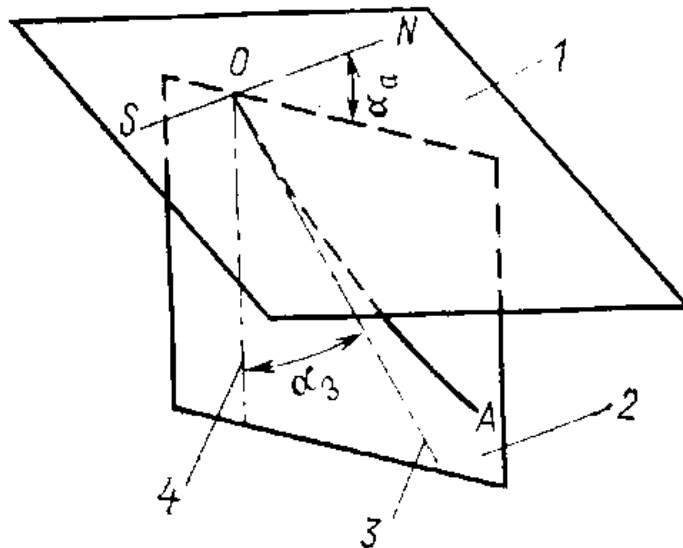


Рисунок 9.1 – Елементи, які характеризують положення осі свердловини в просторі:

1 – горизонтальна площина; 2 – вертикальна площина, в якій перебуває ділянка OA осі свердловини; 3 – дотична у точці O до ділянки OA осі свердловини; 4 – вертикаль; SN – напрям на північ

Свердловини, в яких з глибиною змінюється тільки зенітний кут, називають *плоско викривленими*, а в яких змінюються зенітний і азимутальний кути, називають *просторово викривленими*.

Свердловини, в яких зенітний кут не перевищує $(2-3)^\circ$, умовно називають *вертикальними*, а більше 3° – *викривленими*.

Проекція осі свердловини на вертикальну площину називається *профілем свердловини*, а на горизонтальну – *інклінограмою*.

9.2 Причини самовільного викривлення свердловин та їхні наслідки

Розрізняють декілька типів причин, які сприяють самовільному викривленню свердловин.

1. Причини геологічного характеру:

а) анізотропія, шаруватість, сланцюватість, тріщинуватість гірських порід;

б) часте чергування порід із різними механічними властивостями, особливо у разі їхнього похилого залягання;

в) наявність у розбурюваних пластах тектонічних порушень, каверн, порожнин;

г) тверді домішки у м'яких незцементованих породах.

2. Причини технічного характеру:

а) наявність у нижній частині бурильної колони (у разі буріння з допомогою вибійних двигунів) зігнутих труб або перекошених різьбових з'єднань;

б) непрямолінійність ведучої труби та наявність перекосів у з'єднанні ведучої труби;

в) неспіввісність талевої системи і стола ротора;

г) неспіввісність стола ротора і направлення.

Вплив останніх двох причин проявляється на порівняно невеликій глибині: від декількох метрів до декількох десятків метрів, і дуже рідко – до сотень метрів.

3. Причини технологічного характеру:

а) втрата стійкості нижньої частини бурильної колони;

б) неправильне співвідношення діаметрів ОБТ і свердловини;

в) неправильний вибір кількості, місця встановлення і конструкції пристосувань, які центрують нижню частину бурильної колони у свердловині;

г) застосування режиму буріння, параметри якого не відповідають конструкції нижньої частини бурильної колони і геологічним умовам залягання гірських порід.

У результаті викривлення вертикальних свердловин з'являються ускладнення, які негативно впливають на процес подальшого буріння свердловини, її експлуатацію і розробку родовища.

Негативні наслідки мимовільного викривлення свердловини:

– порушується проєктна сітка розміщення вибоїв свердловин, що зможе призвести до зменшення їхнього сумарного дебіту, коефіцієнта нафтовіддачі пластів, необхідності буріння додаткових свердловин;

– інтенсивніше спрацьовуються бурильні труби, бурильні замки, з'єднувальні муфти, що веде до збільшення імовірності аварій бурильної колони;

– збільшуються довжина стовбура свердловини, витрати на її спорудження, сила тертя між трубами і стінками свердловини;

– ускладняється виконання спусково-підіймальних операцій;

- зростають витрати потужності на буріння;
- імовірніші жолобоутворення й обвалювання порід внаслідок інтенсивного тертя бурильної колони об стінку викривленого стовбура свердловини;
- стираються обсадні труби проміжної колони (кондуктора);
- ускладняється спуск обсадних колон у свердловину, що може призвести до недопущення їх до проєктної глибини;
- збільшується небезпека зім'яття труб обсадних колон у місцях різких викривлень стовбура свердловини;
- ускладняється цементування обсадних колон;
- збільшується обсяг інклінометричних робіт у свердловині та ускладняється їхнє проведення.

Негативні наслідки викривлення свердловини продовжують проявлятися і після здачі її в експлуатацію, коли протягом усього часу роботи свердловини відбуваються виходи з ладу глибиннонасосного обладнання, насосних штанг, протирання експлуатаційних колон тощо.

9.3 Мета і способи буріння похилоспрямованих свердловин

Буріння похилоспрямованих свердловин проводиться у таких випадках:

- за необхідності пробурити свердловину під дно моря, озера, річки, каналу, а також під яри і гори;
- коли буріння ведеться з наливних дамб, естакад, плавучих бурових установок, на болотистих і густих лісистих площах, а також площах, зайнятих заповідниками;
- з метою збереження орних земель і лісових угідь;
- під час буріння під промислові об'єкти та населені пункти;
- під час буріння свердловин, які закінчуються декількома вибоями;
- під час розкриття продуктивних пластів, що залягають під тектонічно порушеними ділянками земної кори;
- під час забурювання нового стовбура внаслідок неліквідованої аварії у свердловині;
- під час гасіння палаючих фонтанів та ліквідації відкритих викидів.

Незалежно від способу буріння технологія проведення похилих свердловин заснована на використанні геологічних умов, які сприяють викривленню свердловини та на застосуванні спеціальних відхилювальних пристроїв.

За роторного способу буріння стовбур свердловини відхиляється від вертикалі з допомогою клиноподібних (рис. 9.2) або шарнірних відхилювачів.

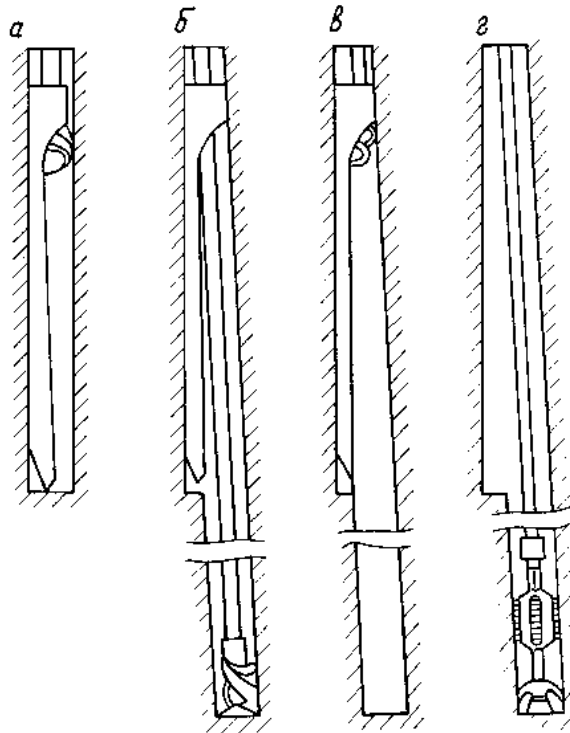


Рисунок 9.2 – Схема роботи з клиноподібним відхилювачем

У разі використання відхилювачів викривлення свердловини здійснюється у заданому напрямку ступінчасто шляхом послідовних зрізок стовбура. У результаті цього значно збільшується обсяг спусково-підймальних операцій, знижується швидкість буріння і зростає вартість будівництва свердловини.

Для прикладу покажемо принцип викривлення свердловини з допомогою клиноподібного відхилювача. Клиноподібний відхилювач прикріплюється до долота з допомогою штифта. Над долотом установлюють одну-дві бурильні труби малого діаметра, які забезпечують гнучкість нижньої ділянки колони. Після спускання колони і встановлення відхилювача у заданому азимуті втискають вістря відхилювача у породу (рис. 9.2, а), при цьому зрізається штифт і долото опускають до вибою.

За невеликого осьового навантаження, частоти обертання і зменшеної витрати промивальної рідини бурять 3–4 м (рис. 9.2, б). Потім відхилювач із бурильною колоною піднімають (рис. 9.2, в), вимірюють зенітний кут і азимут викривлення, розширюють свердловину (рис. 9.2, г) і повторно спускають бурильну колону з відхилювачем. Спускання відхилювача проводять до того часу, поки не буде досягнуто необхідне відхилення стовбура свердловини від вертикалі. Подальше буріння здійснюють із застосуванням спеціальних компоновку низу бурильної колони і режимів буріння.

Під час турбінного буріння для відхилення стовбура свердловини від вертикалі застосовують різні конструкції відхилювачів.

Кривий перехідник (рис. 9.3) – відрізок ОБТ на нипельному кінці якого нарізана різьба, вісь якої не співпадає з віссю перехідника. Залежно від необхідної інтенсивності викривлення свердловини застосовують криві перехідники, які мають кут між осями від $0^{\circ} 30'$ до $3^{\circ} 30'$. Встановлюється кривий перехідник між турбобуром і обважненими бурильними трубами. Такий відхилювач дозволяє викривляти свердловину з кутом нахилу до вертикалі до $(40-45)^{\circ}$, а під час буріння з коротким турбобуром – до 90° і більше.

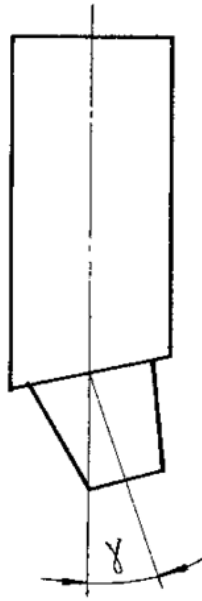


Рисунок 9.3 – Кривий перехідник



Рисунок 9.4 – Відхилювач з перекошеними різьбами

Відхилювач з перекошеними різьбами у муфті і на ніпелі (рис. 9.4) виготовляють з відрізка ОБТ довжиною 4–8 м, на кінцях якого нарізані різьби з перекосом в одній площині і в одному напрямку. Кут, утворений віссю труби і віссю нижньої приєднувальної різьби, становить $(2-3)^\circ$, а кут, утворений віссю труби і віссю верхньої приєднувальної різьби від 2° до $2^\circ 30'$. Встановлюється відхилювач між турбобуром і ОБТ, що дозволяє викривити стовбур свердловини до 90° і більше.

Відхилювач, що складається зі турбобура з накладкою і кривого перехідника (рис. 9.5), застосовують у тих випадках, коли безпосередньо над кривим перехідником встановлюють бурильні труби.

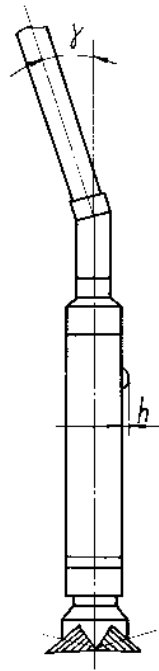


Рисунок 9.5 – Відхилювач, який складається з турбобура з накладкою і кривого перехідника

Ексцентричний ніпель (рис. 9.6) – це відхилювач, виготовлений у вигляді металевої опори, привареної до ніпеля турбобура. Такий відхилювач застосовують під час буріння у стійких породах, де немає небезпеки прихоплювання бурильної колони.

Пружний відхилювач (рис. 9.7) складається зі спеціальної накладки з гумовою ресорою. Накладка приварюється до ніпеля турбобура. Пружний відхилювач застосовується під час буріння у нестійких породах, тобто тоді, коли застосування відхилювача з ексцентричним ніпелем не рекомендується.

Турбінні відхилювачі знайшли широке застосування у зв'язку з тим, що у них місце перекосу осей наближено до долота, і тому підвищена ефективність роботи відхилювача і, крім того, зменшений вплив коливання величини навантаження на відхилювальну силу, що діє на долото.

Конструктивно турбінні відхилювачі виконують з допомогою з'єднання нижнього вузла з верхнім вузлом через кривий перехідник, а валів – через спеціальний шарнір.

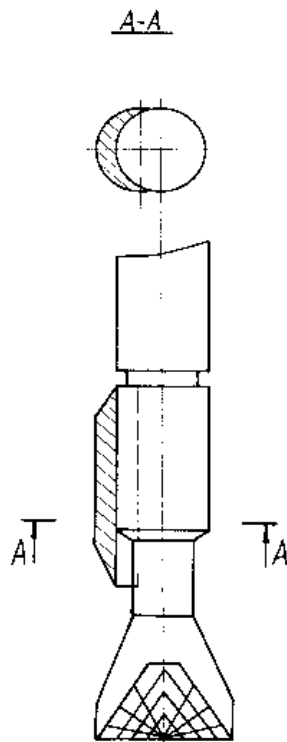


Рисунок 9.6 – Ексцентричний ніпель турбобура

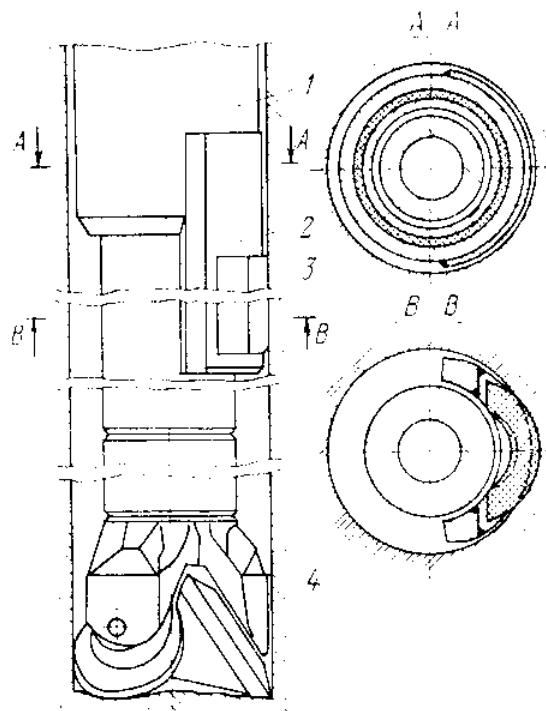


Рисунок 9.7 – Пружний відхилювач:

1 – турбобур; 2 – відхилювач;
3 – гумова ресора; 4 – долото

Під час буріння похилих свердловин із гвинтовими вибійними двигунами застосовують відхилювачі, які встановлюються безпосередньо над двигуном (кривий перехідник, відхилювач з перекошеними різьбами).

Під час буріння з електробуром, крім відхилювачів, які встановлюють безпосередньо над двигуном (кривий перехідник, відхилювач із перекошеними різьбами), використовують механізм викривлення – електробур, у якого завдяки застосуванню зубчатої муфти зчеплення вали двигуна і шпинделя з'єднуються під кутом.

9.4 Профілі похилих свердловин

Велике значення під час похилоспрямованому бурінні має правильний вибір профілю свердловини. Раціональний профіль дозволяє скоротити до мінімуму роботи з відхилювачем, забезпечує необхідне зміщення вибою і допустиму інтенсивність викривлення, а також вільний прохід по стовбуру компонування низу бурильної колони.

Профіль похилої свердловини необхідно вибирати таким чином, щоб за мінімальних витрат часу і засобів довести її до проєктної глибини без будь-яких ускладнень, забезпечивши необхідну якість її для тривалої експлуатації.

Широко застосовуються і відповідають практично усім геолого-технічним умовам буріння і експлуатації профілі свердловини п'яти типів (рис. 9.8).

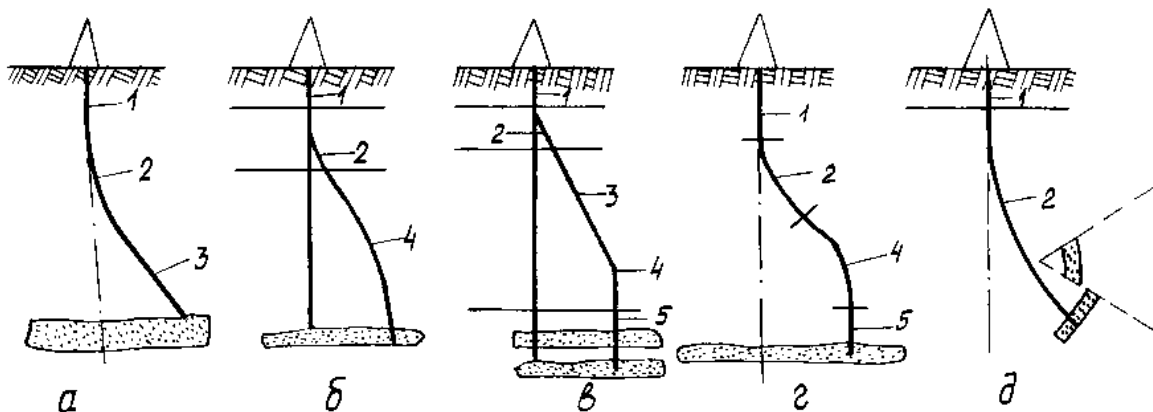


Рисунок 9.8 – Профілі похилих свердловин:

1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка набору кривизни; 3 – ділянка стабілізації; 4 – ділянка зменшення кривизни; 5 – вертикальна ділянка

Профіль *а* найпоширеніший і складається з трьох ділянок: верхньої вертикальної (1), набору кривизни (2), похило-прямолінійної (стабілізації) (3). При цьому профілі до мінімуму зводиться кількість рейсів із відхилювачем, забезпечується значне відхилення від вертикалі при невеликому куті нахилу свердловини. Експлуатація свердловин із таким профілем не спричиняє ускладнень. Цей профіль рекомендується переважно

для буріння похилих свердловин на однопластові родовища з великим відхиленням за середньої глибини.

Різновидністю профілю *a* є профіль *б*. У ньому замість похило-спрямованої ділянки є ділянка (4), на якій zenітний кут зменшується. Такий профіль вимагає набору значно більшого кута в кінці ділянки (2). Довжина цієї ділянки більша, а роботи з відхилювачем вимагають додаткової витрати часу і засобів. Такий профіль рекомендується застосовувати у випадку ускладненого буріння свердловин за незмінного zenітного кута.

Профіль типу *в* складається з п'яти ділянок: вертикальної (1), набору кривизни (2), стабілізації (3), зменшення кривизни (4) і вертикальної (5). Він дозволяє у разі розкриття декількох продуктивних пластів експлуатувати будь-який з них зі збереженням загальної сітки розробки. Цей профіль найскладніший і супроводжується найбільшим видовженням стовбура свердловини.

Коли не вдається стабілізувати zenітний кут, свердловини бурять за профілем *г*, який складається з чотирьох ділянок і відрізняється від попереднього заміною ділянок (3) і (4) на ділянку (4) природного зниження zenітного кута.

Профіль типу *д* складається з вертикальної ділянки (1) і ділянки набору zenітного кута (2). Профіль характеризується великою протяжністю ділянки (2), на якій проводяться роботи з відхилювачем. Цей профіль рекомендується застосовувати за умов, що сприяють природному викривленню свердловини, а також у тих випадках, коли можливе буріння без орієнтування відхилювача.

9.5 Види буріння похилих свердловин

Застосовують такі види буріння свердловин:

а) послідовне буріння декількох похилих свердловин з одного майданчика, або так зване кущове буріння;

б) паралельне буріння двох свердловин з допомогою одного комплексу бурового обладнання однією буровою бригадою, або так зване двоствольне буріння;

в) буріння свердловин, які закінчуються декількома вибоями (багатовибійне буріння) або з горизонтальним входженням у пласт і горизонтально-розгалуженим розміщенням стовбурів.

Кущовим бурінням називають такий спосіб, за якого гирла свердловин групуються на спеціальному майданчику, а вибої знаходяться у точках, що відповідають геологічній сітці розробки.

Одна з головних переваг кущового буріння – значне скорочення земельних майданчиків, що відводяться під одну бурову, а також під дороги, і прокладені до бурових трубопроводи. Найвигідніше вести кущове буріння на морських родовищах, у гірській, лісистій і болотистій місцевостях.

Для буріння з кущовим розміщенням свердловин на суші створені і успішно використовуються спеціальні бурові установки, в яких блоки основного і допоміжного обладнання можуть переміщуватись від гирла

пробуреної свердловини до гирла нової свердловини по напрямних балках з допомогою гідравлічної системи.

Блоки з обладнанням переміщують так, щоб відстань між гирлами перших шести-восьми свердловин була не менше ніж 3 м. Після цього блоки переміщують на 50 м із метою створення протипожежного розриву між групами свердловин із такою ж відстанню між гирлами.

Кількість свердловин у куці можна збільшити, якщо є можливість зробити ще один протипожежний розрив і пробурити шість-вісім свердловин.

Двостовбурове буріння. Суть цього методу буріння полягає у тому, що одна бригада з допомогою однієї бурової установки і одного комплексу бурильних труб одночасно бурить дві похилі свердловини, гирла яких розміщені на відстані 1,5 м одне від одного, а кінцеві вибої відповідно до геологічної сітки.

Двостовбурове буріння передбачає можливість швидкого переходу від роботи в одній свердловині до роботи у другій зі змінним поєднанням осі талевої системи з віссю однієї зі свердловин і увімкненням при цьому одного з двох встановлених роторів. Змінне поєднання осі талевої системи з віссю однієї зі свердловин із використанням відповідного ротора здійснюється застосуванням спеціальної вишки, пересувного кронблока з електроприводом, який керується з поста бурильника і двох роторів із додатковими вузлами для незалежного їх увімкнення.

Послідовність робіт під час буріння цих свердловин така. На початку буріння талева система встановлюється над першим ближчим до лебідки ротором і під кондуктор буриться перша свердловина. Після закінчення буріння стовбура у першій свердловині, спуску і цементування кондуктора талева система пересуванням кронблока встановлюється над другим ротором і буриться стовбур під кондуктор у другій свердловині.

Буріння другого стовбура, спуск і цементування кондуктора поєднують у часі з процесом затвердіння цементу у першому стовбурі. Після цього бурять поперемінно в обидвох стовбурах. При цьому порядок виконання спусково-підіймальних операцій у двостовбуровій свердловині відрізняється від звичайного: спуск і підйом поєднуються.

Метод двостовбурового буріння підвищує продуктивність праці бурової бригади, покращує використання бурового обладнання та інструменту, підвищує комерційні швидкості буріння і знижує вартість 1 м проходки.

До недоліків двостовбурового буріння належить збільшення простою кожної свердловини у разі ускладнень і аварій, а також ускладнення під час експлуатації свердловини.

Багатовибійне буріння, або буріння з горизонтальним входженням у пласт, або горизонтально-розгалуженим розміщенням стовбурів проводять з метою збільшення поверхні фільтрації в нафтовому пласті, складеному стійкими породами з низькою проникністю і нафтовіддачею.

Розгалуження свердловини проводиться шляхом нарізання і буріння з основного стовбура додаткових, різко зігнутих похилих або навіть

горизонтальних стовбурів з відходом в бік на десятки і сотні метрів вздовж продуктивного пласта (рис. 9.9).

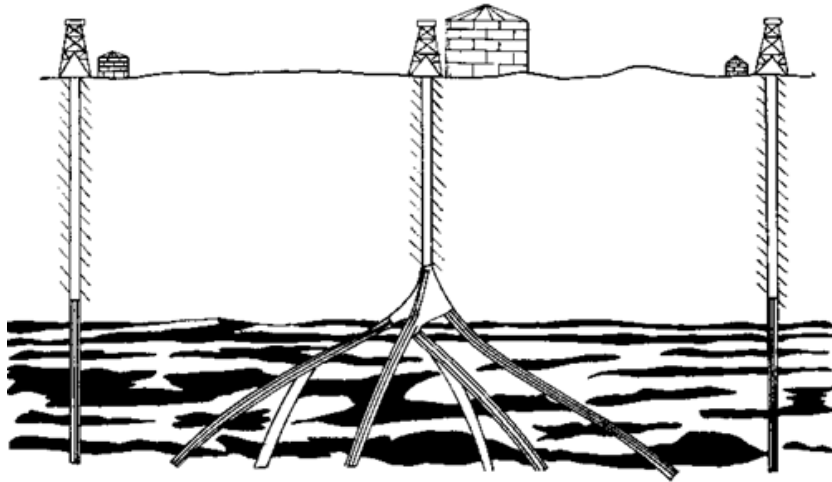


Рисунок 9.9 – Схема багатовибійного буріння свердловин

Технологія проведення багатовибійної свердловини. До кривлі продуктивного пласта або дещо вище бурять звичайну свердловину. Від неї в продуктивному пласті в різні боки бурять відгалуження (додаткові стовбури). Насамперед до проектної глибини проводиться стовбур, який має максимальне проектне відхилення. Решту додаткових стовбурів вибурюють із нього послідовно знизу вгору.

У разі горизонтального входження в пласт (рис. 9.10, а) свердловину бурять вертикально до вибраної глибини, а потім, орієнтуючи відхилювач по похилому профілю, входять у продуктивний пласт і бурять у ньому без відхилювача.

У разі горизонтально розгалуженого розміщення стовбурів (рис. 9.10, б) після буріння вертикальної ділянки свердловину розгалужують шляхом послідовного буріння декількох різко викривлених стовбурів. Відхилювач при цьому застосовують у момент вибурювання розгалужених стовбурів, орієнтуючи площину їхньої дії в необхідному напрямку, а потім бурять без відхилювача.

Під час буріння таких свердловин застосовують жорсткі відхилювачі з кутом перекосу різьб не менше $2^{\circ} 30'$, укорочені турбобури або електробури з механізмами викривлення.

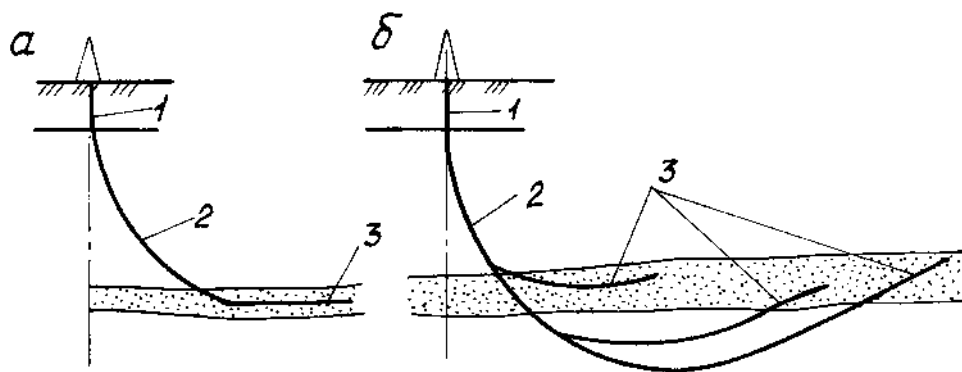


Рисунок 9.10 – Схема буріння свердловин: а – горизонтальне;
б – горизонтально-розгалужене

Контрольні запитання

1. Які свердловини називають плоско викривленими?
2. Які свердловини називають просторово викривленими?
3. Які свердловини умовно називають вертикальними?
4. Які свердловини умовно називають викривленими?
5. Які типи факторів спричиняють самовільне викривлення свердловин?
6. Які існують технічні фактори, що спричиняють самовільне викривлення свердловин?
7. На чому основана технологія проведення похилих свердловин незалежно від способу буріння?
8. Яким чином необхідно вибирати профіль похилої свердловини?
9. Скільки типів профілів застосовується у похилоскерованих свердловинах?

10 КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

10.1 Мета та способи кріплення свердловин

У процесі буріння поряд зі стійкими породами, стовбур свердловини в яких може тривалий час залишатися незакріпленим, зустрічаються нестійкі і слабозцементовані породи, які легко осипаються, руйнуються або випучуються після розбурювання. Нестійкі породи трапляються на відносно невеликих глибинах, а також у зонах тектонічних порушень. Щоб запобігти порушенню стійкості стінок свердловини, стовбур її необхідно укріплювати.

Кріплення свердловини проводиться з метою:

- створення герметичного і довговічного каналу, який би забезпечив транспортування рідин і газів із пласта на денну поверхню або в протилежному напрямку;
- закріплення стінок свердловини, які складені нестійкими породами;
- ізоляції нафто-, газо- і водоносних пластів один від одного і денної поверхні;
- створення умов для монтування на гирлі свердловини противикидного і експлуатаційного обладнання.

Найбільш розповсюдженим способом кріплення свердловин і розмежування проникних горизонтів є спуск обсадних колон, складених зі спеціальних труб, що називаються обсадними, і цементування простору між колоною труб і стінкою свердловини. Для розмежування горизонтів із різними коефіцієнтами аномальності пластових тисків, а також для запобігання газонафтоводопрояву з горизонтів із підвищеними коефіцієнтами аномальності використовують також пакери. Іноді для тимчасового кріплення окремих ділянок стовбура свердловини вдаються до встановлення цементних мостів або обробки стінок свердловини розчинами хімічних речовин, заморожування тощо.

10.2 Поняття про конструкцію свердловини та її елементи

Під конструкцією свердловини розуміють схему її будови, яка містить дані про:

- кількість обсадних колон та інтервали їх спуску;
- діаметри обсадних колон та доліт для буріння стовбура свердловини під кожну колону;
- інтервали цементування обсадних колон.

Найпростіше бурити свердловину долотом одного діаметра до проектної глибини і обсадити її однією колоною труб. Проте з низки причин під час буріння глибоких свердловин здійснити це неможливо, тому конструкція свердловини складається з декількох концентрично розміщених одна в одній обсадних колон. Кожна з них виконує свої функції залежно від конкретних гірничо-геологічних умов та інших факторів.

Направлення – перша труба або колона труб, призначена для кріплення верхніх шарів ґрунту, складених нестійкими породами, для запобігання розмиву гирла свердловини та спрямування потоку промивальної рідини, яка виходить зі свердловини, в очисну систему. Направлення спускається в підготовлений шурф і забутовується або цементується до поверхні землі. Глибина встановлення направлення залежить від стану ґрунту і коливається від 5–7 м до декількох десятків метрів.

Кондуктор – колона, яка спускається у свердловину після направлення з метою запобігання обвалювання нестійких порід, що залягають на малих глибинах, а також ізоляції водоносних горизонтів, які слугують основним джерелом питної води. Довжина кондуктора вибирається із врахуванням функцій і може коливатися від десятків до тисячі метрів і більше.

Експлуатаційна колона є головним елементом конструкції нафтової чи газової свердловини. Вона призначена для ізоляції продуктивної зони від решти розкритих бурінням горизонтів і слугує каналом для транспортування вуглеводнів із пласта на денну поверхню або для закачування в пласт рідини і газу. Експлуатаційна колона має забезпечити надійне і тривале функціонування свердловини, тому до неї висуваються особливі вимоги щодо міцності і герметичності.

Обсадні колони (направлення, кондуктор і експлуатаційна колона) є обов'язковими елементами конструкції будь-якої глибокої нафтової або газової свердловини.

Проміжна колона (технічна) – це колона труб, що розміщується між кондуктором і експлуатаційною колоною. Проміжна колона спускається тоді, коли подальше буріння через ускладнення стає неможливим (обвалювання стінок свердловини, наявність інтервалів, схильних до поглинання тощо).

Проміжних колон може бути одна або декілька, що залежить від кількості інтервалів, несумісних за умовами буріння, та інших причин. Свердловина може бути пробурена і без спуску проміжної колони.

У більшості випадків верхній кінець колони труб встановлюють на гирлі свердловини і лише в окремих випадках – на значній глибині від гирла. Такі колони називають *хвостовиками (потайними)*. Схематичне зображення конструкції свердловини зображено на рисунку 10.1.

Однією вертикальною суцільною лінією показують обсадну колону. Цифра біля верхнього кінця такої лінії означає зовнішній діаметр обсадної колони у міліметрах, а біля нижнього кінця – глибину спуску колони в метрах. Якщо в конструкцію входить хвостовик, суцільною лінією показують лише інтервал дійсного розміщення труб хвостовика, а пунктирною лінією – інтервал від верхнього кінця хвостовика до гирла. На діаметр хвостовика вказує цифра біля верхнього кінця пунктирної лінії. Цифра біля верхнього кінця суцільної лінії показує глибину верхнього кінця хвостовика від гирла свердловини.

Інтервал цементування показують штрихуванням; цифри біля границь інтервалів цементування означають глибини цих границь від гирла. Діаметри

доліт у міліметрах позначаються цифрою над горизонтальною лінією зі стрілкою.

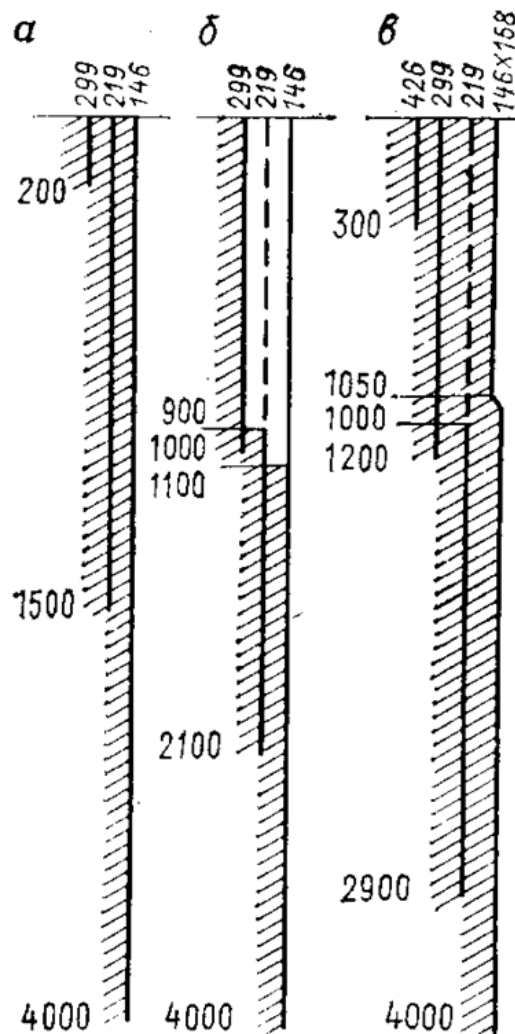


Рисунок 10.1 – Схема конструкції свердловини:

а – з проміжною колоною; б – з потайною проміжною колоною (хвостовиком); в – з комбінованою експлуатаційною колоною

Направлення на графічному зображенні конструкції зазвичай не показують.

Якщо обсадна колона складена із труб різних діаметрів, то її зображають відрізками двох (або трьох за кількістю діаметрів) прямих, нижній з яких розміщують ближче до осі свердловини, ніж верхній; у місці стикування секцій із труб різних діаметрів відрізки з'єднують похилою прямою і показують глибину місця стикування від гирла. Біля верхнього кінця відрізка цифрами показують зовнішні діаметри секцій, наприклад 146 мм × 168 мм.

10.3 Принципи проєктування конструкцій свердловини

Вибір кількості і глибин спуску обсадних колон. Основою методики проєктування конструкції свердловини є питання встановлення кількості і

глибин спускання обсадних колон, які визначаються на основі поєданого графіка зміни коефіцієнта аномальності пластового (порового) тиску та індексу тиску поглинання (гідророзриву).

Під коефіцієнтом аномальності пластового k_a (порового k_{an}) тиску розуміють відношення пластового (порового) тиску до гідростатичного тиску стовпа прісної води:

$$k_{a(\text{пор})} = \frac{P_{\text{пл(пор)}}}{\rho_v g H}, \quad (10.1)$$

де $P_{\text{пл(пор)}}$ – пластовий (поровий) тиск, Па;

ρ_v – густина прісної води, кг/м³;

g – прискорення вільного падіння, м/с²;

H – глибина залягання пласта, м.

Під індексом тиску поглинання k_n (гідророзриву k_{gr}) розуміють відношення тиску поглинання (гідророзриву) до гідростатичного тиску стовпа прісної води:

$$k_{n(\text{гр})} = \frac{P_{\text{п(гр)}}}{\rho_v g H}, \quad (10.2)$$

де $P_{\text{п(гр)}}$ – тиск поглинання (гідророзриву), Па.

На основі зміни коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинання (гідророзриву) (рис. 10.2) виділяють зони з несумісними умовами буріння. Умови буріння в двох суміжних зонах вважаються несумісними в тому випадку, якщо під час переходу з верхньої зони до буріння в нижній зоні необхідно змінити густину промивальної рідини так, що це призведе або до поглинання останньої в один з горизонтів верхньої зони, або до флюїдопроявів чи нестійкості порід у верхній зоні.

Із метою побудови спільного графіка для кожного інтервалу знаходять значення коефіцієнта аномальності та індексу тиску поглинань (гідророзриву). На спільний графік наносять точки, що відповідають їхнім значенням і проводять вертикальні прямі зміни коефіцієнта аномальності (лінії 1, 2, 3, ..., 19) та індексу тиску поглинань (лінії 20, 21, 22, ..., 39) (рис. 10.2). Паралельно осі ординат проводять лінії AB , EF , KL , OP за крайніми точками ліній коефіцієнта аномальності та лінії CD , GH , MN , QS за крайніми точками ліній індексу тиску поглинань. Зони $ABCD$, $EFGH$, $KLMN$, $OPQS$ є зонами з несумісними умовами буріння.

Зони сумісних умов буріння є зонами кріплення свердловини обсадними колонами. Кількість зон кріплення відповідає кількості обсадних колон. Густина промивальної рідини в межах однієї зони повинна бути постійною. Крім цього, в будь-яких випадках необхідно проектувати спуск направлення і кондуктора, а також необхідно враховувати й інші фактори (вихід башмака колони з попередньої, наявність у розрізі товщі солей, вічномерзлих порід тощо). Глибина спуску колони визначається глибиною границі розподілу суміжних зон із несумісними умовами буріння. Необхідно

також враховувати, що нижній кінець обсадної колони повинен бути розміщений у стійких, непроникних породах.

Під час проектування конструкції перших пошуково-розвідувальних свердловин необхідно передбачити у конструкції можливість спуску резервної колони.

Вибір діаметрів обсадних колон і доліт. Діаметр експлуатаційної колони вибирають з огляду на максимально очікувані дебіти рідини (нафта + газ + вода; газ + конденсат + вода) на різних стадіях експлуатації, габарити обладнання, яке повинно бути спущене в цю колону для забезпечення заданих дебітів, і глибину свердловини. Внутрішній діаметр експлуатаційної колони повинен бути достатнім для того, щоб обладнання можна було спустити і встановити на необхідній глибині, і щоб в період експлуатації свердловини можна було здійснювати підземний і капітальний ремонт.

У більшості випадків діаметр експлуатаційної колони визначається замовником.

У пошуково-розвідувальних свердловинах діаметр експлуатаційної колони вибирають таким, щоб в них можна було здійснити весь необхідний комплекс геолого-геофізичних досліджень.

Приблизні співвідношення діаметрів експлуатаційних колон і дебітів для нафтових і газових свердловин, що застосовуються на практиці, наведені в таблицях 10.1 і 10.2.

Таблиця 10.1 – Нафтові свердловини

Сумарний дебіт, м ³ /добу	< 40	40–100	100–150	150–300	> 300
Приблизний діаметр експлуатаційної колони, мм	114	127–140	140–146	168–178	178–194

Таблиця 10.2 – Газові свердловини

Сумарний дебіт, тис. м ³ /добу	до 75	до 250	до 500	до 1 000	до 5 000
Приблизний діаметр експлуатаційної колони, мм	114	114–146	146–168	168–219	219–273

Діаметри проміжних колон і кондукторів, а також діаметри доліт для буріння під кожну колону знаходять із таких співвідношень. Діаметр долота D_d для буріння під цю (наприклад, експлуатаційну) колону завжди повинен бути дещо більший від найбільшого зовнішнього діаметра (муфти) d_m розглядуваної колони.

$$D_d = d_m + 2\Delta_k, \quad (10.3)$$

де Δ_k – мінімально необхідний радіальний проміжок для вільного проходження колони у свердловину під час спускання.

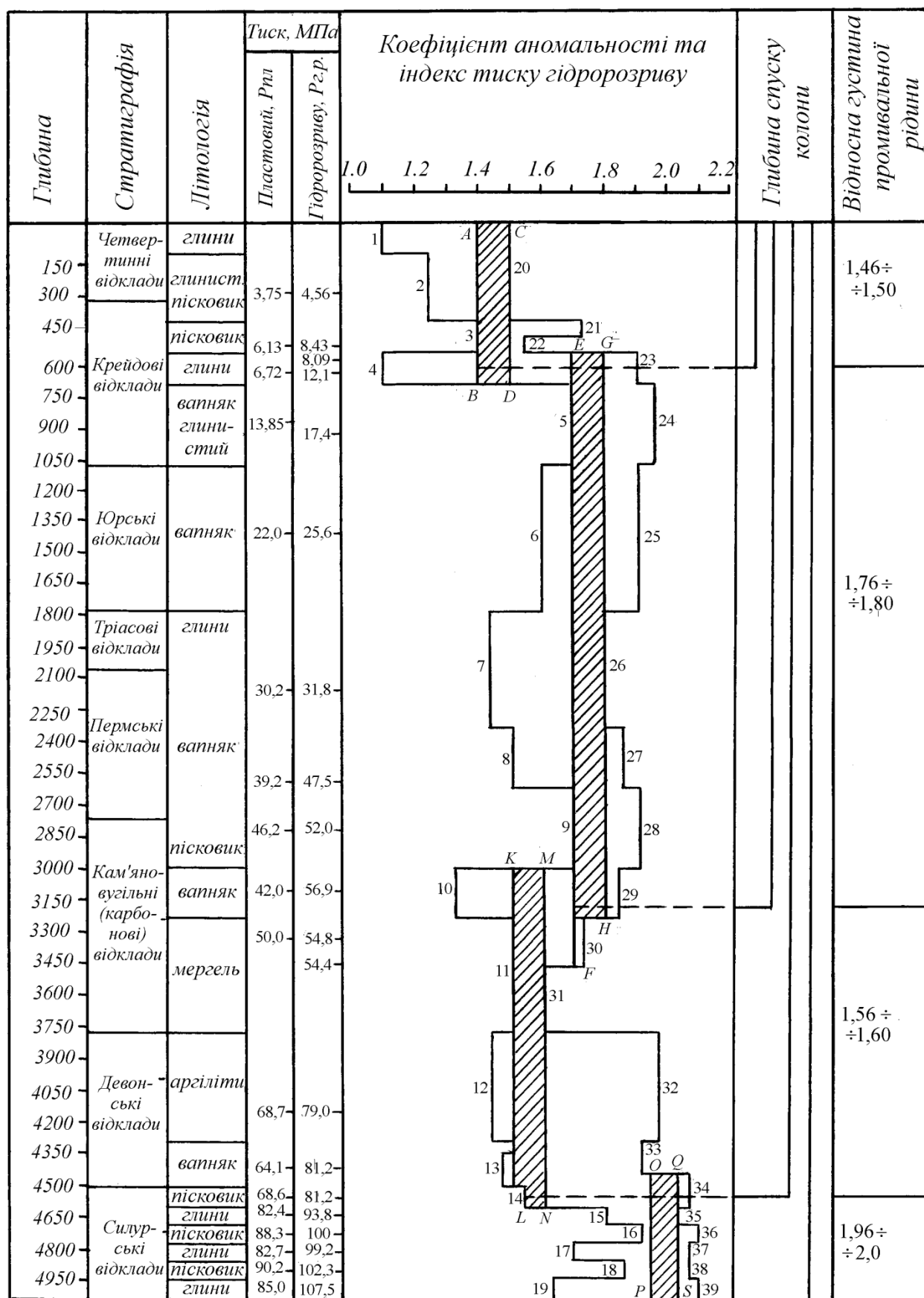


Рисунок 10.2 – Спільний графік коефіцієнта аномальності та індексу тиску гідророзриву

Залежність величини проміжку від діаметра наведена в таблиці 10.3.

Таблиця 10.3 – Рекомендовані значення радіального проміжку

Зовнішній діаметр обсадної колони, мм	114–127	140–168	178–194	219–245	273–299	324–351	377
Радіальний проміжок, мм	7–10	10–15	15–20	20–25	25–35	30–40	40–50

За найбільший зовнішній діаметр d_m беруть зовнішній діаметр муфт, з допомогою яких обсадні труби з'єднуються між собою.

Величину проміжку Δ_k вибирають з урахуванням жорсткості колони, глибини її спуску у відкритий стовбур свердловини, викривлення стовбура, стійкості стінок свердловини, розмірів, конструкції і кількості елементів спеціального обладнання, що монтується на обсадній колоні, а також загальної кількості обсадних колон, що спускаються у свердловину. Чим більший діаметр, а значить і жорсткість колони, тим більша величина проміжку. У похилих свердловинах проміжок дещо більший, ніж у вертикальних. У свердловинах із багатоколонною конструкцією часто обмежуються мінімальними проміжками, навіть, якщо це не дуже сприятливо для робіт із розмежування пластів.

Внутрішній діаметр $d_{в.п}$ попередньої обсадної колони повинен бути більший від діаметра доліт D_d для буріння під наступну обсадну колону

$$d_{в.п} = D_d + 2\Delta_v, \quad (10.4)$$

де Δ_v – радіальний проміжок, необхідний для вільного пропуску всередині цієї колони долота для буріння під наступну колону.

Величину проміжку беруть $\Delta_v = 3\text{--}5$ мм, причому проміжок збільшують у разі збільшення діаметра долота.

Знаючи необхідний внутрішній діаметр колони, знаходять за стандартом відповідний йому зовнішній діаметр труб.

Вибір інтервалів цементування. Інтервали цементування обсадних колон проєктуються згідно з вимогами єдиних технічних правил проведення бурових робіт під час будівництва свердловини.

Цементування кондукторів і хвостовиків у свердловинах всіх категорій проводиться на всю довжину.

Проміжні колони у всіх пошукових, розвідувальних, параметричних, опорних і газових свердловинах незалежно від їхньої глибини, а також у нафтових свердловинах глибиною більше 3 000 м цементуються на всю довжину. Проміжні колони у нафтових свердловинах глибиною до 3 000 м цементуються в інтервалі довжиною не менше як 500 м від башмака.

Експлуатаційні колони всіх свердловин, крім нафтових, цементуються на всю довжину, а в нафтових – від башмака колони до перерізу, розміщеного не менше, ніж на 100 м вище башмака попередньої обсадної колони. Дозволяється останній варіант і під час цементування експлуатаційних колон в інших категоріях свердловин за умови, що забезпечується герметичність з'єднань обсадних труб.

10.4 Обсадні труби та їх з'єднання

Обсадну колону компонують зі сталених суцільнокатаних труб, які з'єднуються між собою з допомогою різьби або зварювання. Обсадні труби для нафтових і газових свердловин виготовляють відповідно до чинних стандартів.

За конструкцією всі труби можна умовно розділити на дві групи. Основну групу складають труби, виготовлені у вигляді пустотілого циліндра круглого поперечного перерізу з постійною по довжині товщиною стінки (рис. 10.3, а, б). До другої групи належать труби, виготовлені у формі циліндра, потовщеного на одному кінці назовні (рис. 10.3, в).

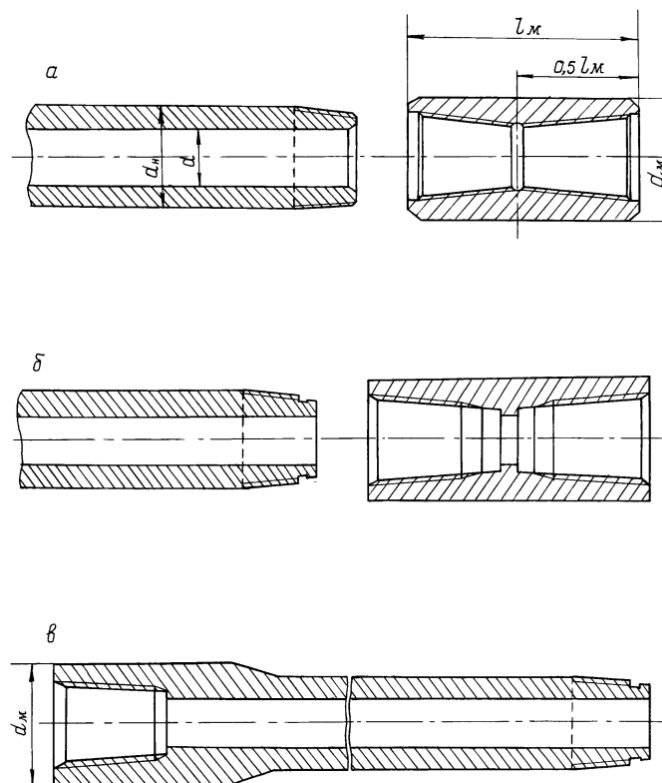


Рисунок 10.3 – Схема обсадних труб та їхніх з'єднань:

а – труба з муфтовим з'єднанням та різьбою трикутного чи трапецієподібного профілю; б – труба з муфтовим з'єднанням підвищеної герметичності трапецієподібного профілю; в – труба з одним потовщеним кінцем, безмуфтовим з'єднанням підвищеної герметичності і різьбою трапецієподібного профілю

Труби з постійною по довжині товщиною стінки з'єднують між собою з допомогою муфт. Для цього кінцям кожної труби спеціальною обробкою надають форму зрізаного конуса з нахилом твірної до осі під кутом $1^{\circ} 47' 24''$; подвоєний тангенс цього кута (конусність) дорівнює 1 : 16. На конічних поверхнях нарізують різьбу спеціального профілю.

Труби з потовщеними кінцями з'єднують між собою без муфт (рис. 10.3, в). Для цього зовнішню поверхню нормального і внутрішню поверхню потовщеного кінця обробляють на конус і на конічних поверхнях нарізають різьби спеціального профілю з конусністю 1 : 16. Труби з'єднують згвинчуванням труба в трубу.

Стандартом передбачений випуск п'яти різновидів з'єднань обсадних труб:

- а) із короткою трикутною різьбою;
- б) із подовженою трикутною різьбою;
- в) із трапецієподібною різьбою (ОТТМ);
- г) високогерметичні з трапецієподібною різьбою (ОТТГ);
- д) високогерметичні безмуфтові з'єднання з трапецієподібною різьбою (ТБО).

Перші два різновиди мають конічну різьбу трикутного профілю (рис. 10.4) і відрізняються між собою довжиною різьби. Довжина різьби у з'єднаннях другого різновиду на 25–50 % (залежно від діаметра труби) більша, ніж першої. Кут при вершині профілю різьби дорівнює 60° .

Оскільки радіуси заокруглень вершин і впадин різьби трикутного профілю не однакові, то під час згвинчування муфти з трубою у з'єднанні утворюється тонкий проміжок, найбільша висота якого $\Delta_p = 0,076$ мм. У цей проміжок втискується надлишок мастила, і він відіграє роль своєрідного гідравлічного засува.

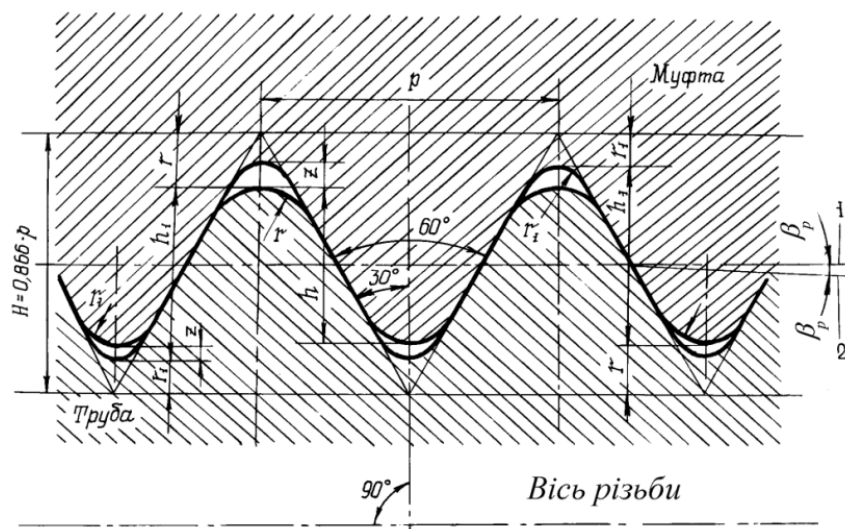


Рисунок 10.4 – Профіль конічної різьби трикутного профілю:

1 – лінія, паралельна осі різьби; 2 – лінія середнього діаметра різьби

З'єднання решти різновидів мають різьбу трапецієподібного профілю (рис. 10.5).

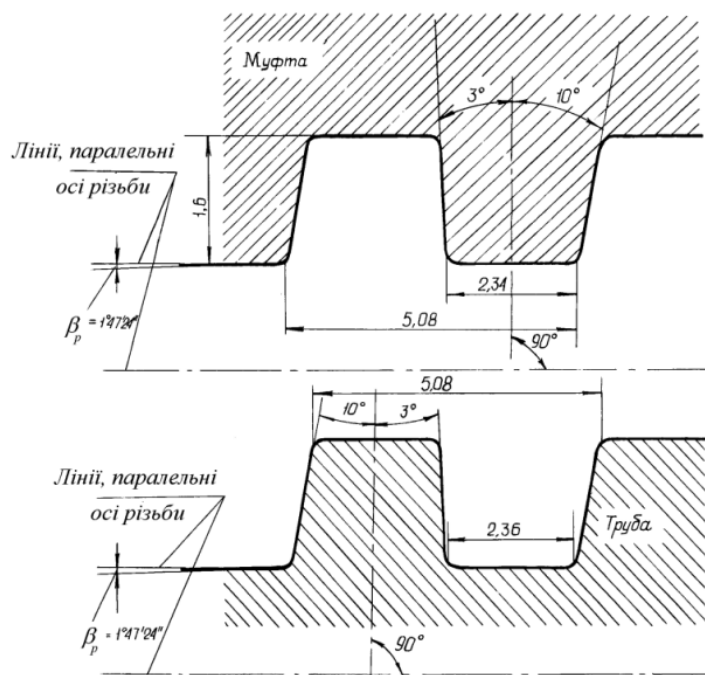


Рисунок 10.5 – Схема трапецієподібного профілю різьби

Профіль різьби має форму нерівнобічної трапеції. Сторона профілю, що сприймає навантаження, нахилена до осі різьби під кутом 87° , а інша, завантажена значно менше, – під кутом 80° . Завдяки тому, що у з'єднаннях з трапецієподібною різьбою кут нахилу найнавантаженішої сторони профілю до осі різьби значно вищий, ніж у з'єднаннях з трикутною різьбою, міцність перших на розтяг значно більша, ніж в останніх.

На кінцях труб ОТТГ і ТБО і в муфтах є гладкі ущільнюючі конічні поверхні. Під час згвинчування з натягом ніпельний кінець такої поверхні щільно притискується до відповідної поверхні муфти ОТТГ (муфтового кінця труби ТБО), завдяки чому досягається висока герметичність з'єднання.

Згідно зі стандартом, обсадні труби за точністю і якістю можуть бути двох типів – А та Б (тип А точніший).

Стандартом допускається деяка овальність (відношення різниці найбільшого і найменшого діаметрів труби до їх напівсуми) – до 2,5 % і різностінність – до 12,5 %.

Обсадні труби виготовляють зі сталей семи груп міцності: Д, К, Е, Л, М, Р, Т.

10.5 Умови роботи обсадних колон у свердловині

Умови роботи обсадних колон залежать від виду колони, періоду її експлуатації і призначення свердловини. Навантаження, що діють на обсадну колону в процесі будівництва і експлуатації, змінюються.

Під час спускання обсадної колони у свердловину на неї діють такі навантаження:

- розтягувальна сила від власної ваги колони (максимальна в місці її підвішування);
- виштовхувальна (архімедова) сила тиску рідини;
- зовнішній і внутрішній статичні тиски;
- сили взаємодії труб зі стінкою свердловини;
- інерційні сили;
- гідродинамічні сили, що виникають у результаті руху витісненої колоною рідини;
- згинальний момент у місцях викривлення свердловини тощо.

Під час цементування свердловини на колону діють ті ж сили, що і під час спускання, але величина деяких із них суттєво змінюється.

У процесі буріння проміжні колони і кондуктор зношуються в результаті спусково-підіймальних операцій і обертання бурильної колони.

У період експлуатації змінюються температура і тиск, зовнішня і внутрішня поверхні обсадних колон зазнають корозії. Внутрішня поверхня експлуатаційної колони зношується під час підземних і капітальних ремонтів свердловини.

Під час проектуванні обсадних колон враховуються такі основні навантаження:

- а) зовнішній надлишковий тиск, який досягає максимальних значень переважно на кінцевій стадії експлуатації;
- б) внутрішній надлишковий тиск, який досягає найбільших значень у початковій стадії роботи свердловини (освоєння, опресування колони, цементування);
- в) розтягувальна сила від власної ваги.

10.6 Принципи розрахунку обсадних колон на міцність

Максимальних значень основні навантаження досягають у різний період роботи колони труб, причому найбільші зовнішні надлишкові тиски зазвичай діють на нижню ділянку колони, а найбільші внутрішні – на верхню. Розтягувальна сила найбільша у верхніх перерізах колони. У зв'язку з таким характером дії сил, розрахунок на міцність проводиться таким чином, що колона складається із секцій труб, які відрізняються одна від одної або товщиною стінки, або групою міцності сталі, або тим та іншим одночасно і відповідає умовам міцності в будь-якому перерізі. Тому нижні секції підбирають за зовнішнім надлишковим тиском, а верхні – за внутрішнім надлишковим тиском або розтягувальною силою. Таким чином, розрахунок здійснюють, додержуючись принципової рівномірності в усіх перехідних перерізах.

Розглянемо принципи розрахунку експлуатаційної колони, яка працює в складніших умовах, ніж проміжна. Розрахунок складається з таких основних етапів:

- а) визначення зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків (побудова епюр);

- б) встановлення коефіцієнтів запасу міцності;
- в) визначення міцнісних характеристик обсадних труб;
- г) підбір труб зі встановленими коефіцієнтами запасу міцності.

Інструкцією передбачається графоаналітичний метод розрахунку, тобто побудова епюр зміни надлишкових тисків за даними розрахунків і вибір довжини секцій труб із цих епюр, а також аналітичне визначення довжин секцій з умови міцності від дії розтягувальної сили.

Визначення зовнішніх і внутрішніх надлишкових тисків

Зовнішній надлишковий тиск $p_{з.н}$, що діє на нижню частину експлуатаційної колони, буде найбільшим на кінцевій стадії роботи свердловини, тобто коли внутрішній тиск у колоні буде мінімальним.

У загальному випадку зовнішній надлишковий тиск визначається як різниця між зовнішнім $p_з$ і внутрішнім $p_в$ тисками, що діють на колону для одного і того ж періоду (закінчення цементування, опресування колони на герметичність, освоєння свердловини, кінець експлуатації).

$$p_{з.н} = p_з - p_в. \quad (10.5)$$

На рисунку 10.6, а наведена схема розташування рівнів рідин в експлуатаційній колоні і затрубному просторі на кінцевій (пізній) стадії експлуатації нафтової свердловини. Згідно з цією схемою знаходять значення зовнішніх надлишкових тисків у перехідних перерізах (тобто на глибинах $H_{т.р}$, H_p , $H_{п.к}$, H).

Для положення рівнів, показаних на рисунку 10.6, а, зовнішні надлишкові тиски згідно зі вказаною інструкцією визначають за такими формулами:

$$\begin{aligned} & \text{— якщо } Z = 0, \text{ то } p_{з.н} = 0; \\ & \text{— якщо } Z = H_{т.р}, \text{ то } p_{з.н} = \rho_з g H_{т.р}; \end{aligned} \quad (10.6)$$

$$\text{— якщо } Z = H_p, \text{ то } p_{з.н} = \rho_з g H_{т.р} + \rho_{г.с} g (H_p - H_{т.р}); \quad (10.7)$$

$$\text{— якщо } Z = H_{п.к}, \text{ то } p_{з.н} = \rho_з g H_{т.р} + \rho_{г.с} g (H_{п.к} - H_{т.р}) - \rho_в g (H_{п.к} - H_p); \quad (10.8)$$

$$\text{— якщо } Z = H, \text{ то } p_{з.н} = p_{пл} - \rho_в g (H - H_p). \quad (10.9)$$

Пояснення до формул:

— $\rho_з$ — густина рідини за колоною (зазвичай густина промивальної рідини, якою здійснюється розкриття продуктивного пласта), кг/м^3 ;

— g — прискорення вільного падіння, м/с^2 ;

— $H_{т.р}$ — відстань від гирла свердловини до рівня тампонажного розчину за колоною, м;

— H_p — відстань від гирла свердловини до рівня рідини у колоні на кінцевій стадії експлуатації (задається замовником або береться $H_p = 2/3H$, м;

— $H_{п.к}$ — глибина спуску попередньої проміжної колони, м;

— H — глибина спуску експлуатаційної колони, м;

— $\rho_в$ — густина рідини (нафти) у колоні, кг/м^3 ;

— $\rho_{г.с}$ — густина рідини, яка знаходиться в порах тампонажного каменю (зазвичай беруть $\rho_{г.с} = 1\,100 \text{ кг/м}^3$, а іноді її можна коректувати для кожного конкретного регіону), кг/м^3 .

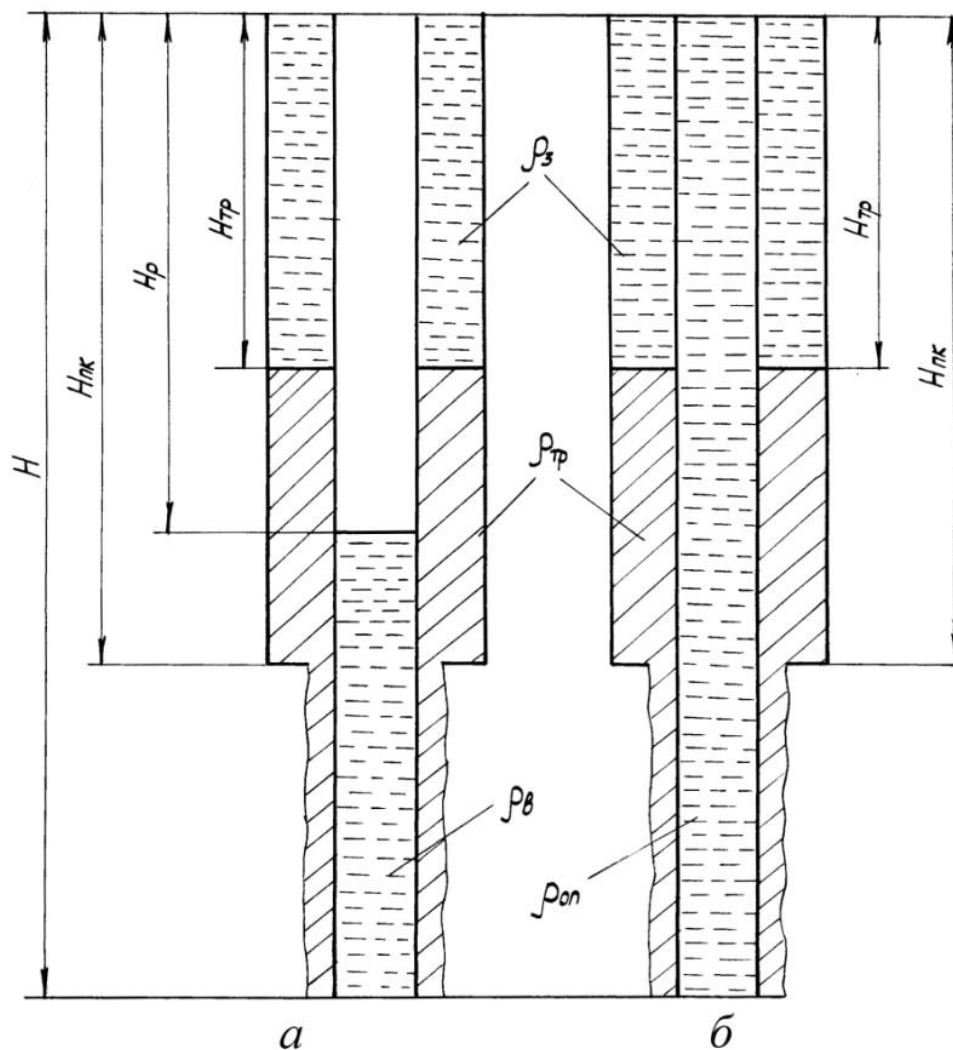


Рисунок 10.6 – Схеми для визначення надлишкових тисків:
а – зовнішнього; б – внутрішнього

За даними розрахунків будують епюр зовнішніх надлишкових тисків в координатах тиск – глибина (рис. 10.7, а).

Аналогічно будуються епюри $p_{з.н}$ та у разі інших положень рівнів рідин у колоні і затрубному просторі. При цьому необхідно враховувати:

а) у незацементованій зоні зовнішній тиск $p_з$ визначають за тиском стовпа промивальної рідини за колоною за формулою (10.6);

б) у зацементованій зоні після очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) зовнішній тиск в інтервалі, закріпленому попередньою проміжною колоною, визначають за тиском складового стовпа промивальної рідини і гідростатичного тиску стовпа води густиною $\rho_{г.с} = 1\,100 \text{ кг/м}^3$;

в) у зацементованій зоні відкритого стовбура зовнішній тиск на колону після ОЗЦ визначають з урахуванням пластового тиску

$$p_{зк}^z = p_{пл}^z, \quad (10.10)$$

а якщо немає впливу тиску, то зовнішній тиск визначають за формулою (10.6);

г) в інтервалі залягання порід, схильних до текучості, зовнішній тиск визначається за гірським тиском

$$P_{з.н} = \rho_{гп} g z, \quad (10.11)$$

де $\rho_{г.п}$ – середня густина лежачих вище порід, кг/м³;

z – глибина залягання підосви горизонту, складеного текучими гірськими породами, м;

д) розрахунок за формулами (10.10) і (10.11) проводять для інтервалу, що дорівнює товщині пласта, збільшеній на 100 м (по 50 м вище покрівлі і нижче підосви пласта);

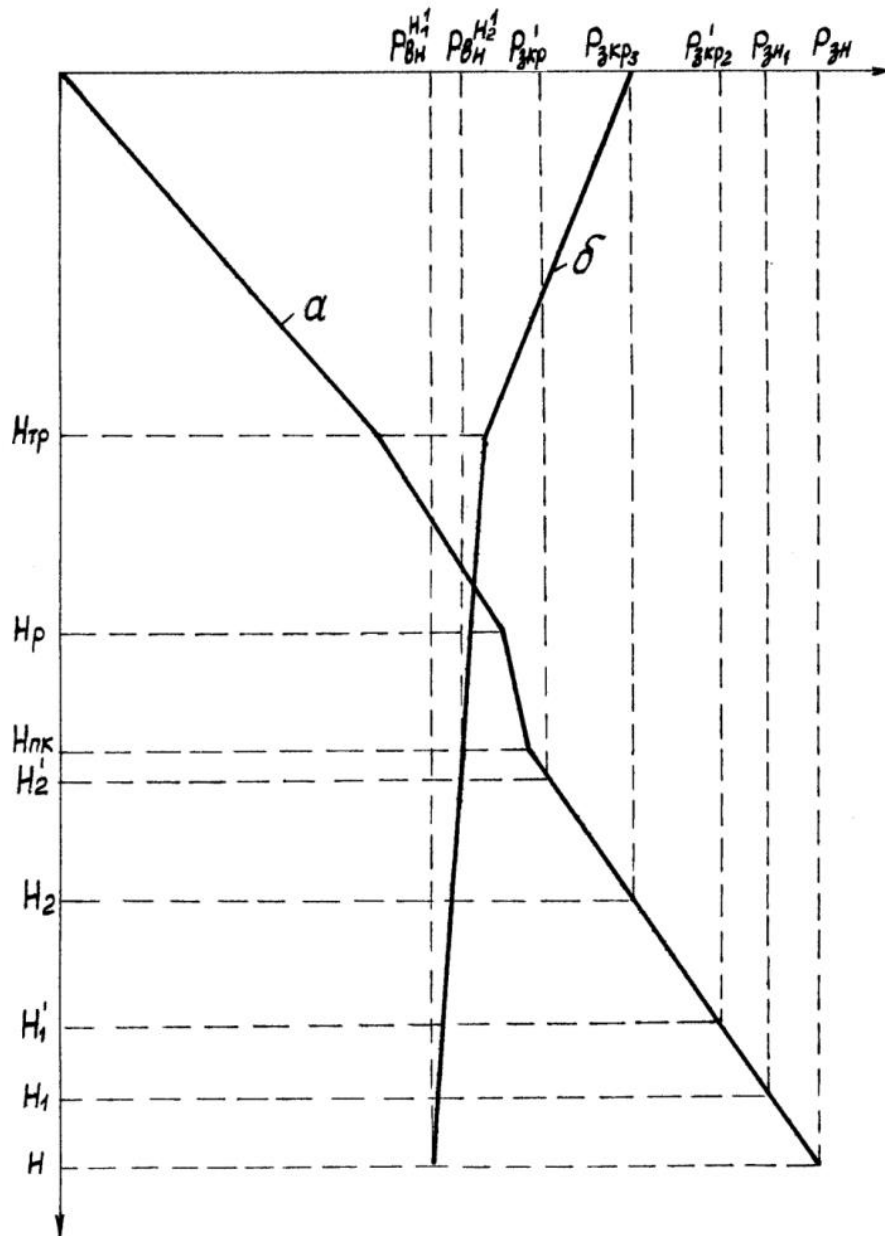


Рисунок 10.7 – Епюри надлишкових тисків:

а – зовнішніх; б – внутрішніх

е) зовнішній надлишковий тиск для пунктів (а – г) визначається як різниця зовнішнього та внутрішнього тисків за формулою (10.5).

Для газових свердловин необхідно враховувати, що $H_p = H$ і свердловина протягом всього періоду експлуатується фонтанним способом. Величина мінімального внутрішнього тиску на гирлі задається замовником ($P_{в.г}^{min} = 1,0\text{--}1,5$ МПа).

На будь-якій глибині Z мінімальний внутрішній тиск визначається за формулою

$$P_{вз}^{min} = P_{вг}^{min} + e^s, \quad (10.12)$$

$$\text{де } e - \text{основа натурального логарифма } e^s \approx \frac{2+s}{2-s}. \quad (10.13)$$

Значення s можна знайти за спрощеною формулою

$$s = 10^{-4} \bar{\rho}_г H, \quad (10.14)$$

де $\bar{\rho}_г$ – відносна густина газу за повітрям.

Враховуючи положення (а – д) для зовнішнього тиску і характер зміни внутрішнього тиску (10.12), за формулою (10.5) знаходять значення зовнішнього надлишкового тиску в газовій свердловині для будь-якого положення рівнів за колоною і будують його епюру.

Внутрішній надлишковий тиск $P_{вн}$ визначається як різниця між внутрішнім $P_{в}$ та зовнішнім $P_{з}$ тисками, що діють на колону в один і той же період

$$P_{вн} = P_{в} - P_{з}. \quad (10.15)$$

Найбільших значень внутрішній надлишковий тиск досягає на гирлі свердловини, оскільки зовнішнього тиску в цьому перерізі немає.

Внутрішній тиск на гирлі свердловини визначають для періоду опресування колони. Величина тиску опресування повинна перевищувати не менше як на 10 % величину максимально можливого тиску на усті в період роботи свердловини.

Для періоду опресування будь-якої колони схема положення рівнів в колоні та затрубному просторі наведена на рисунку 10.6, б.

Внутрішній максимальний тиск $P_{в.г}^{max}$ на гирлі свердловини визначають:

– для нафтових свердловин

$$P_{в.г}^{max} = P_{пл}^{max} - \rho_{в} gH; \quad (10.16)$$

– для газових свердловин

$$P_{в.г}^{max} = \frac{P_{пл}^{max}}{e^s}, \quad (10.17)$$

де $P_{пл}^{max}$ – пластовий тиск на початковій стадії експлуатації, Па.

За розрахунковий внутрішній тиск на гирлі ($Z = 0$) беруть тиск опресування колони:

$$P_{оп} = 1,1 P_{в.г}^{max}. \quad (10.18)$$

Інструкція для розрахунку обсадних колон нафтових і газових свердловин регламентує мінімальні значення тисків опресування обсадних колон (табл. 10.4).

Таблиця 10.4 – Мінімальні значення тисків опресування обсадних колон

Діаметр колони, мм	114 – 127	140 – 146	168	178 – 194	219 – 245	273 – 351	377 – 508
Тиск опресування, МПа	15,0	12,5	11,5	9,5	9,0	7,5	6,5

Якщо величина $1,1p_{в.г}^{max} < p_{опр}^{табл}$, то за величину тиску опресування беруть табличні значення.

Після цього визначають внутрішній надлишковий тиск в перехідних перерізах за формулами:

$$- \text{якщо } Z = 0, \text{ то } P_{вн} = P_{оп} = 1,1P_{в.г}^{max}; \quad (10.19)$$

$$- \text{якщо } Z = H_{тр}, \text{ то } P_{вн} = P_{оп} + P_{оп} g H_{тр} - \rho_z g H_{тр}; \quad (10.20)$$

$$- \text{якщо } Z = H_{пк}, \text{ то } P_{вн} = P_{оп} + P_{оп} g H_{тр} - \rho_z g H_{тр} - \rho_{гс} g (H_{пк} - H_{тр}); \quad (10.21)$$

$$- \text{якщо } Z = H, \text{ то } P_{вн} = P_{оп} + \rho_{оп} g H - P_{пл} \quad (\rho_{оп} - \text{густина опресувальної рідини, кг/м}^3). \quad (10.22)$$

За даними розрахунків будують епюру внутрішніх надлишкових тисків у координатах тиск – глибина (рис. 10.7, б).

Визначення міцнісних характеристик обсадних труб

За характеристику опору труби зминанню під дією рівномірного зовнішнього тиску беруть так званий критичний тиск $p_{з.кр}$, тобто такий зовнішній тиск, за якого напруження на внутрішній поверхні труби досягає межі текучості. Величину критичного тиску визначають за формулою Г. М. Саркісова, яка враховує овальність і різностінність труб.

Якщо одночасно із зовнішнім надлишковим тиском на трубу діє розтягувальна сила, то величина критичного тиску зменшується.

Якщо в трубі створити рівномірний внутрішній тиск, то вона може розірватись, щойно величина приведенного напруження перевищить межу текучості. За міцнісну характеристику опору труби розриву від дії внутрішнього тиску обирають тиск $p_{в.кр}$, за якого напруження на внутрішній

поверхні труби досягне границі текучості. Величину цього тиску визначають за формулою Барлоу.

У трубах із трикутною різьбою найнебезпечніші напруження від дії осьової розтягувальної сили виникають у перерізі по першому витку різьби повного профілю. За міцнісну характеристику таких труб беруть ту осьову силу, за якої приведені напруження на найнавантаженішій стороні профілю різьби у вказаному перерізі (основній площині) досягають межі текучості. Цю силу називають рухальним навантаженням $G_{зр}$ і визначають за формулою Яковлєва-Шумілова.

Міцність на розтяг труб із трапецієподібною різьбою характеризують трьома величинами:

- G_T – осьове навантаження, за якого напруження в тілі труби (за межами різьби) досягають границь текучості;
- $G_{вир}$ – осьове навантаження, за якого відбувається виривання труби з муфти;
- G_p – осьове навантаження, за якого труба може обірватись у перерізі на впадині різьби першого витка з повним профілем.

Для розрахунків беруть осьове навантаження, найменше із трьох величин.

Значення міцнісних характеристик обсадних труб наводяться в довідковій літературі.

Встановлення коефіцієнтів запасу міцності

Згідно з інструкцією рекомендуються такі значення коефіцієнта запасу міцності під час розрахунків на зовнішній надлишковий тиск: $n_1 = 1,0$ – $1,3$ – для секцій труб, що розташовані в інтервалі експлуатаційного об'єкта (залежно від стійкості колектору); $n'_1 = 1,0$ – для секцій, що розташовані вище експлуатаційного об'єкта.

Під час розрахунку на внутрішній надлишковий тиск рекомендовано такі значення коефіцієнта міцності: $n_2 = 1,15$ – для труб діаметром 114–219 мм типу А і Б; для труб діаметром понад 219 мм – $n_2 = 1,45$ (типу Б) і $n_2 = 1,15$ (типу А).

Під час розрахунків на розтягування колони труб із різьбою трикутного профілю коефіцієнт запасу міцності n_3 вибирають залежно від діаметра і довжини колони (табл. 10.5).

Для труб із трапецієподібною різьбою типу А коефіцієнт запасу міцності беруть $n_3 = 1,75$, а для труб типу Б – $n_3 = 1,8$.

Підбір труб із встановленими коефіцієнтами запасу міцності

Підбір труб здійснюється «знизу – вверху», використовуючи графоаналітичний метод. Першу (нижню) секцію труб підбирають з умови міцності від дії зовнішнього надлишкового тиску, тобто

$$P_{зкр1} \geq n_1 P_{зк}. \quad (10.23)$$

Таблиця 10.5 – Значення коефіцієнтів запасу міцності на розтяг p_3

Діаметр труби, мм	Довжина колони, м	Коефіцієнт запасу міцності	
		вертикальних свердловин	похилих свердловин
114–168	до 3 000	1,15	1,3
	більше 3 000	1,3	
178–245	до 1 500	1,3	1,45
	більше 1 500	1,45	
273–324	до 1 500	1,45	1,6
	більше 1 500	1,6	
більше 324	до 1 500	1,6	1,75
	більше 1 500	1,75	

Відповідно до величини $p_{з.кр}$, підбирають труби, які відповідають умові (10.23).

Довжину першої секції зазвичай обирають рівною товщині продуктивного горизонту

$$l_1 = H_1 - H_2, \quad (10.24)$$

де l_1 – довжина першої секції, м;

$H_1 = H$ – глибина спуску колони, м;

H_2 – глибина покрівлі продуктивного горизонту, м.

Вага секції (G_1) визначається за формулою

$$G_1 = l_1 q_1, \quad (10.25)$$

де q_1 – приведена вага 1 п. м. колони, Н/м.

За епюрою (рис. 10.7, а) визначають величину зовнішнього надлишкового тиску $p_{зн2}$ на верхній межі першої секції (на глибині H_2) і підбирають труби для другої секції з умови (10.23), обравши $n'_1 = 1,0$.

Визначають значення $P'_{зкр2}$ для труб другої секції з урахуванням розтягувальних навантажень від ваги першої секції (двохосьового навантаження)

$$P'_{зкр2} = P_{зкр2} \left(1 - 0,3 \frac{G_1}{G_{T2}}\right), \quad (10.26)$$

де $p_{з.кр2}$ – критичний тиск без врахування розтягу, Па;

G_1 – осьова розтягувальна сила від ваги першої секції труб, Н;

G_{T2} – розтягувальна сила, за якої напруження в тілі труби досягають границі текучості, Н.

Для одержаного значення $P'_{зкр2}$ за епюрою (рис. 10.7, а) визначають уточнену глибину спуску другої секції H'_2 і уточнену довжину першої секції та її вагу

$$\begin{aligned} l'_1 &= H_1 - H'_2 \\ G'_1 &= l'_1 q_1 \end{aligned} \quad (10.27)$$

Після цього перевіряють труби першої секції на внутрішній надлишковий тиск:

$$n_2 P_{вн1} \leq P_{вкр1}, \quad (10.28)$$

де $p_{вкр1}$ – внутрішній критичний тиск для першої секції;

$p_{вн1}$ – внутрішній надлишковий тиск на глибині H'_2 , знайдений за епюрою (рис. 10.7, б).

Труби першої секції перевіряють також на міцність від розтягувальної сили:

$$n_3 \Sigma G_1 \leq G_{зр1}, \quad (10.29)$$

де ΣG_i – вага лежачих нижче секцій труб, Н;

$G_{зр1}$ – рухальне навантаження для труб першої секції з трикутною різьбою, Н.

Для визначення довжини другої секції необхідно підібрати труби для третьої секції з меншою, порівняно з другою секцією, міцністю ($p_{з.кр3} < p_{з.кр2}$). За епюрою (рис. 10.7, а) визначають допустиму глибину спуску цих труб H_3 . Визначають довжину другої секції з умови одноосового навантаження, її вагу, а також сумарну вагу двох секцій

$$\begin{aligned} l_2 &= H'_2 - H_3 \\ G_2 &= l_2 q_2 \\ \Sigma G_{1-2} &= G'_1 + G_2 \end{aligned} \quad (10.30)$$

Визначають величину $P'_{з.кр3}$ для труб третьої секції за формулою (10.26) для умови двохосового навантаження з урахуванням впливу розтягувального навантаження від ваги першої та другої секцій (ΣG_{1-2}).

Для знайденого значення $P'_{з.кр3}$ за епюрою (рис. 10.7, а) визначають уточнену глибину спуску третьої секції H'_3 ($H'_3 < H_3$), уточнену довжину другої секції l'_2 , її вагу G'_2 і сумарну вагу двох секцій ($G'_1 + G'_2$).

Перевіряють труби другої секції на внутрішній надлишковий тиск та на розтяг за формулами (10.28) і (10.29). Якщо ці дві умови виконуються, то аналогічно продовжують підбір наступних секцій труб з умови міцності від дії зовнішнього надлишкового тиску.

Якщо не виконується умова (10.28), то довжину цієї секції уточнюють з умови міцності на внутрішній тиск. Для цього визначають допустимий внутрішній тиск для труб цієї секції $p_{в.кр}/n_2$ і за епюрою внутрішнього надлишкового тиску (рис. 10.7, б) встановлюють верхню межу секції. Визначають довжину цієї секції, її вагу, а також сумарну вагу колони (ΣG_i) і перевіряють умову (10.29). Довжини наступних секцій визначають з умови міцності на внутрішній тиск із перевіркою умови (10.29).

Якщо не виконується умова (10.29), то довжину цієї секції уточнюють з умови розрахунку на розтяг:

$$l_i = \frac{[G]_i - \Sigma G_{i-1}}{q_i}, \quad (10.31)$$

де $[G]_i$ – допустиме розтягувальне навантаження для труб цієї секції, Н.

Для труб із різьбою трикутного профілю

$$[G]_i = \frac{G_{зрі}}{n_3}. \quad (10.32)$$

Для труб з різьбою трапецієвидного профілю

$$[G]_i = \frac{G_{рі}^{min}}{n_3}, \quad (10.33)$$

де $G_{рі}^{min}$ – мінімальне значення розтягувального навантаження, вибране із трьох величин (G_t , G_p , $G_{вир}$), Н;

ΣG_{i-1} – сумарна вага секцій, розміщених нижче, Н.

Цю секцію називають розмежувальною, і довжини наступних секцій (розміщених вище) вибирають з умови міцності на розтяг із міцніших труб:

$$l_{i+1} = \frac{[G]_{i+1} - [G]_i}{q_{i+1}} \quad (10.34)$$

Підібрані секції перевіряють на внутрішній надлишковий тиск за формулою (10.28).

Підбір секцій труб проводять до того часу, поки сумарна довжина всіх підібраних секцій не стане рівною довжині обсадної колони.

10.7 Оснащення низу обсадних колон

До конструкції низу обсадної колони належать напрямна пробка, підошва, підшовний патрубок, зворотний клапан та упорне кільце (кільце «стоп»).

Напрямна пробка прикріплюється до підшови (рис. 10.8) і слугує для спрямування і зменшення опору рухові обсадної колони під час її спускання.

Напрямні пробки виготовляють із легкорозбурюваних матеріалів (дерево, бетон, чавун, пластмаса). Пробки мають центральні і бокові прохідні канали і мають обтічну форму.

Підошву встановлюють для підвищення міцності нижнього кінця обсадної колони і захисту останньої від пошкоджень у разі посадки на уступи у стовбурі свердловини. Підошва – це товстостінне сталеве кільце довжиною 0,3–0,5 м (рис. 10.8).

Підошва з'єднується з підшовним патрубком, товстостінною обсадною трубою довжиною близько 2 м, в якій по спіральній лінії просвердлені отвори для виходу рідини. Діаметр та кількість отворів вибирають із таким розрахунком, щоб швидкість витікання рідини з них під час промивання і цементування не перевищувала 20 м/с.

Зворотний клапан (рис. 10.9) призначений для попередження надходження тампонажного розчину з кільцевого простору свердловини в колону після закінчення цементування. Він встановлюється на відстані однієї-двох труб від підшови. Застосовують тарілчасті, кульові і диференціальні зворотні клапани.

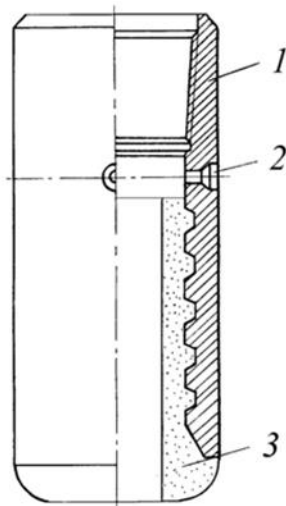


Рисунок 10.8 – Підшва з напрямною пробкою:

1 – підшва; 2 – бокові промивальні канали; 3 – напрямна пробка

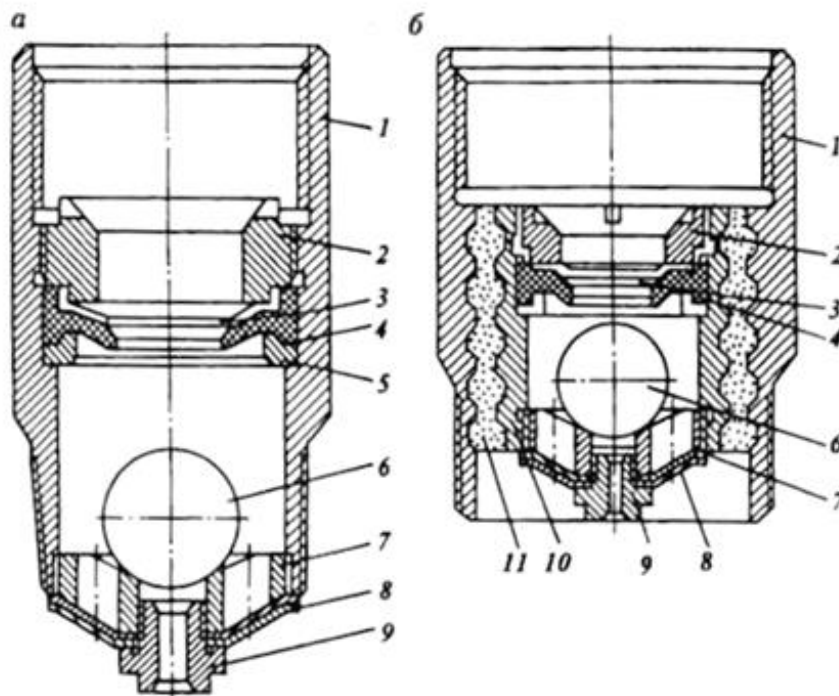


Рисунок 10.9 – Диференціальний зворотний клапан ЦКОД:

а – ЦКОД-1; б – ЦКОД-2; 1 – корпус; 2 – стоп-кільце; 3 – гумові шайби;
4 – гумова діафрагма; 5 – упорне кільце; 6 – куля; 7 – обмежувач;
8 – еластична мембрана; 9 – дросель; 10 – чавунна втулка; 11 – бетонна або
пластмасова підвіска

Над зворотним клапаном (через трубу) в спеціальній подовженій муфті закріплюють упорне кільце «стоп» із метою чіткої фіксації закінчення процесу протискування цементного розчину. Упорне кільце виготовляють із чавуну у вигляді шайби товщиною 12–15 мм. Діаметр отвору на 60–75 мм менший від зовнішнього.

Контрольні запитання

1. Для чого потрібно укріплювати стовбур свердловини?
2. Який спосіб є найрозповсюдженішим під час кріплення свердловин і розмежування проникних горизонтів?
3. Що мається на увазі під конструкцією свердловини?
4. Яке призначення направлення?
5. Яке призначення кондуктора?
6. Яке призначення експлуатаційної колони?
7. Яке призначення проміжної колони?
8. Що розуміють під коефіцієнтом аномальності пластового (порового) тиску?
9. Що розуміють під індексом тиску поглинання (гідророзриву)?
10. За якими критеріями вибирають діаметр експлуатаційної колони?
11. Яким повинен бути внутрішній діаметр експлуатаційної колони?
12. На які групи можна умовно розділити обсадні труби за конструкцією?
13. Скількох різновидів бувають з'єднання обсадних труб?
14. Яких різновидів бувають з'єднання обсадних труб?
15. Від яких факторів залежать умови роботи обсадних колон?
16. Які навантаження діють на обсадну колону під час її спускання у свердловину?
17. З яких груп міцності сталей виготовляють обсадні труби?
18. Які основні навантаження враховуються під час проєктування обсадних колон?
19. Які елементи входять до конструкції низу обсадних колон?
20. Для чого встановлюють напрямну пробку в компонуванні обсадної колони?
21. Для чого встановлюють башмак у компонуванні обсадної колони?
22. Для чого встановлюють зворотний клапан у компонуванні обсадної колони?
23. Для чого встановлюють упорне кільце (кільце «стоп») у компонуванні обсадної колони?

11 ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

11.1 Мета та способи цементування свердловин

Цементуванням називають процес заповнення заданого інтервалу свердловини суспензією в'язучих матеріалів, здатної згущуватися у стані спокою і перетворюватися на тверде, практично непроникне тіло.

Під час будівництва свердловини цементування проводять з метою:

- ізоляції проникних горизонтів один від одного після первинного розкриття і попередження перетікань пластових флюїдів по заколонному простору;
- утримання у підвішеному стані обсадної колони;
- захисту обсадної колони від впливу агресивних пластових флюїдів, здатних кородувати її зовнішню поверхню;
- ліквідації дефектів у кріпленні свердловини;
- створення розмежувальних екранів, які перешкоджають обводненню свердловини;
- створення високоміцних мостів у свердловині, здатних сприймати великі осьові навантаження;
- ізоляції поглинальних горизонтів;
- закріплення стінок свердловини у породах, що осипаються;
- зменшення передачі тепла від потоку, що рухається колоною труб у свердловині, до навколишніх порід;
- герметизації гирла у випадку ліквідації свердловини.

Способи цементування поділяють на три групи:

- а) первинне цементування;
- б) вторинне (ремонтно-виправне) цементування;
- в) установка розділювальних цементних мостів.

Первинне цементування здійснюється безпосередньо після спускання у свердловину обсадної колони і проводиться з метою розмежування проникних пластів один від одного і захисту зовнішньої поверхні обсадної колони від корозії, а також підвищення стійкості стінок свердловини. Існує декілька способів первинного цементування: одноступінчастий, ступінчастий, зворотний, манжетний, цементування потайних колон та секцій обсадних колон.

Одноступінчасте цементування. Це найпоширеніший спосіб первинного цементування. Після закінчення промивання свердловини на верхній кінець обсадної колони встановлюють спеціальну цементувальну головку (1) (рис. 11.1), бокові відводи якої з допомогою трубопроводів з'єднують з цементувальними насосами. Всередину колони через нижній боковий відвід (12) із закритими кранами (13) і (14) закачують порцію буферної рідини.

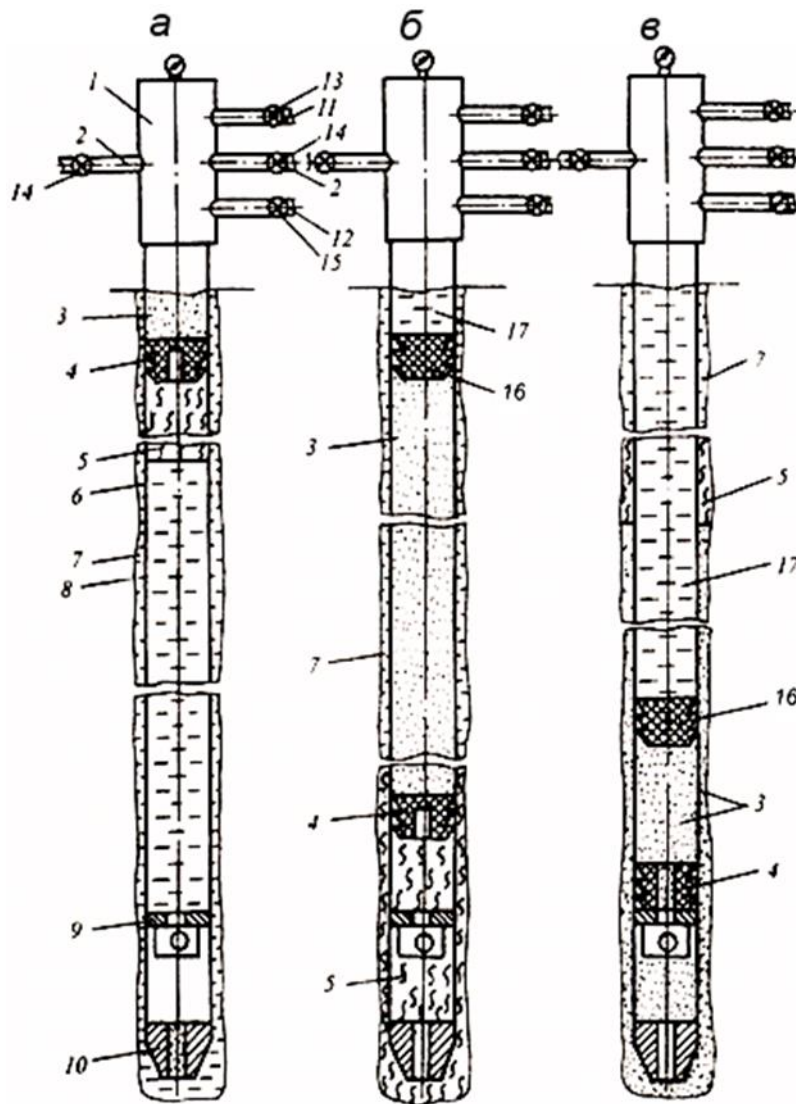


Рисунок 11.1 – Схема одноступінчастого цементування:

а – закачування тампонажного розчину; б – початок закачування протискувальної рідини; в – кінцева стадія закачування протискувальної рідини; 1 – цементувальна головка; 2, 11, 12 – бокові відводи; 3 – тампонажний розчин; 4 – нижня пробка; 5 – буферна рідина; 6 – обсадна колона; 7 – промивальна рідина; 8 – стінка свердловини; 9 – зворотний клапан; 10 – підошва з напрямним корком; 13, 14, 15 – крани високого тиску; 16 – верхня пробка; 17 – протискувальна рідина

Потім відкривають крани (14) і (15), відгвинчують стопор у цементувальній головці, який утримує нижню розділювальну пробку, і цементувальними насосами через бокові відводи (2) закачують необхідний об'єм тампонажного розчину (3) (рис. 11.1, а).

Тампонажний розчин проштовхує розділювальну пробку вниз по колоні. Після закачування тампонажного розчину тимчасово закривають крани (14), відгвинчують стопор, який утримує у цементувальній головці розділювальну пробку, відкривають кран (13) і через верхній боковий відвід (11) закачують порцію протискувальної рідини. Коли верхня розділювальна

пробка увійде у колону, знову відкривають крани (14) і протискувальну рідину закачують через бокові відводи (2) (рис. 11.1, б).

Тампонажний розчин готують з допомогою спеціальних машин.

Нижня пробка (4), дійшовши до зворотного клапана (9) (або кільця «стоп»), зупиняється. Оскільки закачування рідини у колону продовжують, мембрана у нижній пробці (рис. 11.2, а) під впливом надлишкового тиску у колоні над нею руйнується, і тампонажний розчин через прохідний канал, що відкрився у пробці, і отвори у підшовному патрубку і напрямній пробці надходить у кільцевий простір свердловини (рис. 11.1, в).

Щойно верхня пробка (рис. 11.2, б) сяде на нижню і зачинить отвір в останній, тиск у колоні різко зросте. Це слугує сигналом для припинення закачування протискувальної рідини.

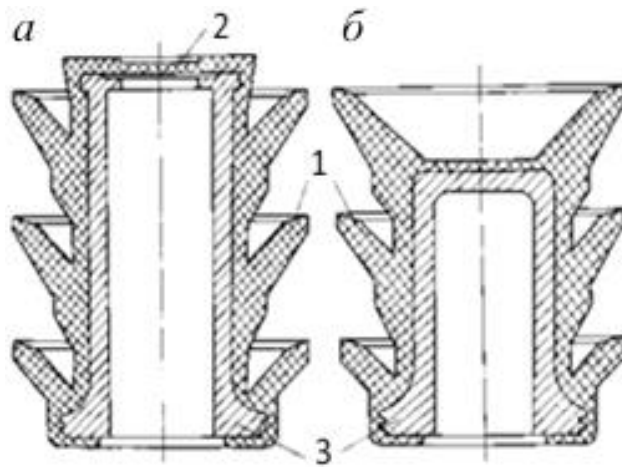


Рисунок 11.2 – Розділювальні пробки:

а – нижня; б – верхня; 1 – гумові манжети; 2 – мембрана; 3 – корпус

Усі крани на цементувальній головці закривають, а свердловину залишають у стані спокою до затвердіння цементного розчину.

Розділювальні пробки виготовляють із легко розбурюваних матеріалів.

Ступінчасте цементування. У разі цього способі заданий інтервал цементування поділяють на дві частини, а в обсадній колоні на глибині розділу встановлюють спеціальну цементувальну муфту (рис. 11.3). Місце встановлення муфти визначають так, щоб тиск у кінці протискування першої порції тампонажного розчину приблизно дорівнював тиску у кінці протискування другої порції тампонажного розчину. Необхідно врахувати і те, що муфта повинна бути розміщена проти стійких порід в інтервалі номінального діаметра свердловини або вище підосви попередньої колони. На кожній з трьох-чотирьох труб вище і нижче муфти необхідно встановлювати центрувальні ліхтарі.

Існує два різновиди ступінчастого цементування:

- а) із розривом у часі;
- б) без розриву у часі (послідовне).

Ступінчасте цементування з розривом у часі застосовують у таких випадках:

а) якщо зацементувати довгий інтервал за один прийом неможливо через небезпеку гідророзриву порід;

б) якщо існує небезпека газонафтоводопроявів у період тужавіння і твердіння тампонажного розчину, закачаного в один прийом;

в) якщо для цементування верхньої довгої частини колони повинен використовуватись такий тампонажний розчин, який не може зазнавати впливу високої температури, характерної для нижньої частини.

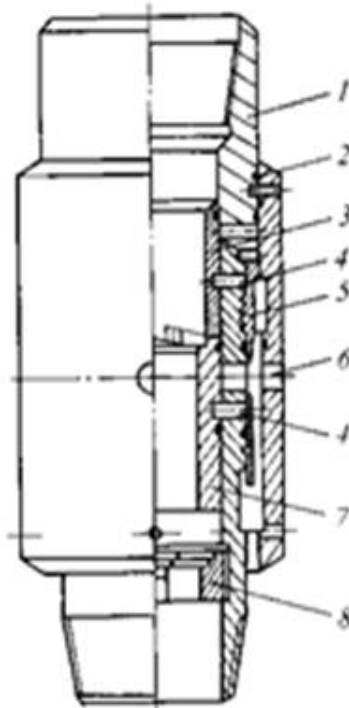


Рисунок 11.3 – Цементувальна муфта:

1 – корпус; 2 – ущільнювальні кільця; 3 – верхня втулка; 4 – зрізні штифти; 5 – замикальна втулка; 6 – отвори для виходу тампонажного розчину; 7 – нижня втулка; 8 – обмежувач для нижньої втулки

Послідовне (без розриву у часі) ступінчасте цементування доцільно застосовувати якщо:

а) потужність цементувальних насосів недостатня для проведення операції в один прийом;

б) підприємство не має достатньої кількості цементувальних насосів і змішувальних машин для виконання операцій в один прийом або на буровій установці не можна розмістити таке обладнання;

в) для верхньої і нижньої частин свердловини повинні бути використані тампонажні розчини різного складу, наприклад, із суттєво різними термінами згущування.

Принцип технології двоступінчастого цементування з розривом у часі полягає у тому, що спочатку цементують нижню частину колони. У кінці закачування порції протискувальної рідини у колону кидають пластмасову кулю. Куля під дією сили тяжіння опускається у колоні і сідає на нижню втулку цементувальної муфти. Після цього відновлюють закачування

протискувальної рідини. Під дією надлишкового тиску, що виникає над кулею, нижня втулка зрізає штифти, якими вона закріплена у корпусі муфти, зсувається вниз до упору в обмежувач і відкриває отвори у корпусі. Через ці отвори свердловину промивають, поки не затвердіє тампонажний розчин у нижній частині. Потім у колону закачують другу порцію тампонажного розчину для верхньої частини колони і закачують другу порцію протискувальної рідини.

Після затвердіння другої порції тампонажного розчину пробки, кулю, втулки, а також зайвий цементний камінь у колоні і зворотний клапан розбурюють.

Іноді свердловини цементують у три або чотири прийоми. Для цього до складу колони додають відповідно дві або три цементувальні муфти. Послідовність робіт така ж, як і в разі двоступінчастого цементування.

Зворотне цементування. Обсадну колону у свердловину спускають без зворотного клапана і кільця «стоп». Перед цементуванням верхній кінець колони обладнують головкою з кранами високого тиску і трубопроводом для відведення промивальної рідини в циркуляційну систему. Кільцевий простір герметизують превентором, а до бокового відводу противикидного обладнання під'єднують цементувальні насоси.

Після промивання способом зворотної циркуляції у кільцевий простір закачують першу порцію спеціальної буферної рідини (в'язкопружний розділювач – ВПР). За нею – порцію промивальної рідини в об'ємі, що дорівнює внутрішньому об'єму обсадної колони; потім – другу порцію ВПР і за ним – розрахунковий об'єм тампонажного розчину. Після тампонажного розчину закачують третю порцію ВПР і протискувальну рідину, якщо колона цементується не до гирла.

Перша порція ВПР слугує репером для контролю за просуванням тампонажного розчину. У момент, коли ця порція почне виходити на гирлі, тампонажний розчин підходить до підшви колони.

Оскільки об'єми промивальної рідини між двома порціями ВПР і другої порції ВПР відомі, то за об'ємом рідини, що закачується насосами у кільцевий простір після виходу на гирлі першої порції ВПР, визначають момент надходження у колону порції тампонажного розчину об'ємом, який дорівнює внутрішньому об'єму ділянки колони довжиною 100–150 м. У цей момент закачування рідини припиняють, кран на головці закривають і колону залишають під тиском до затвердіння тампонажного розчину. Дві інші порції буферної рідини призначені для відокремлення тампонажного розчину від промивальної і протискувальної рідин. Розділювальні пробки під час зворотного цементування не застосовують.

Зворотний спосіб цементування застосовують у випадку недостатці цементувальної техніки, а також тоді, коли очікується поглинання тампонажного розчину, оскільки тиск на гирлі у цьому випадку менший. У разі цього способу легше, ніж за інших способів, досягнути повного заміщення промивальної рідини тампонажним розчином. Основними вадами вказаного способу є:

а) складність контролю за надходженням тампонажного розчину у колону;

б) необхідність створення у колоні цементувальних стаканів великої висоти;

в) гірша якість тампонажного розчину у нижній частині свердловини, де розміщені продуктивні горизонти і де якість цементування повинна бути найкращою.

Манжетне цементування. Цей спосіб застосовують тоді, коли нижня ділянка обсадної колони спущена у вигляді фільтра і не цементується. До складу обсадної колони під час спускання у свердловину належать цементувальна муфта, яку встановлюють дещо вище фільтра, між ними – зовнішня манжета типу парасольки або пакер, а всередині колони на висоті однієї-двох труб встановлюють зворотний клапан.

У кінці промивання в колону вкидають кулю, яка опускається з потоком промивальної рідини і сідає на сидло нижньої втулки цементувальної муфти. Оскільки насос продовжує закачувати рідину, то тиск у колоні швидко зростає, втулка зрізає штифти, що утримують її у корпусі муфти, опускається вниз до обмежувача і відкриває вікна для виходу рідини у кільцевий простір. У подальшому процес проходить так само, як і під час цементування верхнього інтервалу ступінчастим способом.

Зовнішня манжета або пакер перешкоджає осіданню тампонажного розчину у кільцевому просторі у зону фільтрової частини обсадної колони (у продуктивний пласт).

Цементування потайних та секцій обсадних колон. Потайні і нижні секції обсадних колон цементуються одноступінчастим способом, зазвичай без нижньої цементувальної пробки.

Оскільки діаметр обсадної колони зазвичай більший за діаметр бурильних труб, на яких спускається обсадна колона з допомогою роз'єднувача, то використовується тільки верхня протискувальна пробка, яка складається з двох секцій: верхньої і нижньої.

Нижню секцію підвішують з допомогою зрізних штифтів у роз'єднувачі під час спускання обсадної колони. Верхню секцію перед цементуванням розміщують у цементувальній головці і звільняють після закачування у бурильні труби розрахункового об'єму тампонажного розчину. Під тиском протискувальної рідини верхня секція опускається вниз на бурильних трубах, сідає на нижню секцію у роз'єднувачі, і після цього секційна пробка витісняє тампонажний розчин з обсадної колони доти, поки не сяде на зворотний клапан (кільце «стоп»).

Після цього у бурильні труби скидають кулю, у разі посадки якої на втулку роз'єднувача зростає тиск і втулка зсувається вниз, відкриваючи отвори. Протискувальна рідина через ці отвори починає витікати у за колонний простір, видаляючи надлишок тампонажного розчину, який знаходиться вище верхнього кінця потайної колони. Промивання продовжують до тужавіння тампонажного розчину. Після затвердіння

тампонажного розчину бурильні труби від'єднують у лівій різьбі роз'єднувача і піднімають зі свердловини.

Аналогічно цементують нижні секції обсадних колон під час спускання їх частинами.

11.2 Тампонажні матеріали, їхня класифікація

Тампонажними називають матеріали, які під час змішування з водою або водними розчинами солей, утворюють суспензії, здатні в умовах свердловини з часом перетворюватися на практично непроникне тверде тіло.

Для цементування у нафтових, газових та глибоких свердловинах іншого призначення як базові в'язучі можуть використовуватися різні тампонажні матеріали: портландцемент (ПЦТ), металургійні шлаки, глиноземні та гіпсоглиноземні цементи, гіпсові в'язучі речовини, органічні і орґано-мінеральні матеріали на основі полімерів та їхні композиції.

Виробництво та випробування тампонажних цементів здійснюється згідно з державними стандартами України: ДСТУ Б В.2.7-86-99. Цементи тампонажні. Методи випробувань; ДСТУ Б В.2.7-87-99. Цементи тампонажні типів I-G та I-H. Методи випробувань; ДСТУ Б В.2.7-88-99. Портландцементи тампонажні. Технічні умови.

За речовинним складом цементи поділяють на такі типи:

- тип I – тампонажний портландцемент бездомішковий;
- тип I-G – тампонажний портландцемент бездомішковий із нормованими вимогами у разі водоцементного відношення, що дорівнює 0,44;
- тип I-H – тампонажний портландцемент бездомішковий із нормованими вимогами у разі водоцементного відношення, що дорівнює 0,38;
- тип II – тампонажний портландцемент із мінеральними домішками;
- тип III – тампонажний портландцемент зі спеціальними домішками, які регулюють густину цементного тіста.

За густиною цементного тіста цементи типу III поділяють на:

- полегшений (пол.);
- поважчаний (пов.).

За температурою застосування цементи типів I, II і III поділяють на цементи, призначені для:

- низьких і нормальних температур 15–50 °С;
- помірних температур 51–100 °С;
- підвищених температур 101–150 °С.

За сульфатостійкістю цементи поділяють на:

а) типи I, II, III:

- звичайний (вимоги за сульфатостійкістю не висуваються);
- сульфатостійкий (СС);

б) типи I-G і I-H:

- високої сульфатостійкості (СС-1);

– помірної сульфатостійкості (СС-2).

Умовне позначення цементу має складатися з літерних позначень, призначення, сульфатостійкості, середньої густини для цементу типу ІІІ, максимальної температури застосування, гідрофобізації або пластифікації (ГФ або ПЛ), назви стандарту.

Приклади умовних позначень:

1. Портландцемент тампонажний з мінеральними домішками, сульфатостійкий, для низьких або нормальних температур: ПЦТ ІІ-СС-50 ДСТУ Б В.2.7-88–99.

2. Портландцемент бездомішковий із нормальними вимогами у разі водоцементного відношення, що дорівнює 0,44 помірної сульфатостійкості: ПЦТ І-G -СС-2 ДСТУ Б В.2.7-88–99.

3. Портландцемент тампонажний із спеціальними домішками, полегшений, густиною 1 530 кг/м³, для помірних температур, гідрофобізований: ПЦТ ІІІ-Пол 5-100-ГФ ДСТУ Б В.2.7-88–99.

Цементи потрібно виготовляти відповідно до вимог цього стандарту за технологічним регламентом, затвердженим виготовлювачем.

Речовинний склад цементів усіх типів, виготовлення яких регламентовано стандартом, має відповідати значенням, вказаним у таблиці 11.1.

Таблиця 11.1 – Речовинний склад цементу

Тип цементу	Вміст клінкеру, %	Вміст добавки, %	
		Мінеральна домішка	Спеціальна полегшувальна або поважчувальна домішка
I I-G I-H	100	Не допускається	
II	80–94	6–20*	–
III	30–89	–	11–70
*Домішка осадового походження не більше 10 % від маси цементу.			

Портландцемент – порошкоподібний матеріал, який складається зі штучних (клінкерних) мінералів. Ці мінерали мають високу хімічну активність і здатні взаємодіяти з водою. У результаті реакції гідратації суспензії портландцементного порошку у воді утворює тверде тіло.

Мінерали, що складають портландцемент, утворюються у результаті високотемпературного випалювання суміші оксидів, які вміщуються у певному співвідношенні.

Хімічний склад портландцементу:

- оксид кальцію, CaO (негашене вапно) – 64–68 %;
- оксид кремнію, SiO₂ (кремнезем) – 19–23 %;
- оксид алюмінію, Al₂O₃ (глинозем) – 4–8 %;
- оксид заліза, Fe₂O₃ (гематит) – 3–6 %.

Крім названих головних оксидів, до складу портландцементу входять деякі інші оксиди у вигляді домішок: оксиди магнію (MgO), калію (K_2O), натрію (Na_2O), титану (TiO_2) тощо, які здебільшого погіршують якість портландцементу, тому їхня кількість обмежується.

Загальна схема виробництва портландцементу містить видобуток сировини (або доставку у випадку застосування промислових відходів), приготування сировинної суміші (дроблення, подрібнення, дозування, гомогенізацію), випалювання сировинної суміші, подрібнення випаленого продукту (клінкеру) у тонкий порошок з одночасним додаванням деяких речовин. (*Клінкер* – це штучний камінь, який утворився у результаті спікання за високої температури спеціально підібраної суміші деяких природних матеріалів).

14.3 Властивості тампонажного порошку, розчину та каменю

Властивості сухого тампонажного порошку:

1. *Густина*. Під густиною тампонажного цементу, що містить частинки різної густини, розуміють середньозважену густину речовин, які входять до його складу.

За густиною можна наближено визначити вид цементу. Тампонажний портландцемент, який не містить у собі домішок, має густину 3 100–3 200 кг/м^3 . Якщо у цементі містяться мінеральні домішки, його густина зменшується до 2 800–2 900 кг/м^3 , а у разі більшого вмісту мінеральних домішок (більше 20 %) густина може зменшитися до 2 700 кг/м^3 .

Застосовують різні способи визначення густини твердих мінералів. Для порошкоподібних матеріалів одним з найпростіших методів є визначення густини з допомогою волюметра Ле-Шательє-Кандло (рис. 11.4). Точніше густину цементу та інших матеріалів можна визначити пікнометричним способом.

2. *Дисперсність* або так званий ступінь подрібнення (тонкість помелу) – важлива характеристика цементного порошку. Від неї залежить величина поверхні, на якій проходить реакція гідратації.

Існує багато різних способів визначення дисперсності порошку. До найпростіших належить ситовий аналіз, за якого порошок розсіюється з допомогою набору сит на низку фракцій із вужчим діапазоном частинок і визначається процентний вміст цих фракцій. Вадой цього методу є складність поділу на окремі фракції частинок розміром, меншим за 0,05 мм.

Під час виробництва цементу для характеристики тонкості помелу не застосовують повний ситовий аналіз, а проводиться просів цементу на дві фракції через сито з розміром отворів 0,08 мм. Виробничий контроль за тонкістю помелу ведеться за одним параметром – залишком фракцій на ситі розміром 008, який не має перевищувати 10–15 % для різних типів цементу.

3. *Питома поверхня порошку* – це сумарна поверхня усіх частинок, які є в одиниці маси порошку. Питома поверхня тампонажних матеріалів залежить від тонкості подрібнення (гранулометричного складу), речовинного

складу, способу подрібнення і способу вимірювання питомої поверхні. Величина питомої поверхні тампонажних портландцементів, виміряна методом повітропроникності (за величиною опору під час проходження повітря через шар порошку), коливається у широких межах залежно від вмісту домішок.

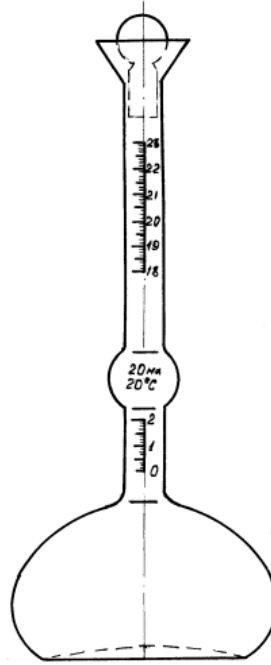


Рисунок 11.4 – Волюметр Ле-Шательє-Кандло

Згідно з ДСТУ Б В.2.7-88-99 питома поверхня для різних типів цементу має бути не меншою: $270 \text{ м}^2/\text{кг}$ – ПЦТ типів I і II для низьких і нормальних температур; $250 \text{ м}^2/\text{кг}$ – ПЦТ типів I і II для помірних і підвищених температур; $230 \text{ м}^2/\text{кг}$ – ПЦТ типу III považчани для помірних і підвищених температур.

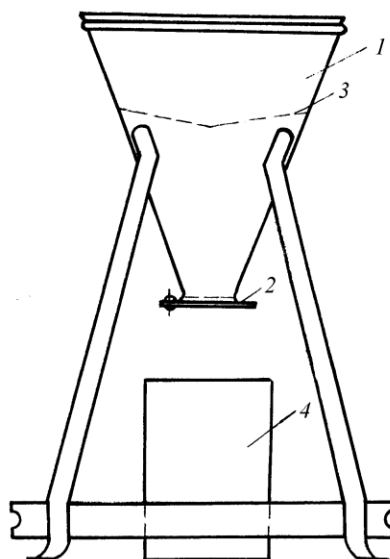


Рисунок 11.5 – Прилад для визначення об'ємної (насипної) маси:

1 – лійка; 2 – засувка; 3 – сито; 4 – металева літрова посудина

Від питомої поверхні твердої фази залежить водоутримувальна здатність, рухомість та багато інших властивостей цементного розчину.

4. *Об'ємна (насипна) маса* – це маса порошку, який вміщується в ємності об'ємом 1 м³. Ця величина не постійна і залежить від складу, ступеня дисперсності (тонкості помелу) і ступеня ущільнення.

З допомогою насипної маси можна розрахувати кількість матеріалу (його масу) у разі об'ємного дозування, наприклад, кількість матеріалу (масу) у стандартному паперовому мішку або бункері цементозмішувальної машини. Об'ємна маса може бути визначена як у пухкому стані, так і в ущільненому. Для визначення об'ємної маси використовують прилад, зображений на рисунку 11.5.

Стандартний тампонажний портландцемент має насипну масу у пухкому стані (1 000 – 1 200) кг/м³, а в ущільненому – 1 500–1 800 кг/м³.

Властивості тампонажного розчину

Під час змішування порошкоподібного портландцементу з рідиною утворюється суспензія тієї чи іншої концентрації, яка характеризується водоцементним відношенням (W) – відношення маси води (або іншої рідини замішування) до маси цементу (твердої фази тампонажного розчину).

Для гідратації тампонажного цементу достатньо 20–25 % води від його маси. Але за такого водовмісту цементне тісто густе, і тому обирають $W = 0,45–0,5$. Для полегшених цементних розчинів характерний більший водовміст – до 2,1 (цементний гель), а для поважчених – менший (0,3–0,45).

Із властивостей тампонажного розчину найбільше значення мають густина, рухомість, водоутримувальна здатність (фільтраційні властивості) і швидкість переходу з рідкого стану у твердий (швидкість тужавіння).

Густина тампонажного розчину визначається густинами речовин або матеріалів, що входять до його складу та їхнім кількісним співвідношенням:

$$\rho_{\text{тр}} = \frac{(1+W)\rho_{\text{ц}}\rho_{\text{р}}}{W\rho_{\text{ц}}\rho_{\text{р}}}, \quad (11.1)$$

де W – водоцементне відношення;

$\rho_{\text{г.р.}}$, $\rho_{\text{ц}}$, $\rho_{\text{р}}$ – відповідно густина тампонажного розчину, цементу і рідини замішування.

Без використання спеціальних домішок для зниження або підвищення густини можна приготувати тампонажний розчин густиною 1 760–2 130 кг/м³.

Густина тампонажного розчину визначають з допомогою спеціальних ареометрів або мірної посудини (пikнометра).

Рухливість цементного розчину характеризується розтіканням, консистенцією та реологічними параметрами.

Найпоширеніший метод оцінки рухливості тампонажних розчинів – визначення розтікання за конусом розтікання. Він ґрунтується на вимірюванні діаметра розпливання тампонажного розчину, який поміщають у конічну форму стандартних розмірів, встановлену на скляну поверхню після того, як форму піднімають з поверхні вертикально вверх (рис. 11.6).

Згідно з ДСТУ величина розтікання непластифікованого цементного розчину у разі $W = 0,45-0,5$ має дорівнювати не менше ніж 20 см, а пластифікованого – не менше за 22 см.

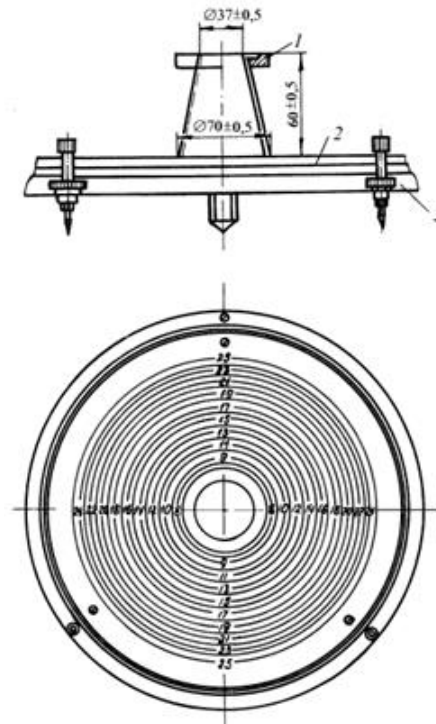


Рисунок 11.6 – Прилад конус розтікання для визначення розтікання тампонажних розчинів:

1 – конус стандартних розмірів; 2 – скло зі шкалою; 3 – підставка

Визначення ступеня прокачуваності цементного розчину у початковий період за величиною розтікання значною мірою умовний. У момент визначення розтікання тампонажний розчин знаходиться у статичному стані, тоді як під час цементування свердловини – у русі.

Здатність тампонажного розчину до прокачування точніше можна визначити за величиною опору, що виникає під час його перемішування лопатевою мішалкою. При цьому інтенсивність перемішування повинна відповідати інтенсивності перемішування під час руху його у свердловині у процесі цементування. Прилади, в яких використовується цей принцип визначення прокачуваності, називаються *консистометрами* (рис. 11.7), а вимірюваний параметр прокачуваності – *консистенцією*. Шкала приладу має поділки в умовних одиницях консистенції (УОК). За одиницю УОК беруть кут, на який повернеться рамка приладу, якщо стакан буде заповнений ньютонівською рідиною з динамічною в'язкістю 1 мПа·с.

Консистенція (густота) – це величина, обернена рухомості. У міру того, як розвивається процес гідратації, консистенція змінюється. Задовільно рухомими вважаються розчини, консистенція яких протягом часу,

достатнього для транспортування їх у свердловину, не перевищує 10–15 УОК.

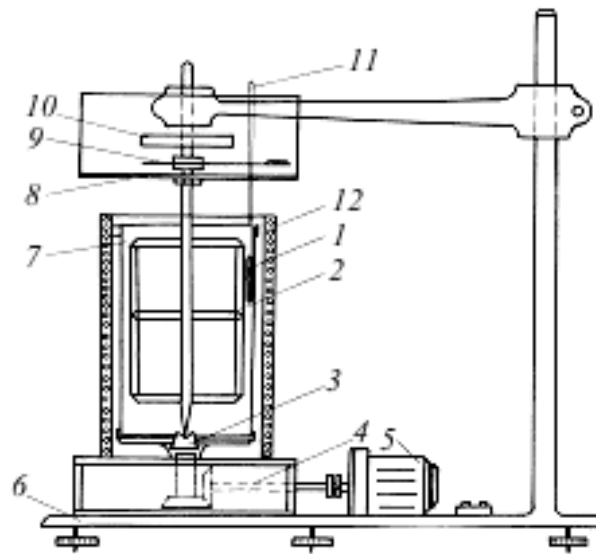


Рисунок 11.7 – Схема консистометра:

1 – стакан; 2 – лопатка; 3 – упор мішалки; 4 – редуктор;
5 – електродвигун; 6 – опорна плита; 7 – кришка; 8 – вимірна шкала;
9 – стрілка; 10 – пружина; 11 – термометр; 12 – нагрівач

Швидкість схоплення. Найшвидше схоплення цементного розчину відбувається у тому випадку, коли він після замішування залишається у спокої. Найпростішим способом для оцінки швидкості схоплення у статичних умовах є визначення термінів схоплення з допомогою приладу Віка (рис. 11.8).

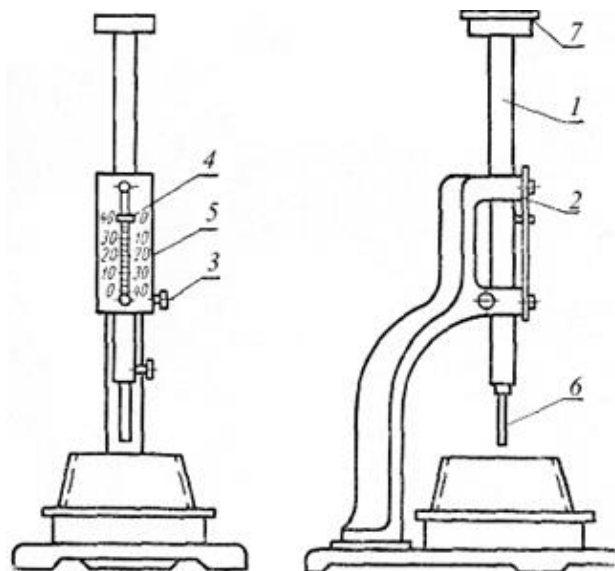


Рисунок 11.8 – Прилад Віка для визначення термінів схоплення тампонажного розчину:

1 – циліндричний металевий стрижень; 2 – обойма станини; 3 – стопорний пристрій; 4 – показчик; 5 – шкала; 6 – голка, 7 – додатковий вантаж

Цей спосіб заснований на періодичному вимірюванні глибини занурення у твердіючий цементний розчин голки діаметром 1,1 мм (площею 1 мм²) і довжиною 50 мм під дією стержня масою 0,3 кг.

За цим методом швидкість схоплення характеризується термінами початку і кінця схоплення.

Час, що пройшов від моменту замішування цементу до моменту, коли голка занурюється не більше, ніж на 1 мм називають *терміном початку схоплення*, а час, що пройшов від моменту замішування цементу до того моменту, коли голка не доходить до дна посудини з розчином на 1–2 мм – *терміном закінчення схоплення*.

З допомогою приладу Віка визначають терміни схоплення за температури до 90 °С і атмосферному тиску. За високих температур (до 250 °С) і тисках (до 100 МПа) для визначення термінів схоплення використовують установку УС-1.

Властивості тампонажного каменю

Основними фізико-хімічними характеристиками цементного каменю є його міцність, проникність, об'ємні зміни і корозійна стійкість.

Міцність цементного каменю характеризується тимчасовим опором згину, стисканню або розтягу. Для цього цементний камінь виготовляють у вигляді зразків, які випробують на міцність, тобто визначають напруження, за якого руйнується зразок. Зразки виготовляють такої форми, яка є зручною для цього виду випробування.

Результат, одержаний під час випробування зразків, значною мірою залежить від умов випробування. Для одержання відтворюваних результатів зразки цементного каменю необхідно випробувати охолодженими до кімнатної температури і повністю насиченими водою. Якщо зразки до визначення міцності витримувались за кімнатної температури, то їх виймають із води, обтирають поверхню і випробують. Якщо зразки тверділи за підвищеної температури, перед випробуванням їх необхідно охолодити у воді до кімнатної температури. Швидкість охолодження повинна бути не більшою 1,5 °С за 1 хвилину.

Міцність цементного каменю залежить від багатьох чинників, основними з яких є хіміко-мінералогічний склад цементу, водоцементне відношення, питома поверхня цементу, наявність наповнювачів і хімічних домішок, умови твердіння тощо. На міцність цементного каменю суттєво впливають температура і тиск.

Для визначення міцності у разі згину зразки цементного каменю виготовляють у вигляді призм розміром 4 см × 4 см × 16 см, 2 см × 2 см × 10 см, 1 см × 1 см × 3 см. Для одного випробування готують три або чотири зразки розміром 4 см × 4 см × 16 см, чотири або шість зразків розміром 2 см × 2 см × 10 см і шість або вісім зразків розміром 1 см × 1 см × 3 см.

Границя міцності за згином визначається з допомогою розривних машин різного типу (Міхаеліса, МІІ-100, прилад 2035 П-05).

Границю міцності за згином розраховують як середнє арифметичне з двох (трьох) найбільших значень граничного напруження під час випробування трьох (чотирьох) зразків розміром 4 мм × 4 мм × 16 мм; трьох (чотирьох) найбільших значень під час випробування чотирьох (шести) зразків розміром 2 см × 2 см × 10 см і чотирьох (шести) найбільших значень під час випробування шести (восьми) зразків розміром 1 см × 1 см × 3 см. Середнє значення визначають з точністю до 0,1 МПа.

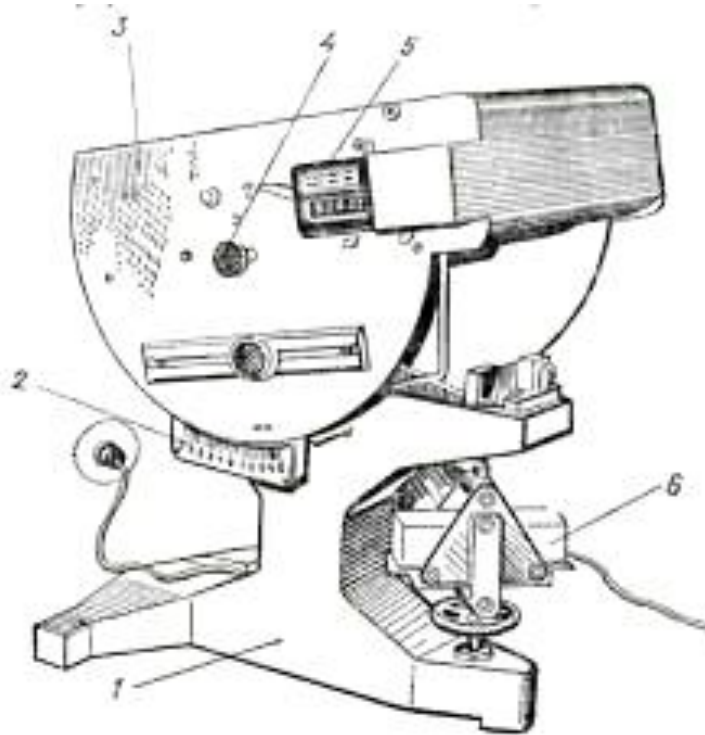


Рисунок 11.9 – Випробувальна машина МІІ-100

- 1 – станина; 2 – шкала; 3 – коромисло; 4 – рукоятка керування;
5 – пульт керування; 6 – зразок-балочка

Проникність для рідин і газів є наслідком наявності у цементному камені зв'язаної системи пор. Під *проникністю тампонажного каменю* розуміють його здатність пропускати через себе рідини або гази за певного перепаду тиску. Для забезпечення надійного розмежування пластів тампонажний камінь у затрубному просторі повинен мати мінімально можливу проникність для пластових флюїдів.

Проникність тампонажного каменю визначають аналогічно, як і проникність гірських порід.

Об'ємні зміни. Для надійного розмежування проникних пластів важливо, щоб під час твердіння об'єм тампонажного розчину (каменю) не змінювався або дещо збільшувався, причому збільшення повинно

відбуватись без розтріскування каменю і без утворення порових каналів, якими можуть фільтруватись пластові флюїди.

До об'ємних змін належать контракція, набухання, усадка і розширення.

Контракцією називається зменшення сумарного об'єму системи у хімічних або фізичних процесах. Зменшення об'єму у результаті контракції супроводжується збільшенням поруватості каменю і поглинанням рідини з навколишнього середовища.

Як капілярно-поровате тіло, тампонажний камінь чутливий до змін вологості навколишнього середовища. За необмеженого надходження води у поровий простір тампонажного каменю у процесі твердіння спостерігається деяке збільшення зовнішнього об'єму тампонажного каменю, яке називають *набуханням*. Видалення води з пор тампонажного каменю призводить до зменшення його об'єму, тобто до його усадки. Усадка і набухання залежать від мінералогічного складу клінкеру і вмісту домішок. Зважаючи на особливу важливість його ізоляційних функцій, усадкові деформації тампонажного каменю небажані.

Зовнішній об'єм тампонажного каменю може змінюватися внаслідок збільшення об'єму порового простору. Це може бути наслідком дії власних напружень, які спричиняють деформацію структури. Якщо ці напруження виникають у невеликих об'ємах і дезорієнтовані, то відбувається рівномірне всебічне розширення елементів структури тампонажного каменю. Такий ефект розширення твердіючого тампонажного каменю може бути використаний для підвищення герметичності зацементованого затрубного простору свердловини.

Корозійна стійкість. Камінь вважають корозійно стійким, якщо після тривалого (протягом багатьох років) зберігання у пластових водах його міцність та проникність помітно не погіршуються.

Швидкість корозійних процесів залежить від багатьох факторів: концентрації агресивного агента, температури, тиску, проникності тампонажного каменю, його геометричних розмірів тощо.

Корозійну стійкість тампонажного каменю оцінюють за характером зміни його міцності у часі під час зберігання у відповідній пластовій рідині. Для випробування на корозійну стійкість готують зразки тампонажного каменю розміром 20 мм × 20 мм × 100 мм, поміщають їх у ванну з гідравлічним засувом, заповнену пластовою рідиною так, щоб вона зі всіх боків обмивала кожний взірець. На один зразок повинно припадати не менше 300 см³ агресивного середовища. Зразки зберігають у разі заданих тисків і температур. Контрольне витримування зразків у питній воді повинно проводитись у таких же ємностях і за тієї ж температури. Спостереження за станом зразків проводять протягом року з моменту занурення їх в агресивне середовище. Через кожні три місяці зразки зазнають зовнішнього огляду, а агресивне середовище замінюється свіжим. Періодично (через 3, 6, 12 місяців) частину зразків випробовують на міцність у разі стискання і згинання.

Цемент вважається випробуваним на корозійну стійкість, якщо після закінчення року з моменту занурення не спостерігається ознак пошкодження зразків, а коефіцієнт стійкості (відношення межі міцності зразків, що тверділи в агресивному середовищі до межі міцності одночасно випробуваних взірців, які тверділи у питній воді) більший ніж 0,85 за кожним із видів навантаження.

11.4 Обладнання для цементування свердловин

Для цементування свердловин використовують спеціальну техніку: змішувальні машини (рис. 11.10), насосні цементувальні агрегати (рис. 11.11), станцію контролю цементування (СКЦ), блок маніфольда, спеціальну ємність для змішування тампонажного розчину перед закачуванням у свердловину, цементувальну головку тощо. Цю техніку своєчасно доставляють на бурову і розміщують ближче до гирла свердловини. До початку цементування цементувальні насоси (рис. 11.11), які будуть закачувати рідину у свердловину, з'єднують трубопроводами з цементувальною головкою, яку вгвинчують у верхню муфту обсадної колони. Для прискорення обв'язки обладнання використовують спеціальний пересувний блок маніфольда (рис. 11.12), на якому розміщують комплект труб із швидкозмінними з'єднаннями і два колектори (напірний і роздавальний) для під'єднання ліній від насосів.

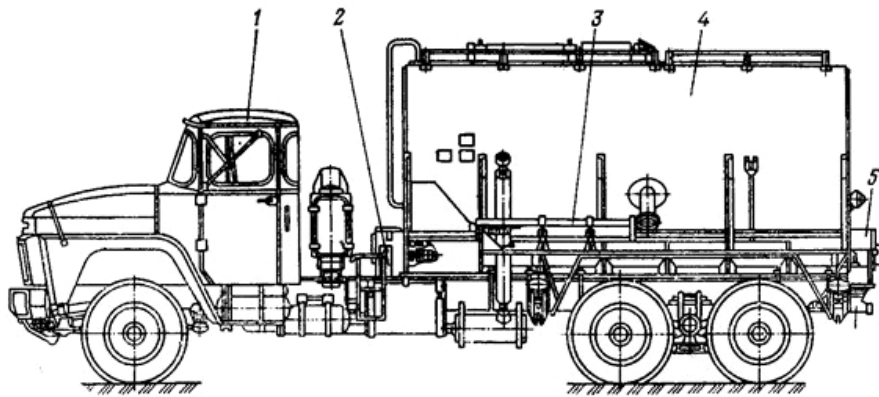


Рисунок 11.10 – Устаткування змішувальне У36–30:

- 1 – автошасі КрАЗ – 250; 2 – коробка відбору потужності;
3 – завантажувальний шнек; 4 – бункер; 5 – змішувальний пристрій;
6 – пристрій керування

Цементувальні агрегати призначені для закачування і протискування цементного розчину у свердловину, а також для подачі рідини у змішувальний пристрій цементозмішувальної машини під час приготування цементного розчину. Можливість подачі рідини для замішування розчину мають не всі типи агрегатів. Цементувальні агрегати переважно виготовляються самохідними і змонтовані на шасі вантажних автомобілів.

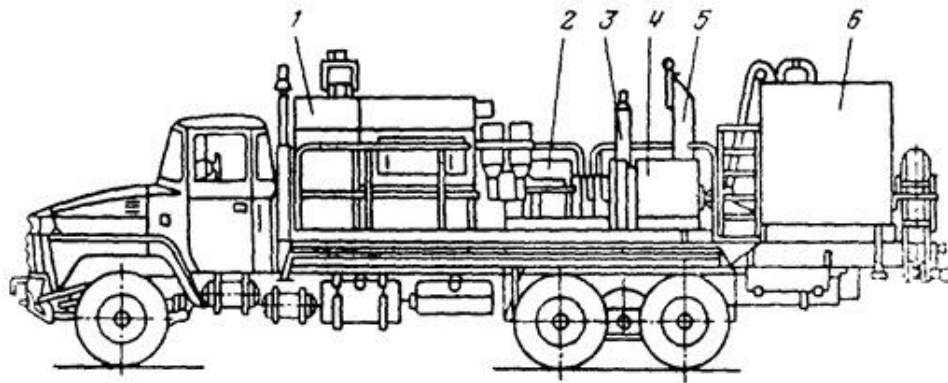


Рисунок 11.11 – Устаткування насосне УНБ1 – 400 × 40:

1 – силовий агрегат; 2 – коробка передач; 3 – маніфольд; 4 – насос;
5 – пульт управління; 6 – вимірний бак

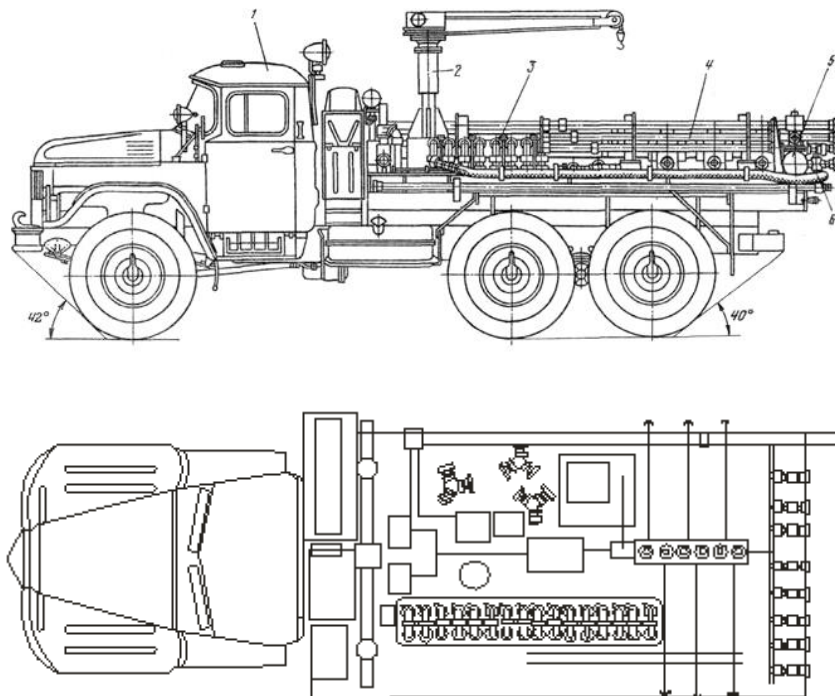


Рисунок 11.12 – Блок маніфольда 1БМ-700:

1 – автомобіль високої прохідності; 2 – поворотний кран; 3 – напірний комплект труб; 4 – напірний допоміжний трубопровід; 5 – роздавальний колектор; 6 – допоміжний шланг

Станція контролю і управління процесом цементування свердловин СКЦ-2М призначена для автоматичного контролю і реєстрації на гирлі свердловини основних технологічних параметрів: густини рідини, що закачується у свердловину, тиску нагнітання, миттєвої витрати і сумарного об'єму закачуваної рідини.

Самохідний блок маніфольда 1БМ-700 слугує для роздачі протискувальної рідини і рідини замішування агрегатом, а також для з'єднання напірних трубопроводів агрегатів із гирлом свердловини.

Контрольні запитання

1. Який процес називають цементуванням свердловини?
2. На які групи поділяються способи цементування свердловин?
3. Із якою метою проводиться первинне цементування свердловин?
4. Назвіть способи первинного цементування свердловин.
5. Які тампонажні матеріали використовують для цементування нафтових і газових свердловин?
6. Які бувають тампонажні цементы за густиною цементного тіста?
7. Які бувають тампонажні цементы за температурою застосування?
8. Які бувають тампонажні цементы I, II, і III типів за сульфатостійкістю?
9. Що називають водоцементним відношенням?
10. Якими параметрами характеризується рухомість цементного розчину?
11. Який параметр тампонажного матеріалу визначають з допомогою приладу Віка?
12. Від яких факторів залежить міцність цементного каменю?
13. З допомогою яких приладів визначають границю міцності у разі згину тампонажного каменю?
14. Що розуміють під проникністю тампонажного каменю?
15. Які фізичні явища належать до об'ємних змін тампонажного каменю?
16. В якому випадку цементний камінь вважають корозійно стійким?
17. Як оцінюють корозійну стійкість тампонажного каменю?
18. Яку техніку використовують для цементування свердловин?
19. Для чого призначені цементувальні агрегати?
20. Для чого призначена станція контролю і управління процесом цементування свердловин?
21. Для чого призначений самохідний блок маніфольда 1БМ-700?

12 РОЗКРИТТЯ, ВИПРОБУВАННЯ ТА ОСВОЄННЯ ПРОДУКТИВНИХ ГОРИЗОНТІВ

12.1 Вплив промивальної рідини на колекторські властивості продуктивного пласта

Промивальна рідина може суттєво вплинути на термін освоєння свердловини і величину припливу нафти або газу. Існує багато прикладів, коли свердловини, пробурені на неякісному, наприклад, хімічно необробленому глинистому розчині, не давали припливу нафти, хоча сусідні свердловини, пробурені з промиванням іншими рідинами, працювали з достатньо високими дебітами.

Проникнення у пласт промивальної рідини та її фільтрату веде до зміни насамперед структури порового простору і проникності пристовбурової зони. Ступінь цієї взаємодії залежить від низки чинників і зменшується у міру віддалення від свердловини. У гранулярному пласті всю ділянку, в яку проникла промивальна рідина та її фільтрат, умовно можна розділити на дві зони: зону кольматації і зону проникнення фільтрату.

Зона кольматації – це ділянка навколо свердловини, у пори якої проникли частинки дисперсної фази промивальної рідини. Її товщина залежить переважно від співвідношення гранулометричного складу промивальної рідини і структури порового простору, а також, імовірно, від перепаду тисків у період буріння і від тривалості дії промивальної рідини на породу.

Установлено, що коли діаметр пор d_p породи менший за потроєний діаметр d_c частинок твердої фази промивальної рідини ($d_p < 3d_c$), то на поверхні стінок свердловини утвориться фільтраційна кірка, і частинки майже не проникають у пласт.

Якщо $3d_c < d_p < 10d_c$, то частинки твердої фази проникають у породу неглибоко, закривають пори і створюють фільтраційну кірку у самій породі. Товщина такої зони дорівнює 1–2 см. Якщо $d_p > 10d_c$, то частинки проникають у пласт на декілька десятків сантиметрів і більше. У тріщинний колектор тверда фаза може проникати на дуже велику віддаль, іноді на десятки метрів від свердловини. Внаслідок часткового відфільтрування дисперсійного середовища з промивальної рідини на поверхні тріщин утворюється фільтраційна кірка.

Видалити з пласта промивальну рідину, фільтраційну кірку та інші частинки твердої фази під час освоєння вдається лише частково. Проникність зони кольматації у результаті проникнення дисперсної фази часто знижується у 10 разів і більше.

Вплив фільтрату промивальної рідини на колекторські властивості більш складний. По-перше, проникаючи у пласт, фільтрат рідини на водній основі зволожує породу. Часто у фільтраті містяться хімічні речовини, які сприяють збільшенню гідрофільності породи, а отже, кількості фізично

зв'язаної води. Це призводить до зменшення ефективного перерізу порових каналів і фазової проникності для нафти і газу.

По-друге, у продуктивних пластах є деяка кількість глинистих мінералів, які під впливом водного фільтрату гідратують і збільшуються в об'ємі, набухають, а це призводить до зменшення ефективного перерізу порових каналів, закриття деяких з них і зменшення проникності.

По-третє, проникаючи у продуктивний пласт, фільтрат відтісняє від свердловини пластову нафту (газ). Фільтрат має меншу в'язкість, ніж нафта, а тому, рухаючись поровими каналами і мікротріщинами, зустрічає менший гідравлічний опір і на деяких ділянках рухається швидше, ніж нафта. У пристовбуровій зоні утворюється суміш водного фільтрату і нафти, яка у порових каналах розділяється на крапельки фільтрату і нафти (емульсію). З утворенням емульсії гідравлічні опори фільтрації нафти до свердловини зростають, а фазова нафтопроникність зменшується.

По-четверте, у фільтраті містяться у розчиненому вигляді різні хімічні речовини. Деякі з них під час взаємодії з речовинами, що знаходяться у продуктивному пласті, можуть утворювати нерозчинні осади, внаслідок чого частина порових каналів може бути закрита, а переріз інших каналів – звужений.

Зниження проникності колектору під дією фільтрату промивальної рідини зазвичай значно менше, ніж внаслідок кольтатації частинами твердої фази. Проте глибина проникнення фільтрату у пласт у багато разів більша товщини зони кольтатації. Найінтенсивніше фільтрат проникає у пласт у період буріння і промивання свердловини.

Чим менша швидкість буріння, тим триваліша дія потоку промивальної рідини. Зі збільшенням тривалості дії і динамічної фільтрації зростає і радіус забруднення.

Дуже важливо не допускати значного забруднення продуктивних пластів у разі первинного їхнього розкриття, тому під час вибору промивальної рідини необхідно керуватись такими положеннями:

1. Під час розкриття не допускати значної репресії на продуктивний пласт; бажано підтримувати рівновагу між тисками у свердловині та пласті.

2. Використовувати для розкриття промивальну рідину без твердої фази, або з можливо меншим її вмістом. Бажано, щоб тверда фаза складалась з матеріалів, які здатні розчинятися у соляній або інших кислотах, що застосовуються для стимуляції припливу флюїду із пласта (крейда, вапняк, сидерит) або у пластових рідинах.

3. Фільтратовіддача промивальної рідини повинна бути мінімальною. У фільтраті не повинно бути компонентів, здатних у разі фізико-хімічних реакцій утворювати нерозчинні осади.

4. Промивальна рідина повинна бути низькотискотропною і мати низькі значення статичного напруження зсуву і реологічних показників.

5. Ступінь мінералізації і соляний склад фільтрату повинні бути близькими до складу пластових рідин.

З точки зору цих вимог промивальні рідини можна розмістити за ступенем підвищення забруднювального впливу на пласт: *газоподібні агенти < промивальні рідини на вуглеводневій основі < промивальні рідини на мінералізованій воді < промивальні рідини на прісній воді.*

12.2 Способи первинного розкриття продуктивних горизонтів

Під первинним розкриттям розуміють комплекс робіт, пов'язаний з розбурюванням продуктивного пласта, забезпеченням міцності і стійкості привибійної зони свердловини. Існує декілька способів розкриття продуктивних пластів. Вибір способу розкриття суттєво залежить від будови пласта, його колекторських властивостей, складу рідин і газів, які містяться у ньому, кількості продуктивних пропластків і коефіцієнтів аномальності пластових тисків.

У разі одного зі способів (рис. 12.1, а) первинне розкриття пласта розпочинають після того, як свердловина закріплена до його покрівлі експлуатаційною колоною і зацементована. Після розбурювання пласта стовбур свердловини залишають відкритим.

Цей спосіб має низку переваг:

- а) склад і властивості промивальної рідини можна вибирати з урахуванням особливостей лише цього пласта, що дозволяє звести до мінімуму небезпеку забруднення колектору;
- б) найбільша поверхня фільтрації пластового флюїду у свердловину;
- в) зменшується витрата обсадних труб і тампонажних матеріалів на кріплення свердловини;
- г) виключається небезпека забруднення продуктивного пласта тампонажним розчином;
- д) відпадає необхідність вторинного розкриття з метою сполучення стовбура свердловини з пластом.

Однак цей спосіб можна застосовувати лише у тому випадку, якщо продуктивний пласт складений стійкими породами, насичений тільки одним флюїдом (або нафтою, або газом), а колекторські властивості на його товщині змінюються незначно.

Другий спосіб первинного розкриття (рис. 12.1, б) відрізняється від попереднього тим, що стовбур свердловини у продуктивному пласті закріплюють спеціальним фільтром, який підвішують в обсадній колоні, але не цементують. Кільцевий простір між фільтром і колоною ізолюють пакером. Цей спосіб можна використовувати у тих випадках, коли продуктивний пласт складений недостатньо стійкими породами. Спосіб має ті ж переваги і обмеження, що і попередній. Порівняно з першим тут дещо більша витрата обсадних труб.

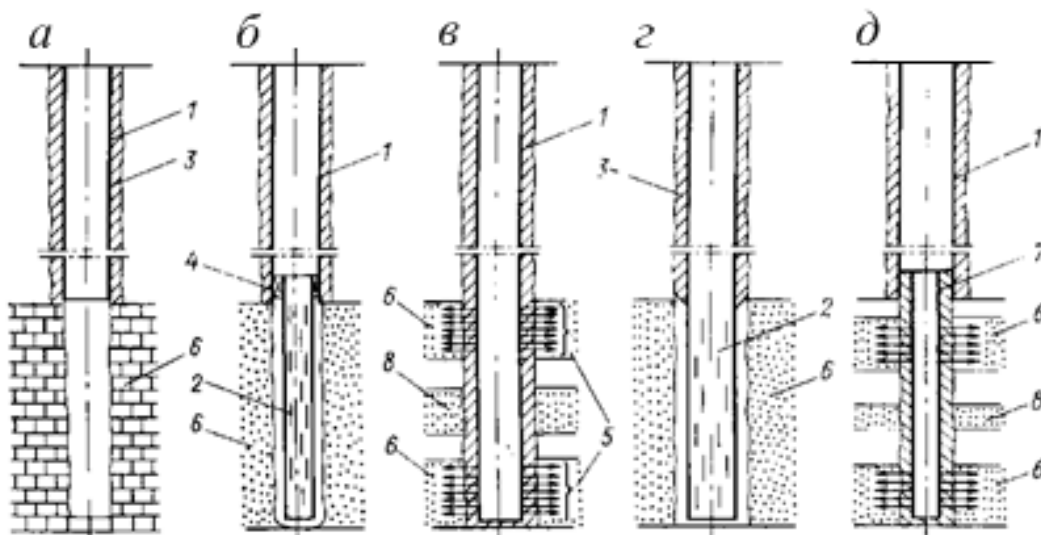


Рисунок 12.1 – Схема первинного розкриття продуктивних горизонтів:

1 – обсадна колона; 2 – фільтр; 3 – цементний камінь; 4 – пакер або підвісний пристрій; 5 – перфораційні отвори; 6 – продуктивний горизонт; 7 – потайна колона; 8 – водоносний горизонт

Найширше розповсюджений *третій спосіб*, показаний на рисунку 12.1, в. За цього способу продуктивний пласт розбурюють, не перекриваючи попередньо вищерозташовані породи обсадними трубами. Після розбурювання продуктивного пласта його закріплюють експлуатаційною колоною і цементують. Для сполучення внутрішньої порожнини обсадної колони з продуктивним пластом у колоні і цементному кільці пробивають отвори.

Спосіб має низку переваг:

а) дозволяє сполучати свердловину з будь-якою за товщиною ділянкою продуктивного пласта і одержувати приплив пластового флюїду лише з неї;

б) проводити спеціальну обробку цієї ділянки з метою покращення колекторських властивостей пристовбурової зони та інтенсифікації припливу з неї;

в) одночасно, але роздільно експлуатувати декілька ділянок пласта, які відрізняються між собою колекторськими властивостями, складом або властивостями рідин, що насичують їх.

Спосіб має і суттєві недоліки:

а) склад і густину промивальної рідини необхідно вибирати з урахуванням стійкості, коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тиску поглинання не лише продуктивних пластів, але й усієї товщі вищерозташованих порід, не перекритих попередньою обсадною колоною;

б) продуктивний пласт може суттєво забруднитися тампонажним розчином, оскільки надлишковий тиск під час цементування значно більший, ніж у разі буріння;

в) цей спосіб не забезпечує стійкості та цілісності незцементованих і слабозцементованих колекторів, а тому під дією депресії колектор

руйнується, і разом із пластовою рідиною у свердловину надходять продукти руйнування – пісок і тонші мулові частинки.

У деяких випадках, з метою запобігання забрудненню продуктивного пласта тампонажним розчином, застосовують *четвертий спосіб*, показаний на рис. 12.1, г. При цьому способом нижню частину експлуатаційної колони складають з фільтра, цементують свердловину манжетним способом вище покрівлі продуктивного пласта. Спосіб можна застосовувати у тих випадках, що і перші два. Склад і густину промивальної рідини вибирають так само, як і у разі третього способу.

У разі *п'ятого способу* (рис. 12.1, д) свердловину укріплюють обсадною колоною до покрівлі продуктивного пласта і заколонний простір цементують. Після розбурювання пласта свердловину закріплюють потайною колоною (хвостовиком), цементують і проводять вторинне розкриття так, як у разі третього способу.

Цей спосіб має переваги перших трьох. Хоч конструкція свердловини дещо ускладнюється, проте цей спосіб, очевидно, є для багатьох родовищ найраціональнішим з точки зору одержання найбільших дебітів нафти і освоєння свердловини в найкоротший термін.

Можуть використовуватись й інші способи розкриття продуктивних пластів залежно від гірничо-геологічних умов їхнього залягання та інших чинників.

12.3 Завдання і способи випробування перспективних горизонтів

Одним з найважливіших завдань під час буріння на нових або мало вивчених площах є виявлення усіх горизонтів, в яких вміщується нафта чи газ, оцінка промислових запасів вуглеводнів у них. Значною мірою задача вивчення нафтогазоносних горизонтів вирішується проведенням геофізичних досліджень. Проте кінцевий висновок про можливість одержання припливу нафти чи газу з того або іншого горизонту і промислової цінності покладу можна зробити лише на основі випробування об'єкта.

До завдань випробування перспективних горизонтів належить:

- одержання припливу пластового флюїду з цього об'єкта;
- відбір проби флюїду для проведення лабораторного аналізу;
- вимірювання початкового пластового тиску;
- оцінювання колекторських властивостей пласта;
- оцінювання ступеня забрудненості пристовбурової зони пласта;
- оцінювання продуктивності об'єкта;
- оцінювання можливих запасів вуглеводнів.

Конкретний обсяг завдань під час випробування того чи іншого горизонту залежить від призначення свердловини, перспективності об'єкта, способу випробування, стійкості порід у незакріпленій частині стовбура, складу і властивостей обладнання та апаратури, що є на озброєнні підприємства, кваліфікації інженерного персоналу та інших чинників.

Існує два способи випробування:

а) у процесі буріння, безпосередньо після розкриття перспективного горизонту – спосіб «зверху-вниз»;

б) після закінчення буріння і кріплення свердловини – спосіб «знизу-вверх».

Випробування у процесі буріння є найефективнішим, оскільки дозволяє одержати найвірогіднішу початкову інформацію про цей пласт, поки пристовбурова зона об'єкта ще суттєво не забруднена, а також помітно зменшити вартість свердловини завдяки тому, що:

а) якщо випробувані об'єкти є непродуктивними, то відпадає необхідність спуску і цементування обсадної колони для їхнього розмежування;

б) якщо непродуктивною є частина об'єктів, то відпадає необхідність їхнього детального випробування після закріплення свердловини, перфорації обсадної колони проти таких об'єктів, а також встановлення ізоляційних мостів на період випробування.

До випробування пластів лише після закінчення буріння свердловини і спуску обсадної колони варто вдаватися у крайніх випадках:

а) якщо породи надто нестійкі і ефективно випробування у процесі буріння неможливе через небезпеку прихоплювання випробувача або ненадійності розмежування цього об'єкта від інших проникних об'єктів і впливу тиску стовпа промивальної рідини у свердловині;

б) якщо апаратура непридатна для випробування цього об'єкта, наприклад, внаслідок надмірно високої пластової температури.

Для випробування об'єктів у процесі буріння використовують спеціальні апарати, які можна поділити на три групи:

а) апарати, які спускаються у свердловину на каротажному кабелі;

б) апарати, які спускаються в свердловину з допомогою бурильних труб – пластовипробувачі;

в) апарати, які спускають всередину колони бурильних труб безпосередньо перед початком випробування об'єкта.

Апарати першої і третьої груп доцільно використовувати як оперативні засоби для одержання первинної інформації про вміст флюїду у тому чи іншому об'єкті. Пластовипробувачі використовують насамперед на об'єктах, наявність нафти або газу в яких підтверджено даними оперативних методів і промислової геофізики. Їх також доцільно застосовувати у тих випадках, коли нема впевненості у достовірності даних промислової геофізики і оперативних способів випробування.

12.4 Принципова схема і основи технології випробування пласта пластовипробувачем

Для випробування об'єкта у свердловину через ротор (рис. 12.2) з допомогою колони бурильних труб опускають компоновку, до складу якої входять: циркуляційний клапан, замикальний клапан, пластовипробувач, яс,

безпечний замок, пакер, фільтр, опорна підшва і спеціальні перехідники для розміщення глибинних манометрів і термометрів.

Фільтр призначений для пропуску рідини з пласта у пластовипробувач у період випробування і для затримки порівняно великих частинок гірської породи пласта, які можуть вміщуватися у пластовій рідині.

Пакер призначений для герметичного розмежування об'єкта, що підлягає випробуванню, від решти частини свердловини.

Яс – це гідравлічний інструмент, з допомогою якого створюють додаткову ударну силу для полегшення звільнення нижніх вузлів пластовипробувача у випадку їх прихоплювання.

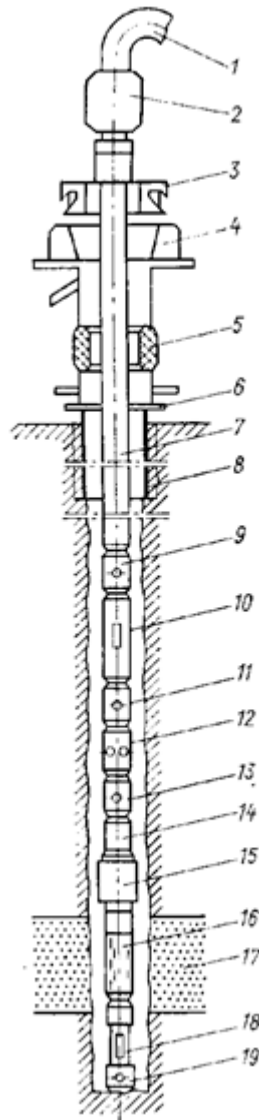


Рисунок 12.2 – Схема компоновки пластовипробувача:

- 1 – викидна лінія; 2 – вертлюжна головка; 3 – елеватор; 4 – ротор;
5 – превентор; 6 – колонна-головка; 7 – бурильні труби; 8 – обсадна колона;
9 – циркуляційний клапан; 10 – перехідник; 11 – замикальний клапан;
12 – пластовипробувач; 13 – яс; 14 – безпечний замок; 15 – пакер;
16 – фільтр; 17 – продуктивний пласт; 18 – перехідник; 19 – опорна підшва

Пластовипробувач – це основний вузол комплексу випробуваних інструментів (КВІ). До його складу входить:

а) *вирівнювальний (перепускний)* клапан, призначений для полегшення перетікання промивальної рідини, що витісняється пластовипробувачем під час спускання з підпакерного простору у надпакерний (у разі підйому – навпаки);

б) *головний або впускний клапан*, який запобігає надходженню промивальної рідини у порожнину колони бурильних труб у період спускання пластовипробувача у свердловину і підйому з неї, а також пропускає у цю порожнину пластову рідину у період випробування;

в) *гальмівна камера з поршнем* (або гідравлічне реле часу), яка призначена для затримки відкриття впускного клапана на деякий наперед заданий інтервал часу після створення на пластовипробувач осьового стискуючого навантаження;

г) *штуцер*, який слугує для обмеження швидкості припливу пластової рідини у період випробування та зменшення ударного навантаження на хвостовик у момент відкриття впускного клапана.

Безпечний замок дозволяє від'єднувати верхню частину компоновки, якщо навіть з допомогою яса не вдається звільнити пакер і фільтр.

Замикальний клапан призначений для припинення припливу пластової рідини у порожнину колони бурильних труб у разі закритого вирівнювального клапана.

Циркуляційний клапан дозволяє здійснювати промивання свердловини після завершення випробування і звільнення пакера, а також встановлення рідинних ванн у випадку прихоплювання бурильних труб.

Глибинні манометри і термометри призначені для реєстрації тиску і температури у період випробування. Рекомендується встановлювати декілька глибинних манометрів: під фільтром, у фільтрі, між головним і замикальним клапаном, над замикальним клапаном.

На верхній кінець бурильної колони після спускання нагвинчують *вертлюжну головку*, до якої приєднують викидну лінію, обладнану кранами високого тиску, пристроєм для відбору проб пластового флюїду і витратоміром. *Викидна лінія* слугує для відведення рідини, що витісняється із бурильних труб у спеціальну ємність, а газу – до факельного стояка для спалювання, а також для подачі промивальної рідини у бурильні труби насосом високого тиску.

Бурильну колону підвішують на талевій системі з допомогою елеватора. Її довжину розраховують так, щоб після установки підошви на вибій фільтр був розміщений навпроти досліджуваного об'єкта. Простір між бурильними трубами і обсадною колоною герметизують з допомогою превенторів, які змонтовані на колонній головці.

Під час спускання компоновки у свердловину впускний і циркуляційний клапани закриті, а замикальний і вирівнювальний – відкриті. Пакер знаходиться в розтягнутому стані, тому діаметр гумового елемента мінімальний, і він вільно проходить у свердловині. Внутрішню порожнину

бурильних труб під час спускання заповнюють водою або промивальною рідиною з таким розрахунком, щоб до моменту відкриття впускного клапана тиск у пластовипробувачі був менший за очікуваний пластовий на величину заданої депресії.

Посадкою бурильної колони на вибій розкривають пакер: гумові елементи притискаються до стінки свердловини. Одночасно закриваються отвори вирівнювального клапана, і підпакерна зона повністю ізолюється від надпакерної. Після цього відкривається впускний клапан випробувача, і внаслідок великої депресії починається приплив пластової рідини у підпакерну зону.

Звідти вона через отвори у фільтрі і впускний клапан надходить у бурильні труби.

Для регулювання часу відкриття впускного клапана гальмівний пристрій перед спуском заповнюють спеціальною високов'язкою рідиною і регулюють так, щоб впускний клапан відкрився не раніше ніж через 3–5 хв після розкриття пакера.

Процес випробування складається з декількох відкритих і закритих періодів. Протягом відкритого періоду пластова рідина надходить з об'єкта у бурильні труби через відкритий впускний клапан. Мета першого відкритого періоду полягає у тому, щоб одержати початковий приплив рідини і очистити пристовбурову зону від забруднення (його тривалість не менше 10 хв). Наступні відкриті періоди проводять з метою поширення ділянки пониженого тиску у глибину об'єкта, одержання припливу пластової рідини з віддаленої зони і реєстрації його інтенсивності. Обмежуються двома-трьома відкритими періодами тривалістю від 15 хв до 1 год і більше (другий період), а третій період повинен бути довшим за другий.

Інтенсивність припливу пластової рідини визначають за об'ємною швидкістю витіснення повітря (води) з бурильних труб, яку реєструють з допомогою витратоміра, встановленого на викидній лінії.

Відкритий період переривається закриттям замикального клапана. Протягом закритого періоду приплив рідини з об'єкта продовжується, але оскільки замикальний клапан закритий і рідина не може надходити у бурильні труби, то тиск у пластовипробувачі та підпакерній зоні швидко зростає і, якщо тривалість закритого періоду достатня, може вирівнятися до пластового.

Завдання закритих періодів – зареєструвати криві відновлення тиску (КВТ) у підпакерній зоні з тим, щоб використати їх разом із даними про інтенсивність припливу протягом відкритих періодів і результатів лабораторних аналізів пластової рідини для визначення колекторських властивостей об'єкта, прогнозних запасів вуглеводнів і промислової цінності. Тривалість першого закритого періоду у 3–5 разів більша за тривалість першого відкритого періоду. Тривалість кожного наступного закритого періоду повинна бути в 1–3 рази більшою тривалості попереднього відкритого періоду.

Щоб перервати закритий період і знову відкрити приплив з об'єкта у бурильні труби, необхідно відкрити замикальний клапан. Закривають і відкривають замикальний клапан прокручуванням колони бурильних труб на декілька обертів за годинниковою стрілкою з допомогою ротора.

Після закінчення випробування бурильні труби розтягують і знімають стискує навантаження з компоновки пластовипробувача. При цьому закривається впускний клапан випробувача і відкривається вирівнювальний клапан. Промивальна рідина з надпакерного простору свердловини перетікає у підпакерний, і тиск на гумовий елемент пакера знизу і зверху вирівнюється. Після цього додатковим натягом колони труб звільнюють пакер і пластовипробувач піднімають зі свердловини. Щойно у гирлі з'явиться труба, заповнена рідиною, підйом зупиняють, реєструють порядковий номер цієї труби (для розрахунку глибини рівня рідини у колоні у кінці випробувача), відкривають циркуляційний клапан і способом зворотної циркуляції витісняють рідину з труб у спеціальну ємність.

У процесі випробування відбирають деякий об'єм пластової рідини з допомогою спеціального пробовідбірника, який встановлюють у компоновці між впускним і замикальним клапанами. Рідина у пробовідбірнику зберігається під тим тиском, який був у кінці закритого періоду випробування (близьким до пластового).

Під час випробування глибинні манометри реєструють тиск в оточуючій їх рідині. На рисунку 12.3 показана діаграма, яку записує глибинний манометр, установлений у зоні фільтра.

У період спуску пластовипробувача у свердловину (відрізок 0–1) тиск зростає пропорційно глибині (ділянка *OA*); горизонтальні майданчики на цій ділянці кривої відповідають зупинці спуску для доливання рідини у колону труб.

У період пакерування і закриття вирівнювального клапана (ділянка *AB*) показання манометра дорівнюють тиску стовпа рідини у кільцевому просторі свердловини. У момент відкриття впускного клапана тиск у підпакерній зоні різко падає (ділянка *BB*), приблизно до тиску стовпа рідини у трубах (точка *B*); у результаті створеної депресії починається приплив рідини з випробуваного об'єкта (відрізок 2–3), тобто перший відкритий період випробування. Рідина з об'єкта через відкритий впускний клапан надходить у колону труб, тому рівень рідини у трубах і тиск стовпа поступово зростають (ділянка *BΓ*).

Ділянку *ΓД*, записану протягом першого закритого періоду (відрізок 3–4) випробування, називають *початковою кривою відновлення тиску*.

Тиск стовпа рідини у трубах у кінці першого відкритого періоду набагато менший пластового. Тому після відкриття замикального клапана тиск у підпакерній зоні різко падає (ділянка *ДЕ*) і починається другий відкритий період (відрізок 4–5), протягом якого рівень рідини у трубах і тиск поступово зростають (ділянка *ЕЖ*) внаслідок припливу з об'єкта випробування. Після повторного закриття замикального клапана (точка *Ж*) темп зростання тиску різко підвищується, і протягом другого закритого

періоду (відрізок 5–6) манометр записує нову криву відновлення тиску (ділянка *ЖІ*).

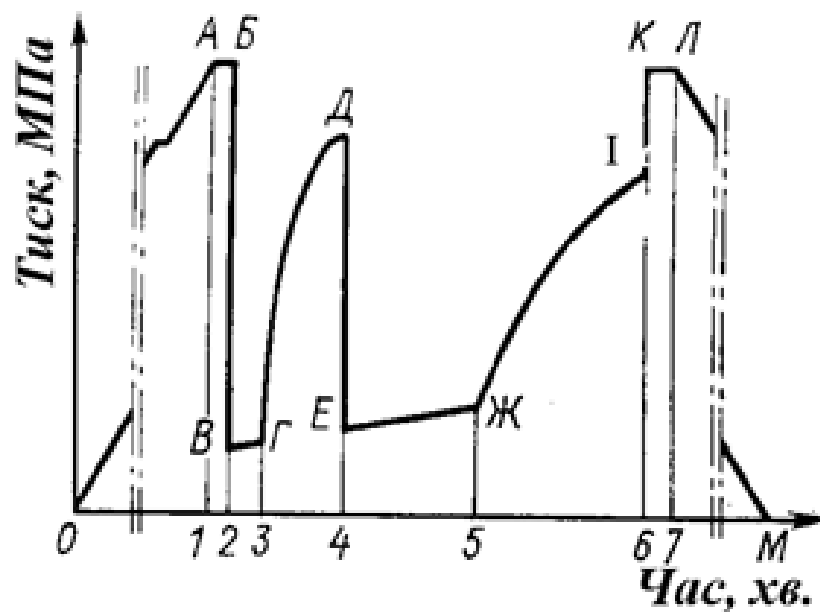


Рисунок 12.3 – Діаграма зміни тиску під час випробування пласта:

ОА – спуск КВІ у свердловину; АБ – посадка пакера; БВ – відкриття впускного клапана; ВГ – перший відкритий період випробування; точка Г – закриття замикального клапана; ГД – перший закритий період випробування або початкова крива відновлення тиску; ДЕ – відкриття замикального клапана; ЕЖ – другий відкритий період випробування; точка Ж – закриття замикального клапана; ЖІ – другий закритий період випробування або кінцева крива відновлення тиску; ІК – відкриття перепускного клапана; КЛ – звільнення пакера; ЛМ – підйом КВІ зі свердловини

Якщо обмежитися лише двома відкритими і двома закритими періодами, то криву *ЖІ* називають *кінцевою кривою відновлення тиску*. Темп відновлення тиску протягом другого закритого періоду менший, ніж у першому, оскільки під час другого відкритого періоду ділянка пониженого тиску поширюється об'єктом подалі від свердловини, ніж під час короткого першого відкритого періоду. На кінець другого закритого періоду у підпакерній зоні тиск нижчий (точка І), ніж у кінці першого закритого періоду (точка Д).

Після відкриття вирівнювального клапана промивальна рідина з надпакерного кільцевого простору перетікає у підпакерний, і головний манометр реєструє різке зростання тиску (ділянка *ІК*). Якщо рівень рідини у кільцевому просторі у період випробування знаходився на гирлі, то тиск у точці К практично дорівнює тиску у точці А перед початком пакерування. У період робіт для звільнення пакера тиск не змінюється (відрізок *КЛ*), а під час підйому пластовипробувача зі свердловини (відрізок *ЛМ*) поступово зменшується до атмосферного.

12.5 Інтерпретація результатів випробування з допомогою пластовипробувача

За крутизною кривої припливу у другому відкритому періоді можна оцінювати інтенсивність надходження рідини з пласта. Чим швидше зростає тиск у цей період, тим інтенсивніший приплив. Якщо манометр реєструє практично незмінний тиск, то це означає, що припливу немає.

Для визначення колекторських властивостей пласта за результатами другого закритого періоду використовують кінцеву криву відновлення тиску (крива ЖІ). Згідно з формулою Хорнера

$$P_{\text{пл}} - P_c = \frac{Q\eta}{4\pi kh} \ln \frac{t_{\text{п}} + \Delta t_{\text{в}}}{\Delta t_{\text{в}}}, \quad (12.1)$$

де $p_{\text{пл}}$ – пластовий тиск, Па;

p_c – тиск у свердловині на рівні середини пласта, Па;

Q – дебіт свердловини у разі вибійних умов, м³/с;

η – динамічна в'язкість рідини, Па·с;

k – абсолютна проникність, м²;

h – потужність пласта, м;

$t_{\text{п}}$ – тривалість припливу, с;

$\Delta t_{\text{в}}$ – тривалість відновлення тиску після припинення припливу, с.

Видно, що залежність

$$p_{\text{пл}} - p_c = f \left(\ln \frac{t_{\text{п}} + \Delta t_{\text{в}}}{\Delta t_{\text{в}}} \right) \quad (12.2)$$

є лінійною. Якщо знайти тангенс кута нахилу цієї прямої до осі абсцис

$$i = \frac{p_{\text{пл}} - p_c}{\ln \frac{t_{\text{п}} + \Delta t_{\text{в}}}{\Delta t_{\text{в}}}}, \quad (12.3)$$

використовуючи для цього криву відновлення тиску, а за даними витратоміра знайти середнє значення дебіту Q для другого відкритого періоду, то можна приблизно оцінити гідропровідність незабрудненої частини нафтоносного пласта:

$$\frac{kh}{\eta} = \frac{Q}{4\pi}. \quad (12.4)$$

Щоб знайти значення i , кінцеву криву відновлення тиску розбивають на декілька відрізків, що відповідають невеликим проміжкам часу $\Delta t_{\text{в}}$, і для кожного проміжку визначають середній тиск p_c . Ці дані заносять на напівлогарифмічну сітку координат і проводять пряму.

Фактичну гідропровідність з урахуванням можливого забруднення пристовбурової зони промивальною рідиною можна наближено визначити за формулою з використанням даних, одержаних під час другого відкритого періоду випробування:

$$\left(\frac{k_{\text{екв}} h}{\eta}\right)_{\phi} = \frac{Q \ln \frac{r_k}{r_c}}{2\pi(P_{\text{пл}} - P)_c}, \quad (12.5)$$

де r_k – радіус контуру живлення свердловини, м;

r_c – радіус свердловини, м.

Оцінити можливий ступінь забруднення пласта промивальною рідиною можна з допомогою коефіцієнта закупорювання пристовбурової зони або скін-ефекту (skin – шар).

Під коефіцієнтом закупорювання розуміють відношення потенційної гідропровідності до фактичної:

$$k_{\text{зак}} = \frac{\frac{kh}{\eta}}{\left(\frac{k_{\text{екв}} h}{\eta}\right)} = \frac{P_{\text{пл}} - P_c}{2 i \ln \frac{r_k}{r_c}}. \quad (12.6)$$

З формули (12.6) видно, що $\frac{k}{k_{\text{екв}}} = k_{\text{зак}}$.

Скін-ефект визначають за такою формулою:

$$Sk = \left(\frac{k}{k_{\text{екв}}} - 1\right) \ln \frac{r_k}{r_c} = (k_{\text{зак}} - 1) \ln \frac{r_k}{r_c}. \quad (12.7)$$

Під час обробки результатів випробування у формулах (12.5) і (12.6) замість $p_{\text{пл}}$ підставляють тиск p_d у кінці першого закритого періоду випробування, а замість p_c – тиск $p_{\text{ж}}$ у кінці другого відкритого періоду випробування.

12.6 Вторинне розкриття продуктивного пласта перфорацією

Для гідродинамічного зв'язку експлуатаційної колони з продуктивним пластом після затвердіння тампонажного розчину необхідно пробити достатню кількість отворів через обсадну колону, тампонажний камінь і кольматацийний шар. Операцію щодо створення таких отворів називають *вторинним розкриттям продуктивного пласта*.

Вторинне розкриття здійснюють з допомогою спеціальних апаратів, які називаються *перфораторами*. Застосовують такі види перфорації: кульова, торпедна, кумулятивна і гідропіскоструминна (гідроабразивна).

Координати ділянки, в якій повинні бути пробиті отвори, уточнюють за даними геофізичних досліджень, що проводяться перед спусканням колони. Для створення нормальних умов припливу пластового флюїду у свердловину щільність прострілу експлуатаційної колони стріляючими перфораторами (кульовими, кумулятивними, торпедними) повинна бути від 10-ти до 20-ти отворів на довжині 1 м. За один рейс, залежно від типорозміру перфоратора, можна простріляти від 2-х до 10-ти отворів на 1 м довжини. Тому перфоратор необхідно спускати у свердловину декілька разів.

Кульовий перфоратор – багатозарядний стріляючий пристрій, який спускається у свердловину на каротажному кабелі. Перфоратор складається з корпусу, стовбура з зарядом і кулею, електрозапалу та кабелю (одножильного

броньованого). З кульового перфоратора під час вибуху заряду утворювані гази (температура 3 000 °С, тиск 2 000 МПа) виштовхують кулю, яка пробиває обсадну трубу, цементний камінь і заглиблюється у породу.

Кульові перфоратори бувають селективної (розділювальної) та залпової дії (перфоратори-кулемети). Випускаються перфоратори і напівселективної дії.

Під час кульової перфорації в обсадній колоні, цементній оболонці і гірській породі утворюються тріщини. Виникнення тріщин у цементній оболонці і колоні може призвести до обводнення свердловини по заколонному простору водами із вище- або нижчерозташованих горизонтів. Утворення тріщин у породі необхідно розглядати як позитивний чинник, якщо немає небезпеки обводнення.

Найбільше поширення одержали кульові перфоратори типу ПБ2-100 і ПБ2-85, а також потужні перфоратори ПВН-90, у яких пробивна здатність вища, ніж у кумулятивних з аналогічними габаритними розмірами.

Торпедні перфоратори відрізняються від кульових тим, що вони стріляють снарядами, які розриваються у пласті.

Торпедування, як метод розкриття пластів, застосовується рідко. У деяких випадках його застосовували після проведення кумулятивної або кульової перфорації, якщо після них не одержали припливу або не досягли гідродинамічного зв'язку з пластом. Враховуючи те, що торпедування майже завжди призводить до руйнування обсадної колони і цементної оболонки, його вважають кінцевим засобом для одержання припливу із пласта. Після впровадження гідропіскоструминної перфорації описаний спосіб практично не застосовують.

Кумулятивна перфорація є ефективнішою. *Кумулятивні перфоратори* відрізняються застосуванням спеціально сформованих зарядів вибухової речовини. Принцип їх дії полягає у тому, що увігнута форма поверхні заряду створює ефект концентрації енергії завдяки спрямованому витоку продуктів вибуху (розжареного газу).

Кумулятивний перфоратор (рис. 12.4) складається з корпусу (1) (метал, пластмаса або скло), всередині якого розміщується основний заряд (2) (флегматизований гексоген), який вибухає від додаткового детонатора (3) (із чистого гексогену). Останній спрацьовує від детонувального шнура (4), який проходить крізь усю низку кумулятивних зарядів.

В основному заряді є кумулятивна виїмка (5), в якій під час вибуху формується спрямований струмінь із продуктів вибуху (показано стрілками). Для збільшення пробивної сили кумулятивна виїмка зверху вкрита шаром міді. Заряд ізольований від зовнішнього середовища скляною кришкою (6). Збудження детонації у детонувальному шнурі відбувається з допомогою вибухового патрона, який має електричний і проміжний детонатори. Вибуховий патрон спрацьовує від електричного імпульсу, який передається з поверхні через струмопідвідну жилу кабелю.

Кумулятивний заряд характеризується фокусною відстанню (відстань до найвищої пробивної здатності струменя). Висока пробивна здатність кумулятивних перфораторів забезпечується великою швидкістю струменя

(8–10 тис. м/с), яка у разі зустрічі з перешкодою розвиває тиск до 30 000 МПа і пропалює у ній отвір.

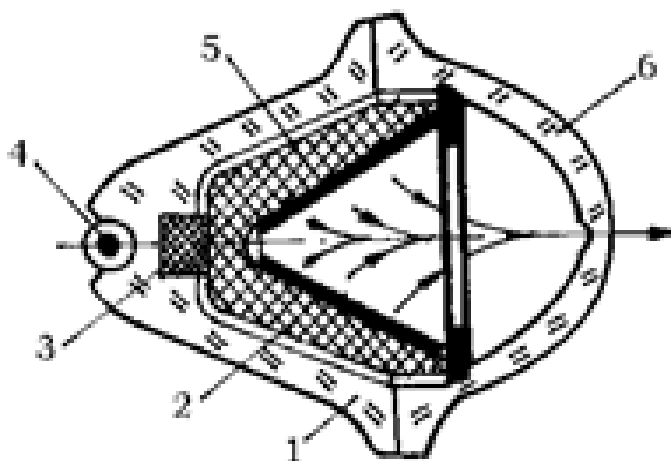


Рисунок 12.4 – Будова кумулятивного заряду:

1 – скляний корпус; 2 – основний заряд (шашка); 3 – додатковий детонатор; 4 – детонувальний шнур; 5 – кумулятивна виїмка, обкладена мідним шаром; 6 – скляна кришка

Кумулятивні перфоратори поділяються на корпусні і безкорпусні. Зі свого боку, корпусні діляться на перфоратори багаторазового використання (ПК) і одноразового використання (ПКО, ПИК). *Безкорпусні перфоратори* бувають такі, що частково руйнуються або стрічкові (ПКС) і такі, що повністю руйнуються. Останні бувають із незмінним діаметром (КПР) і такі, що розкриваються (ПКР).

Корпусні перфоратори сприймають ударну хвилю і забезпечують повне збереження від пошкоджень колони і цементного каменю. Безкорпусні перфоратори простіші, дешевші, легші, мають суцільний заряд, але часто у разі їхнього застосування появляються тріщини в обсадній колоні.

Під час кумулятивної перфорації у пласті пробиваються глибші канали, ніж у разі кульової. Основною вадою кумулятивної перфорації є спікання породи на стінках перфорованих отворів, що зменшує її проникність.

Перед перфорацією свердловину ретельно промивають і заповнюють промивальною рідиною, яка повинна задовольняти вимогам первинного розкриття пласта.

Гирло свердловини повинно бути герметизовано спеціальною засувкою високого тиску. Над гирлом під час підготовки до перфорації встановлюють спеціальний лубрикатор, який дозволяє проводити багаторазові спуски перфоратора в обсадну колону під тиском.

Гідроабразивна перфорація ґрунтується на використанні енергії струменя рідини, в якій змудена деяка кількість (50–100 кг/м³) високоабразивних частинок (діаметром 0,2–2,0 мм) кварцового піску. Щоб пробити отвір в обсадній колоні, цементному камені і гірській породі, струмина рідини у насадках повинна мати швидкість не менше 120–150 м/с. Перепад тиску у насадці досягає 15–20 МПа і більше. Як рідину-пісконосій

використовують системи, які не погіршують колекторських властивостей продуктивного пласта, але створюють протитиск, достатній для попередження припливу у свердловину пластової рідини у період робіт, пов'язаних із перфорацією. Такими рідинами можуть бути дегазована нафта, розчини на нафтовій основі, пластова вода, оброблена неіоногенною ПАР, водний розчин хлористого кальцію тощо.

З допомогою гідроабразивного перфоратора можна пробити отвори як круглого поперечного перерізу, так і горизонтальні (у разі повільного обертання перфоратора навколо вертикальної осі) або вертикальні (у разі повільного вертикального переміщення щілини). Гідроабразивна перфорація найефективніша з усіх відомих видів перфорації.

Гідроабразивна перфорація проводиться у разі безперервної циркуляції рідини. Після того, як кінетична енергія струменя витрачена, абразивновміщувальна рідина витікає з пробитого нею каналу в обсадну колону і видаляється на денну поверхню. При цьому деяка кількість піску осідає на вибій, тому після закінчення перфорації цей осад вимивають з обсадної колони зворотною циркуляцією.

Гідроабразивна перфорація є досить ефективним способом сполучення продуктивного пласта з експлуатаційною колоною. При цьому способі цементний камінь і обсадна колона не розтріскуються. Проте вартість гідроабразивної перфорації більша, ніж під час застосування стріляючих перфораторів. Для гідроабразивної перфорації необхідні насосні агрегати, піскозмішувальні машини, складна система обв'язки машин із гирлом, а також спеціальна бригада кваліфікованих працівників. Цей спосіб доцільно використовувати у тих випадках, коли продуктивний пласт перекритий двома і більше колонами, у разі малої проникності продуктивного пласта, у разі значного забруднення пристовбурової зони пласта у процесі буріння, за невдалих результатах після кумулятивної перфорації у тріщинних колекторах, під час розкриття пластів із високою температурою, за браком термостійких стріляючих перфораторів, а також перед проведенням гідророзриву пласта.

Таблиця 12.1 – Пробивна здатність перфорації

Вид перфорації	Довжина каналу, мм	Діаметр каналу, мм	
		у колоні	у трубі
Кульова	85	12,7	12,7
Кульова ПВН-90	145	20	20
Торпедна	100	22	22
Кумулятивна	275	14	12
Гідроабразивна	500	15	60

Область застосування перфораторів різних типів залежить від їхніх технічних характеристик. Кульові й торпедні перфоратори можна застосовувати за температури до 110 °С, тиску 50–80 МПа, а кумулятивні – за

температури 130–200 °С і тиску 60–120 МПа. Пробивна здатність стріляючих перфораторів залежить від міцності гірської породи, тиску середовища, густини і товщини шару між перфоратором і обсадною колоною. Пробивна здатність деяких видів перфорації наведена у таблиці 12.1.

12.7 Способи та основи технології освоєння свердловин

Під освоєнням розуміють комплекс робіт пов'язаний із викликом припливу рідини з продуктивного пласта, очищенням пристовбурової зони від забруднення і забезпеченням умов для одержання вищої продуктивності свердловини.

Основою усіх способів освоєння є зменшення тиску стовпа рідини у свердловині нижче пластового і створення депресії, достатньої для подолання опорів фільтрації пластової рідини. Зменшити протитиск на продуктивний пласт можна зменшенням густини і рівня рідини в експлуатаційній колоні. Величину депресії для одержання припливу вибирають залежно від типу колектору (гранулярний чи тріщинний), виду пластової рідини (нафта, газ, вода), стійкості колектору і колекторських властивостей пласта. У газових свердловинах з однаковим типом колектору величина депресії суттєво менша, ніж у нафтових. Для пластів, складених нестійкими породами, зниження тиску необхідно здійснювати плавно, щоб не допустити руйнування скелета колектору. Якщо пласт складений стійкими породами, то ефективнішим є різке зниження тиску.

Існує декілька способів досягти припливу з пласта.

Заміна важкої рідини на легшу. Якщо коефіцієнт аномальності пластового тиску значно більший одиниці, колекторські властивості пласта добрі і пристовбурова зона пласта мало забруднена, то часто буває достатньо замінити промивальну рідину, якою була заповнена колона перед перфорацією, на воду або нафту.

Для цього колону НКТ опускають майже до вибою, якщо продуктивний пласт складений стійкими породами, або приблизно до верхніх перфораційних отворів, якщо колектор не стійкий. Заміну рідини ведуть способом зворотного промивання: пересувним поршневым насосом у міжтрубний простір закачують рідину, густина якої менша, ніж густина промивальної рідини в експлуатаційній колоні. Ця легша рідина, заповнюючи міжтрубний простір, витісняє важчу рідину у насосно-компресорні труби (НКТ). При цьому тиск у насосах зростає. Він досягне максимуму у той момент, коли легка рідина підходить до підшви НКТ. Цей тиск не повинен перевищувати тиску опресування експлуатаційної колоні. З цієї умови і визначають допустиму глибину занурювання підшви НКТ під рівень промивальної рідини.

У процесі закачування легшої рідини необхідно стежити за показами манометрів і витратомірів. Якщо витрата рідини, що виходить зі свердловини, більша за витрату закачуваної рідини, то це початок припливу пластового флюїду. У випадку швидкого збільшення витрати на виході з

НКТ і падіння тиску у міжтрубному просторі вихідний потік спрямовують через лінію зі штуцером.

Якщо заміною важкої промивальної рідини на воду або дегазовану нафту не вдається одержати стійкий приплив із пласта, то застосовують методи стимулюючої дії на пласт або інші способи збільшення депресії.

Одним з таких методів є *заміна води або нафти газорідинною сумішшю*. Для цього до міжтрубного простору свердловини під'єднують поршневий насос (АН) і пересувний компресор. Після ретельного промивання свердловини регулюють витрату насоса так, щоб тиск у ньому був значно нижчим допустимого для компресора, а швидкість низхідного потоку була на рівні 0,8–1,0 м/с. Тоді вмикають компресор. Потік повітря, що нагнітається компресором, змішується в аераторі з потоком води, що подається насосом, і у міжтрубний простір знаходить газорідинна суміш. При цьому тиск у компресорі й насосі починає зростати і досягає максимуму у момент, коли суміш надійде до підшви НКТ. У міру просування газорідинної суміші колоною НКТ і витіснення негазованої води тиски у компресорі та насосі будуть знижуватись. Ступінь аерації (відношення об'єму повітря до об'єму води у суміші за атмосферного тиску) і статичний тиск у свердловині після закінчення одного-двох циклів циркуляції поступово змінюють так, щоб тиск у міжтрубному просторі на гирлі не перевищував допустимого для компресора.

Суттєвою вадою цього способу є необхідність підтримання великих витрат води і повітря. Значно скоротити витрату повітря і води і забезпечити ефективне зменшення тиску у свердловині можна у разі використання замість водоповітряної суміші двофазної піни. Такі піни готують на основі мінералізованої води (краще пластової з продуктивного горизонту), повітря і піноутворювальної ПАР.

Зниження тиску у свердловині здійснюють також з допомогою компресора. Цей метод застосовують, щоб спричинити приплив із пластів, складених стійкими, міцними породами. Для цього у міжтрубний простір пересувним компресором нагнітають повітря, яке відтісняє рідину вниз до підшви НКТ, а потім, потрапивши всередину НКТ, аерує рідину і витісняє її на денну поверхню. У міру насичення рідини повітрям густина і тиск її стовпа зменшуються, а після викидання кожної порції води з труб рівень рідини у свердловині падає. Після початку припливу рідини з пласта у свердловину компресор від'єднують.

Суттєвою вадою компресорного способу освоєння є великі коливання тиску. У разі різкого зниження тиску на пласт у момент викидання на денну поверхню чергових порцій рідини інтенсифікується приплив із пласта. Якщо колектор недостатньо стійкий, то різка інтенсифікація припливу може супроводжуватись руйнуванням скелета породи, винесенням у свердловину великої кількості піску і утворенням піщаного корка.

Після одержання припливу нафти або газу з пласта свердловина повинна протягом деякого часу попрацювати з можливо більшим дебітом, щоб із пристовбурової зони можна було видалити промивальну рідину,

фільтрат тощо. Дебіт при цьому регулюють так, щоб не допустити руйнування колектору. Періодично відбирають проби рідини, що витікає зі свердловини, з метою вивчення її складу і властивостей та контролю за вмістом у ній твердих частинок. У міру зменшення вмісту твердих частинок оцінюють хід очищення пристовбурової зони від забруднення.

Якщо не зважаючи на створення великої депресії дебіт свердловини залишається низьким або його немає, то застосовують різні способи стимулюючого впливу на пласт.

Існує багато різних методів стимулюючого впливу на пласт під час освоєння свердловини. Їх можна поділити на декілька груп:

- а) методи хімічного впливу на пласт;
- б) методи гідромеханічного впливу на пласт;
- в) методи теплового впливу на пласт;
- г) методи комбінованого впливу на пласт.

Хімічні методи впливу на привибійну зону пласта з метою спричинення та інтенсифікації припливу ґрунтовані на властивості хімічних речовин вступати у взаємодію з деякими гірськими породами, а також впливати на поверхневі і молекулярно-капілярні зв'язки твердих і рідких фаз у породах.

Найпоширенішими методами хімічного впливу на пласт є:

- а) солянокислотна обробка пласта, складеного карбонатними породами;
- б) обробка пласта складеного силікатними і глинистими породами, плавиковою (фтористоводневою) кислотою;
- в) обробка пласта розчинами ПАР;
- г) обробка пластів із використанням суміші перелічених вище речовин.

В останні роки все ширше застосовуються обробки пластів вуглекислою, сульфаміною, сірчаною та іншими кислотами і солянокислотні обробки із застосуванням інгібіторів гідратуутворення.

Хімічний вплив на пласт є найпоширенішим методом інтенсифікації припливу. Правильний вибір властивостей і параметрів промивальних рідин під час розкриття пластів значно скорочує об'єми хімічних обробок пласта під час освоєння і подальшої експлуатації свердловин.

До методів гідромеханічного впливу на пласт належать:

- а) вплив на пласт різких коливань тиску;
- б) гідророзрив пласта і гідроабразивна перфорація;
- в) дренавання пласта зрідженими газами.

Метод різких коливань тиску можна застосовувати для свердловин, які розкрили тріщинно-порові і порові колектори. Він ефективний у свердловинах, де після заміни промивальної рідини на воду не вдалося досягти припливу, а дослідження приймальності показує на брак або на наявність слабого зв'язку з пластом.

Суть методу полягає в багаторазовому створенні у привибійній зоні пласта надлишкового тиску з подальшим різким його зниженням.

Під час гідророзриву пласта у результаті гідромеханічного впливу на пласт через високі тиски, що створюються у привибійній зоні, утворюються

тріщини, які у багато разів підвищують проникність пласта. Для того, щоб тріщини не змикалися, їх закріплюють розклинувальним матеріалом.

У разі гідророзриву пласта можуть розкриватися наявні і створюватися нові тріщини.

Метод теплового впливу на пласт полягає у прогріванні привибійної зони додаванням різних термічних агентів. Такими агентами можуть бути рідкі і газоподібні теплоносії (нагріта нафта, вода, пара, нагріті гази тощо) або вибійні джерела тепла – електронагрівачі.

До методів комбінованого впливу на пласт належать:

- а) гідрокислотний розрив пласта;
- б) термохімічні і термокислотні обробки пласта;
- в) термохімічний вплив на пласт тощо.

Контрольні запитання

1. Які роботи розуміють під первинним розкриттям продуктивного пласта?
2. Від чого залежить вибір способу розкриття продуктивного пласта?
3. Який спосіб первинного розкриття продуктивного пласта найбільш розповсюджений?
4. Що належить до завдань випробування перспективних горизонтів?
5. Які існують способи випробування продуктивних горизонтів?
6. Яке випробування продуктивного пласта ефективніше у процесі буріння чи після закінчення буріння?
7. Які апарати використовують для випробування об'єктів у процесі буріння?
8. На яких об'єктах використовують пластовипробувачі?
9. Яким є призначення пакера під час випробування об'єктів у свердловині?
10. З допомогою яких апаратів здійснюється вторинне розкриття продуктивного пласта?
11. Які види перфорації застосовують у разі вторинного розкриття продуктивного пласта?
12. Що розуміють під освоєнням свердловини?
12. За яким принципом вибирають величину депресії для одержання припливу з пласта?
13. Якими методами стимулюють пласт під час освоєння свердловини?

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Білецький В. С. Історія та перспективи нафтогазовидобування / В. С. Білецький, Г. І. Гайко, В. М. Орловський. – Київ, 2019. – 302 с.
2. Технологія і техніка буріння. Узагальнююча довідкова книга / В. С. Войтенко, В. Г. Вітрик, Р. С. Яремійчук, Я. С. Яремійчук. – Львів – Київ, 2012. – 708 с.
3. Довідник з нафтогазової справи / [за ред. В. С. Бойко, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука]. – Львів, 1996. – 620 с.
4. Коцкулич Я. С. Буріння нафтових і газових свердловин / Я. С. Коцкулич, Я. М. Кочкодан. – Коломия, 1999. – С. 107–134.
5. Коцкулич Я. С. Бурові промивальні рідини / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак, М. М. Оринчак. – Івано-Франківськ, 2008. – С. 365–380.
6. Коцкулич Я. С. Бурові розчини : підручник / Я. С. Коцкулич, М. І. Оринчак. – Київ, 2007. – 497 с.
7. Орловський В. М. Буріння нафтових і газових свердловин / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. І. Сіренко. – Львів : Новий світ 2000, 2024. – 409 с.
8. Бурове і технологічне обладнання / В. М. Орловський, В. С. Білецький, В. Г. Вітрик, В. І. Сіренко. – Львів : Новий світ 2000, 2021. – 358 с.

Електронне навчальне видання

ОРЛОВСЬКИЙ Віталій Миколайович,
ХУДЯКОВ Ілля Олександрович

БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

КОНСПЕКТ ЛЕКЦІЙ

*(для здобувачів першого (бакалаврського) рівня вищої освіти
зі спеціальності 185 – Нафтогазова інженерія та технології, галузі знань
18 – Виробництво та технології)*

Відповідальний за випуск *О. В. Ромашко*

Редактор *Б. О. Хільська*

Комп'ютерне верстання *В. М. Орловський*

План 2025, поз. 275Л

Підп. до друку 27.01.2025. Формат 60 × 84/16.
Ум. друк. арк. 10,1

Видавець і виготовлювач:
Харківський національний університет
міського господарства імені О. М. Бекетова,
вул. Чорноглазівська, 17, Харків, 61002.
Електронна адреса: office@kname.edu.ua
Свідоцтво суб'єкта видавничої справи:
ДК № 8386 від 14.07.2025.