

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

**Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології**

## **ОСНОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН**

**Конспект лекцій  
для студентів спеціальності 103 Науки про Землю  
Ступінь вищої освіти – бакалавр**

**Полтава  
2021 рік**

**МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ  
НАЦІОНАЛЬНИЙ УНІВЕРСИТЕТ  
«ПОЛТАВСЬКА ПОЛІТЕХНІКА ІМЕНІ ЮРІЯ КОНДРАТЮКА»**

**Навчально-науковий інститут нафти і газу  
Кафедра буріння та геології**

## **ОСНОВИ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИН**

**Конспект лекцій  
для студентів спеціальності 103 Науки про Землю  
Ступінь вищої освіти – бакалавр**

**Полтава  
2021 рік**

**Основи буріння свердловин: конспект лекцій для студентів спеціальності 103 Науки про Землю. Ступінь вищої освіти – бакалавр. – Полтава: Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021 – 120 с., 39 рис., 3 табл.**

Автор: Ю.Л. Винников, докт. техн. наук, професор, професор кафедри буріння та геології

Відповідальний за випуск: М.О. Харченко, канд. техн. наук, доцент, завідувач кафедри буріння та геології

Рецензент: І.Г. Зезекало, докт. техн. наук, професор, професор кафедри нафтогазової інженерії та технологій

Затверджено науково-методичною радою Навчально-наукового інституту нафти і газу

Протокол від «01» 09.2021 року № 01

© Винников Ю.Л., 2021 рік

© НУ «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», 2021 рік

## Вступ

**Метою** вивчення студентами спеціальності 103 «Науки про Землю», ступінь вищої освіти – бакалавр, дисципліни «Основи буріння свердловин» є: надання студентам знань та навичок про буріння свердловин; формування у студентів досвіду застосування принципів буріння свердловин, основних понять про обладнання для буріння, свердловин і методики їх використання й функціонування; склад та можливості бригад з буріння, формування професійних компетенцій та техніко-технологічного мислення переважно для нафтогазової галузі.

**Завданням** вивчення цієї дисципліни є: вироблення у студентів умінь користуватися і складати плани, наряди і завдання до виконання буріння свердловин, застосовувати дані досліджень свердловин, методи контролю і моніторингу їх роботи в процесі буріння; навчити студентів отримувати дані досліджень свердловин, здійснювати управління технологічними процесами буріння, користуватися методиками і технологіями буріння свердловин, виконувати проектування і планування заходів з буріння свердловин.

У результаті вивчення навчальної дисципліни «Основи буріння свердловин» студент повинен

**знати:**

- вимог до підготовки й складання техніко-технологічних документів;
- принципи, види і методи буріння свердловин їх послідовність;
- обладнання, засоби, системи та інструмент для буріння свердловин;
- можливості й характеристики техніки для буріння свердловин;
- теоретичні основи буріння свердловин, технології проведення таких робіт;
- склад, обов'язки та можливості бригад з буріння свердловин.

**вміти:**

- користуватися геолого-промисловою, техніко-технологічною та інженерно-економічною інформацією, нормативними документами для оцінювання обсягу і результату буріння свердловинах;
- користуватися обладнанням для буріння свердловин і методиками їх проведення;
- виконувати буріння свердловин, систематизувати дані, проводити нескладні розрахунки за допомогою програмного забезпечення відповідно до обґрунтованих методів;
- користуватись даними гідродинамічних досліджень у процесі буріння;
- розв'язувати технологічні завдання в галузі буріння свердловин;
- проектувати і застосовувати сучасні технології буріння свердловин;
- виконувати розрахунки проектування бурових робіт для оцінки їх ефективності;
- застосовувати типові методики виконання технологічних операцій буріння свердловин;
- вибирати необхідне обладнання, інструменти для проведення буріння свердловин.

## 1. Основні поняття з буріння свердловин

**Буріння** – це процес утворення в гірській породі виробки круглого перерізу шляхом руйнування породи механічним способом. При цьому породу руйнують діями з поверхні без присутності людей у виробці.

Початок свердловини називають *гурлом (устям)*, а її дно – *вибоєм*. Свердловина може мати один *ствол (стовбур)* або також і його відгалуження, тобто кілька додаткових стволів.

Для свердловини характерна значна довжина за малого діаметру. У разі діаметра свердловини в кілька десятків міліметрів, її називають *шпуром*.

За її діаметра в сотні міліметрів – це вже власне *свердловина*.

Якщо ж її діаметр досягає метрів, то це вже *шахта*.

Буріння свердловин найчастіше застосовують для наступних **процесів**:

- видобування нафти, газу;
- видобування питної води;
- видобування мінеральної води та солених розчинів;
- закачування та відбирання газу і нафти у підземні сховища;
- вентиляційних стволів, прокладання повітряних проводів і кабелів при шахтному видобутку твердих корисних копалин;
- дегазації вугільних пластів у шахтах, гасіння в них пожеж, порятунку шахтарів;
- заморожування водоносних (зокрема, й пливунів) шарів ґрунтів і порід при улаштуванні метрополітенів та шахт;
- інженерно-геологічних і гідрогеологічних вишукувань для різних видів будівництва;
- подавання повітря в пласт і відведення горючих газів при підземній газифікації вугілля, подавання повітря та розплавлення сірки в геотехнологічних процесах у гірництві;
- видобуванні пари на геотермальних електростанціях;
- закачуванні пари при шахтному видобуванні нафти;
- ліквідації газових і нафтових фонтанів;
- вивчення геологічної будови Землі та проведення геофізичної сейсмічної зйомки;
- закачування відходів виробництва у глибокі пласти;
- випробування атомних зарядів і т. ін.

У гірництві в цілому, й у нафтогазовій галузі зокрема, **свердловини за призначенням** зазвичай поділяють на:

- *структурно пошукові* – для дослідження тектоніки, стратиграфії, літології та для оцінювання можливої продуктивності окремих горизонтів;

Найчастіше їх бурять на відносно невеликі глибини (до 3000 м) з відбиранням великої кількості кернів;

– *параметричні чи опорні* – розвідувальні свердловини, котрі, зазвичай, бурять на великі глибини у мало вивченому районі для оцінювання його геологічної будови чи нової (більш глибокої) частини розрізу. При цьому відбирають багато кернів, які надалі детально досліджують;

– *пошукові й розвідувальні* – для пошуку певних продуктивних горизонтів, які вже вивчені параметричними та опорними свердловинами, та виявлення в них родовищ газу й нафти;

– *експлуатаційні* – для видобування газу, нафти й конденсату;

– *нагнітальні* – для закачування в продуктивні горизонти води, повітря та газу з метою збільшення видобутку нафти і конденсату;

– *п'єзометричні* – для контролю за рухом контуру нафтогазоносності й тиску в пласті (тому їх влаштовують на контурі родовища);

– *контрольні* – для контролю за станом вищерозташованих шарів (пластів) щодо відсутності перетоку газу.

**Способи буріння свердловин** звичайно поділяють на:

– *ударний* – породу руйнують ударами долота за вибоєм (долото періодично повертають для створення круглого поперечного перерізу свердловини, а зруйновану породу вимивають чи у вигляді суспензії вичерпують желонкою зі свердловини. Слід зауважити, що ударний спосіб при бурінні свердловин на нафту та газ вже практично не застосовують;

– *обертювий* – найбільш популярний спосіб буріння який має два різновиди, як-то:

– *ротюрий* (долото обертається з допомогою бурюльних труб, а сам привід (ротюр) розміщено на земній поверхні);

– з використанням *вибійних двигунів* (долото обертається двигуном, розміщеним на кінці бурюльної колони; через те, що в якості двигуну застосовують турбобури (які приводяться в рух бурювим розчином, що подається на вибій до турбіни через бурюльні труби), цей різновид ще має назву *турбінне буріння*).

В якості вибійного двигуна можуть застосовувати й *гвинтові двигуни*, які також приводяться в рух бурювим розчином, котрий проходить через двигун порціями. Як вибійний двигун застосовують й *електробур*, струм до якого подають через кабель, прокладений усередині бурюльних труб.

Певні перспективи мають також і різновиди буріння: *гідромоніторне* – породу руйнують струменем промивної рідини; *вибухове* – породу руйнують вибуховими зарядами, які подають на вибій свердловини через бурюльні труби; *термічне* – породу плавлять полум'ям палива та окислювача, котрі подають на вибій свердловини.

Також свердловини класифікують **за профілем ствола (стовбура)** на:

– *вертикальні* – відхилення вибою від проекції гирла на горизонтальну площину не перевищує 5% від глибини свердловини;

– *похилі* – вибій свердловини зміщується від проекції устя на горизонтальну площину на значну відстань (наприклад, 300 – 2000 м);

– *горизонтальні* – частину своєї довжини свердловина проходить у продуктивному пласті. При цьому кут нахилу цієї ділянки свердловини досягає 80 – 90°, а відхилення вибою від проекції гирла на горизонтальну площину – від десятків метрів до десяти кілометрів;

– *багатовибійні (розгалужені)* – коли продуктивний пласт розкривають однією свердловиною, але у різних точках за рахунок розгалуження ствола. Ці свердловини можуть розкривати декілька продуктивних пластів й експлуатувати їх окремо, не з'єднуючи між собою;

– *багаторядні* – коли в одну свердловину спускають кілька паралельних колон для експлуатації різних пластів.

За розміщенням гирла свердловин на земній поверхні буріння поділяють на:

– так зване *кущове* – з однієї ділянки бурять декілька свердловин (наприклад, коли бурять з насипних острівців або морських платформ у важкодоступних місцях, на болотах і морі, тощо);

– *двохстовбурне* – одним верстатом одночасно бурять дві свердловини (з однієї – труби підіймають, а в другу – спускають).

Зазвичай виділяють наступні **етапи буріння свердловин**:

– *проекування* – за виданим замовником завданням, що містить основні параметри свердловини, як-то: стратиграфічний розріз; її глибина; конструкція; умови буріння; тип бурового верстата і т. ін. При цьому в геологічній частині проекту наводять будову родовища, стратиграфічний і літологічний розріз свердловини, глибини залягання газоносних, нафтоносних, водоносних, горизонтів, пластові тиски в них, тиски розриву порід, інтервали різних ускладнень, тощо. У технічній частині проекту обґрунтовують технологію буріння, бурові розчини, заходи з попередження аварій та ускладнень, перелік обладнання, контрольно-вимірювальні прилади і т. ін. Також розробляють проект з охорони навколишнього середовища, зокрема, заходи з попередження його забруднення, методи утилізації вибуреної породи та відпрацьованої води. Якщо водозабезпечення об'єкту планують зі спеціальної свердловини, то на неї також складають і затверджують проект. До речі, проект можливо розробляти й на групу однакових свердловин;

– *вежобудівельні роботи*;

– *підготовчі роботи до буріння* – включає, зокрема, наступні складові: оснастка талевої системи талевим канатом; монтування бурового інструменту та пристроїв; буріння під шурф для розміщення ведучої труби; встановлення шахтного направлення; перевіряння роботи цього обладнання;

– *буріння свердловини* – містить такі операції з:

– *проходки*: власне буріння свердловини (збирається компоновка низу з обважнених бурильних труб, калібрувальних і центрувальних елементів); нарощування бурильної колони наступною бурильною трубою; підйом і спуск бурильних труб;

- *допоміжних робіт*: геофізичних досліджень свердловини; профілактики (наприклад, промивання та проробка свердловини, обробка бурового розчину, перевірка стану бурильних труб, їх заміна, заміна бурового обладнання, тощо);
- *окремих робіт* – ремонт бурового обладнання;
- *кріплення свердловини* – підготовка свердловини до спуску обсадної колони, спуск колони, її цементування, обладнання її устя противикидним обладнанням;
- *ліквідація ускладнень* (не обов'язкові, але, на жаль, досить розповсюджені операції) – наприклад, ліквідація поглинань розчину, нафтогазопроявлень, обвалів стінок;
- *ліквідація аварій та простої* (також не обов'язкові, але достатньо характерні операції);
- можливе *випробування розкритих горизонтів*.

Буріння завершують викиданням на містки бурильного інструменту, яким розбурювали залишки цементу в експлуатаційні колоні та підготовкою свердловини до розкриття в обсадній колоні продуктивного горизонту.

– *освоєння свердловини* – у розвідувальних свердловинах випробовують всі перспективні горизонти, а в експлуатаційних – лише проектний, а в разі негативних результатів випробовують інші горизонти. При цьому експлуатаційні горизонти звичайно насичують відповідним підземним обладнанням;

– *демонтаж бурового обладнання* – демонтаж бурового верстату та рекультивація земельної ділянки.

## 2. Буріння та спуско-підіймальні операції

Буріння свердловини здійснюють буровим верстатом. *Буровий верстат* – це великий комплект обладнання різного призначення.

Зокрема, такий верстат для буріння свердловин на глибину 4000 – 5000 м має масу 600 – 1500 т. Бурові верстати класифікують в залежності від глибини буріння та вантажопідйомності на 11 класів.

Вантажопідйомність верстата першого класу – 800 кН, його призначено для проходження свердловини на глибину до 1250 м. Верстат же одинадцятого класу призначено для буріння на глибину 12500 м, його вантажопідйомність – 8000 кН. Відповідно потужність приводу механізмів коливається від 500 до 4000 кВт.

*Схему установки для буріння глибоких свердловин* (роторним і турбінним способами, з використанням електробура) подано на рис. 2.1. Такий *буровий верстат містить наступні основні складові*.

*Бурова вежа* звичайно висотою 41 – 53 м і відповідної вантажопідйомності. Її монтують на основі висотою 5 – 8 м для розміщення під підлогою противикидного обладнання, яким герметизують свердловину в разі її аварійного фонтанування. На вежі монтують помости, одні чи два, залежно від її висоти. Помости – це робоче місце верхового робітника під час опускання та піднімання інструменту. Вежі бувають баштові та А - подібні.

*Талева система* – кронблок, який знаходиться на верху вежі, талевий блок, який рухається на талевій линві всередині вежі, та гак. Ця система оснащується талевою линвою. Чим більша вага бурильної колони, тим більша й оснастка для буріння.

*Гак* сприймає вагу колони та забезпечує повертання колони бурильних труб без повертання талевого блоку. При бурінні та промивці на гаку підвішують *вертлюг*, а при спуско-підіймальних операціях на стропах – елеватор. Вертлюг забезпечує повертання бурового інструменту без повертання талевої системи та прокачування бурового розчину в бурильні труби. До вертлюга буровий розчин подають через буровий шланг, а виводять через ведучу (квадратну) штангу в бурильну трубу, що приєднують до вертлюга.

На основі вишки (рівень підлоги бурової) монтують *ротор* для передачі обертання від горизонтального вала приводу бурового верстата через ведучу штангу на бурильну колону, спущена в свердловину. Момент передається за допомогою ланцюгової чи карданної передачі.

При спуско-підіймальних операціях на гак підвішують *елеватори*, які захоплюють бурильну колону за верхній кінець. Вони бувають корпусними і клиновими. Корпусні елеватори утримують бурильну трубу після їх закриття на бурильній трубі.

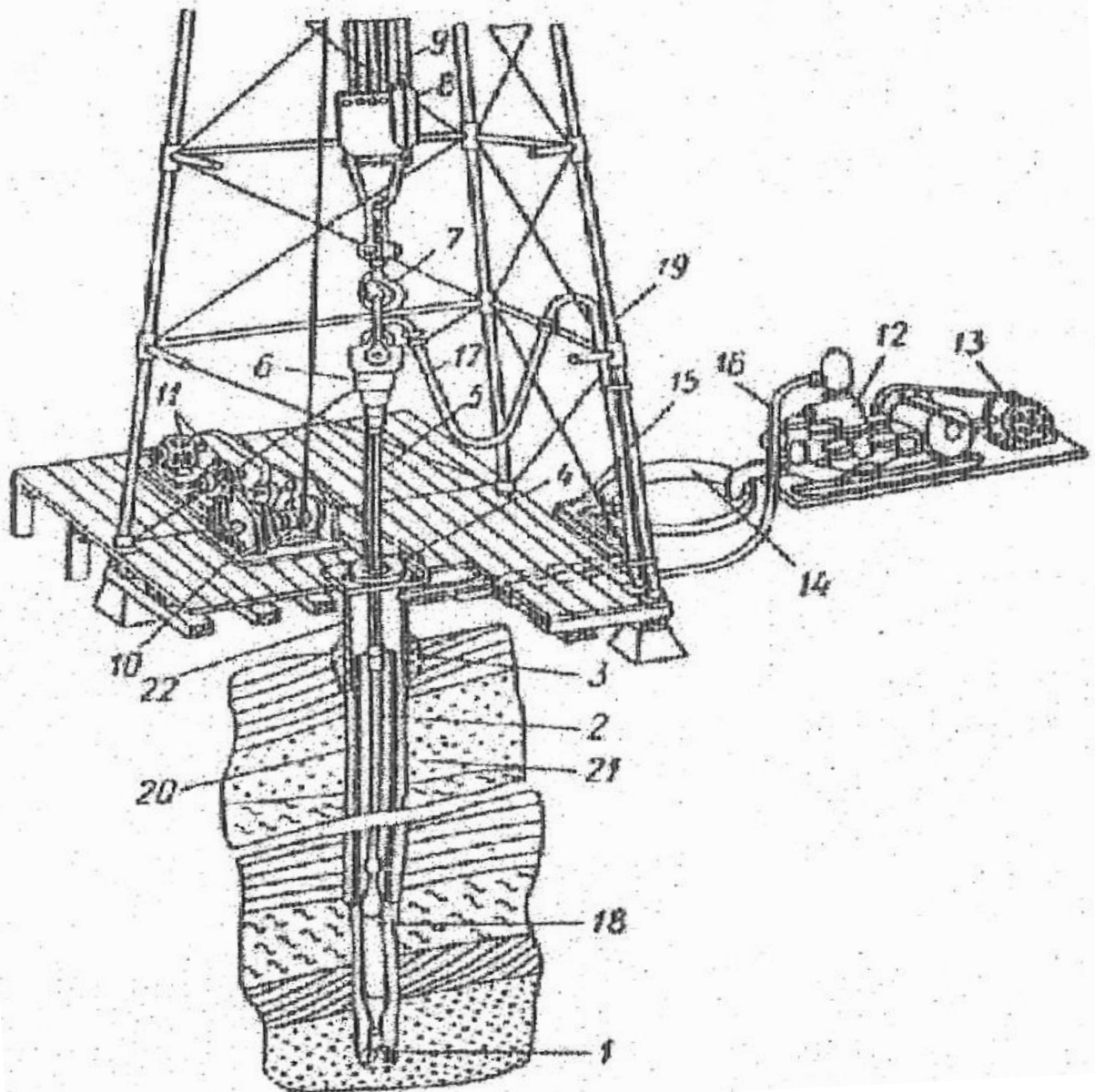


Рис. 2.1 – Схема установки для буріння глибоких свердловин (роторним і турбінним способами при застосуванні електробура):

1 – долото; 2 – бурильні труби; 3 – спеціальний перевідник; 4 – ротор; 5 – ведуча труба; 6 – вертлюг; 7 – гак; 8 – талевий блок; 9 – талевий канат; 10 – лебідка; 11 – двигуни лебідки та ротора; 12 – буровий насос; 13 – двигун насоса; 14 – приймальна ємність; 15 – жолоби; 16 – трубопровід-маніфольд; 17 – буровий шланг; 18 – вибійний двигун (при роторному бурінні не встановлюють); 19 – вишка; 20 – обсадні труби; 21 – цементна оболонка навколо обсадних труб; 22 – шахтове направлення

Талева система рухається в буровій вежі за допомогою *бурової лебідки*. Талева лину намотують на барабан при тяговому зусиллі 200 – 300 кН. Лебідка обладнана потужною гальмівною системою, яка складається з двох гальмівних стрічок із гальмівними колодками. Крім того для полегшення гальмування лебідка обладнується *гідродинамічним (гідроматом)* або *електромагнітним гальмом*. Це гальмо вмикають при спуску важкої бурильної

колони, зменшує швидкість спуску й полегшує гальмування колони основним гальмом.

Для попередження випадкового затягування талевого блоку в кронблок, на вежі монтують *протизатягувач*, який від'єднує привід лебідки та включає пневматичне гальмо лебідки без участі бурильника при переміщенні талевого блоку за допустимі межі. Лебідка має коробку передач, що дозволяє регулювати швидкість підйому в залежності від ваги бурильного інструменту. На окремі, більш високій, передачі підіймають порожній елеватор.

Буровий розчин у бурильні труби подають *буровими насосами* через трубопроводи – *маніфольдом бурової та буровий шланг*. Робочий тиск бурових насосів – 25 – 30 МПа. Потужність бурових насосів 500 і більше кВт.

Після виходу зі свердловини, буровий розчин рухається у *жолобній системі* до приймальних чанів бурових насосів. При цьому за допомогою *відстійників, вібросит, гідроциклонів, муловідділювачів і центрифуг* його очищують від вибуреної породи, дегазують у *дегазаторах*, тобто видаляють повітря та газ.

Біля жолобів монтують також *глиномішалку* для приготування бурового розчину та хімреагентів, *фрезерний млин або гідрострумний перемішувач* для додавання в розчин сухих матеріалів (обважнювачів чи реагентів). Тут же розташовано *місткості для рідких реагентів*, які додають до розчину.

Основні механізми верстата (лебідка, ротор, бурові насоси) приводять в рух *двигунами внутрішнього згорання* (дизелями), які спарені клиновими пасами, ланцюговими передачами, чи *електромоторами*. Більшість механізмів управляється з допомогою пневматичної системи.

Буровий верстат додатково комплектують допоміжною електростанцією, насосами для перекачування води, реагентів, палива й побутовими приміщеннями.

Буровий верстат укомплектовано допоміжною лебідкою для переміщення вантажів у буровій. Для розкріплення, розгвинчування та згвинчування різьб бурильної колони служать *машинні ключі* та механічні ключі із пневматичним або електричним приводом. Лебідку також обладнано *автоматом подачі долота*.

Перед буровою розміщують містки та стелажі для бурильних і обсадних труб.

Роботи з переміщення вантажів на містках механізовано з допомогою крана. Для буріння в складних умовах, особливо похилих та горизонтальних свердловин використовують *верхній привід бурильного інструменту*. Він дозволяє постійно повертати бурильну колону в процесі спуску та підйому, скорочувати час на нарощування інструменту. Його підвішують на гаку талевої системи замість вертлюга, він рухається за направляючими у буровій вежі, має гідравлічний привід.

У сучасних бурових верстатах усі механізми приводяться до дії гідравлічними двигунами.

*Для буріння на морі використовують різні типи бурових верстатів.*

- *занурені* – платформа яких опирається на дно;
- *бурові баржі* – бурове обладнання розміщено на баржі;
- *напівзанурені* – частина основи занурена, а частина – над водою;
- *тендерні* – на дно спирається лише частина верстату із вежею, а решта обладнання – на баржі;
- *самопідйомні* – спираються висувними опорами на дно моря;
- *бурові судна* – обладнання розміщено на кораблі, але жорсткий зв'язок з дном моря відсутній (корабель утримують над точкою буріння відповідною системою гребних гвинтів).

*Для контролю процесу буріння буровий верстат комплектують контрольно-вимірними приладами:*

- ваги бурильної колони, що показують вагу бурильної колони та натяг струни линви, закріпленій до основи бурової;
- манометри, якими контролюють тиск на насосах;
- геолого-технічні станції, які фіксують: навантаження на крюку; крутильний момент на роторі; тиск на насосах; крутильний момент на машинному ключі; рівень розчину в приймальних чанах; витрати розчину на вході у свердловину; витрати розчину на виході зі свердловини; осьове навантаження на долото; швидкість буріння; число обертів ротора; температуру бурового розчину на виході зі свердловини; склад вибуреної породи, яка виходить зі свердловини; склад газу, що виноситься на поверхню розчином.

***Процес буріння свердловини.*** Гірські породи руйнують долотами. Процес буріння починають з нагвинчування долота на ведучу трубу. По мірі руйнування породи, долото подають вниз. При бурінні перших метрів витримують, щоб квадрат знаходився строго вертикально, не лягав убік (щоб свердловина не відхилилася). Для вертикального забурювання свердловини необхідно вертикально встановлювати направляючу трубу (направлення), строго горизонтально й за центром монтувати ротор.

По мірі поглиблення збирають проектне компонування низу бурильної колони. Над долотом установлюють обважені бурильні труби (з товщиною стінки 30 – 70 мм збільшеного діаметра). У процесі буріння слідкують за вагою колони (відповідно й за постійним навантаженням на долото), тиском на насосах (його зниження може свідчити про погіршення роботи насосів або відсутність щільності колони), моментом обертання ротора (характеризує спрацювання долота та поведінку свердловини).

При бурінні постійно очищують буровий розчин від породи, розчин дегазують, контролюють його параметри. При відхиленні параметрів розчину від норми, до розчину додають відповідні хімічні добавки, що регулюють ці параметри відповідним чином.

Після поглиблення свердловини на довжину квадрату, збільшують довжину бурильної колони – це, так зване, *нарощування*. Для цього виймають квадрат із свердловини, розвантажують бурильну колону на ротор, відгвинчують квадрат. Квадрат кладуть у шурф (невелику допоміжну свердловину, пробурену на довжину квадрата, в яку спущені відповідні обсадні труби і в яку цей квадрат з вертлюгом опускають на період піднімання чи опускання бурильних труб). Потім з містків чи із-за пальця вежі беруть бурильну трубу (так звану, «одиначку») кладуть її в елеватор, піднімають, зтягуючи її в бурову, нагвинчують на труби, що вже спущені в свердловину, знімають колону з ротора й опускають вниз, розвантажують на ротор і знову нагвинчують квадрат. Якщо бурять швидко, то нарощування ведуть кількома одиначками чи «свічами» (які стоять у буровій вежі). При цьому слід мати квадрат відповідної довжини (так званий, *здвоєний*).

По закінченні роботи долотом, свердловину промивають протягом циклу. Цикл – це час необхідний для того, щоб буровий розчин з поверхні досяг вибою та знову піднявся на поверхню.

***Спуско-підіймальні операції.*** Бурильну колону доводиться періодично переважно внаслідок спрацювання долота (яке слід замінити) піднімати й спускати. Це виконують не трубами одиначками, а свічами, які встановлюють за палець, вертикально, у вежі. Свіча містить кілька одиначок – труб, а довжина свічі залежить від висоти вежі. При висоті вежі 41 м довжина свічі складає 25 – 27 м, вона складається з трьох труб по 9 м або з двох труб по 12 м. При висоті вежі 53 м, довжина свічі – 35 – 37 м.

Свічу піднімають зі свердловини, розвантажують колону на ротор. При цьому розвантажують не повністю, а залишають на крюку вагу бурильної свічі. У крюка є пружина, вантажопідйомність якої дещо вища за вагу однієї свічі. Різьбу розкріпляють, при необхідності, машинними ключами, і розгвинчують механічними ключами. При цьому, як тільки різьба розгвинтиться, свіча пружиною гака піднімається, різьба виходить із зачеплення й менше спрацьовується. Виключення складає випадок, коли свічі піднімають з розчином, який на встигає опуститися вниз по трубах в свердловині. Тоді зі свічі виливається розчин. Це називається *підйом із сифоном*. У цьому випадку свічу розвантажують повністю. Перед тим, як підняти свічу з різьби, на свічу одягають спеціальну юбку, яка не дозволяє розлитися буровому розчину. Під час спуску, елеватор піднімають до верху свічі, кладуть свічу в елеватор, закривають його, піднімають свічу, очищують і змащують різьбу і вставляють її у різьбу спущеної колони. При цьому, бажано, не розвантажувати всю вагу свічі, для легшого згвинчування різьби.

При підніманні й опусканні колони контролюють вагу колони на гаку (за індикатором ваги) для попередження прихоплень, рух інструменту, обладнання, робітників, тощо. При підйомі бувають зтяжки (збільшення ваги колони), а при спуску посадки (зменшення ваги колони). При підніманні труби

очищують від бурового розчину, а свердловину заповнюють буровим розчином, не допускаючи її спорожнення.

Звичайно *бурова вахта* складається з *бурильника*, який працює за гальмом лебідки, двох *помічників бурильника*, які працюють внизу біля ротора. При довжині свічі 35 м є два, а при довжині свічі 25 м – один помічник бурильника – *верхові*, які працюють на верхніх і нижніх помостах вишки. *Моторист і його помічник* обслуговують двигуни, а на електропривідних бурових замість них працює один *електрик*. Тобто вахта складається з 7 – 8 робітників. Відбирає взірці шламу та фіксує параметри бурового розчину *лаборант-колектор*. Крім того, обладнання обслуговують один або два *слюсарі* та *старший моторист*.

Буровою, за звичай, керують два *бурових майстри*, які знаходяться на буровій і вирішують оперативно всі питання, та *начальник бурової*, який працює в одну зміну та виконує відповідальні операції.

### 3. Види бурових доліт. Бурильна колона та її елементи

*Долота* за способом руйнування гірської породи при бурінні свердловини зазвичай класифікують на такі типи:

– *ріжучі* – безперервно взаємодіють із вибоєм, зрізуючи шар породи при обертанні на вибої з навантаженням. Приклади: долота лопатеві; долота з алмазними пластинами;

– *сколюючі* – в яких породоруйнівні елементи діють на породу періодично, проникаючи в неї та сколюючи за рахунок певного проковзування вибоєм. Приклади: долота шарошкові (зуби ковзають вибоєм за рахунок зміщення осей шарошок відносно центру долота та зміни конусності шарошки за її довжиною); долота одношарошкові;

– *подрібнюючі* – в яких зуби впливають на породу ритмічними ударами, заглиблюючись в неї, чи руйнують породу без помітного заглиблення за рахунок багаторазових ударів. Приклади: долота шарошкові долота (в яких шарошки перекочуються за вибоєм без проковзування, а їх вісь проходить через центр свердловини);

– *стираючі (мікроріжучі)* – які руйнують породу шляхом тертя. Приклади: так звані, алмазні долота (з дрібних алмазів, рівномірно розподілених у сплаві).

За площею дії на вибій **долота** класифікують на:

– для буріння суцільним вибоєм;

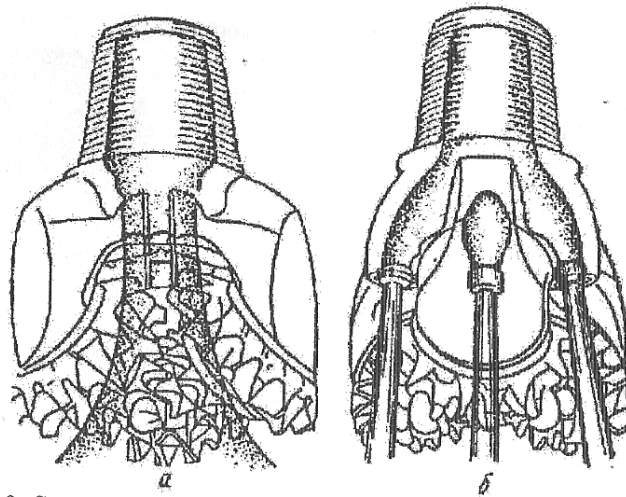
– для відбирання керну – руйнують вибій не за всією площею, створюючи кільцеву виробку та залишаючи незруйнований керн у центрі свердловини.

Найширше використовують долота для буріння суцільним вибоєм. Колонкові долота чи коронки використовують для вибору зразків породи з продуктивних горизонтів для підтвердження їх продуктивності, визначення параметрів пласта (зокрема, пористості та проникливості), за якими підраховують запаси покладу й складають проект розробки.

**Види бурових доліт.** Лопатеві долота бувають двох і трьох лопатей, Лопаті підігнуті з кутом різання  $70 - 85^\circ$ . З горизонталлю лопаті утворюють кут  $5 - 10^\circ$  до центру свердловини. Для розбурювання цементу в обсадних колонах використовують піскоподібні долота з прямими лопатями. Ріжучі пруги доліт армують наплавленням їх твердим сплавом. Зараз лопатеві долота для буріння використовують рідко, іноді для розбурювання в'язких глинистих прошарків за відсутності шарошкових доліт. Переважно їх ефективно застосовують для розбурювання цементу в експлуатаційних колонах.

*Шарошкові долота* для буріння суцільним вибоєм виготовляють одно-, дво-, трьох і чотирьох шарошкові (за числом шарошок). З них зараз найбільш популярні – тришарошкові долота.

На рис. 3.1 показано *схеми руху потоку промивної рідини через трьохшарошкові долота* при звичайній і гідромоніторній промивках свердловини.



**Рис. 3.1 – Схеми руху потоку промивної рідини через трьохрошкові долота при звичайній (а) та гідромоніторній (б) промивках свердловини**

За оснащення шарошкові долота класифікують на долота:

- з фрезованим зубом;
- озброєні твердосплавними вставками;
- з комбінованим озброєнням.

За конструкцією корпусу долота поділяють на:

- корпусні, у яких лапи приварюють до одного корпусу;
- безкорпусні, у яких лапи зварюють між собою й утворюють корпус.

Розрізняють **деталі тришарошкового долота**:

- *основний конус* – конічна поверхня шарошки, яка примикає до вершини;
- *зворотний (тильний) конус* – конус, що контактує зі стінкою свердловини.
- *додатковий конус* – поверхня, що примикає до зворотного конусу шарошки;
- *основа (торець) шарошки* – поверхня, що примикає до зворотного конусу;
- *цапфа* – частина лапи, на якій монтують елементи опори долота;
- *лапа* – частина долота, яка складається з власне лапи та цапфи;
- *секція долота* – лапа долота в зборі з шарошкою;
- *дашок лапи* – частина лапи долота, що виступає за цапфу долота;
- *спинка (ребро) лапи* – виступ на бічній зовнішній поверхні лапи;
- *палець* – стрижень, який утримує від випадання кульки замка опори шарошки.

*Порядкові номери шарошок:*

- I – шарошка з найдовшим конусом;
- II – наступна, якщо дивитися на шарошки, за годинниковою стрілкою.
- III – наступна, за годинниковою стрілкою, дивлячись на шарошки.

Долота виготовляють стандартизованих діаметрів від 46 мм до 508 мм, 40 розмірів. За стандартом Американського нафтового інституту долота виготовляють діаметром від 85.7 мм до 711.2 мм, 55 розмірів.

**Основні конструктивні елементи, від яких залежить ефективність роботи долота, є:**

- озброєння долота;
- стійкість опори;
- попередження втрати діаметру;
- система промивання (промивки).

*За типом озброєння шарошкові долота бувають:*

- долота з фрезованим зубом;
- долота озброєні твердосплавними вставками;
- долота з комбінованим озброєнням.

*Залежно від типу породи, для якої призначено долото, зуби виготовляють різної форми:*

– для м'яких порід зуби – високі, з малим кутом загострення. Відповідно вони рідко розміщені на шарошці. Шарошки виготовляють зі зміщенням їх осі відносно осі долота, що спричиняє їх проковзування за вибоєм;

– для твердих порід зуби долота – меншого розміру, більш густо розміщені на шарошці. Долота виготовляють без зміщення осей.

Фрезований зуб долота має бути твердим, не спрацьовуватися при терті за породою і не бути крихким, добре сприймати ударні навантаження. У процесі роботи зуб не повинен притуплюватися. Для підвищення міцності зубів внутрішню частину зубка виготовляють з в'язкого матеріалу, а на зовнішню поверхню наплавають твердий сплав. Тип сплаву та товщина наплавлення бувають різною в різних частинах зуба.

Долота з твердосплавними зубами залежно від міцності породи армують твердосплавними зубами різної форми (див. рис. 3.2).



**Рис. 3.2 – Форми зубців доліт**

Зубки бувають затесаними з двох боків під кутом  $40^\circ$  для м'яких порід і під кутом  $90^\circ$  – для більш твердих. Зубки можуть мати загострену конусоподібну форму для розбурювання м'яких відкладів. Для міцних і дуже міцних порід вони мають сферичну головку, Форма зубів, призначених для армування від утрати долотом діаметру, – циліндрична. Їх діаметр – 3,08 – 16,14 мм. Їх розмір зубка залежить від розміру долота та типу породи.

Висота зуба та його виліт над тілом шарошки різні. Для м'яких порід зубки більшої висоти й більше виступають над тілом шарошки, а для твердих меншої висоти і менше виступають (для збільшення стійкості зубків на сколювання та більш ефективного руйнування породи). Загальна висота зубка – 4,8 – 23,6 мм.

*Збільшення стійкості опори* досягають за рахунок наступних заходів:

- ущільнення опори і наповнення опори мастилом;
- заміна радіальних підшипників кочення на опори ковзання;
- встановлення додаткових осьових опор ковзання;
- заміна кулькового замка шарошок на пружні кільця;
- удосконалення конструкції ущільнень долота й підбір матеріалів (метал, пластик, їх комбінація);
- зменшення тертя в опорах (знижує їх температуру при роботі).

Орієнтовна стійкість доліт з неуцільненою опорою – 12 – 18 годин, з ущільненою роликовою опорою – 14 – 26 годин, а з ущільненою опорою ковзання – 70 – 300 годин.

*Попередження втрати діаметру долота* досягають шляхом застосування таких заходів:

- у доліт із фрезованим зубом посиленним армуванням твердим сплавом периферійних зубів;
- Т-подібної форми периферійних зубів;
- армуванням твердосплавними вставками, розміщеними між фрезерованими зубами на периферійному ряді:
- армуванням периферійного вінця твердосплавними вставками;
- армування тильного боку шарошки циліндричними твердосплавними вставками;
- армування тильного боку шарошки циліндричними твердосплавними вставками покритими алмазами;
- армування нижньої частини лапи наплавленням твердим сплавом;
- армування нижньої частини лапи твердосплавними вставками та вставками покритими алмазами;
- виготовлення лап з потовщенням і армування цього потовщення твердосплавними вставками чи вставками покритими алмазами.

Завданням *системи промивки долота* є виділення з вибою зразу після відколювання долотом частинок породи, але при цьому шарошки заважають сруміню бурового розчину. Розрізняють дві *схеми промивки в долоті*:

– *центральна* – розчин через центральні отвори чи щілини та насадки подають на шарошки й омиває їх (недосконала промивка, порода може накопичуватись на вибої, тому долото працює не за породою, а у в'язкій масі породи та розчину);

– *гідромоніторна (бічна)* – розчин за насадками, розміщеними між шарошками, потужним струменем подають на вибій (промивка за цією схемою більш якісно очищує вибій, але все одно повністю не очищує вибій).

Гідромоніторну систему промивки вдосконалюють за рахунок:

- розміщення насадок на відповідних надставках для наближення гідромоніторних насадок до вибою;
- використання видовжених насадок з ефективною гідравлічною формою;
- розміщення насадок під певним кутом до вибою для направлення потоку розчину під шарошки;

– ексцентричного розміщення насадок, використання насадок різного діаметра для зміщення потоку та направлення його під шарошки.

*Класифікацію шарошкових доліт подану в табл. 3.1.*

**Таблиця 3.1 – Класифікація шарошкових доліт (за ДСТ 20692-75)**

Тип долота	Область застосування	Серія за IADC	Тип за IADC
М	Буріння м'яких порід	1	1 – 2
МС	Буріння м'яких порід з прошарками порід середньої твердості	1	3 – 4
С	Буріння порід середньої твердості	2	1 – 2
СТ	Буріння порід середньої твердості з прошарками твердих порід	2	3 – 4
Т	Буріння твердих порід	3	1 – 4
ОМЗ	Буріння дуже м'яких абразивних порід	4	1 – 4
МЗ	Буріння м'яких абразивних порід	5	1 – 2
МСЗ	Буріння м'яких абразивних порід з прошарками порід середньої твердості	5	3
СЗ	Буріння абразивних порід середньої твердості	5	4
ТЗ	Буріння абразивних твердих порід	6	1 – 2
ТКЗ	Буріння твердих абразивних порід з прошарками міцних	6	3 – 4
К	Буріння міцних порід	7	1 – 4
ОК	Буріння дуже міцних порід	8	1 – 4

*У позначенні типу доліт решта букв мають наступне значення*

Ц	Долота з центральною промивкою
Г	Долота з гідромоніторною промивкою
П	Долота з центральною продувкою повітрям
ПГ	Долота для буріння з продувкою вибою повітрям через бічні гідромоніторні насадки
В	Опора шарошок виготовлена на підшипниках кочення
Н	Опора має один радіальний підшипник ковзання, а решта кочення
А	Опора має два і більше підшипників ковзання
У	Опора герметична, масло наповнена

**Експлуатація доліт.** Долото спускають обережно, а через звужені місця ще й повільно, щоб не пошкодити калібрувальну поверхню долота. Особливо обережно пропускають долото через такі місця: забурювання другого

стовбуру; знаходження відхилювачів; з уступами; превентори; гирлове устаткування; башмак обсадної колони. За необхідності пророблення стовбура долото підіймають над вибоєм у вільну зону та промивають свердловину. Пророблення ведуть з числом обертів приблизно 1 об/сек і навантаження не більш 20 кН.

У м'яких або пластичних породах *момент* може вказувати на те, що долото вже знаходиться на вибої. У таких породах буріння можна вести за показниками моментоміру. Частота обертання у м'яких породах може бути високою, а навантаження може мінятися для збереження постійного моменту. Постійну величину моменту підтримують при бурінні в сланцях та інших однорідних породах. Наявність прошарків веде до зміни моменту.

У пісках момент може збільшуватись. Тоді знижують осьове навантаження.

При наявності вібрації можна продовжувати роботу при прийнятній механічній швидкості та невеликій амплітуді коливань. Вібрацію можна зменшити за рахунок зниження навантаження й збільшення числа обертів.

Висока *швидкість обертання долота* може призвести до передчасного виходу з ладу опори долота й поломки зубів. Число обертів обмежують станом бурильної колони й привода ротору. Оптимальною є швидкість, яка забезпечує максимальну механічну швидкість без ускладнень. Якщо в м'яких породах збільшення числа обертів викликає відповідне збільшення механічної швидкості, то в більш твердих може викликати зворотній ефект. Збільшення числа обертів збільшує температуру долота за рахунок тертя в опорах, особливо в опорах ковзання, що негативно впливає на працездатність долота.

Виділяють основні *причини підйому долота*:

- закупорювання насадок;
- виникнення сальника на долоті;
- буріння більш твердих прошарків;
- втрата насадки;
- ушкодження озброєння долота;
- ушкодження опори й ущільнення;
- спрацювання шарошkových доліт.

***Вибір типу долота залежить від цілого ряду чинників:***

- типу розбурюваної породи,;
- либини свердловини;
- способу буріння;
- наявності тих чи інших ускладнень;
- виду буріння (вертикальний чи похилий);
- можливостей бурового верстату за вибором відповідних режимів буріння;
- кваліфікації бурової бригади.

Слід враховувати високу вартість долот, орієнтовно, – від тисячі до 50 тисяч доларів. Питома вага витрат на долота у вартості свердловини в США займають 1,6 – 2,6%, а у Україні – до 10%.

*Ефективність одного типу долота порівняно з іншим оцінюють за величиною, так званої, рейсової швидкості та вартості одного метра проходки.* Рейсову швидкість розраховують за виразом

$$V_p = \frac{h}{T_b + T_{cno}}, \quad (3.1)$$

а вартість 1 м проходки оцінюють за формулою

$$C = \frac{C_d + C_v(T_b + T_{cno})}{h}, \quad (3.2)$$

де  $h$  – проходка за рейс у м;  $T_b$  – час механічного буріння долотом, год.;  $T_{cno}$  – час спуско-підймальних операцій, год.;  $C_d$  – вартість долота, грн.;  $C_v$  – вартість роботи верстату протягом однієї години, грн.

На малих глибинах звичайно використовують долота, які забезпечують максимальну механічну швидкість, а на великих глибинах – долота з високою стійкістю опори та озброєння.

**Алмазні долота.** Алмази – це кристали вуглецю. Питома вага алмазів 3170 – 3550 кг/м<sup>3</sup>. Маса алмазів вимірюється у каратах. *Карат дорівнює 0,2 г.* Уміст алмазів у 1 м<sup>3</sup> алмазоносної руди складає всього 1 – 2 карата.

Діаметр алмазних доліт приймають на 1,5 – 2,5 мм менше від діаметра шарошкового долота, інакше алмазне долото важко пропустити в стовбур, пройдений шарошковим долотом. Допуски за діаметром для алмазних доліт менші, ніж для шарошкових.

*Алмазні долота забезпечують високу проходку за рейс і механічну швидкість, але значно дорожчі за шарошкові.*

Алмазні долота добре апробовано для похилого буріння вибійними двигунами.

Алмазні долота виготовляють шляхом вставлення алмазів у *матрицю долота*. Матриця – це частина корпусу долота, у яку вставляють алмази шляхом спікання матеріалу. Великі алмази розміщують на поверхні матриці за певною схемою. У долотах для твердих порід, так званих, імпрегнованих долотах, алмази розміщують рівномірно, за усім об'ємом алмазного шару, що покриває поверхню долота.

Матрицю виготовляють з вольфраму, титана, ванадію, хрому й бору, але найчастіше – з вольфраму з добавкою 5 – 20 % кобальту, який служить в'язучою речовиною. Твердість матриці по Роквеллу складає: нормальної 25 – 35; твердої 35 – 45; дуже твердої – 50 – 60.

Чим міцніша, більш абразивна, грубозерниста порода, тим більшої твердості потрібна матриця. Чим міцніша порода, тим на меншу висоту алмази повинні виступати з матриці. Якщо матриця зношується швидше алмазів, то алмази повинні виступати із матриці не більш 1/3 висоти. При більшому виході алмазів, або їх спіканні за рахунок нагріву під час роботи, випаданні алмазів й утраті діаметра, роботу долотом припиняють. Використання алмазів повинне бути не більш 40 %.

Твердість алмазів залежить від їх орієнтації в долоті (різні грані мають різну твердість). У долоті повинні бути алмази однакової працездатності. Для більш твердих порід звичайно беруть більш дрібні алмази.

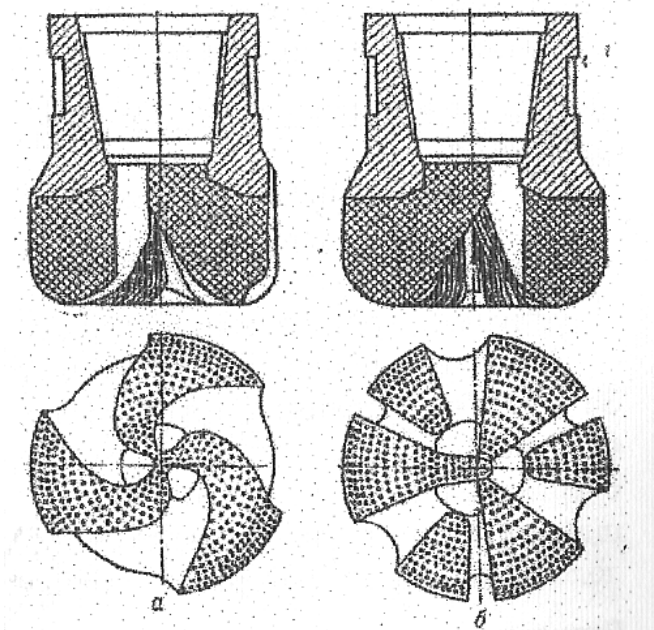
Витрата алмазів вимірюють у каратах. На виготовлення одного долота витрачають залежно від його типорозміру від 100 до 500 каратів алмазів.

За величиною алмази поділяють на:

- великі 10 – 20 шт. на карат;
- середні – 20 – 40 шт. на карат;
- дрібні – 40 – 60 шт. на карат;
- дуже дрібні – 60 – 200 шт. на карат.

*Алмазні долота бувають різної конфігурації (див. рис. 3.3):*

- 1 – східчаста форма матриці,
- 2 – конічна форма матриці,
- 3 – слабо конічна матриця,
- 4 – плоска матриця,
- 5 – для буріння вибійними двигунами,
- 6 – для зарізання нового стовбура,
- 7 – для буріння на промивній рідині на нафтовій основі.



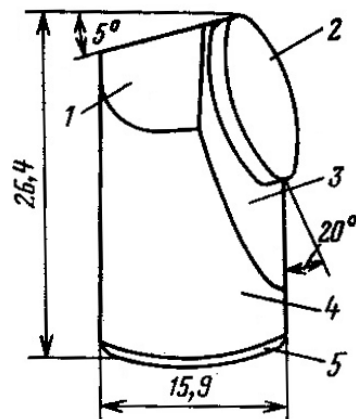
**Рис. 3.3 – Алмазні долота впірального (а) і радіального (б) типів для суцільного буріння**

Алмазні долота маркують однією чи двома буквами та трьома цифрами. Наприклад, D323. Букви означають тип долота. Найчастіше використовують буква D. Перші дві цифри коду вказують тип порід і величину алмазів.

Для синтетичних алмазів використовують цифру 0 на другій позиції. Наприклад, D105. Третя цифра коду позначає особливості конструкції долота чи характер їхнього застосування.

Долота з алмазних твердосплавних пластин називають долотами стратіпакс – PDC. Різці імпортованих доліт PDC мають величини діаметру: 9,5 мм; 13 мм; 19 мм; 26 мм. Випускають долота зі звичайними різцями PDC і термостабілізованими TSP для твердих гірських порід. Для твердих порід різці можуть мати трикутну форму. В алмазних долота PDC натуральні алмази використовують для армування зовнішньої поверхні з метою попередження втрати діаметру.

*Різець полікристалічного алмазного долота* (див. рис. 3.4) містить підставку (4) та пластину (2), покриту шаром полікристалічних алмазів. Нижній кінець підставки має фаску (5) для полегшення запресування різця в корпус або матрицю. Підставка у більшості випадків має циліндричну форму й скошені передню (3) та дві бічних (1) грані. Випускають звичайні різці PDC і термостабілізовані TSP для твердих порід. Для твердих порід різці можуть мати трикутну форму. Матриця доліт з полікристалічними алмазами може бути сталлюю чи твердосплавною.



**Рис. 3.4 – Полікристалічний різець:**  
1 – скошена бічна грань; 2 – пластина;  
3 – скошена передня грань; 4 – підставка; 5 – фаска

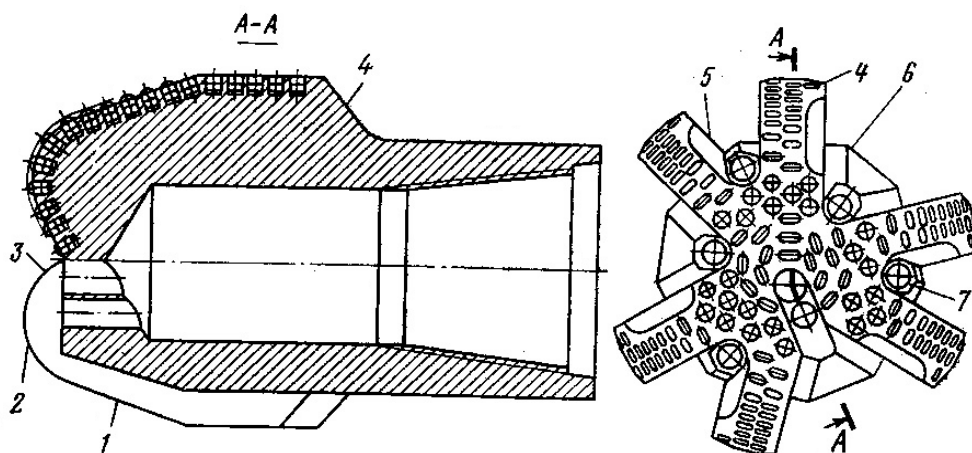
Алмазні долота дуже перебірливі до умов буріння, промивки свердловини. Тому алмазні долота випускають принагідно до конкретних умов буріння.

*Букви в позначеннях алмазних долот означають наступне:*

- А – для буріння турбобурами;
- В – для буріння об'ємними двигунами;
- С – для геотермальних свердловин;

- Е – для похило-спрямованого буріння;
- Н – з центральним каналом;
- І – з розвантажувальними отворами на торці;
- L – з малою щільністю різців;
- М – з середньою щільністю різців;
- Н – з великою щільністю різців;
- О – долото зі сталевим корпусом;
- Р – долото з матричним корпусом;
- О – з поперечним напрямком потоку розчину;
- Р – з радіальним напрямком потоку розчину;
- С – струминна гідросистема.

**Долота ИСМ** (див. рис. 3.5) аналогічні алмазним, але армовані сплавом «Славутич» (твердосплавні вставки, ріжуча поверхня яких армована природними чи синтетичними алмазами). Товщина алмазного шару на вставках – 3 – 6 мм. Долота армують вставками діаметром 5 – 14 мм. Заокруглення (2) з'єднує зовнішній конус (1), внутрішній (3). Зовнішня поверхня має зовнішні канали (5) й широкі проходи (6), між якими містяться лопаті (4).



**Рис. 3.5 – Долото ИСМ:**

- 1 – зовнішній конус; 2 – заокруглення; 3 – внутрішній конус;  
4 – лопаті; 5 – зовнішні канали; 6 – проходи**

*Алмазні долота спрацьовуються за діаметром.* У результаті спрацювання алмазів за гірською породою чи за металом на долоті утворюються кільцеві виточки. Долото з виточкою до роботи непридатне. Долото може руйнуватися за рахунок ерозійного впливу бурового розчину. Під дією струменя бурового розчину оголюються алмази та вставки, які випадають з матриці. У цьому випадку слід зменшити продуктивність насосів.

*З алмазними долотами слід обходитись більш обережно, ніж з шарошковими, адже алмаз – крихкий матеріал, а долота бояться ударів за металом. Їх не можна навіть класти на металічні предмети. Під час нагвинчування їх розміщують на гумовій або дерев'яній підкладці.*

**Колонкові долота** (див. рис. 3.6) призначені для відбирання зразків породи – керну. Колонкові долота бувають шарошковими й алмазними. Над буровою коронкою встановлюють керновідбірний снаряд для утримання керну та відриву його від вибою. Снаряд містить корпус, в якому на підвісці з підшипниками підвішена кернова труба. У нижній частині цієї труби монтують кернорвачі. Кернорвачі бувають цангові, пелюсткові, комбіновані, які використовують залежно від характеру відкладів. Снаряди бувають одно- та двосекційними, зі стаціонарною чи змінною керною трубою, яку можна підняти з керном і опустити знову, не підіймаючи долота. Керн іноді відбирають і турбодолотами.

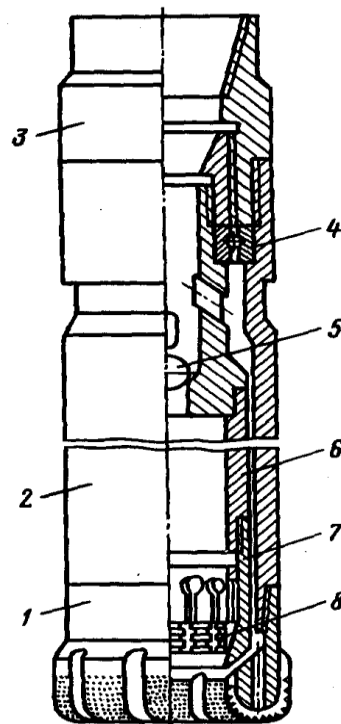


Рис. 3.6 – Колонкове долото:

1 – бурильна головка; 2 – корпус; 3 – з'єднувач; 4 – підшипник; 5 – клапан; 6 – грунтоносій; 7 – керноприймальний пристрій; 8 – кернорвач

Колонкові бурильні головки мають наступні позначення:

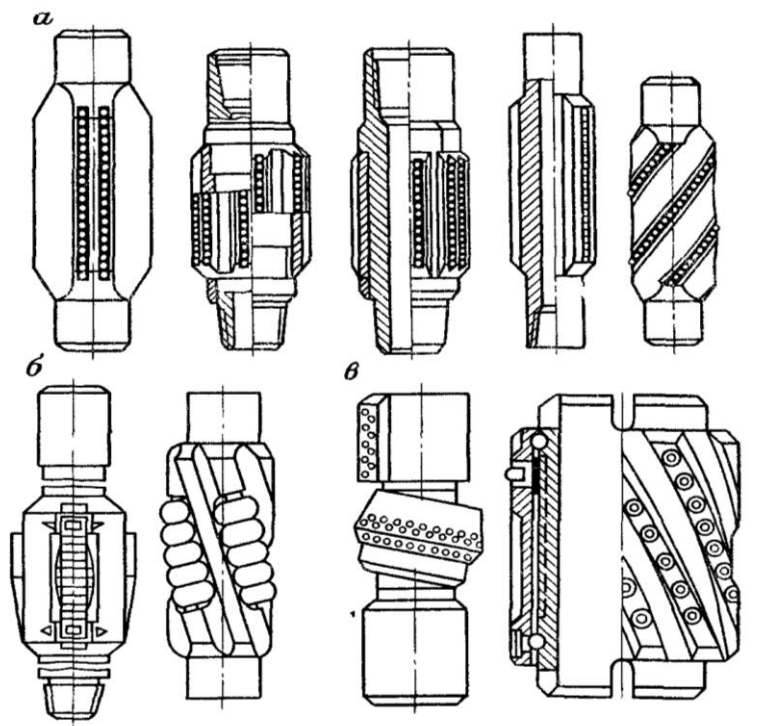
К187,3/ 80ТКЗ; ИСМ-214,3/80 Т,

де К – шарошкове долото; ИСМ – долото зі сплаву Славутич; 187,3 та 214,3 – діаметр доліт; 80 – діаметр керну; ТКЗ і Т – тип гірської породи, для якої призначено долото.

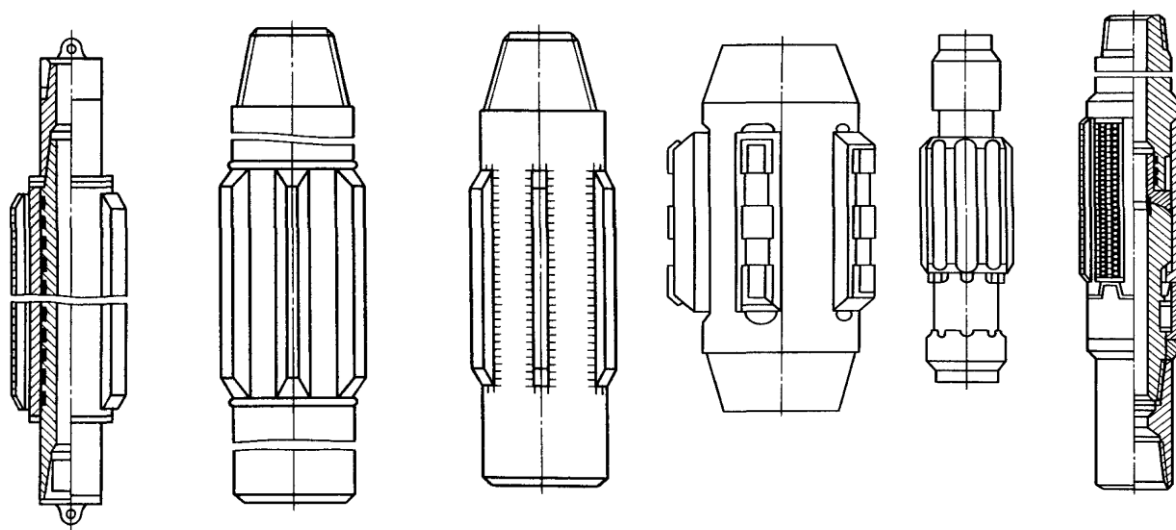
**Розширювачі** призначені для збільшення діаметру свердловини. Іноді буріння свердловини ведуть спочатку долотом меншого діаметра, а потім розширюють на більший. При цьому розширяти можна як окремо, новим рейсом, так і зразу, коли розширювач встановлюють вище пілотного долота.

Стовбур свердловини не є ідеально круглим. Долото провертається не кругом своєї осі, а дещо зміщеної. Така конфігурація стовбуру зменшує прохідність обсадних колон і викликає необхідність згладжування виступів. Вирівнювання поверхні стовбура здійснюють *калібраторами* (див. рис. 3.7).

Для центрування долота та компонування низу бурильної колони в стовбурі свердловини, регулювання кривизни стовбуа застосовують *центратори* (див. рис. 3.8).



**Рис. 3.7 – Калібратори:**  
**а – лопатеві; б – шаршкові; в – на шаровій опорі (РОП і ЦРП)**



**Рис. 3.8 – Центратори**

**Бурильна колона та її елементи.** Бурильна колона призначена для передачі крутного моменту та бурового розчину до долота.

**Компонування бурильної колони** складається з компонування низу, власне бурильних труб та ведучої труби (квадрату), перевідників, які з'єднують окремі частини колони.

Бурильна труба (див. рис. 3.9) містить, власне, трубу та пристрої для з'єднання труб у бурильну колона – замки. Замок містить верхню половинку – муфту і нижню – конус або ніпель.

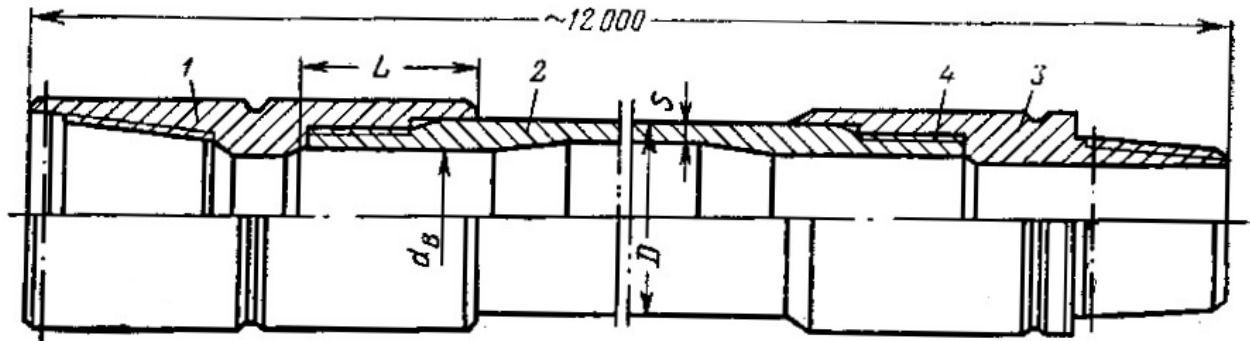


Рис. 3.9 – Бурильна труба:

1 – муфта замка; 2 – труба; 3 – конус (ніпель) замка; 4 – трубна різьба

За способом приєднання частин замка до труби бурильні труби бувають:

- без замків;
- з нагвинченими замками збірної конструкції;
- з привареними замками.

Труби беззамкові виготовляють лише малих діаметрів: 33,5; 42; 50 мм. Ці труби з'єднують між собою ніпелями. Ніпель має ніпельну різьбу з обох кінців, а труби (штанги) муфти теж з обох кінців.

Замок має замкову різь з крупними витками, яка дозволяє багато раз згвинчувати та розгвинчувати бурильні труби. Замок має діаметр значно більший за діаметр труб і служить не лише для з'єднання труб між собою в колону, але і для захоплення колони спеціальними елеваторами за замок під час спуску та піднімання бурильної колони.

За довжиною бурильні труби виготовляють трьох груп:

- 5,5 – 6,7 м;
- 8,2 – 9,1 м;
- 11,5 – 13,7 м.

Бурильні труби виготовляють п'яти груп міцності сталі Д, якій відповідає по стандарту АНІ D, з межею текучості 372 МПа:

- Е (Е) – 539 МПа;
- Л (Х-95) – 637 МПа;
- М (G-105) – 735 МПа;
- Р (S-135) – 882 МПа;

– Т – 1078 МПа.

Група міцності не означає певної марки сталі труб за хімічним складом. Вона регламентує лише міцність сталі.

Обидві частини бурильного замка труб збірної конструкції мають два види різі. Одна, трубна, для з'єднання замка з трубою, і замкова, для з'єднання труб між собою. За профілем трубні різі бувають: трикутні (круглими), 8-нитковими й трапецеїдальними. *Трикутні різі* мають низьку стійкість до втоми, низьку герметичність і часто ламаються за першою навантаженою ниткою різі, тобто в основній площині. Основною площиною, називають площину, що проходить по першій нитці витка різі із повним профілем. Профіль цієї різі має при вершині кут  $60^\circ$  С, крок 3,175 мм, конусність 1:16, вершини заокруглені. Цей тип трубної різі практично вже на використовують. Її використовують у ловильному інструменті та інших пристроях.

Труби з *трапецеїдальними* різям ТТ (ТБВК або ТБНК) значно надійніші. Різь має упорний уступ, на торці циліндричний ущільнюючий поясок і за різьбою конічний стабілізуючий поясок, який сприймає перемінні, по знаку, навантаження на тіло труби. Профіль різь ТТ має форму трапеції, бічні грані якої нахилені до горизонталі на  $15^\circ$ . Кут при вершині –  $30^\circ$ . Крок різі 5,08 мм, висота профілю 1,7 мм. Конусність різі 1:32. Згвинчування труби і замка ведеться в гарячому стані, після нагріву замка до температури  $450 - 500^\circ$  С.

З урахуванням типу висадження кінців і типу трубних різей виділяють *чотири типи труб з нагвинченими замками*:

- труби з трикутною трубною різью:
  - тип 1 – труби В з висадженими всередину кінцями;
  - тип 2 – труби Н з висадженими назовні кінцями;
- труби з трубною різью ТТ:
  - тип 3 – труби ТБВК з висадженими всередину кінцями та стабілізуючи поясками;
  - тип 4 – труби ТБНК з висадженими назовні кінцями і стабілізуючими поясками.

*Бурильні замки* виготовляють відповідно з типом бурильної труби та висадкою. Замки для бурильних труб збірної конструкції виготовляють наступних типів: ЗШ і ЗН для труб з висадженими всередину кінцями. Замки типу ЗН (з нормальним прохідним січенням) використовують лише для труб малого діаметру (60 – 89 мм), а ЗШ (з широким прохідним січенням) – для труб діаметром 73 – 168 мм. У цих замках менші втрати тиску бурового розчину, більший діаметр приладів можна пропустити через труби і вони найбільш широко використовуються. Для труб з висадженими назовні кінцями використовують замки типу ЗУК і ЗШК залежно від діаметру труби в місці висадки.

Замки позначають із зазначенням типу замка та його зовнішнього діаметра. Наприклад, замок діаметром 178 мм із широким проходом для труб діаметром 140 мм має позначення ЗШ-178 – найбільш популярний тип замка.

Геометричні розміри замків для приварних труб залежать від діаметру труб, товщини стінки і групи міцності. Їх маркують наступним чином: ЗП-155-54, де 155 – це зовнішній діаметр замка, а 54 – його внутрішній діаметр. Бурильні труби з приварними замками бувають двох видів:

- з прямокутним (виконання А) уступом під елеватор;
- з конічним (виконання В під 180°) уступом під елеватор.

Останні позначаються буквою К. Замки бурильних труб, виготовлених за стандартом АНІ армують твердосплавним наплавленням, а замкову різ покривають мідним напилюванням.

Замки до бурильних труб приварюють методом тертя. Бурильні труби з приварними замками практично витіснили зі вжитку бурильні труби збірної конструкції.

У трубах, виготовлених за стандартом АНІ, наносять таке маркування:

- завод виготовлювач – вибивають або наносять фарбою;
- номограма АНІ – вибивають або наносять фарбою;
- діаметр труб – наносять фарбою;
- маса одного фута у фунтах – вибивають і наносять фарбою;
- марка сталі – вибивають і наносять фарбою;
- тип сталі – наносять, а при виготовленні з конверторної сталі ВО – вибивають і наносять фарбою;
- довжина труби – наносять фарбою;
- вага труби – наносять фарбою;
- тип різі – наносять фарбою.

**Обважнені бурильні труби**) призначені для створення навантаження на долото за рахунок їх розвантаження труб на долото. Це товстостінні труби, переважно круглого перерізу із замковими різями на кінцях. Різи виконують з канавками за різьбою для зменшення концентрації напружень у різі. Обважнені бурильні труби використовують збалансовані, гарячекатані та згідно стандарту АНІ.

У збалансованих трубах отвір одержують свердлінням і зовнішньою обробкою для досягнення збалансованої маси. Довжина труб складає 6 – 6,5 м. Виготовляють з легованих сталей. На відстань 0,8 – 1,2 м від кінців труби піддають термообробці.

Гарячекатані обважнені бурильні труби, які виготовляють прокаткою зі сталей групи Д, мають низьку міцність і використовуються в нескладних умовах. Обважнені бурильні труби згідно стандарту АНІ бувають таких типів (див. рис. 3.10):

- гладкі без виточок типу А;
- з проточками під елеватор і клиновий захват типу Б;
- квадратного перерізу типу Д;
- зі спіральними канавками типу Е;
- із спіральною канавкою із проточками під елеватор і клиновий захват типу ЕН.

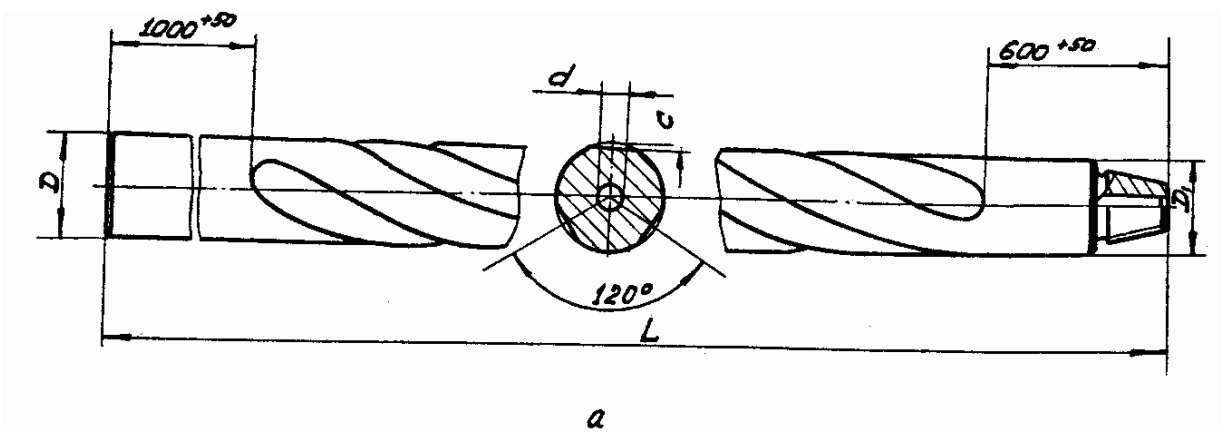
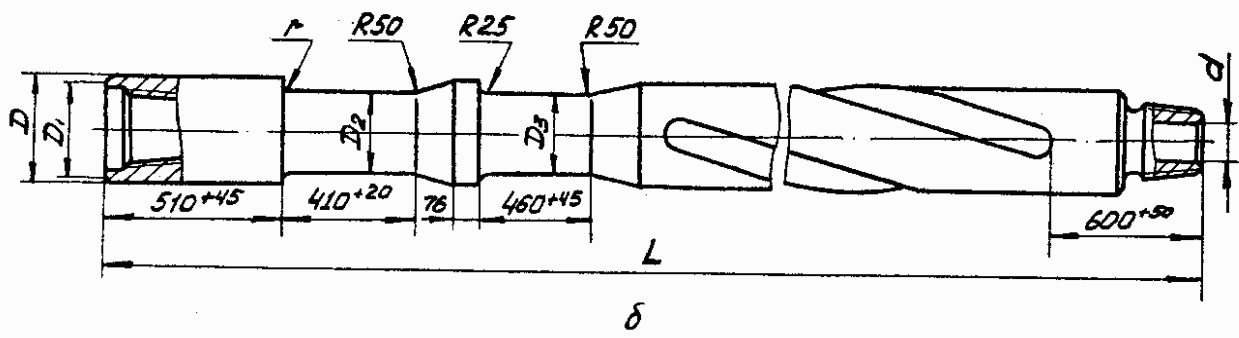


Рис. 3.10 – Обважені бурильні труби: а – зі спіральними канавками типу Е; б - зі спіральними канавками та проточкою типу ЕН

Спіральні канавки на обважнених бурильних трубах призначені для зменшення площі контакту цих труб зі стінками свердловини та зменшення ймовірності прихоплень. Обважені бурильні труби виготовляють з легованих сталей із термообробкою за всією довжиною. Довжина обважнених бурильних трубах складає 8,3 – 9,45 м.

Для попередження спрацювання обважнених бурильних трубах за зовнішнім діаметром їх виготовляють з твердосплавним наплавленням. Обважені бурильні труби можуть напрацьовувати до ремонту (нарізання нових різьб) до 3500 годин. Різи обважнених бурильних трубах можна перерізати шість разів. Різи повинні витримувати до 700 згвинчувань. Квадратні обважені бурильні труби використовують для попередження самовільного скривлення свердловини та мають зазор між гранями й стінкою свердловини 2 – 3 мм.

Відношення діаметра звичайної обважненої бурильної труби до діаметра свердловини повинно складати 0,75 – 0,85 для доліт діаметром до 295,3 мм і 0,65 – 0,75 для доліт більшого діаметра.

Діаметр обважнених бурильних труб не повинний бути більше діаметра вибійного двигуна.

В ускладнених умовах буріння, максимальний діаметр обважнених бурильних труб повинен забезпечувати необхідний зазор до стінки

свердловини для проведення ловильних робіт та оббурювання обважнених бурильних труб трубними фрезерами.

Співвідношення діаметра бурильних труб і розміщених під ними обважнених бурильних труб повинно складати не менше 0,75. Інакше доцільно застосовувати східчасту колону обважнених бурильних труб.

Різниця діаметрів обважнених бурильних труб повинна бути не більше 50 мм. Нижні обважені бурильні труби повинні мати максимальний діаметр різьб. Над обважненими бурильними трубами рекомендується встановлювати 150 – 250 м бурильних труб більшого діаметру та з більшою товщиною стінки. Доцільно, щоб ці бурильні труби було виготовлено зі сталі Д, яка має найвищі показники з втомлюваності металу.

Довжину обважнених бурильних труб вибирають за значенням навантаження на долото. У випадку створення навантаження на долото за рахунок ваги бурильних труб, вони працюватимуть у стиснутому вигляді, зігнуться і можуть зламатися. Тому навантаження на долото слід підтримувати лише за рахунок ваги обважнених бурильних труб. Довжину обважненої бурильної труби вибирають такою, щоб його вага в розчині була на 17,5 % вища, ніж навантаження на долото при роторному бурінні

$$L_y = 1,175 P_d / q(1 - \gamma_r / \gamma_m) \cos \alpha, \quad (3.3)$$

де  $\gamma_r$  – густина розчину;  $\gamma_m$  – густина металу;  $P_d$  – навантаження на долото, кН;  $q$  – вага 1 м погонного обважненої бурильної труби, кН;  $\alpha$  – кут нахилу стовбуру свердловини.

У бурових розчинах нормальної густини обважнена бурильна труба втрачає 15 – 17 % своєї ваги. Тобто, із урахуванням втрати ваги в розчині у цьому випадку перевищення ваги обважненої бурильної труби зверх навантаження на долото у буровому розчині буде складати близько 10 %.

При турбінному бурінні обважені бурильні труби та бурильні труби працюють в кращих умовах ніж при роторному. Під час буріння вибійними двигунами в неускладнених умовах бурильні труби (інструмент) можна не повертати зовсім, або повертати періодично чи постійно на малих обертах. Довжину обважненої бурильної труби можна зменшувати на вагу турбобура

$$G_{убт} = G_d - G_t, \quad (3.4)$$

де  $G_t$  – вага турбобура за турбінного буріння.

**Умови роботи бурильної колони.** При бурінні роторним способом бурильна колона піддається дії розтяжних, стискуючих, крутних, згинаючих навантажень.

Під дією власної ваги колони, тиску бурового розчину в бурильних трубах за рахунок перепаду тиску у вибійному двигуні та гідромоніторних насадках

доліт, тертя колони об стінки свердловини виникають *розтягуючі навантаження*.

За рахунок навантаження на долото виникають *стискуючі напруження*.

При провертанні колони виникають *крутні напруження*.

За рахунок відцентрових сил, які діють на замки, провертання стиснутої та відповідно зігнутої частини колони, роботи у викривленій свердловині, бурінні з плаваючих платформ виникають *згинаючі навантаження*.

Під час роботи долота виникають *вібрації*, що передаються на колону.

Наявні також додаткові *інерційні навантаження* під час гальмування колони.

У клиновому захваті труби несуть *змінюче навантаження*. Змінючі навантаження виникають у період випробовування пластів на бурильних трубах.

Більшість цих навантажень врахувати достовірно досить важко.

Щодо *вибійних двигунів* використовують, головним чином, наступні типи гідравлічних двигунів: турбобур і гвинтовий двигун.

До **параметрів режиму буріння** за звичай відносять:

- осьове навантаження на долото, кН чи т;
- число обертів долота чи ротору за хв. чи сек;
- продуктивність насосів в м<sup>3</sup> за секунду чи л за хв.;
- якісні параметри бурового розчину (густина, фільтрація і т. ін.).

Ефективність руйнування породи визначають:

- поглиблення свердловини на один оберт;
- механічна швидкість буріння, тобто величиною прохідки механічного буріння, м / година;
- рейсова швидкість, тобто швидкість буріння з урахуванням прохідки на долото та часу спуско-підймальних операцій;
- вартість 1 м прохідки.

Руйнування породи відбувається в режимі поверхневого стирання, коли контактний тиск зуба на породу малий порівняно з міцністю гірської породи, руйнування через втому, коли за рахунок багаторазового контакту зуба з породою знижується міцність породи, відбувається об'ємне руйнування, а також об'ємне руйнування, коли зуб за рахунок контактної тиску впинається в породу та руйнує її. *Час контакту зуба з гірською породою, необхідний для її руйнування, повинен бути не менше 2 – 6 мілісекунд. Якщо тривалість контакту менша, порода не руйнується.* Особливо це важливо при бурінні в пластичних відкладах.

**Вплив промивки свердловини.** Ефективне поглиблення свердловини можливе лише при ефективному очищенні вибою від вибуреної породи. В першу чергу показники роботи долота залежать від того, наскільки гідростатичний тиск бурового розчину перевищує пластовий (див. рис. 3.11). Збільшення густини розчину призводить до зниження механічної швидкості.

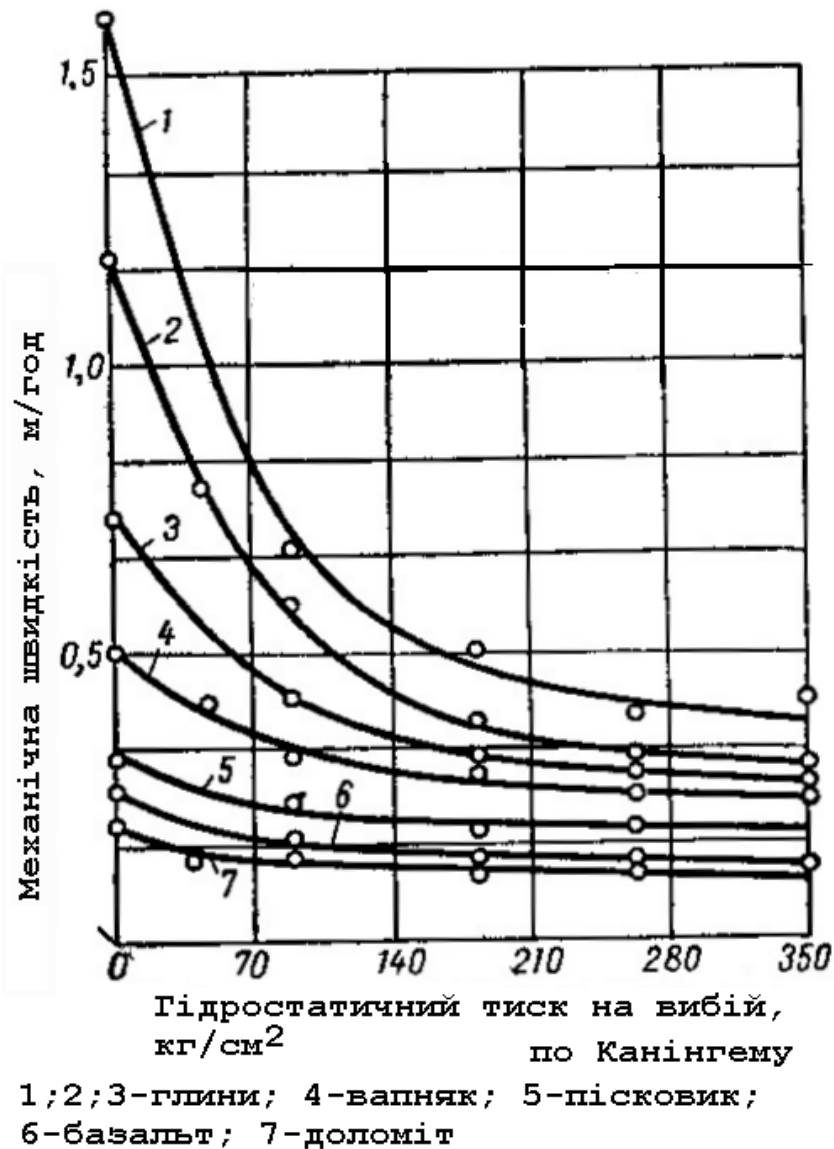


Рис. 3.11 – Залежність механічної швидкості від гідростатичного тиску на вибій

Найбільш ефективно руйнування породи при бурінні з продуванням вибою повітрям. У цьому випадку тиск на вибій мінімальний. Однак цей метод має обмежене використання.

При промиванні водою механічна швидкість збільшується в 1,5 – 2 рази, але цей спосіб можливий лише в стійких породах.

Практикою, зокрема, встановлено, що збільшення вмісту твердих частинок за об'ємом у буровому розчині на 1% призводить до зниження механічної швидкості на 7%. Тому істотне значення для ефективного руйнування гірської породи має коректний вибір і якість бурового розчину. Зменшення густини бурового розчину й вмісту в ньому твердої фази – це ефективний шлях підвищення швидкості буріння.

Інший чинник, який суттєво впливає на ефективність руйнування гірської породи, – це очистка вибою від вибуреної породи. Якщо побудувати графік залежності механічної швидкості від навантаження на долото (див. рис. 3.12 –

автор – М. Bingham), то за недостатнього очищення вибою від породи збільшення навантаження на долото може не привести до збільшення механічної швидкості. За М. Bingham: «Область, яка лежить нижче прямої залежності, – це саме область недостатньої очистки вибою».

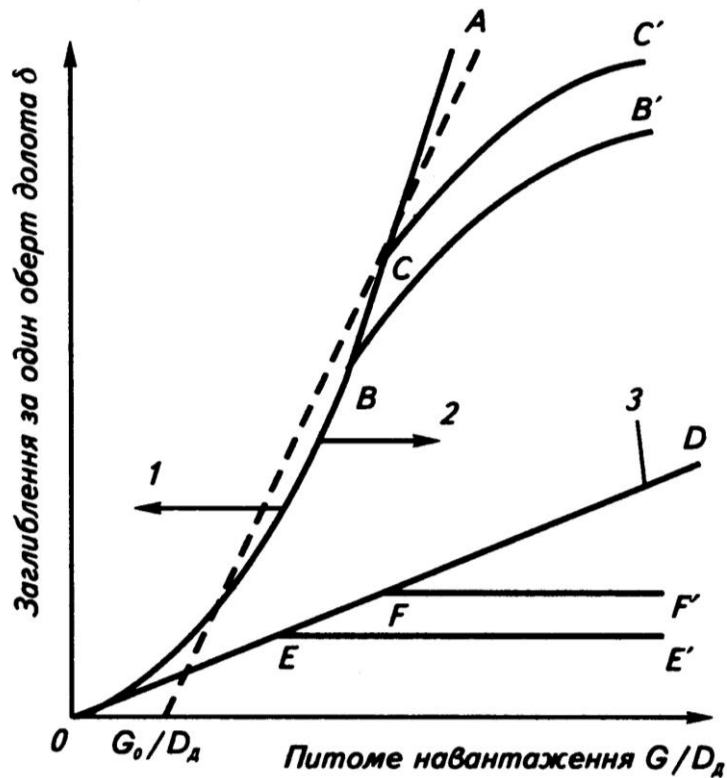


Рис. 3.12 – Діаграма буримості гірських порід (за М. Bingham):

- 1 – область досконалого очищення вибою;
- 2 – область недосконалого очищення вибою;
- 3 – лінія мінімального поглиблення

Також за М. Bingham: «При зменшенні густини розчину можливо перейти з прямої OD на пряму OA чи на яку-небудь проміжну між ними. У випадку поліпшення очистки вибою від вибуреної породи можна перейти від залежності OBВ' до залежності OCC' та в ідеальному випадку до залежності OA, або від залежності OEE' до залежності OD або OFF'».

У практиці не поодинокі випадки, коли на вибої накопичуються великі об'єми вибуреної гірської породи, особливо в процесі розбурювання м'яких відкладів. При цьому формуються, так звані, *сальники* – розмішана гірська порода в буровому розчині. Сальник може мати висоту навіть до 100 м. Така порода вже не виноситься на поверхню, а тривалий час перемішується долотом і частково може розчинятись у буровому розчині. Як наслідок зуби долота можуть не контактувати з природною, не зруйнованою гірською породою.

Збільшення продуктивності насосів одночасно призводить і до збільшення втрат тиску в кільцевому просторі. Це збільшує тиск розчину на вибій, і зменшує швидкість буріння.

Тому для поліпшення очистки вибою слід не стільки збільшувати продуктивність насосів, скільки удосконалювати саме процес очищення вибою. Продуктивність насосів повинна бути такою, щоб забезпечувався піднімання розчином вибуреної породи на земну поверхню. Цю продуктивність розраховують. Питомий розхід бурового розчину на 1 см<sup>2</sup> площі вибою згідно правил при роторному способі буріння та бурінні електробурами повинен бути в межах 0,035 – 0,05 л/с.см<sup>2</sup>, а в разі буріння гідравлічними вибійними двигунами має бути не більшим 0,07 л/с.см<sup>2</sup> вибою. Діаметр насадок гідромоніторних доліт вибирають з розрахунку одержання швидкості витоку струменя бурового розчину не менше 80 л/с.

За різними даними для ефективного забезпечення підйому частинок породи швидкість висхідного потоку бурового розчину в кільцевому просторі повинна складати 0,61 – 1,2 м/с.

Продуктивність насосів повинна попереджувати надмірне збагачення бурового розчину вибуреною породою. З цією кількістю породи повинна справлятися очисна система бурової, а збільшення густини розчину за рахунок вибуреної породи не повинна призводити до поглинання розчину.

Підхід до вибору параметрів режиму буріння для роторного та турбінного способів мають різницю. При роторному способі параметри процесу буріння не залежать один від одного і їх можна міняти з поверхні. У турбінному способі число обертів пов'язано з навантаженням на долото. Якщо змінюють навантаження, то змінюється й число обертів.

Оптимальні параметри процесу промивка у разі роторного способу буріння вибирають за такими критеріями:

– з досягненням максимальної гідравлічної потужності на долоті – це потужність, яка витрачається в гідромоніторних насадках долота, її розраховують за формулою

$$N = k Q V^2 . \quad (3.5)$$

При цьому оптимізацію процесу здійснюють за наступним алгоритмом:

– визначають мінімальну продуктивність насоса, що забезпечує мінімально допустиму швидкість потоку в кільцевому просторі, дорівнює 0,61 м/с;

– за цією швидкістю вибирають мінімальний розмір циліндрових втулок;

– буріння ведуть на граничному тиску на вибраних втулках способом підбирання відповідних насадок;

– із поглибленням знижується продуктивність насосів, поки співвідношення потужності на долоті та гідравлічної потужності насосів не досягне величини 0,65. Продовжують буріння при цьому співвідношенні.

– з досягненням максимальної, так званої, «ударної» сили струменя

$$N = k Q V . \quad (3.6)$$

Це краще, ніж у першому варіанті. Для цього:

– використовуючи максимальну потужність насосів, вибирають витрату розчину, що дозволяє реалізувати на долоті 75 % від гідравлічної потужності насосу;

– за незмінної продуктивності насосу допускають зниження потужності на долоті до 48 % від гідравлічної потужності насосу (із поглибленням свердловини) й надалі підтримують таке співвідношення.

Для доброго очищення вибою витрати потужності на 1 мм площі вибою повинні складати  $k = 3,74 - 6,94 \text{ Вт/мм}^2$  (чи 3 – 7 л.с. на дюйм<sup>2</sup> площі вибою).

За оптимальний також вважають режим, коли в насадках долота витрачається 2/3 тиску, що розвиває насос. За рекомендаціями АНІ втрати тиску в насадках долота слід підтримувати 48 – 65% від тиску на насосі (за виключенням втрат тиску у вибійному двигуні та вибійній системі MWD).

Діаметр насадки долота з досягненням максимальної сили удару струменя оцінюють за виразом

$$d_o = 1,134 \sqrt{\frac{\rho_p Q}{\mu^2 n^2 P_H}} , \quad (3.7)$$

де  $\rho_p$  – густина рідини, кг/м<sup>3</sup>;  $\mu = 0,9 - 0,95$  – коефіцієнт витрати насадки;  $n$  – число насадок;  $Q$  – продуктивність насоса,  $P_H$  – тиск на насосах, Па;  $d_o$  – діаметр насадки, м.

Параметри режиму буріння по різному впливають на механічну швидкість і стійкість долота (див. рис. 3.13).

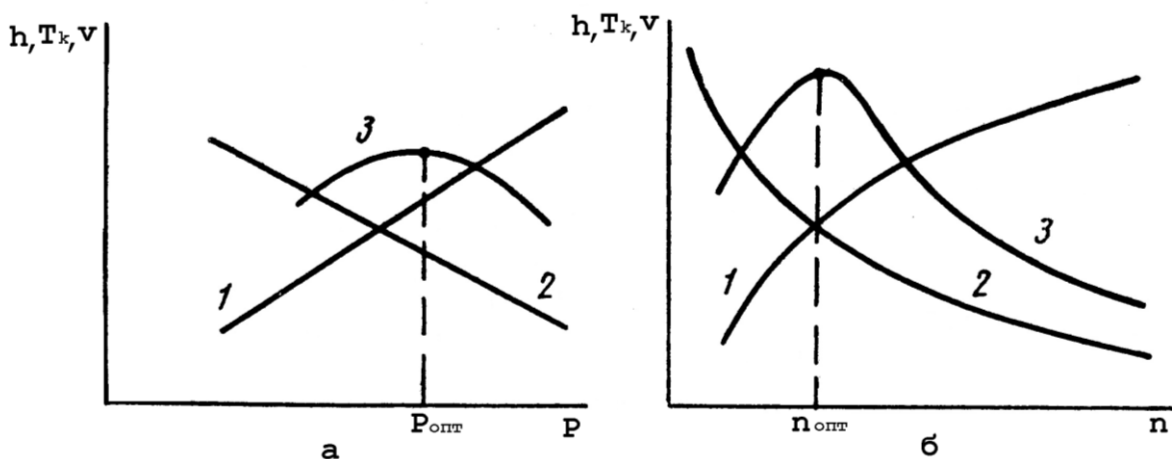


Рис. 3.13 – Вплив: а – навантаження на долото на:

1 – механічну швидкість  $v = f(P)$ ; 2 – тривалість роботи долота  $T_k = f(P)$ ; 3 – проходку на долото  $h = f(P)$ ;

б – числа обертів на:

1 – механічну швидкість  $v = f(n)$ ; 2 – тривалість роботи долота  $T_k = f(n)$ ; 3 – проходку на долото  $h = f(n)$

Так зі збільшенням навантаження на долото за досконалого очищення вибою зростає й механічна швидкість. Виділяють критичне навантаження на долото, яке не дає збільшення механічної швидкості. Це величина залежить від міцності породи та ступеня очищення вибою від вибуреної породи. Якщо гірська порода м'яка й зуб проникає в неї на повну висоту, то подальше збільшення навантаження недоцільне.

Проникненню зуба в породу заважає також шлам на вибої. Висота шламу залежить від якості очищення вибою. Подальше збільшення навантаження, після проникнення зуба на повну висоту в шлам і породу також не доцільне. Залежно від конструкції долота та твердості породи є критичне навантаження на долота, що призводить до руйнування зубів і особливо твердосплавних зубків, руйнуванню опори, тощо.

Долота витримують суттєві статичні навантаження. Наприклад, долото діаметром 190 мм орієнтовно руйнується за навантаження в 200 т. *За умов вібрації стійкість долота значно нижча.* Звичайно, що за критичних навантажень і близьких до них працювати не можна. *При збільшенні навантаження завжди знижується тривалість роботи долотом.* Воно швидше спрацьовується.

Тому максимальну проходку на долото можна одержати при певному середньому оптимальному навантаженні. Воно може бути різним залежно від критерію, за яким його оцінюють:

- механічній швидкості;
- рейсовій швидкості;
- вартості 1 м прохідки.

Навантаження на долото можливо визначати за твердістю гірської породи за штамповими випробуваннями  $p_{\text{ш}}$

$$P = a p_{\text{ш}} S, \quad (3.8)$$

де  $p_{\text{ш}}$  – твердість породи за штамповими випробуваннями, кг/мм<sup>2</sup>;  $S$  – сума площ контакту зубів долота з породою, мм<sup>2</sup>.

Однак такий підхід не дуже популярний через відсутність достовірних вихідних даних щодо міцності гірських порід.

*Зі збільшенням числа обертів механічна швидкість збільшується, але при цьому зменшується тривалість роботи долотом.* До моменту спрацювання при певному навантаженні долото може зробити певне число обертів, тобто має певний ресурс витривалості. Зі збільшенням числа обертів ефективність руйнування породи зменшується. При дуже високих обертах, а особливо в твердих породах, зуби долота можуть не встигати руйнувати породу, а вибій очищатися від вибуреної породи. Тобто, у кожному конкретному випадку існує оптимальне число обертів. При кожному числі обертів є певне оптимальне навантаження, і серед різних варіантів оптимальних обертів можна вибрати найбільш оптимальний.

*Оптимальне співвідношення числа обертів і навантаження на долото залежить також від типу долота й міцності, абразивності, пластичності відкладів, які бурять.*

У пластичних, в'язких глинистих, слабо зцементованих, малоабразивних пісковикомо-глинистих і пісковикових породах доцільно бурити при високих, близьких до максимальних обертах, які рекомендує виробник, і понижених величинах осьового навантаження на долото. За аналогічних гірських порід збільшення частоти обертання сприяє більш значному збільшенню механічної швидкості прохідки, ніж підвищення осьового навантаження, що приводить до контакту тіла шарошки з поверхнею вибою свердловини. Підвищення числа обертів знижує небезпеку утворення сальників на долоті.

У карбонатних породах навіть невеликої твердості є сенс бурити на підвищених величинах осьового навантаження на долото та зменшених числах обертів тому, що в таких породах збільшення осьового навантаження впливає більше на підвищення швидкості буріння, ніж збільшення числа обертів.

У пісковиках, аналогічних абразивних гірських породах, тріщинуватих і уламкових породах є сенс знижувати число обертів ротора для попередження швидкого спрацювання доліт за діаметром, руйнування озброєння, ущільнюючих елементів опор шарошок, дашків і спинок лап, тощо.

У разі виникнення в процесі буріння значних вібрацій бурильного інструменту бурильник зобов'язаний змінити в той чи інший бік значення осьового навантаження на долото чи швидкість обертання ротора до величин, при яких вібрації припиняються. Кожна компоновка бурильного інструменту має власну частоту коливань. Коли ця частота співпадає з коливаннями долота, проявляється вібрація бурильної колони. Для попередження вібрацій над долотом встановлюють відповідні амортизатори.

Значні обмеження на параметри режиму буріння наклає бурове обладнання та бурильний інструмент. Навантаження на долото може бути обмежене кількістю та якістю обважнених бурильних труб, продуктивністю насосів – їх станом і станом маніфольду, а число обертів – станом бурильної колони, тощо.

За турбінного буріння під час рейсу параметри режиму буріння можливо регулювати переважно за рахунок навантаження на долото й продуктивності насосів. У цьому способі всі параметри буріння взаємопов'язані. Збільшення навантаження веде до зменшення обертів і навпаки. Також регулюють режим буріння за рахунок підбору відповідної характеристики вибійного двигуна. При застосуванні гвинтових двигунів за рахунок продуктивності насосів можливо регулювати число обертів долота.

#### 4. Бурові розчини. Типи розчинів. Матеріали і хімреагенти. Обладнання для роботи з буровими розчинами

У забезпеченні зростання об'ємів буріння та видобутку вуглеводнів важливу роль відіграють бурові розчини. Від якості бурового розчину залежить швидкість буріння свердловини та результат буріння свердловини в цілому. Добре відомо, що при неякісному буровому розчині можна пробурити свердловину, але не одержати із неї продукції.

**Буровий розчин** – це складна багатокomпонентна дисперсна система суспензійних, емульсійних і аерованих рідин, які застосовують для промивання свердловини у процесі буріння.

Технологія будівництва свердловин безпосередньо пов'язана з руйнуванням гірських порід на вибої та транспортуванням вибуреної породи на поверхню. Саме тому важливою технологічною складовою в процесі улаштування свердловини є процес промивання.

*Процес промивання свердловини* – це комплекс технологічних процесів і операцій з очищення вибою і стовбура свердловини від шламу, винесення шламу на поверхню та видалення твердої фази із циркулюючого агента. Промивання стовбура свердловини – це безперервний процес при механічному бурінні.

При проходженні свердловин **буровий розчин виконує цілий ряд різноманітних функцій**, зокрема:

- *за рахунок руху бурового розчину в свердловині проходить:*
  - видалення вибуреної породи зі свердловини;
  - передача потужності від бурового насоса до вибійного двигуна;
  - охолодження долота під час роботи його на вибої;
  - розмивання гірської породи на вибою;
- *за рахунок ваги розчину:*
  - попереджається попадання в стовбур свердловини газу, нафти та води;
  - частинки вибуреної породи й обважнювача утримуються на плаву;
  - зменшується руйнування стінок свердловини;
  - зменшується навантаження на обладнання за рахунок зменшення ваги труб в буровому розчині;
- *внаслідок виникнення кірки на стінках свердловини:*
  - зменшується сила тертя бурильних та обсадних труб об стінки свердловини.
  - змащуються опори долота.
  - зменшується проникливості при вибійної зони і попереджається поглинання бурового розчину.
  - попереджається руйнування стінок свердловини, які складені незцементованими породами.

- за рахунок хімічних властивостей розчину:
  - стінки свердловини захищаються від руйнування за рахунок хімічної дії фільтрату на гірську породу.
  - зменшується корозія та абразивне спрацювання бурового обладнання.
  - зберігається природна проникливість продуктивних відкладів при їх розкритті.
  - властивості бурового розчину зберігаються тривалий час не зважаючи на дію вибуреної породи, пластових вод та температури.
  - поліпшується буримість породи.
  - зберігається тепловий режим в мерзлоті під час її розбурювання.

**Основною вимогою до бурових розчинів є попередження ускладнень, які можуть виникнути при бурінні свердловини.**

*Вимоги до промивних рідин залежить від конкретних геолого-технологічних умов буріння свердловини і зводяться до наступного:*

- промивні рідини повинні бути хімічно нейтральними по відношенню до розбурюваних порід, не викликати їх розчинення, диспергування та набухання, що зменшить ймовірність виникнення ускладнень при бурінні свердловини;
- властивості промивних рідин повинні бути стабільними протягом значного проміжку часу, дисперсна фаза не повинна диспергуватись при зміні термобаричних умов буріння, що зменшить витрати реагентів на буріння;
- параметри промивних рідин повинні змінюватись у широких межах з допомогою хімічних реагентів, обважнювачів й інших домішок, які забезпечують зміну кожного технологічного показника при незмінних інших показниках;
- рідка фаза рідини повинна мати низьку в'язкість, невеликий поверхневий натяг на межі з гірськими породами, що поліпшить умови роботи долота на вибої свердловини;
- тиксотропні властивості промивних рідин повинні наростати в часі, особливо після припинення циркуляції, що дозволить утримувати вибурену породу в завислому стані;
- концентрація глинистих частинок у твердій фазі повинна бути мінімальною, а середньозважена за об'ємом густина твердої фази – максимальною, що зменшить ймовірність загущення промивних рідин;
- швидкість фільтрації промивної рідини повинна інтенсивно зменшуватись у часі, забезпечуючи мінімальну фільтрацію, необхідну для попередження ускладнень у стовбурі свердловини;
- промивна рідина повинна захищати від корозії бурилні та обсадні труби, вибійні двигуни, наземне обладнання тощо;
- реологічні параметри рідини повинні змінюватись так, щоб забезпечити досконале очищення вибою свердловини, задовільне гідротранспортування вибуреної породи та оптимальну гідравліку долота;

– промивні рідини повинні обмежувати приплив мінералізованої води, кислих та сірководневих газів ( $CO_2; H_2S$ ), зменшуючи ймовірність виникнення різних ускладнень при бурінні свердловини;

– електропровідність промивних рідин повинна бути достатньою для проведення необхідних геофізичних досліджень у свердловині для виявлення нафтових, газових або водоносних пластів;

– промивні рідини не повинні забруднювати верхні водоносні горизонти та бути безпечними при їх зберіганні в амбарах або при утилізації.

Будь-який хімічний реагент, який додається до рідини, має бути екологічно безпечним, тощо.

***Основні функції промивних рідин, фактори та обмеження, які на них впливають, наступні:***

– *основною функцією промивних рідин є транспортування шламу з вибою на поверхню.* Іншої можливості виносити вибурену породу зі свердловини практично не має. Гідротранспортування у вертикальних свердловинах ефективніше при великих швидкостях течії і високих значеннях в'язкості та густини рідини. Однак при великих швидкостях течії рідини в затрубному просторі спостерігається розмивання стінок свердловини, зростання гідравлічних втрат, які можуть призвести до гідророзриву пластів;

– *очищення вибою від зруйнованої породи.* Ця функція промивної рідини є важливою тому, що чим швидше змивається вибурена порода з вибою, тим ефективніше працює долото. Навіть невелика кількість частинок породи, які залишились на вибої, призводить до зниження швидкості буріння, бо проходить повторне подрібнення уже вибуреної породи, яка переходить у промивну рідину в вигляді активної фази, збільшуючи її в'язкість і густину.

– *зрівноваження пластового тиску в свердловині.* Пластовий тиск у свердловині можна зрівноважити двома шляхами: вагою стовпа промивної рідини; створенням протитиску на гирлі свердловини.

– *утримання в змуленому стані частинок твердої фази, які знаходяться в ньому,* особливо після припинення циркуляції при проведенні спуско-підіймальних операцій, ремонтних та інших роботах у свердловині;

– *збереження стійкості стінок свердловини.* У процесі буріння свердловин гідростатичний тиск стовпа промивної рідини перевищує пластовий. Під дією перепаду тиску тверда фаза разом з фільтратом проникає в пористі породи, утворюючи фільтраційну кірку на стінках свердловини. Фільтраційна кірка має механічну міцність, зв'язує слабозцементовані частинки гірських порід, сповільнює поступлення фільтрату в стінки свердловини, зменшує ділянку дальшого розповсюдження зони змочування навколо стовбура. Проте зберегти стійкість стінок свердловини таким шляхом не завжди вдається, особливо при розбурюванні тектонічно порушених порід з великими кутами падіння. Стійкість стінок свердловини підтримують різними шляхами: зменшують фільтратовіддачу і підвищують реологічні властивості промивної рідини. У такому разі глини, сланці та інші геологічні формації менше набухають,

диспергують і осипаються у свердловину. Така рідина краще глинизує тріщини і пори порід, збільшуючи стійкість стінок свердловини; застосовують промивні рідини з підвищеними закріплюючими властивостями (малосилікатні, полімеркалієві та ін.); збільшують тиск промивної рідини на стінки свердловини. Але зі зростанням гідростатичного тиску зростає й інтенсивність проникнення фільтрату в гірські породи, знижується механічна швидкість буріння. За таких умов значно підвищується ізолююча і закріплююча роль фільтраційної кірки.

Для первинного розкриття продуктивних горизонтів (як карбонатних, так і теригенних колекторів) апробовано бурові розчини з різним дисперсійним середовищем, найпоширенішими з яких є водні, водно-спиртові, вуглеводневі й синтетичні розчини.

Найбільші труднощі при виборі рідини для первинного розкриття продуктивних горизонтів виникають для теригенних колекторів через їх складну геологічну будову.

Незважаючи на існуючі недоліки бурових розчинів на водній основі щодо забруднення продуктивних пластів, вони більш затребувані, ніж на вуглеводневій.

***За технологічними властивостями виділяються наступні групи параметрів бурових розчинів:***

– основні первинні параметри:

- уявна густина;
- істинна густина;
- умовна в'язкість;

– фільтраційні властивості:

- показник фільтрації у звичайних умовах;
- показник фільтрації при температурі й під тиском (НТНР);
- товщина фільтраційної кірки;
- коефіцієнт тертя фільтраційної кірки;

– реологічні властивості:

- міцність гелю;
- пластична в'язкість;
- граничне динамічне напруження зсуву;
- уявна в'язкість;

– вміст твердої фази:

- загальний вміст твердої фази й мастила;
- вміст піску;
- катіонообмінна ємність;

– хімічний аналіз фільтрату бурового розчину:

- вміст іона  $\text{Cl}^-$ ;
- вміст іонів  $\text{K}^+$ ;  $\text{Na}^+$ ;  $\text{Ca}^{2+}$ ;  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{OH}^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ;
- визначення лужних властивостей;

– водневий показник (рН).

Відбирання проб для визначення вмісту газу й температури розчинів здійснюють на початку жолобної системи перед блоком очищення. Виміри виконують з використанням польової лабораторії відразу ж після відбору проби.

Для визначення параметрів розчину, який надходить до свердловини, проби відбирають на виході із системи очищення.

Зокрема, *реологічні властивості бурових розчинів суттєво впливають на виконання наступних функцій:*

– забезпечення при промивці якісного очищення стовбура свердловини від шламу;

– забезпечення відділення частинок вибуреної породи й газу, що виноситься на поверхню, на засобах очистки;

– забезпечення оптимальних умов відпрацювання доліт за рахунок ефективної очистки вибою;

– зниження ерозії стінок стовбура свердловини, тощо.

*Для вимірювання реологічних властивостей за умовах бурової використовують ротаційні віскозиметри Фанна.*

За результатами вимірів розраховують міцність гелю ( $Gel_{10/10}$ , дПа), пластичну в'язкість ( $PV$ , сП), граничне динамічне напруження зсуву ( $YP$ , дПа) і уявну в'язкість ( $AV$ , сП).

Доцільно розглянути визначення кожного з реологічних параметрів бурового розчину.

*Міцність гелю* (статичне напруження зсуву) ( $Gel_{10/10}$ , дПа). Статичне напруження зсуву являє собою мінімальне напруження, необхідне для руйнування структури бурового розчину.

Через те, що міцність структури тиксотропних бурових розчинів залежить від часу знаходження системи в спокійному стані, то й статичне напруження зсуву, що визначає міцність структури, є змінною величиною, що поступово зростає в кожному конкретному випадку до певного значення протягом деякого часу. Міцність гелю вимірюється після 10 сек. і 10 хв. спокою бурового розчину.

*Пластична в'язкість* ( $PV$ , сП) – складова в'язкості бурового розчину, що перебуває в динамічному стані. Величина пластичної в'язкості прямо залежить від розміру, форми й числа частинок, що є присутніми у розчині, що рухається.

Пластична в'язкість визначається як різниця між показаннями ротаційного віскозиметра при 600 об/хв. і 300 об/хв.

*Граничне динамічне напруження зсуву* ( $YP$ , дПа). Величина зусилля необхідного для початкового плину рідини. Побічно характеризує опір бурового розчину плину.

Граничне напруження зсуву у фунт/100 дюймів<sup>2</sup> визначається як різниця між показаннями при 300 об/хв. і пластичної в'язкості у сантипуазах.

*Уявна в'язкість* ( $AV$ , сП). Величина, що характеризує загальну в'язкість бурового розчину в стані динаміки. Побічно може асоціюватися з показником умовної в'язкості при невисоких показниках міцності гелю.

Властивість дисперсних систем відновлювати початкову структуру, зруйновану раніше прокачуванням чи перемішуванням, називають *тиксотропією*.

Численними дослідженнями встановлено, що *тиксотропію дисперсних систем забезпечують такі фактори*:

– достатня кількість дисперсної фази, що полегшує побудову просторової сітки;

– наявність колоїдної фракції в дисперсній фазі, яка відіграє роль адгезійної (клеючої) речовини для грубодисперсних частинок;

– невисока міцність структури і її властивість до залишкових деформацій.

Тиксотропія – важлива характеристика бурових розчинів, за якою оцінюють здатність рідини утримувати вибурену породу в змуленому стані після припинення циркуляції. Вона суттєво впливає на ефективність очищення привибійної зони свердловини від кольматації й збереження природної проникності порід продуктивного колектора.

За необхідності визначають також цілий ряд *додаткових параметрів*, зокрема: вміст піску в буровому розчині; вміст нафти; вміст твердої фази, в т. ч. вміст колоїдної фази, глинистої фази, обважнювача, солей калію, кальцію, магнію, натрію, хлору, сульфату; загальна мінералізація фільтрату бурового розчину; концентрація водневих іонів (рН); липкість глинистої кірки і т. ін.

Головним принципом *класифікації бурових розчинів* (див. табл. 4.1) є *характеристика за складом дисперсійного середовища – основної складової, у якій розчинені інші компоненти (хімічні реагенти, матеріали), для забезпечення заданих параметрів і технологічних властивостей розчину*.

Зокрема, розрізняють бурові розчини на водній та на вуглеводневій (ВВО) основі та на основі газоподібних агентів.

*Розчини на водній основі складаються з двох основних екомпонентів*:

– дисперсійне середовище (вода) рідка фаза, у якій розчинені або завислі всі мінеральні або хімічні компоненти розчину (тверда фаза);

– тверда фаза – наповнювачі (глиниста фаза, карбонат кальцію, обважнювачі), мінеральні солі (хлоридів  $Na^+$ ;  $Ka^+$ ;  $Ca^{2+}$ ;  $Mg^{2+}$  і т. ін.), органічні полімерні чи синтетичні компоненти, розчинені або завислі у воді.

*Бурові розчини на водній основі поділяють на два основні типи систем*:

– диспергуючу – коли відбувається хімічне розчинення з наступним механічним руйнуванням вибуреної гірської породи в дисперсійному середовищі – воді;

– недиспергуючу – коли вибурена порода захищена від механічного руйнування за рахунок максимального пригнічення процесу хімічного розчинення порід.

**Таблиця 4.1 – Класифікація бурових розчинів за основними та другорядними ознаками**

<b>1. Основні ознаки</b>	<b>Назва системи БПР</b>
<i>За складом дисперсійного середовища</i>	На водній основі Емульсійна На вуглеводневій основі На синтетичній основі
<b>2. Другорядні ознаки</b>	<b>Характеристика системи</b>
<i>За складом диспергованої твердої фази</i>	Безглиниста Малоглиниста (< 28 кг\м3) Глиниста (> 28 кг\м3) Глиниста – органофільна
<i>За складом мінералізації</i>	Прісна Слабо мінералізована (< 3%) Середньо мінералізована (< 15%) Високо мінералізована (> 15%)
<i>За складом мінералізаторів</i>	Хлор-натрієва (сольова) Хлор-калієва Хлор-кальцієва Хлор-магнієва Гіпсова Вапняна
<i>За складом наповнювачів</i>	Аерована Емульсійна (нафта + вода) Обважена (барит) Карбонатна (крейда, Varacarb)
<i>За складом середовища, показником (рН)</i>	Високо лужна (>11,0) Середньо лужна (8,5-11,0) Слабо лужна (7,0-8,5) Нейтральна (7,0) Кисла (< 7,0)

Відомо, що в процесі буріння свердловин стабільність параметрів розчинів залежить від ступеня забруднення вибуреної гірської породи і, особливо, від збільшення вмісту активної (глинистою) твердої фази.

*Використання диспергуючих систем має ряд недоліків:*

- висока кавернозність стінок стовбура свердловини;
- утворенням сальників на елементах бурильної колони;
- значне напруження об’ємів промивної рідини;
- негативний вплив на продуктивні пласти-колектори.

Відносна перевага таких систем – низька собівартість, що дозволяє їх застосовувати під час розбурювання теригенних відкладів в верхніх інтервалах буріння, при одночасному забезпеченні якісного очищення розчину від вибуреної гірської породи.

*Параметри розчинів на водній основі регулюють хімічними реагентами.* Їх взаємодія з гірською породою в стінках стовбура у привибійній зоні відбувається за рахунок проникнення твердої і рідкої фаз розчину. У водних розчинів дисперсійне середовище – вода, а дисперсна фаза – як тверда (глинопорошки, мікросфери, обважнювачі, вибурений шлам), так і рідка (вуглеводні та ін. нерозчинні у воді органічні рідини).

При улаштуванні свердловини виникає зниження природної проникності колекторів продуктивного пласта, що негативно впливає на її продуктивність. Виділяють *головні причини зниження проникності*:

- блокування пор твердою фазою;
- відтискування вуглеводневої фази фільтратом промивальної рідини.

*Необроблені глинисті розчини* – це промивні рідини використовують при бурінні відкладів у верхній частині розрізу, де є прісноводні водоносні горизонти з метою недопущення їх забруднення хімічними реагентами. Глинистий буровий розчин готується на основі прісної води, яку попередньо зм'якшують кальцинованою содою, в кількості 5-10 кг/м<sup>3</sup> води. Бентонітовий глинопорошок додається у воду в кількості достатній для утворення глинистої суспензії з необхідними параметрами.

*Додавання до води хімічних реагентів, що поліпшують її структурно-реологічні та фільтраційні властивості, може її знизити природну проникність колектора.*

Зокрема, *зниження набухання та диспергування глинистого шламу досягають*:

- введенням в суспензію електроліту, що містить полівалентний катіон (гіпс, хлористий кальцій);
- обробкою глинистого розчину солями коагулянту (*NaCl, KCl*);
- додаванням солей полівалентних металів, що переходять в гідроокиси;
- обробкою високолуужними сполуками, що збільшують глиноємність розчинів;
- використанням модифікованих лігносульфонатів;
- обробкою розчину полімерними сполуками;
- добавкою алюмінієвих, залізних вищих жирних чи нафтових кислот, котрі надають розчину дифільні властивості;
- комбінованими обробками вже переліченими сполуками.

*Лише інгібуючі розчини здатні підвищити відновлення проникності за рахунок зниження набухання глинистих порід.*

Високолуужні розчини є обмежено термостійкими, і, чим вище колоїдальність розбурюваних порід, тим нижче термостійкість розчину. Хімічні реагенти – стабілізатори у високолуужному середовищі працюють гірше.

*Глинисті розчини, оброблені вуглелужним реагентом (ВЛР).* Відповідно до геолого-технічних умов буріння глинисті БПР потребують регулювання основних параметрів (густини, умовної в'язкості, структурно-механічних та фільтраційних властивостей), традиційно для цього використовуються гуматні реагенти. Вуглелужний реагент (ВЛР), являє собою основне джерело гумінів і широко використовується для регулювання параметрів глинистих розчинів на основі прісної або слабомінералізованої води при бурінні свердловин, розріз яких представлений стійкими породами. Термостійкість розчинів, оброблених ВЛР становить 80 – 100° С.

*Глинисті розчини, оброблені полімерами,* мають простий склад. Артезіанську воду обробляють кальцинованою содою 2 – 3 кг/м<sup>3</sup>, для видалення іонів Ca<sup>2+</sup> і додають бентоніт до 40 кг/м<sup>3</sup>. Глиниста суспензія гідратує протягом 8 – 10 годин і стабілізується полімером до 3 кг/м<sup>3</sup>.

*Глинисті розчини, оброблені лігносульфонатними реагентами* – більш досконалі системи, їх використовують для промивання свердловин у складних геолого-технічних умовах буріння. Практично використання лігносульфонатів дозволяє вирішити проблеми, пов'язані зі стійкістю стінок стовбура свердловина, у розрізах нестійких глинистих сланців до глибини 6000 м. Такі системи характеризуються високою термічною стійкістю до 160° С та стабільністю фільтраційних властивостей, як у звичайних так і вибірних умовах, за рахунок створення щільної непроникної фільтраційної кірки. Використання лігносульфонатних розріджувачів типу (ФХЛС) підвищують глиномісткість систем до 140 кг/м<sup>3</sup> і дозволяє контролювати відносно низькі реологічні та структурно-механічні властивості.

*Глинисті розчини, оброблені лігносульфонатними реагентами типу КССБ; КЛСМ і КЛСТ* підвищують стабільність системи в умовах полівалентної агресії до 3% по вмісту іонів Ca<sup>2+</sup> і Mg<sup>2+</sup> на фоні підвищення мінералізації до повного насичення по хлориду натрію.

Однак, за позитивних чинників розчини, оброблені лігносульфонатними хімічними реагентами, мають *недоліки*:

- наявність шкідливих (хром і залізо), небезпечних (формальдегіди і феноли) речовин, які входять до їхнього складу, обмежує використання в природоохоронних зонах, особливо в умовах морського буріння;
- висока матеріаломісткість при використанні рідких лігносульфонатних реагентів і проблеми з утилізацією або захороненням відходів буріння;
- високий вміст твердої та глинистої фаз знижує якість первинного розкриття продуктивних горизонтів.

Сервісні компанії (HALLIBURTON, SCHLUMBERGER) мають достатній асортимент лігносульфонатних реагентів-дефлокулянтів і високоєфективних розріджувачів, які рекомендуються для обробки розчинів у тих випадках, коли необхідне оперативне зниження структурно-механічних властивостей. Концентрація лігносульфонатного розріджувача, що додається, може змінюватися від 0,5 до 1,0 кг/м<sup>3</sup> під час одноразової обробки розчинів.

Сучасні імпортовані лігносульфонатні хімічні реагенти не містять шкідливих і небезпечних речовин і їх використання допустимо при бурінні глибоких свердловин в Україні, та їх висока вартість не може конкурувати з новими недиспергуючими інгібованими полімерними розчинами.

*Недиспергуючі бурові промивні рідини* створені для вирішення задач, пов'язаних з ускладненнями й аваріями, які виникають в результаті обвалів і осипів глинистих гірських порід (глин, аргілітів, глинистих сланців). Такі ускладнення призводять до найбільшої втрати продуктивного часу в процесі буріння свердловини, а іноді закінчується ліквідацією свердловини.

Для цих розчинів характерна висока стабільність основних параметрів.  
*Основні переваги недиспергуючих систем:*

- забезпечення стійкості стінок стовбура свердловини;
- стабільність параметрів і технологічних властивостей;
- можливість тривалого зберігання і повторного використання;
- підвищення якості первинного розкриття продуктивних горизонтів;
- скорочення об'ємів бурових стічних вод;
- вирішення екологічних проблем.

Для ведення робіт в умовах АВПД глинисті бурові розчини обтяжують, використовуючи в якості добавок баритовий, залістий і інші обважнювачі. Ці системи відрізняють відносно невисока вартість, широкий спектр обробних реагентів і великий досвід застосування. Однак використання таких розчинів призводить до незворотної кольматації продуктивних пластів, а відновлення проникності колекторів не перевищує 5–10%.

*Інгібуючі бурові рідини.* Формування інгібуючих систем засновано на придбанні захисних властивостей, які пригнічують гідратацію глинистих мінералів, що входять до складу вибуреної гірської породи, стінок стовбура свердловини, а також входять до складу пісковиків продуктивних пластів.

*Полімерглинисті і безглинисті розчини.* Бурові розчини з низькою концентрацією твердої фази – полімерглинисті і безглинисті. Істотною відмінністю цих розчинів від звичайних глинистих розчинів є незначний вміст твердої (глинистої) фази (3 – 5 %) або повна її відсутність. Основою цих розчинів є полімерні реагенти. Вони відносяться до різних модифікацій целюлози, похідних акрилових полімерів, біополімерів, а також сополімерів. Полімери, які використовують для приготування і обробки бурових розчинів, відносяться до поліелектролітів, у молекулярному ланцюзі яких є різні функціональні групи. Однією з найважливіших властивостей полімерів є здатність флокулювати дисперсні частинки іншого мінералогічного складу.

В якості флокулянтів частинок вибуреної породи використовують полімери, що випускають у вигляді гелю, рідини, порошку. Для розчинення рідких і порошкоподібних полімерів використовують механічні та гідравлічні перемішувачі.

*Позитивні властивості полімерглинистих і безглинистих рідин:*

- відсутність або низький вміст твердої фази;
- високі мастильні та інгібуючі здібності;

- селективна флокулююча дія щодо дисперсної фази;
- можливість регулювання фільтраційних властивостей в широких межах залежно умов буріння.

*Карбонатний буровий розчин з низьким вмістом твердої фази.* Полімерні системи такого типу з високим змістом карбонату кальцію (крейда, карбонат кальцію) призначені для буріння свердловин на родовищах де потрібна густина ПБР 1150 – 1250 кг/м<sup>3</sup>, при розкритті продуктивних горизонтів, а склад розбурюваного розрізу представлений терригенними кристалічними (пісковики) й карбонатними гірськими породами (вапняки, мергелі). Для приготування такого розчину використовують артезіанську воду, яку обробляють полімером стабілізатором DEXTRID LTE, структуроутворювачем BARAZAN D та інкапсулянтom GEM GP. Для підвищення густини використовується мармурова крихта типу BARACARB 5/25/50.

*Обважнені глинисті розчини.* Для запобігання ускладнень, пов'язаних з порушенням цілісності стовбура свердловини і можливими газонафтопроявами, виникає необхідність підвищувати густина глинистого розчину в значних межах (до 2200 – 2400 кг/м<sup>3</sup>). Отримати таку густина, збільшенням концентрації глинистої твердої фази і солей, в промивній рідині неможливо. Для цього в розчині вводять матеріали з великою щільністю, які отримали назву обважнювачів, підвищують густина розчину до необхідних величин.

*Обважнювачі розділяють на дві групи залежно від їх щільності:*

– до першої групи відносять матеріали низької щільності – 2600 – 3500 кг/м<sup>3</sup> (наприклад, низькоколоїдні глини, мергелі, крейда, вапняк, солі NaCl, CaCl<sub>2</sub>). Вони володіють низькою обважненою здатністю і можуть забезпечити обважнення тільки до 1450 кг/м<sup>3</sup>, при значних витратах матеріалів, що підвищує вміст твердої фази в розчинах і знижує ефективність буріння. Тому обважнювачі першої групи використовують за відсутності ефективніших обважнювачів;

– до другої основної групи обважнювачів відносять матеріали зі щільністю 3500 – 5300 кг/м<sup>3</sup> (барит, залістисті і сидеритові обважнювачі, важкі солі і ін.). Найбільш поширеним обважнювачем є барит (подрібнений сульфат барію, BaSO<sub>4</sub>). Барит застосовують для збільшення густини розчину на водній і вуглеводневій основах. Максимальна густина розчину за рахунок бариту 2500 кг/м<sup>3</sup>. Основним недоліком бариту є його кислотонерозчинність, що призводить до забруднення продуктивних горизонтів і зменшення флюїдовіддачі продуктивних пластів-колекторів, особливо в низькопроникних та тріщинуватих пластах, і потребує додаткових операцій з відновлення проникності пласта.

Для більш якісного розкриття продуктивних горизонтів в якості обважнювачів, до густини 2200 кг/м<sup>3</sup>, використовують важкі солі, такі як: броміди кальцію, цинку або їх суміш. Використання цих солей забезпечує мінімальне забруднення продуктивних горизонтів і можливість майже повного відновлення проникності (до 70 – 90 %).

Для обважнення розчину використовують блоки приготування обладнанні механічними і гідравлічними перемішувачами.

*Мінералізовані системи розчинів.* Розчини цього типу характеризуються стійкістю до дії солей, що потрапляють у буровий розчин у процесі розбурювання пластів, які насичені високомінералізованими водами, а також інтервалів, складених різними солями (кам'яною сіллю, силівнітом, бішофітом).

Найбільш простим солестійким розчином є насичений розчин солі або високомінералізована вода пласта, що містить не менше 25 % солі. Глинисті розчини, насичені солями, використовують при бурінні в тому випадку, якщо не можна застосувати безглинисті розчини.

*Бурові розчини на вуглеводневій основі* – це трифазна колоїдна система, у якій дисперсійне середовище представлено вуглеводневою речовиною (нафта, дизельне паливо, мінеральне масло), а дисперсна фаза мінеральними чи полімерними реагентами (органофільна глина, полімери й обважнювач) і емульговою водою.

Їх застосування суттєво поліпшує відновлення проникності продуктивних колекторів, бо їх несуче середовище – рідина, за фізико-хімічними властивостями споріднена вуглеводневою флюїду, котрий насичує продуктивний пласт, і таким чином не створює при їх взаємодії малорухомих сумішей, які блокують поровий простір пласта.

Основна перевага розчинів на вуглеводневій основі порівняно з розчинами на водній основі, полягає в тому, що вона має максимально високий ефект інгібування глинистої гірської породи й практично на 100 % запобігає диспергуванню вибуреної гірської породи й скорочує надходження твердої фази до розчину.

Фільтрат розчину на ВВО не містить вільну воду й практично ідентичний за основним хімічним складом із флюїдом продуктивного горизонту, що дозволяє максимально підвищити якість первинного розкриття продуктивного горизонту. Крім того, високий вміст вуглеводнів у системі забезпечує максимально можливі змащувальні й антифрикційні властивості. Можливість зберігання і повторного використання забезпечують широкі використання розчину, в т. ч. при бурінні в складних умовах на шельфі морів.

*Головний недолік рідин на вуглеводневій основі* – їх висока вартість.

*На властивості бурових розчинів на ВВО впливають водонафтовий фактор, тип і концентрація емульгатора, зміст твердої фази, температура та тиск у свердловині.*

Останнім часом при промиванні свердловин з використанням розчинів на ВВО застосовують мінеральне масло, яке дозволяє формувати стабільну, легко керовану систему, ефективну для практичного застосування, як при глибокому, так і при горизонтальному бурінні експлуатаційних свердловин, зокрема:

– розчини на базі мінерального масла термічно стійкі до 260°C, застосовують при бурінні глибоких розвідувальних і експлуатаційних свердловини;

– використання мінерального масла поліпшує технологічні властивості розчину, що дозволяє формувати на стінці стовбура свердловини захисну зону, яка підвищує її стійкість, запобігає проникненню фільтрату й тонкодисперсної твердої фази до пор колектора, підвищує антифрикційні й змащувальні властивості, що є практично ідеальним в умовах буріння горизонтальних свердловин у продуктивних горизонтах;

– густина розчину може змінюватися в широкому діапазоні від 1000 кг/м<sup>3</sup> у чистій системі й обважненій до 2300 кг/м<sup>3</sup>, за рахунок гідрофобного бариту й захисних мінеральних наповнювачів;

– розчин характеризує висока стабільність у вибійних умовах за показником фільтрації, що дорівнює 8–10 см<sup>3</sup>/30 хв. при температурі 200° С;

– розчин має високі структурно-механічні властивості та низькі реологічні властивості, що забезпечує оптимальні умови промивання свердловини;

– використання розчинів на ВВО на порядок знижує ризик прихоплення бурильного інструменту в особливо складних геолого-технічних умовах буріння, і забезпечує безаварійну проводку горизонтальних свердловин з довжиною горизонтальної ділянки більше 1000 м;

– розчин легко видаляє вибурені гірські породи на механічних засобах очищення, особливо на першому ступені (віброситах), і вимагає максимального його очищення від вибуреної гірської породи й пластових флюїдів.

– підвищення ефективності механічного очищення розчину дозволяє контролювати вміст твердої фази в оптимальному діапазоні й зберігати стабільність структурно-механічних і реологічних параметрів;

– проникаючий у гірську породу фільтрат розчину на ВВО не містить вільної водної фази або мінералізованої води, що знижує до мінімуму змочування глинистих мінералів і запобігає їхньому набуханню і дестабілізації.

– результати буріння свердловин у відкладах глинистих сланців зі змістом монтмориллоніту більш, ніж 60%, показали, що глинисті мінерали не змінюють структури гірської породи й зберігають її природній стан.

Розчини на ВВО готують на підприємствах без додавання обважнювача. Густина готового вихідного продукту може змінюватися від 800 до 1000 кг/м<sup>3</sup>. Враховуючи транспортну доцільність на об'єкт буріння, він доставляється необважненим. Необхідну густина розчину на ВВО досягають на об'єкті за рахунок додавання бариту й карбонату кальцію BARACARB, безпосередньо перед використанням в буровому процесі.

Однак, значні витрати матеріалів, тривалість приготування, багатокомпонентність властива вже апробованим вуглеводневим розчинам.

Таким чином, з аналізу зрозуміло, що розчини на вуглеводневій основі при всіх свої перевагах, мають ряд істотних недоліків (екологічна й пожежна небезпека, токсичність), що обмежує їх використання.

*Устаткування для приготування бурового розчину. Конструкція устаткування для приготування бурових розчинів залежить від вживаних початкових матеріалів – глини, обважнювачів і хімічних реагентів.*

Так для приготування розчинів з сухих порошкоподібних матеріалів потрібне лише ретельне перемішування та створення умов для повного змочування твердих частинок. Для приготування розчинів з грудкуватих матеріалів або вологих порошоків необхідне попереднє дроблення шматків або злиплих грудок. Процеси дроблення початкових твердих матеріалів і перемішування їх з водою здійснюють у механічних або гідравлічних мішалках.

Найбільш прогресивним і економічним є устаткування для приготування розчинів з сухих порошкоподібних матеріалів.

Механічні двохвальні мішалки застосовують для приготування бурових розчинів з грудкуватих матеріалів, а також рідких хімічних реагентів. Бурові розчини в двохвальних мішалках можна готувати з будь-яких грудкуватих матеріалів.

Висока якість приготування розчину поєднується з низькою продуктивністю. При завантаженні глиномішалки грудкуватою глиною вихід суспензії складає 2 – 4 м<sup>3</sup>/ч, а при завантаженні глинопорошком – 6 м<sup>3</sup>/ч.

На бурових двохвальні мішалки звичайно вмонтовують на високих дерев'яних або сталевих підставах. Тому приготована суспензія зливається в жолоб самопливом. Тверді матеріали в мішалки переважно подають вагонетками, які рухаються похилим рейковим шляхом за допомогою канатів і системи блоків, пов'язаних з валами мішалки. Вагонетки завантажують вручну; вивантаження їх в приймальну воронку мішалки здійснюється механічно.

Часто двохвальні мішалки використовують для приготування рідких хімічних реагентів з бурого вугілля та луку чи інших твердих компонентів. У двохвальних глиномішалках готують невеликі порції бурового розчину та хімреагентів.

Грудкуваті глини у даний час не використовують. При переході на сухі порошки необхідність в застосуванні двохвальних мішалок відпадає.

**Фрезерно-струменевий млин** ФСМ-3 (див. рис. 4.1) містить такі основні складові: ротор (2); приймальний бункер (8); запобіжну шарнірну плиту (12); диспергуючу рифлену плиту (1); пастка (15); лоток для відведення готової суспензії (4) і т. ін.

Він є машиною безперервної дії порівняно високої продуктивності. Безперебійна робота забезпечується шляхом механізованого завантаження початкових матеріалів стрічковим транспортером. У більшості випадків ФСМ використовують для введення у розчин вологих матеріалів, зокрема обважнювачів.

Однак така суспензія містить тверді частинки і тому вимагає додаткового перемішування чи багатократної циркуляції за схемою «млин – резервуар – млин»

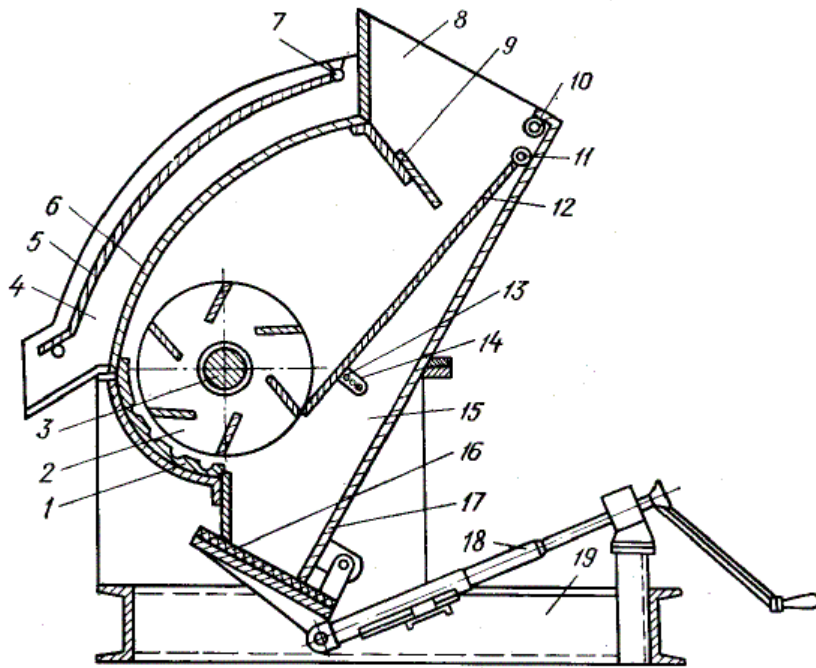
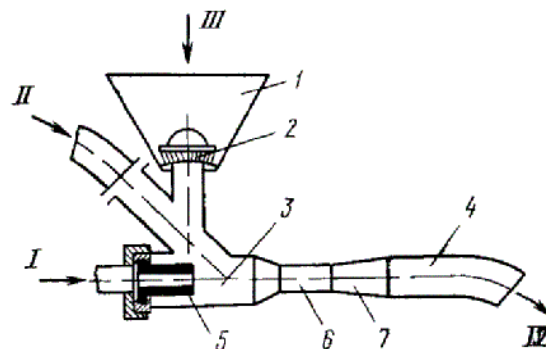


Рис. 4.1 – Фрезерно-струминний млин:

1 – рифлена плита; 2 – ротор; 3 – вал; 4 – лоток; 5 – відкидний щиток; 6 – решітка; 7 – шарнір; 8 – приймальний бункер; 9 – рухомий шток; 10 – перфорована труба; 11 – шарнір; 12 – запобіжна плита; 13 – змінні штифти; 14 – планка; 15 – пастка; 16 – гумова прокладка; 17 – відкидна кришка; 19 – рама

Великі порції бурового розчину готують в *ежекторних гідрозмішувачах* (див. рис. 4.2) і *спеціальних блоках для приготування розчину* (БПР). Розчин готують із сухих порошків глини, обважнювача й хімічних реагентів. Можна готувати розчин з використанням цементо-змішувальних машин. Буровий розчин на водяній основі готують із бентонітових глинопорошків. Блоки для приготування розчину, одночасно служать для його збереження. Матеріали в сухому вигляді перевозять у відповідній тарі чи спеціальним транспортом.

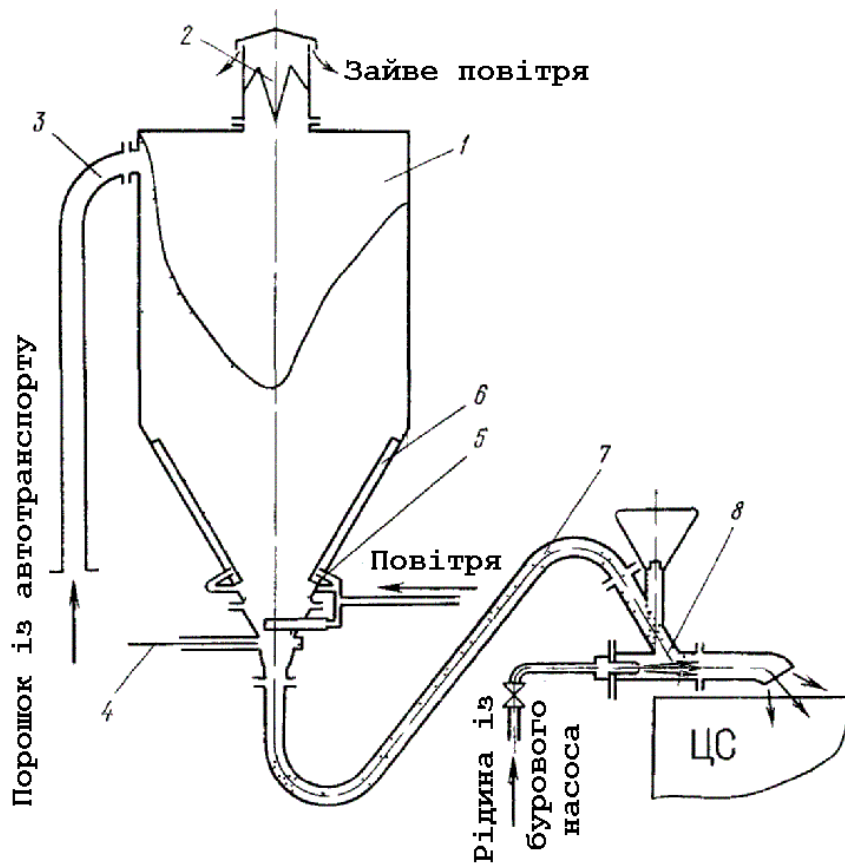


Лінії підведення: I-рідини;  
II і III-порошку; IV-злив

Рис. 4.2 – Гідрозмішувач:

1 – завантажувальна лійка; 2 – сітка; 3 – приймальна камера;  
4 – зливний патрубок; 5 – штуцер; 6 – змішувальна камера; 7 – дифузор

У гідрозмішувачі порошок перемішують з рідиною за рахунок його ежекції струменем рідини, що виходить з насадки. У блок для приготування розчину (див. рис. 4.3) завантажуються сухий порошок (його транспортують цементовозами, які розвантажують за допомогою повітря). Для приготування розчину чи його обважнення порошок із силосу подають за допомогою повітря у гідрозмішувач, у який розчин подають буровими насосами. Розчин попадає в ємність циркуляційної системи.



**Рис. 4.3 – Блок для приготування розчину БПР-70**  
 1 – силос; 2 – фільтр; 3 – завантажувальний патрубок;  
 4 – розвантажувальний регулятор; 5 – система подавання повітря;  
 6 – повітряні труби; 7 – підвідний шланг; 8 – гідрозмішувач

**Установка для приготування бурових розчинів УППЖ-2** (див. рис. 4.4) призначена для приготування бурового розчину з грудкуватих і порошкоподібних глин, обважнювання, хімічної обробки та зберігання розчину на бурових. Її складові: автомашина (1) з причепом (7); спарені фрезерно-струменеві млини ФСМ (3 і 4); дизельний привід (9 і 10); ковшовий елеватор (8) зі шнековим підбирачем; баки для дизельного палива та масла (2); поршневі насоси (5); відцентровий насос (6); резервуар для зберігання розчину. Фрезерно-струменевий млин (3) забезпечено завантажувальним бункером.

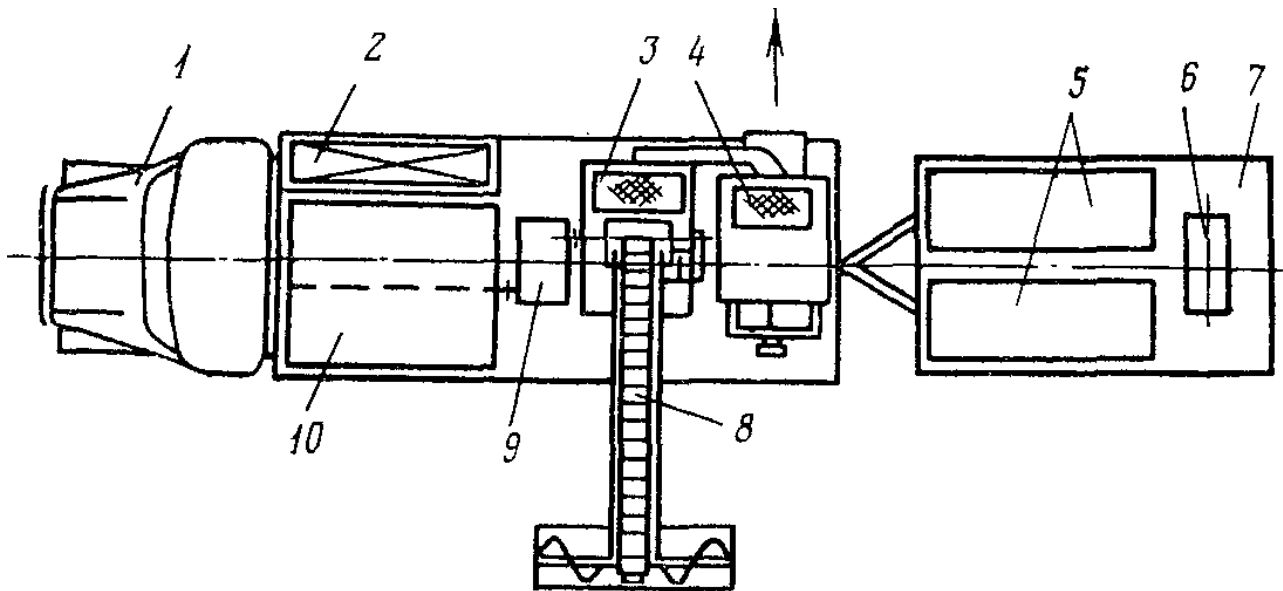


Рис. 4.4 – Установка приготування бурових розчинів УПІЖ-2:

1 – автомашина; 2 – баки (2) для дизельного палива та масла; 3 і 4 – спарені фрезерно-струменеві млини ФСМ; 5 – поршневі насоси; 6 – відцентровий насос; 7 – причеп; 8 – ковшовий елеватор; 9 і 10 – дизельний привід

Глина, обважнювач або хімічні реагенти забирають шнековим підбирачем, подають на елеватор, який доставляє початковий матеріал у завантажувальний бункер фрезерно-струменевого млина. Воду чи розчин закачують у цей же бункер насосами (5). Елеватор і шнековий підбирач переводять у транспортне положення за допомогою двох гідравлічних циліндрів. Для завантаження початкових матеріалів використовують бульдозер, який періодично підгрибає глину чи обважнювача до шнекового підбирача. Розчин, приготований у першому млині, подаються для кращого диспергування у другий млин, звідки за гнучким рукавом – у резервуар для зберігання.

Продуктивність установки  $50 \text{ м}^3/\text{годину}$  розчину, споживана потужність 58 кВт. Порівняно з фрезерно-струменевим млином ця установка має такі переваги:

- вища якість приготування бурового розчину;
- механізоване завантаження початкових матеріалів.

**Устаткування для очищення бурового розчину.** Буровий розчин циркулює замкнутою системою, тобто розчин, що закачують у свердловину, виходить з неї і його знов слід закачати в свердловину. Отже, параметри розчину, що виходить зі свердловини, дещо змінюються. Він вже містить тверді частки вибуреної породи, а також, наприклад, глинисті частки. Крім того в розчин за звичай потрапляють мінералізовані підземні води та газ. На параметри розчину також впливають підвищена температура й тиск. Подеколи частина розчину поглинається пластами, а тому в процесі буріння слід періодично додавати порції свіжого розчину.

Тому циркуляційну систему бурової установки звичайно обладнують пристроями для очищення розчину, що виходить, від газу, вибуреної породи, піску та мулу, а очищений розчин відновлюють – доводять до в'язкості, щільності, водовіддачі та інших параметрів, якими він володів до закачування в свердловину. Іноді залежно від розбурюваних порід слід змінювати властивості розчину.

Устаткування для очищення бурового розчину, що виходить зі свердловини, повинно забезпечувати не лише видалення з нього твердих частинок вибуреної породи, але й газу, мулу та побічних домішок. Очищення розчину грає велику роль у процесі буріння. Чим менше в розчині твердої фази, тим ефективніше буріння.

*Тверді частинки в буровому розчині поділяють на:*

- колоїдні, розміром менше 0,02 мм;
- мул з розміром частинок 0,02 – 0,8 мм;
- піщинки з розміром частинок більше за 0,8 мм.

Для очищення бурового розчину від вибуреної породи використовують системи очищення цього розчину. Ці системи характеризуються кількістю ступенів очищення – до п'яти. Система очищення працює ефективно, якщо працюють всі ступені. Якщо якась ступінь не працює чи працює не якісно, то вся система працює не ефективно.

*Для очищення бурових розчинів від вибуреної породи застосовують пристрої двох типів:*

- пристрої для механічного очищення за допомогою сит, в яких розмір частинок, що видаляють, залежить від величини осередків сита;
- пристрої, в яких розділення твердих частинок і рідини здійснюють за рахунок відцентрових сил.

При очищенні ситами з невеликими розмірами чарунок в'язкий розчин погано проникає через них, а тому сита не можуть здійснювати тонке очищення. У пристроях, заснованих на дії відцентрових сил, з розчину можуть віддалятися частинки практично будь-якої величини. Тому таке очищення можна назвати тонкою на відміну від грубого механічного очищення ситами. Очищення розчину може також здійснюватися за рахунок природного випадання вибуреної породи.

Найбільш крупні частинки осідають в жолобах або в спеціальних *відстійниках*. Відстійники мають конічну форму, звужуються до низу. У відстійниках швидкість руху бурового розчину мала та частинки шламу встигають випасти. По мірі накопичення шламу в нижній частині відстійника, шлам випускається. Очистка у відстійниках може відбуватися при густині бурового розчину до 1400 кг/м<sup>3</sup>. Цей спосіб особливо ефективний при бурінні у верхніх інтервалах.

Для механічного очищення бурових розчинів зазвичай використовують *вібростата, ситоконвейєри, сепаратори, що обертаються самі*.

Найбільшого поширення набули вібросита (див. рис. 4.5). Вібросита видаляють частинки розміром більші від 0.25 мм.

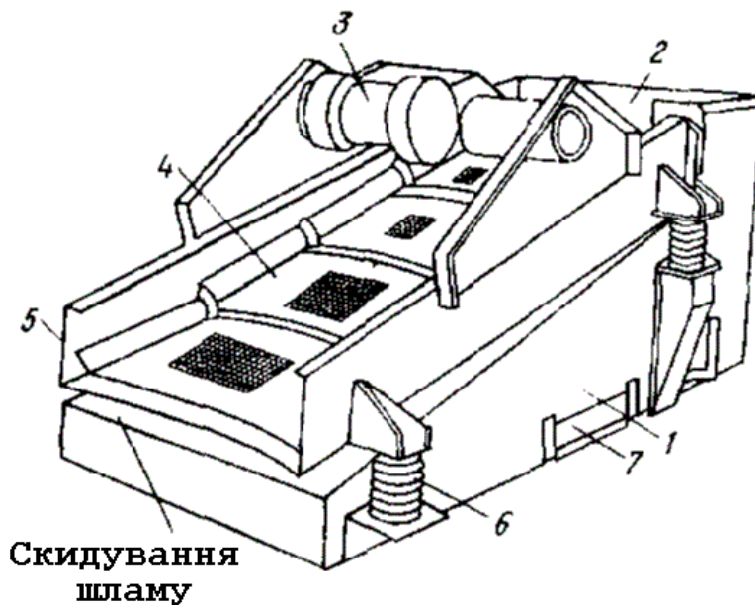


Рис. 4.5 – Вібросито:

- 1 – станина; 2 – регулятор подачі розчину; 3 – вібратор;  
4 – сітки; 5 – віброюча рама; 6 – пружини; 7 – жолоб

Вібросито містить раму (5), змонтовану на станині (1) з розподільним жолобом (2) і вібратором (3), на яку натягнута сітка (4). Сітку натягують на барабанах за допомогою пружин. Рама, за рахунок обертання електродвигуном ексцентричних грузил коливається. Раму розташовують з певним нахилом. Коливання рами повинні бути такими, щоб розчин вільно проходив крізь сито, а шлам скочувався сіткою за її межі. Розчин не повинен підскакувати разом з сіткою. Коректні коливання сітки досягають за рахунок регулюванням маси та розміщення грузил ексцентрика, числом обертів двигуна. При цьому центр вібросита повинен рухатися за колом, а крайні точки за еліпсом. Вібросита комплектують сітками різної щільності з розміром чарунок від 0.16 мм до 4 мм. Розмір чарунки сітки вибирають залежно від якості бурового розчину, типу породи, кількості шламу і т. ін.

При бурінні на малих глибинах, де механічна швидкість висока та багато глини в шламі, застосовують сітки з чарунками розміром не менше за 0.9 мм. На великих глибинах, де шламу не багато, використовують сітки з чарунками розміром 0.25 – 0,50 мм. Від розміру чарунки залежить пропускну здатність вібросита. Чим густіша сітка, тим менша пропускну здатність вібросита.

Вібросита виготовляють різних конструкцій. Вібрації рами сит можуть викликатися ексцентричним валом або ексцентрично розміщеною масою. Для збільшення пропускну здатності та ступеня очищення використовують сітки з чарунками різних розмірів, які розміщено або послідовно, або одна над одною (див. рис. 4.6).

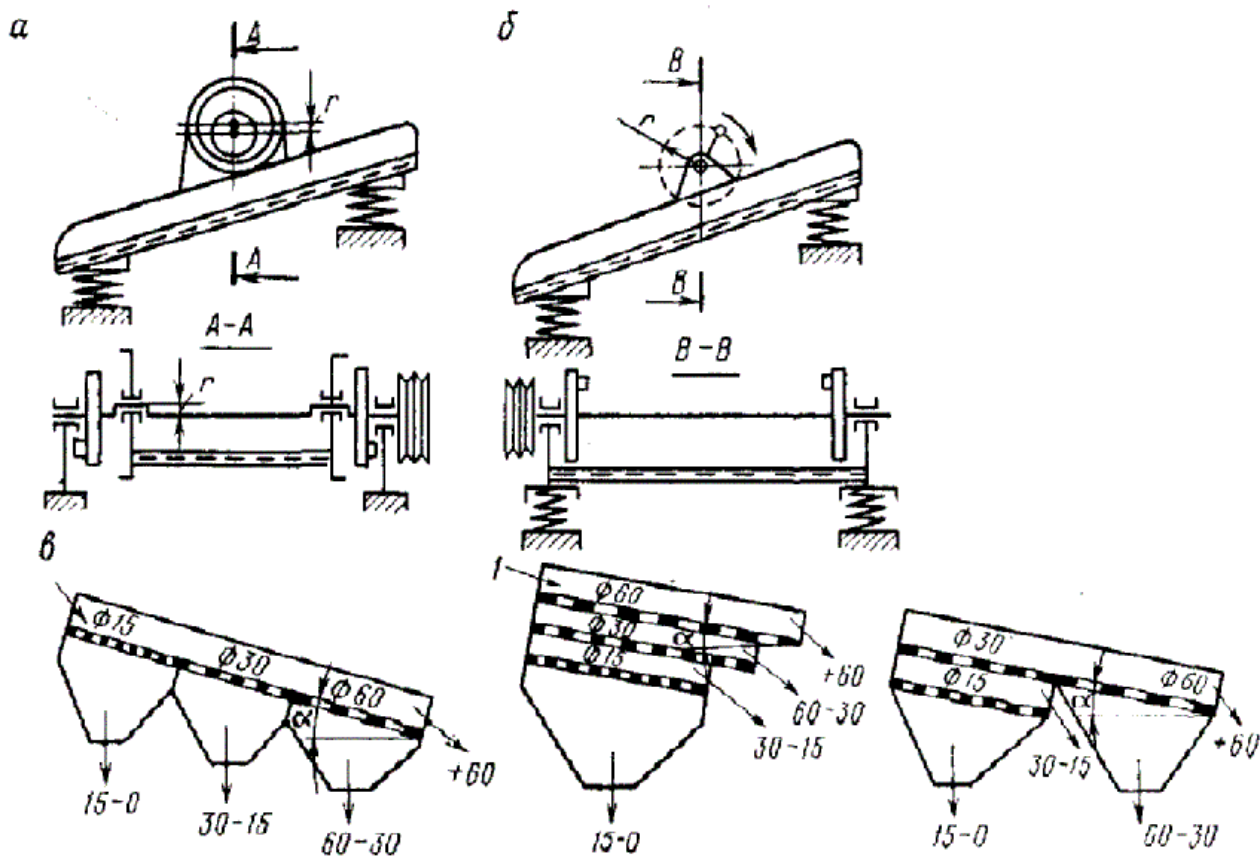


Рис. 4.6 – Схеми вібрисит: а – вібратор із ексцентричним валом; б – вібратор із ексцентричною масою; в – схеми розміщення сіток

Фракції твердої фази суспензій за допомогою відцентрових сил розділяють у *гідроциклонах і центрифугах*.

При середній щільності  $2,5 \text{ г/см}^3$ , яку звичайно мають гірські породи, зокрема глини, в гідроциклонах і центрифугах фракції розділяють за їх гранулометричним складом. Цей процес відбувається при тонкому очищенні бурових розчинів від вибуреної породи. Одну фракцію складають пісок та інші породи, іншу – очищений розчин.

*Пісковідділювачі* видаляють частинки шламу розміром від  $0,08 \text{ мм}$  до  $0,25 \text{ мм}$ . Принцип роботи *гідроциклону* в тому, що буровий розчин подають за дотичною в конусний корпус, який звужується до низу. Розчин закручується та обертається в гідроциклоні навкруг осі. За рахунок відцентрових сил важкі крупинки шламу концентруються на зовнішньому боці потоку, а легкі – в центрі.

Очищений розчин відбирають з центру. Шлам за конусною частиною опускається вниз і його випускають назовні з нижньої насадки. Закручування розчину настільки потужне, що через нижню насадку в гідроциклон може попадати повітря.

За нормальної роботи гідроциклону з нижньої насадки шлам з розчином повинен виходити у вигляді парасольки. Густина пульпи, що виходить з гідроциклону повинна бути на  $400 - 600 \text{ кг/м}^3$  більшою за густину бурового

розчину. Гідроциклон ефективно працює при тиску 0.25 – 0.35 МПа. Для регулювання тиску в гідроциклоні на викиді монтують засувку, залежно від кількості шламу міняють діаметр шламової насадки. Діаметр корпусу гідроциклона для видалення піску складає 150 – 450 мм.

Принцип роботи муловідділювача аналогічний пісковідділювачу. Різниця – у діаметрі корпусу. Муловідділювачі мають діаметр 50 – 100 мм. Чим менший діаметр корпусу, тим менші розміри частинок породи він видаляє. У муловідділювачі розчин обертається швидше й видаляє з розчину більш дрібні частинки діаметром 44 – 74 мікрон. Різниця густини пульпи й бурового розчину повинна складати 250 – 350 кг/м<sup>3</sup>.

*Із вищеназваних пристроїв для очищення бурового розчину:*

– *вібросито видаляє 25 % шламу;*

– *пісковідділювач 20 % шламу;*

– *муловідділювач – 35 % шламу.*

*Разом зі шламом витрачається частина бурового розчину. З 1 м<sup>3</sup> шламу витрачається:*

– 1.3 м<sup>3</sup> бурового розчину – на віброситі;

– 1.95 м<sup>3</sup> бурового розчину – на пісковідділювачі;

– 3.0 м<sup>3</sup> бурового розчину – на муловідділювачі.

*Триступенева система очищення дозволяє видалити 90% шламу.*

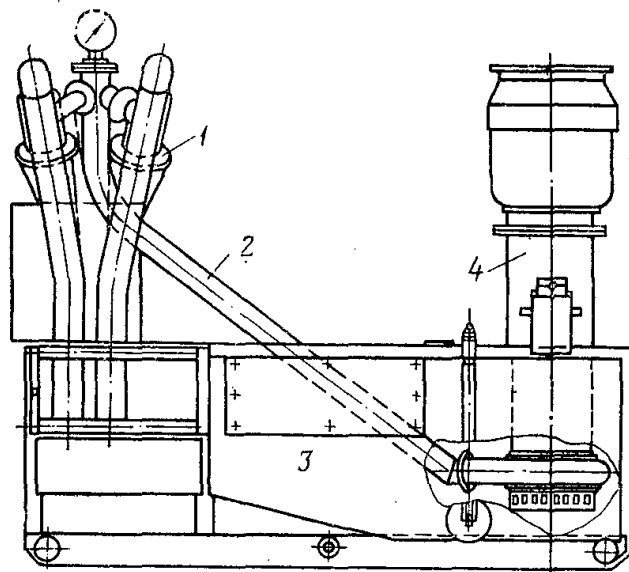
Продуктивність обладнання, тобто його пропускна здатність повинна перевищувати продуктивність насосів на 20 %. Для цього встановлюють два вібросита та два гідроциклони і 6 – 12 муловідділювачів.

*У розчинах, що обважнюють, фракції розділяють за їх щільністю. Цей процес відбувається при регенерації обважнювача та регулюванні складу твердої фази.*

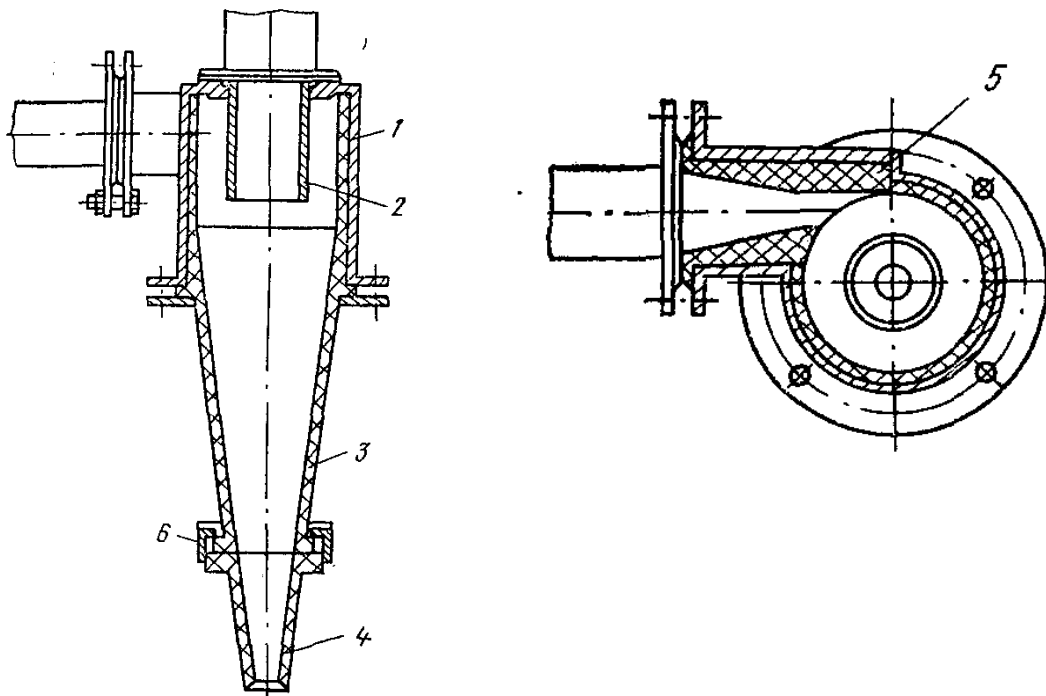
*Тонке очищення бурового розчину здійснюють переважно в гідроциклонах. Ними комплектуються пісковідокремлювачі, що складаються з одного або декількох циклонів і шламового насоса.*

*Пісковідокремлювач 1ПГК (див. рис. 4.7) містить: батарею гідроциклонів (1); вертикальний шламовий насос (4); резервуар (3); сполучну труб (2) між насосом і батареєю. Батарея містить зварну раму, чотири гідроциклони, хрестовину й чотири відведення з гумовими рукавами. Внутрішня частина рами виконана у вигляді лотка з похилим дном і люком, шибером в передній торцевій стінці. При закритому шибері насадки, занурені в шлам, що витікає через верхню кромку передньої торцевої стінки. При відкритому шибері шлам вільно витікає через люк.*

*Гідроциклон (див. рис. 4.8) містить: металевий корпус (1); всередині його закріплено гумовий суцільнолитий порожнистий конус (3); сопла (5); металеву зливну насадку (2); гумову насадку (4), яка кріпиться до нижнього кінця гумового конуса за допомогою бурту в насадці і сталевого кільця (6). Вихідний отвір насадки може мати два діаметри – 15 та 25 мм.*

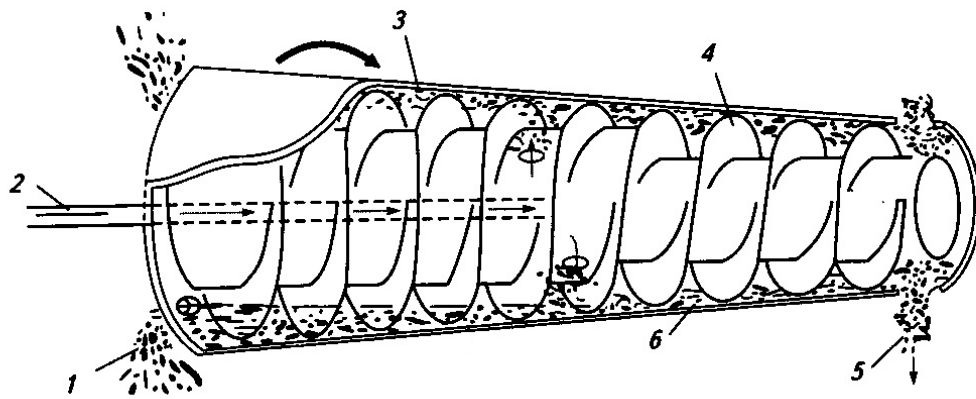


**Рис. 4.7 – Пісковідокремлювач 1ПГК:**  
 1 – батарея гідроциклонів; 2 – сполучна труба;  
 3 – резервуар; 4 – вертикальний шламівий насос



**Рис. 4.8 – Гідроциклон:**  
 1 – металевий корпус; 2 – металева зливна насадка; 3 – гумовий суцільнолитий порожнистий конус; 4 – гумова насадка; 5 – сопло; 6 – сталеве кільце

Найбільш дрібні частинки гірської породи та глини можливо видалити *центрифугами* (див. рис. 4.9).



**Рис. 4.9 – Схема центрифуги:**  
 1 – вихід розчину; 2 – подача розчину; 3 – обертовий циліндр;  
 4 – шнек; 5 – вихід глини; 6 – рівень розчину

*Центрифуга* – це горизонтальний барабан у вигляді сітки, який обертається з числом 1500 – 4000 об./хв. У центрифугі розчин набуває прискорення, що в 900 раз вище за нормальне. Центрифуги видаляють частинки розміром 2 – 44 мікрон.

*Центрифуги мають малу продуктивність.* Через них пропускають не весь буровий розчин, а лише його частину. Тверді частинки розчину можуть бути:

- низької густини (2500 – 3500 кг/м<sup>3</sup>);
- високої густини (4200 кг/м<sup>3</sup>).

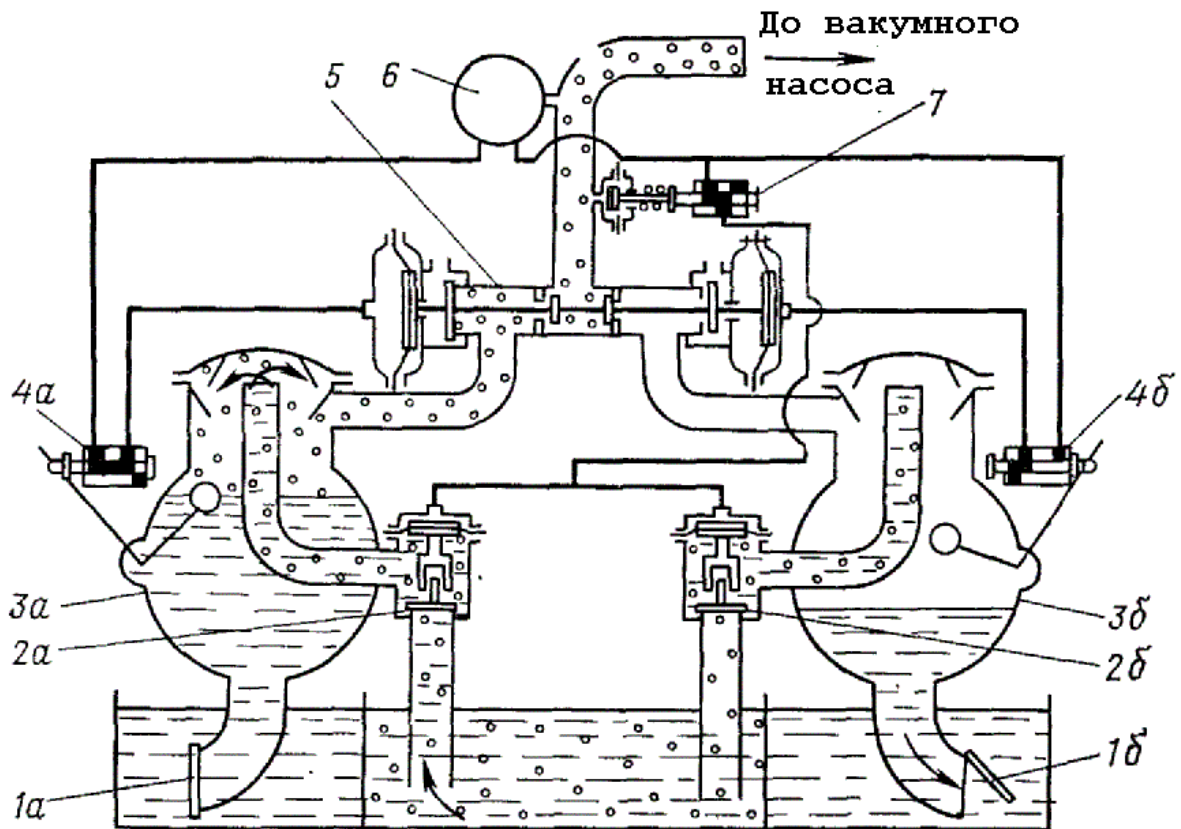
Гідроциклони видаляють всі частинки. Разом зі шламом видаляють і обважнювач. Очищення обваженого розчину на гідроциклонах і центрифугах може вестись за два етапи.

Спочатку видаляють всі тверді частинки шламу й обважнювача. Після цього пульпу, яка містить шлам і обважнювач, розбавляють водою, пропускають через сітки з дрібними чарунками, через які проходить обважнювач. Обважнювач повертають у буровий розчин, а породу викидають. Використовують центрифуги, які видаляють з розчину лише обважнювач (з 1500 об./хв.). Надалі на наступній центрифугі видаляють шлам, а обважнювач повертають у розчин.

Для видалення газів використовують *дегазатори*. У дегазаторах розчин пропускають через камери, в яких вакуум створюють вакуумним насосом.

Дегазатор (див. рис. 4.10) містить дві однакові половини, які працюють по чергово.

Буровий розчин поступає за жолобом або з ємності через всмоктуючий клапан у дегазаційну камеру. Після створення вакууму, параметри якого регулюють регулятором, і підняття рівня у камері до золотникового регулятора рівня, клапан-розрядник перемикає вакуумний насос на другу камеру. У процесі створення вакууму в другій камері дегазований розчин зливають у жолоб. Далі процес повторюється.



**Рис. 4.10 – Вакуумний дегазатор:**

**1 – клапан зливний; 2 – клапан всмоктуєчий; 3 – дегазційна камера; 4 – золотник регулятора рівня; 5 – клапан розрядник; 6 – ресивер вакуумний; 7 – регулятор вакууму**

## 5. Кріплення свердловин. Конструкції свердловин. Цементування свердловин

Головне завдання бурової свердловини – створити надійне сполучення продуктивного пласта із землею поверхнею. Звичайно свердловина розкриває цілий ряд пластів. Продуктивні пласти мають різні властивості, наприклад: нафтові, газові й водоносні пласти з різним пластовим тиском і проникливістю. Експлуатація всіх пластів одночасно неможлива. Одні з них обводнюються швидше, інші пізніше. Тому необхідне надійне розмежування цих пластів.

Звідси, *призначення цементування свердловини:*

- забезпечити тривалу ізоляцію продуктивних об'єктів від сусідніх горизонтів з пластовими водами та з земної поверхні для попередження руйнування родовища;
- попередити рух рідини та газу поза колоною;
- закріпити нестійкі породи шляхом скріплення їх цементним каменем;
- попередити викид газу, що знаходиться в свердловині під великим тиском;
- ізолювати для тимчасової консервації продуктивні горизонти, що поки не включено в розробку;
- ізолювати водоносні пласти, що використовують для водопостачання;
- запобігти руйнуванню обсадної колони внаслідок корозію;
- закріплення обсадної колони від переміщень.

*Розмежування пластів включає два етапи:*

- кріплення свердловини металевими трубами, так зване згвинчування між собою в суцільні обсадні колони;
- власне цементування свердловини.

Під час буріння виникає необхідність у *проміжному закріпленні стовбура свердловини до досягнення свердловиною проектної глибини*. Тому перед початком буріння складається програма, за якою свердловина кріпиться обсадними трубами. Цю програму називають **конструкцією свердловини**.

*У конструкції свердловини вказують:*

- діаметри доліт, за допомогою яких будуть проходити свердловину;
- довжину труб для комплектації обсадних колон;
- діаметр труб для комплектації обсадних колон;
- товщину стінок труб для комплектації обсадних колон;
- марку сталі труб для комплектації обсадних колон;
- дані про цементування колони.

*Обсадні колони мають різне призначення:*

- першу коротку колону, що спускають на глибину 5 – 15 м, називають *направленням* – служить для закріплення гирла від розмиву потоком розчину, її опускають до перших стійких відкладів. Проходку стовбура під направлення звичайно ведуть копанням шахти під направлення відповідної глибини, але зрідка – бурінням. Найбільша проблема при встановленні шахтного

направлення – попередження його промивання, тобто виходу розчину поза направленням і забезпечення його вертикальності та співвісності з отвором змонтованого ротору. Тому його ретельно центрують й забудовують. При бурінні на морі цю колону спускають до дна моря. Вона ізолює свердловину від товщі води і називається *райзером*;

– друга колона – *кондуктор* – для перекриття нестійких верхніх відкладів, ізоляції від забруднення горизонтів з питною водою, герметизації свердловини при нафтогазопроявах, підвішування на гирлі наступних колон. Кондуктор спускається на глибину від 40 – 50 м, а іноді – 500 м і більше в залежності від розрізу свердловини. Загально прийнято спирати кондуктор на покрівлю крейдових відкладів. Цементуванню кондуктора приділяють значну увагу, враховуючи необхідність збереження джерел питної води;

– остання колона – *експлуатаційна* – для вилучення нафти та газу, нагнітання різних агентів у продуктивні пласти.

При бурінні можуть мати місце взаємно неприйнятні умови, наприклад, в одних пластах – поглинання бурового розчину, в інших – проявлення пластового флюїду. Для розкриття цих інтервалів необхідно буровий розчин різної густини. Для створення сприятливих умов буріння, забезпечення надійних умов розкриття продуктивних горизонтів спускають *проміжні колони*.

Деякі проміжні колони, а деколи й експлуатаційна, не сягають до гирла. Вони закріплюють лише нижню, не обсажену, відкриту частину свердловини. Такі колони називаються *потайними* чи *хвостовиками*.

За кількістю колон конструкції бувають:

- *одноколонні*, коли проміжні колони не спускають;
- *двоколонні*, коли спускають одну проміжну колону;
- *багатоколонні*, коли спускають кілька проміжних колон.

Нижній кінець колони (короткий, товстостінний кусок труби, найчастіше у вигляді муфти обсадної труби) називають *башмаком*.

*Діаметр експлуатаційної колони залежить від призначення свердловини, способу експлуатації свердловини та її дебіту.*

Розвідувальні свердловини призначені, головним чином, лише для випробування горизонтів, комплектують експлуатаційними колонами діаметром 140 – 146 мм, а іноді 127 мм. Практикується й експлуатація розвідувальних свердловин.

Експлуатаційні колони в експлуатаційних свердловинах повинні забезпечувати спуск у свердловину необхідного експлуатаційного обладнання, проведення ремонтних робіт. В якості експлуатаційних колон звичайно використовують труби діаметром 168 і 178 мм, а у випадку високого дебіту – 194 мм. Застосовують і труби діаметром 140 та 146 мм, зокрема, для нафтових свердловин.

*Кількість і глибину проміжних колон визначають з умов буріння. Будується суміщений графік градієнту пластового (порового) тиску й градієнту тиску гідророзриву (поглинання).*

*Гرادієнт пластового тиску (гідророзриву) – це відношення відповідного тиску до глибини його залягання, визначає максимальну та мінімальну густину бурового розчину для певного інтервалу. Його визначають за формулами*

$$k_n = \frac{P_{nl}}{\rho_v g H} \quad (5.1)$$

або

$$k_{gp} = \frac{P_{gp}}{\rho_v g H}, \quad (5.2)$$

де  $P_{пл}$ ,  $P_{гр}$  – тиск відповідно пластовий та гідророзриву, Па;  $H$  – глибина, що відповідає визначеному тиску, м;  $g$  – прискорення вільного падіння, м/с<sup>2</sup>;  $\rho_v$  – густина прісної води, кг/м<sup>3</sup>.

Тиск гідророзриву та пластовий тиск (МПа) встановлюють за промисловими даними чи розраховують, зокрема, за емпіричною залежністю

$$P_{gp} = 0,0083H + 0,66P_{nl} . \quad (5.3)$$

*На графіку зміни градієнтів за глибиною (приклад такого графіку див. рис. 5.1) виділяють зони можливого сумісного розкриття горизонтів шляхом проведення паралельних прямих між мінімальним значенням градієнту тиску гідророзриву та максимальним значенням градієнту пластового тиску.*

Проміжні обсадні колони опускають також і для розмежування відмінних за складом відкладів: солей від прісних відкладів; відкладів, схильних до набрякання чи з пливунними властивостями; зон дуже нестійких порід і т. ін. Враховують, що збільшення довжини незакріпленого стовбура свердловини спричиняє ускладнення стовбура.

*Довжину незакріпленого стовбура свердловини називають виходом з-під колони. У загальному випадку зі збільшенням величини виходу з-під колони зростає відсоток аварій, ускладнень, витрат бурового розчину, тощо. У разі тривалого буріння в незакріпленому стовбурі свердловини виникають каверни – розширення стовбура в нестійких відкладах. З часом шлам і згустки розчину заповнюють каверни. Це ускладнює процес буріння.*

*Аналіз частоти аварій і витрат бурового розчину показує на наявність ступеневої залежності їх від величини виходу з-під колони. Закріплення стовбура колоною різко зменшує подібні негативні явища та створює більш сприятливі умови для успішного буріння свердловини.*

Враховують, що ускладненість стовбура свердловини залежить від тривалості буріння в ньому. Упровадження високоефективної технології буріння, високоякісних доліт і бурових розчинів, високої організації робіт, може зменшити потребу в спуску проміжних обсадних колони.



$$L = \frac{P_y}{\rho_p - \rho_\phi}, \quad (5.4)$$

де  $P_y$  – очікуваний тиск на усті, МПа;  $\rho_p$  – градієнт тиску гідророзриву пласта, МПа/м;  $\rho_\phi$  – градієнт гідростатичного тиску стовпа розгазованого бурового розчину чи пластового флюїду в свердловині, який приймають для:

- води –  $1,08 \cdot 10^{-2}$  МПа/м;
- нафти –  $0,745 \cdot 10^{-2}$  МПа/м;
- газу –  $0,11 - 0,35 \cdot 10^{-2}$  МПа/м.

Також враховують спрацювання колони в процесі буріння. При тривалій роботі вона інколи спрацюється так, що вже не забезпечує герметизацію свердловини. Це або враховують при виборі товщини стінки труб, або спускають додаткову колону перед розкриттям продуктивних пластів.

Після цього обгрунтовують *діаметри колон і доліт при бурінні. Мінімально необхідний радіальний зазор між муфтою обсадної колони та стінкою свердловини залежить від жорсткості колони, глибини її спуску, викривлення свердловини. Його величину за звичай приймають у межах 10 – 15 мм для колон діаметром 140 – 168 мм і 45 – 50 мм для колон діаметром 377 – 426 мм. Цей зазор можна зменшити за рахунок використання більш жорстких компоновок низу, які включають обажені бурильні труби великого діаметра та калібратори.*

Стовбур свердловини, пробурений одним долотом без калібраторів, має далеко не ідеальну круглу форму, а форму багатокутника, адже долото повертається в свердловині не строго кругом своєї осі, а з певним ексцентриситетом. Крім того, стовбур свердловини часто міняє направлення при переході з однієї гірської породи в іншу. Центрування низу бурильної колони зближує форму стовбура до кола та зменшує зміни його направлення. Зазори також можна збільшувати за рахунок використання обсадних труб із зменшеним діаметром муфт, безмуфтових обсадних труб, використання розширювачів. Це дозволяє спускати колони більшого діаметра. Діаметр долота визначають з виразу

$$D_\delta = D_m + 2\delta, \quad (5.5)$$

де  $D_\delta$  – діаметр долота, мм;  $D_m$  – діаметр муфти, мм;  $\delta$  – рекомендований зазор, мм.

Після цього вибирають діаметр наступної колони. Зазор між долотом і внутрішнім діаметром обсадної колони звичайно приймають 2 – 4 мм.

**Конструкції обсадних труб.** Обсадні труби бувають муфтові й безмуфтові. У муфтових обсадних трубах муфти нагвинчуються на тіло труби для з'єднання цих труб у колону. *Муфти бувають нормального діаметра та зменшеного.*

Безмуфтові труби виготовляють без потовщення кінців для нарізання різьб (наприклад, типу ОГ-1м), або з висадженням верхнього кінця у вигляді розтрубу, де нарізають муфтову частину різі, або з частковою висадкою одного кінця. Є конструкції з частковою висадкою і всередину.

За профілем різі обсадні труби виготовляють з *круглою (трикутною) різьбою*. Різьба буває коротка та подовжена. Круглі різьби негерметичні. Міцність різьби менша за міцність тіла труби, тому зараз практично не використовується. Популярності набули *різьби з трапецеїдальним профілем (стрічкові)*. Профіль цих різьб різний. Найбільш поширений профіль (ОТТМ, Батрес), в якому верхній бік витка нахилено під кутом  $3^\circ$  до поперечної площини, а нижній  $10^\circ$ . Крок різі складає 5.08 мм (5 ниток на дюйм).

У процесі кріплення свердловини необхідно забезпечити герметичність різьбових з'єднань. Різьби ущільнюють нанесенням твердуючі після згвинчування змазки. Найбільш розповсюджено ущільнення різьб за рахунок контакту спеціальної форми ущільнюючих поверхонь «метал – метал», які виготовляють на трубах і муфтах при виготовленні різі ОТТГ, VAM, BDS (див. рис. 5.2).

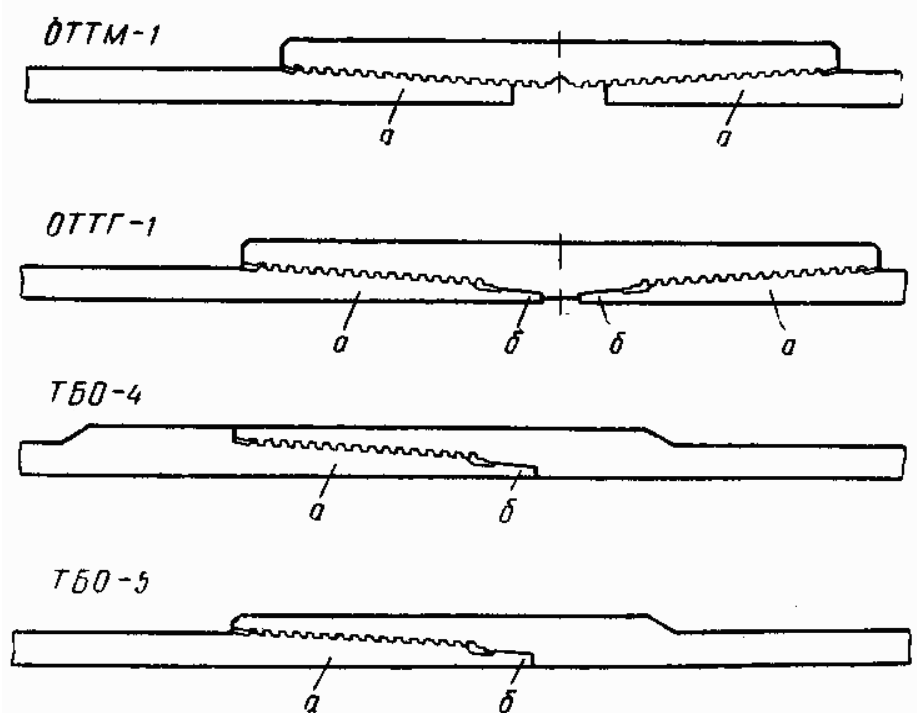


Рис. 5.2 – Конструкції обсадних труб:  
а – різьба; б - ущільнення

На кінці труби (де закінчується різьба) оснащують виточкою конусної чи бочкоподібної форми, яка заходить у відповідну виточку в муфті. Ущільнення досягають і за рахунок упирання торця труби у виточку муфти. Поверхні мають певний натяг, який забезпечує щільність різі. Конусність різьб обсадних труб переважно 1:16, та бувають й ін.

**Труби, які розширюються.** При виборі конструкції свердловини доцільно зменшити до мінімуму кількість колон, адже для кожної додаткової колони слід збільшувати діаметр доліт і попередніх обсадних колон. У складних геологічних умовах (зокрема, бурінні на морі) свердловина має до 9 обсадних колон. Для збереження попереднього діаметра долота після спуску чергової обсадної колони часто використовують розширювані труби. Після спуску чергової колони буріння ведуть долотом з розширювачем, який утворює стовбур свердловини більший, ніж прохідний діаметр в попередній колоні. З досягненням глибини спуску чергової колони, спускають обсадну колону з розширюваних труб. Зразу після закачування цементу їх розширюють. Розширюючий конус механічним способом назавжди деформує трубу. Конус переміщують вздовж труби під дією тиску, що передається на конус через бурильні труби з поверхні, чи за рахунок механічного зусилля догори чи донизу. В результаті проходження конусу відбувається пластична деформація стінок труби при напруженнях, вищих за межу текучості, але менших за межу міцності матеріалу труб. Ступінь розширення зі зміною внутрішнього діаметра досягати 25 %, та за звичай обсадні труби слід розширити менш, ніж на 20 %.

Внизу хвостовика з розширюваних труб закріплюють пусковий пристрій, що має більш тонкі стінки. Товщина стінки пристрою менша, ніж номінальне відхилення внутрішнього діаметру попередньої колони, що дозволяє спускати пристрій через цю колону. У верхній частині розміщено підвісний пристрій з еластомірним покриттям, яке ущільнюється в попередній обсадній колоні. Після розширення труба має зовнішній діаметр більший, ніж зовнішній діаметр пускового пристрою, а внутрішній дорівнює внутрішньому діаметрові пускового пристрою. За цією технологією використовують розширювані системи для хвостовиків у відкритому стовбурі, розширювані системи для обсаженого стовбуру та розширювані пристрої для підвіски хвостовику.

*Використання розширюваних труб дозволяє зберегти діаметр стовбуру свердловини, відповідає необхідності у спеціальній підвісці хвостовика та пакерах, забезпечується краще ущільнення кільцевого простору, є можливість посилювати обсадну колону під час її ремонту, тощо.*

Виділяють наступні системи розширення:

– система осьового розширення «зверху – донизу». Розширюючий інструмент містить фіксований наконечник для ініціювання розширення та рухомі осьові ролики для завершення розширення. Поршні розсувають ролики при зміні профілю стовбуру;

– система розширення при низькому осьовому навантаженні з повертанням при низькому зусиллі тертя кочення. Придатна за наявності звужень внутрішнього діаметра, тому що може проходити через звуження. Можна розширювати окремі інтервали;

– система гідравлічного розширення.

**Підготовка свердловини до спуску колони.** Обсадна колона за діаметром більша за бурильний інструмент, при спуску колони обмежені можливості з

усуненню перешкод. Свердловину не можна проробити. Рідко, коли обсадну колону можна підняти зі свердловини без ускладнень. Тому свердловину ретельно готують до спуску. Перед спуском обсадної колони в свердловині виконують комплекс електрометричних та інших дослідницьких робіт для забезпечення процесу кріплення.

Міцність проміжних колон і встановлених на них превенторів при бурінні свердловини на площах з наявністю сірководню і на континентальному шельфі повинна забезпечувати закриття гирла при відкритому фонтануванні.

Аналізують стан свердловини. Визначають місця ускладнень, наявних звужень стовбура, зон осипання, жолобних виробок. Ці зони визначають за даними геофізичних досліджень і поведінки свердловини при бурінні. Якщо компоновка низу, яку використовували при бурінні недостатньої жорсткості, то свердловину калібрують більш жорсткими компоновками. Жорсткість компоновки низу повинна відповідати жорсткості обсадної колони. Проробку стовбура проводять в інтервалах звужень, а калібрування – на глибину спуска колони при рівномірній подачі долота та промиванні з такою ж продуктивністю, як і при бурінні.

Особливу увагу надають ліквідації сальників у стовбурі. Перед спуском колони перевірити відсутність сальників з допомогою каверноміра. До спуску колони шлам бажано видалити зі свердловини. Перед спуском колони доцільно перевірити відсутність пробок в стволі контрольним спуском долота. Спуск колони повинен проходити без затримок.

До спуску колони перевіряють: фундамент; основу вишки; вишку та її центрування; стан кріплення елементів вишки; працездатність підвіски машинних ключів; вільний підхід до гирла; лебідку; її привід; двигуни; гальмівну систему; кріплення кронблока; стан талевого канату; бурові насоси; почистити приймальні чани та ін.

***Обсадні колони спускають у свердловину в один захід (як правило) чи секціями***, тобто по частинах. Допускається спуск колон двома секціями при застосуванні стикувальних пристроїв, спресованих перед спуском у свердловину на тиск, що забезпечує випробування колони на герметичність.

Нижню секцію колони опускають на бурильних трубах. Їх з'єднання з обсадними трубами здійснюють на лівій різбі. Після цементування залишки цементу змивають через спеціальні отвори, а після затвердіння цементу бурильні труби відгвинчують від обсадних. Наступні секції стикують з нижньою секцією.

Опускання колони секціями використовують для зменшення навантаження на буровий верстат при спуску важких обсадних колон, зменшення тривалості спуску колони та відповідно запобігання ускладнення свердловини, зменшення висоти піднімання цементу за обсадною колоною для попередження поглинання цементного розчину й виникнення заколонних перетоків. Зменшення висоти піднімання цементу досягають і за рахунок цементування колони частинами, у два заходи за допомогою цементувальної муфти, яку

встановлюють на розрахунковій висоті. Цементування колони частинами називається *ступеневим*.

Глибину стикування секцій вибирають у попередній обсадній колоні. Глибину встановлення муфти для ступеневого цементування чи стикувального пристрою визначають з умови, що при твердінні цементного розчину він всмоктує в себе воду й знижує тиск на пласти. Зниження тиску призводить до поступання газу в свердловину та проявам газу в зазубному просторі. Глибину встановлення муфти визначають за виразом

$$H = \frac{102P_{пл} - L\rho_в}{\rho_p - \rho_в}, \quad (5.6)$$

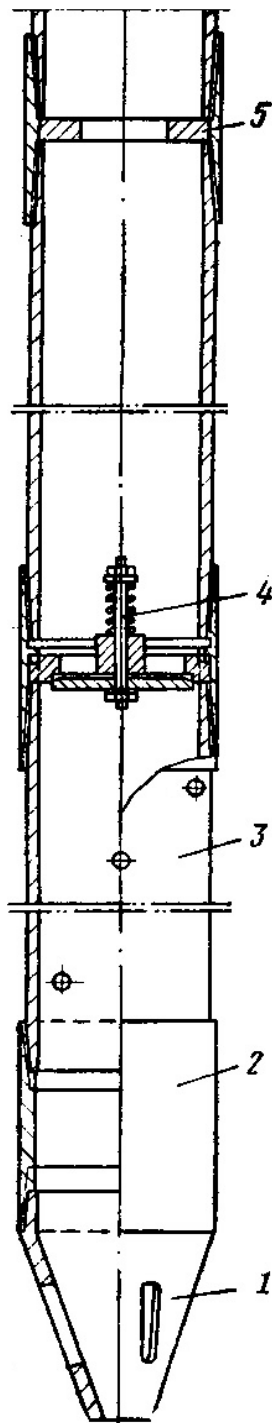
де  $P_{пл}$  – пластовий тиск, МПа;  $L$  – глибина залягання покрівлі пласта, м;  $\rho_p$ ,  $\rho_в$  – густина бурового розчину та води, г/см<sup>3</sup>.

Зниження тиску на пласт під час твердіння цементу досягають і за рахунок створення та підтримування в кільцевому просторі надлишкового тиску.

**Оснастка обсадних колон** (див. рис. 5.3). Низ колони обладнують **направляючою пробкою**, яка служить для направлення низу колони за стовбуром свердловини, попереджує зупинки кінця колони на уступах. Направляюча пробка буває чавунною (найбільш надійна, тому її застосовують для похилих свердловин) та бетонною.

Чавунну направляючу пробку загвинчують, а бетонну виготовляють спільно з **башмаком колони** (товстостінна подовжена муфта з фаскою під 45° для направлення долота та іншого інструменту в колону при його підніманні; попереджує руйнування кінця колони при підніманні бурильної колони). Бетонна пробка легко розбурюється. В бетонному башмаку над направляючою пробкою виконано отвори, закриті діафрагмами. Ці отвори дають можливість відновити промивання у випадку, коли забивається центральний отвір. Для цього також служить заливальний патрубков, встановлений вище башмака.

Над башмаком, у наступному різьбовому з'єднанні ставлять **зворотній клапан** (для попередження зворотнього руху цементу після цементування). Якщо тримати колону під тиском (у роздуту стані) після зниження тиску між трубами та цементом може утворитись щілина. Для кращого контакту цементу з колоною є сенс після закінчення цементування максимально знизити тиск у колоні, щоб в такому положенні затвердів цемент. Зворотні клапани застосовують лише при прямому способі цементування. Вони попереджують проникнення шламу всередину колони. За колоною виникає висхідний потік розчину, що попереджує накопичення шламу на кінці колони та її зупинку. Зазор між стінкою свердловини й обсадною колоною невеликий. Зворотній клапан попереджує перелив бурового розчину через труби при їх спуску в свердловину тому, що опір руху розчину в колону менший, ніж поза колоною. Зворотні клапани використовують тарілчасті, в яких сідло й тарілку виготовляють з чавуну.



**Рис. 5.3 – Компонування низу обсадної колони:  
 1 – направляюча пробка, 2 – башмак; 3 – залівний патрубок;  
 4 – зворотний клапан; 5 – упорне кільце**

Зворотні клапани типу ЦКОД (див. рис. 5.4), в яких перелив розчину при спуску попереджають дроселюванням через гумову діафрагму, а перед цементуванням у колону вкидають пластмасову кулю, яка продавлюється через діафрагму та розрізні шайби, після чого куля перешкоджає зворотному рухові бурового розчину.

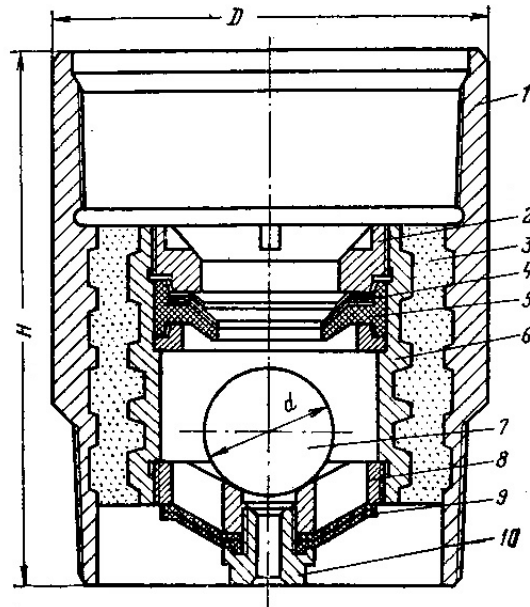


Рис. 5.4 – Зворотний клапан ЦКОД:

1 – корпус; 2 – натисна гайка; 3 – підвіска (бетонна чи пластмасова); 4 – розрізні шайби;  
5 – гумова діафрагма; 6 – чавунна втулка; 7 – пластмасова куля; 8 – обмежувальне  
кільце; 9 – гумово-тканинна мембрана; 10 – дросель

**Розрахунок обсадних колон.** На обсадну колону діє ряд навантажень. Їх комбінація залежить від операції, яку здійснюють у свердловині, стану розробки родовища і т. ін. На колону діють розтяжне чи стискуюче навантаження, зминаючий і внутрішній тиск, згинаючий момент, тощо. Розтяжне навантаження виникає від власної ваги колони, внутрішнього тиску, який створюється в колоні, скорочення колони від зниження температури у свердловині, за рахунок більш важкого розчину в трубах порівняно із затрубним простором, тертя розчину під час руху по колоні. Стискуючі навантаження виникають при розвантаженні колони на вибій, на цементний камінь, на «голову» в свердловині, стискуюче навантаження за рахунок наявності більш важкого розчину в трубах порівняно з розчином у трубах.

Зминаючий тиск викликається пластовим (поровим) тиском у відкладах, які перекриває колона, дією гірничого тиску від порід, які схильні текти чи набухати, наявності стовпа бурового та цементного розчину, води, газу й нафти за колоною, створення тиску за колоною з поверхні, нагріванням і розширенням рідини за колоною.

Внутрішній тиск створюється за рахунок дії флюїдів, які поступають з пласта, тиску, який створюється з поверхні в закритій свердловині, тиску стовпа цементного розчину при цементуванні наступної колони, стовпа бурового розчину, яким бурять свердловину під наступну колону, нагріванням і розширенням рідини в колоні.

Згинаючі напруження виникають при пропуску колони через місця зміни напрямлення стовбура свердловини, згину від розвантаження колони та стискування її за рахунок температурного розширення.

Дію названих сил оцінюють у певні конкретні періоди будівництва та експлуатації свердловини, при виконання певних операцій, тощо. При цьому визначають результуючу дії розтяжного чи стискуючого осьового навантаження, внутрішній чи зминаючий тиск від одночасної дії зминаючого та внутрішнього тиску одночасно, як їх різниця

$$P_p = P_v - P_z, \quad (5.7)$$

де  $P_p$  – результуючий тиск;  $P_v$  – внутрішній тиск;  $P_z$  – зовнішній тиск.

Для спрощення розрахунків будують графіки залежності зовнішнього, внутрішнього та результуючого тисків від глибини. Слід також враховувати сумісну дію тиску й осьового навантаження на колону. Наявність внутрішнього чи зовнішнього тиску впливає на значення допустимого розтягуючого навантаження та навпаки.

**Цементування свердловин.** Цементування обсадних колон здійснюють для:

- забезпечення тривалої ізоляції продуктивних об'єктів від сусідніх пластів з пластовими водами та з земною поверхнею для попередження руйнування родовища.
- попередження руху рідини та газу поза колоною;
- закріплення нестійких порід шляхом зміцнення їх цементним каменем;
- попередження викиду газу з пластів, у яких він знаходиться під великим тиском;
- ізолювання для тимчасової консервації продуктивних горизонтів, які поки не включені в розробку;
- ізолювання водоносних пластів, які використовують у водопостачанні;
- збереження обсадної колони від впливу корозії;
- закріплення обсадної колони від переміщення.

Інтервали підйому тампонажного розчину за обсадними колонами визначають технічним проектом на будівництво свердловини й звичайно складають:

- за кондуктором – до гирла свердловини;
- за проміжними колонами нафтових свердловин з проектною глибиною до 3000 м з урахуванням геологічних умов, але не менше 500 м від башмака колони;
- за проміжними колонами розвідувальних, пошукових, параметричних, опорних і газових свердловин (не залежно від їх глибини) та нафтових із проектною глибиною більше 3000 м – до гирла свердловини;
- за експлуатаційними колонами нафтових свердловин з урахуванням перекриття башмака попередньої колони не менш 100 м. Ця ж умова поширюється на газові та розвідувальні свердловини при виконанні заходів, які забезпечують герметичність обсадних труб. У всіх інших випадках тампонажний розчин повинен підійматися до гирла свердловини.

За наявності в розрізі свердловин зон інтенсивного поглинання для піднімання тампонажного розчину на заплановану висоту передбачають використання ступеневого цементування із застосуванням спеціальних муфт, розчинів зниженої густини і т. ін.

Серед способів цементування слід виділити:

– *прямий спосіб*, коли цементний розчин закачують у колону та продавлюється за колону;

– *зворотний спосіб*, коли цементний розчин закачують зразу за колону.

**Пряме цементування колони** виконують:

– в один захід;

– кілька заходів, тобто ступенями з розривом у часі;

– двома чи більше секціями.

При *цементуванні колони в один захід* перед цементним розчином закачують *буферну рідину*, за нею в колону опускають *нижню пробку*, за нею – цементний розчин, другу пробку, буферну рідину та продавлюючу рідину. Нижня пробка попереджує змішування цементного розчину з буровим, що важливо при цементуванні колон великого діаметру. При цементуванні колон великого діаметру важкий цементний розчин обганяє легкий буровий розчин за рахунок різниці їх густини і перемішується з ним, що знижує якість цементування. Нижня пробка має центральний отвір, закритий діафрагмою. З досягненням стоп-кільця, діафрагма руйнується при незначному тиску, й цементний розчин вільно проходить через нижню пробку в кільцевий простір.

Для *цементування колон великого діаметру* використовують для аналогічної задачі, цементування колон через труби, котрі спеціально опускають всередину обсадної колони. Цими трубами прокачують цементний розчин і продавлюють його за труби, що зменшує перемішування цементу та скорочує об'єм продавлювання.

При *цементуванні ступенями* колону на розрахунковій висоті від вибою, обладнують муфтами для цементування ступенями. Глибину встановлення муфти призначають аналогічно стикуванню секцій при опусканні колони частинами. Після буферної рідини цементний розчин, призначений для цементування нижньої ступені, закачують у труби, пускають першу продавлюючу пробку, закачують об'єм рідини, який дорівнює об'єму обсадної колони від башмака до муфти, пропускають другу пробку та ведуть продавлювання цементного розчину. Перша пробка повинна вільно проходити через муфту, а друга сідає у муфту на сідло, зрізує штифти втулки, що закриває промивні отвори, зміщує втулку вниз і відкриває промивні отвори в муфті. Через ці отвори буровий розчин промиває свердловину. Зворотний рух, закачаного за колону цементу назад в колону попереджається зворотними клапанами чи фіксацією першої пробки в стоп-кільці. Після затвердіння цементу першої ступені цементують наступну ступінь. При цьому, пробка, яка пускається за цементним розчином, закриває промивні отвори в муфті, чим забезпечується герметичність колони. Після цементування розбурюють пробки та посадочні гнізда муфти.

*Цементування колон, які спускають секціями*, ведуть таким чином. Секцію колони на бурильних трубах спускають на визначену глибину та промивають свердловину. Перед цементним розчином закачують буферну рідину, цементний розчин, вкидають парашутну пробку в бурильні труби, закачують буровий розчин в об'ємі обсадної колони, вкидають наступну пробку і ведуть продавлювання. Перша продавлювальна пробка сідає в підвісну пробку, вмонтовану в пристрій для стикування секцій і просувається разом з нею за колоною. Після закачування об'єму розчину, рівного об'єму бурильних труб, друга пробка досягає стикувального пристрою, зрізує штифти, відкриває промивні отвори в ній, що дозволяє змити рештки зайвого цементу, який піднявся за бурильні труби. Після підвіски колони із допомогою спеціального пристрою у попередній обсадній колоні чи на цементному камені після твердіння цементу, відгвинчують бурильні труби та піднімають їх. Спускають наступну секцію колони. Верхню секцію колони цементують в один захід. Зістиковують секції перед цементуванням або після цементування залежно від конструкції стикувального пристрою.

***Зворотній спосіб цементування*** має ряд переваг. При прямому способі цементування перша порція цементного розчину проходить всією свердловиною зверху донизу, а потім знизу вгору. Властивості цементного розчину повинні відповідати умовам, які є на вибої та гирлі. При зворотному цементуванні цементний розчин проходить лише вниз і є можливість підбирати рецептуру цементного розчину окремо для вибою, а окремо для умов на гирлі. При зворотному цементуванні можна заповнювати кільцевий простір на більшу висоту за рахунок зменшення тисків на пласти через відсутність гідравлічних втрат і тим самим зниження ризику поглинання цементного розчину. В процесі цементування створюються менші тиски на насоси та цементувальні агрегати. Скорочується час операції цементування. Відсутній етап продавлювання розчину. Змішування цементного та бурового розчину відбувається в одній зоні.

Недолік методу – відсутність точного шляху визначення моменту закінчення процесу цементування. Перша порція цементу, що перекриває продуктивні горизонти, повинна бути найбільш якісною. Для запобігання інтенсивного переливу бурового розчину з труб колону обладнують чавунною дросельною діафрагмою з центральним отвором діаметром 50 – 80 мм, яку встановлюють на 8 – 10 м від башмака колони. Після спуску колони свердловину спочатку промивають прямою промивкою, а потім переходять на зворотну. В колону спочатку закачують 4 – 5 м<sup>3</sup> сигнальної буферної рідини, продавлюють її буровим розчином в об'ємі обсадної колони з вирахуванням із цього об'єму 1.5 об'єму буферної рідини, яку закачують перед цементним розчином та об'єму цементного стакану в колоні. Момент закінчення процесу цементування визначають за виходом на гирло всього об'єму сигнальної буферної рідини.

Для контролю за положенням цементу в свердловині застосовують першу порцію цементу, помічену радіоактивним матеріалом, а в обсадну колону спускають прилад, що реєструє появі цієї порції цементу біля башмака колони.

**Стандартний цемент** випускають за ДСТ 1581-96 уніфікований з американським стандартом 10А. В Україні він введений у дію під шифром ДСТУ Б.В.2.7.-88-99. Стандартом, зокрема, передбачено такий цемент:

- I – без домішок;
- I-G – без домішок з нормованим В/Ц = 0,44;
- I-H – без домішок з нормованим В/Ц = 0,38;
- II – з мінеральними домішками;
- III – з домішками, які регулюють густину цементного розчину (легкі, густиною 1360 – 1640 кг/м<sup>3</sup>, важкі – густиною 1960 – 2340 кг/м<sup>3</sup>).

За температури свердловин, в яких використовують цемент, його виготовляють для:

- низьких температур від –5° С до + 15° С;
- нормальних температур – від 15° С до 50° С;
- помірних температур від 50° С до 100° С;
- високих температур від 100° С до 150° С.

**Тампонажний цемент** одержують шляхом випалювання клінкеру (суміші вапняку та мергелю до спікання компонентів при температурі 1450° С) і наступного його перемелювання. Крейда та вапняк утворює окисли кальцію, а глина та мергель утворює глинозем та окисли заліза. До цементу добавляють гіпс для створення структури та початкової міцності цементного каменя. Добавляють також шлаки, трепел, опоки, пісок, золи. Стандартний тампонажний цемент містять окис кальцію СаО – 60 – 67 %, кремнезем SiO<sub>2</sub> – 17 – 25 %, глинозем – Al<sub>2</sub>O<sub>3</sub> 3 – 8 %.

Крім стандартних типів цементного розчину випускають: легкий ОЦГ, ОШЦ, важкий УЦГ-1, УЦГ-2; шлаково-піщаний для високих температур ШПЦС-120, ШПЦС-200; обважнений шлаковий цемент УШЦ-120, УШЦ-200; низько гігроскопічний цемент для тривалого зберігання за умов високої вологості, термоселестійкий цемент, гіпсоглиноземистий цемент для підвищених температур, тощо.

Цемент використовують за умов агресивного середовища. *За ступенем агресивності речовини розміщують у порядку в бік зменшення агресивності:*

1. газоподібний сірководень при високому (вище 10 МПа тиску);
2. солі магнію (хлориди більш агресивні ніж сульфати);
3. розчинений сірководень;
4. розчинена вугільна кислота;
5. сульфідні основних металів;
6. сульфати (при невисоких температурах);
7. вуглекислий газ;
8. хлорид кальцію при концентрації вище 20 г/дм<sup>3</sup>;
9. пластові води з рН < 6

10. хлорид натрію при концентрації вище 100 г/дм<sup>3</sup>.

***Цементні розчини характеризуються наступними параметрами:***

– водоцементним відношення – відношення маси води до маси цементу, для звичайного цементу – 0,38 – 0,60;

– розтікання (визначається на приладі АзНДІ за діаметром, на який розтікається проба цементного розчину на площині) для стандартних тампонажних розчинів – 18 – 25 см;

– початок і кінець тужавіння цементу (визначають з використанням голки Віка) – за початок тужавіння приймають час з початку розчинення цементу до моменту, коли голка доходить до дна на 1 – 2 мм, а за кінець тужавіння приймають час, за який голка перестане вгрузати в цемент більш, ніж на 1 мм (випробування проводять при температурі 22+/-2оС або 75+/-3оС);

– седиментаційна стійкість (водовиділення) – виділення вільної води з цементного розчину;

– межу міцності цементного каменю (випробуванням балочок цементу розміром 40x40x160 мм на стискування та згин);

– реологічні властивості.

*Властивості цементу регулюють шляхом різноманітних добавок.*

***Буферні рідини*** використовують для попередження змішування бурового та цементного розчину та більш повного витіснення бурового розчину. В якості буферної рідини найчастіше використовують воду, на якій розчиняють цемент. Вода розчиняє глинисту кірку на стінках і зменшує в'язкість бурового розчину. Часто використовують розчини хімреагентів, які знижують фільтрацію бурового розчину, зменшують його в'язкість. Для більш повного витіснення бурового розчину використовують також високов'язкі, пружні розчини. При необхідності буферну рідину об'являють для попередження зниження тиску на продуктивні пласти. Доцільно використовувати одночасно низьков'язкі та високов'язкі буферні рідини. Об'єм буферної рідини розраховують залежно від об'єму цементного та бурового для продавлювання, конкретних геолого-технічних умов у свердловині, тощо. Звичайно об'єм буферної рідини складає 3 – 10 м<sup>3</sup>.

***Обладнання для цементування колон.*** Приготування цементного розчину ведуть з використанням цементозмішувальних машин і цементувальних агрегатів.

*Цементозмішувальні машини* обладнані бункером для перевезення та зберігання цементу. Цемент готують в ежекторній змішувальній воронці. Рідину, в якій розчиняють цемент, подають у воронку цементувальним агрегатом. *Цементувальні агрегати* ЦА-320, які призначені для приготування цементу мають спеціальний водяний насос, який забирає воду зі свого мірника і подає її в воронку. Іншим насосом агрегат відбирає приготовлений розчин і подає його в свердловину. Місткість мірних баків цих агрегатів – 6 м<sup>3</sup>.

Місткості мірних баків двох агрегатів вистарчає для розчинення 20 т цементу. Насоси високого тиску цементувальних агрегатів можуть створювати тиск від 32 до 100 МПа залежно від типу агрегату.

Для обв'язки цементувальних агрегатів між собою та з гирлом свердловини служить *блок маніфольдів* БМ-700. Блок служить для приймання готового цементного розчину від агрегатів і направлення їх до цементувальної головки. Блок маніфольдів служить також для забезпечення агрегатів водою та продавлювальною рідиною. Для під'єднання блока маніфольдів до обсадної колони служить цементувальна головка. У цементувальну головку закладають продавлюючи пробки та кулі. Вони утримуються в головці на штирях. Коли потрібно звільнити пробку, штирі вигвинчують, а пробка з допомогою спеціальної лінії від агрегатів, продавлюється в колону. Ця лінія приєднується лише для продавлювання пробки. До цього вона вільна, що пробку не продавити завчасно. До головки від блоку маніфольдів ведуть дві лінії, що забезпечує роботу за наявності пропусків в одній з них.

Для поліпшення однорідності цементного розчину використовують також *осереднюючі ємності*. Ємність обладнана лопатками, що перемішують цементний розчин і збільшують його однорідність. У випадку використання осереднюючих ємностей цементний розчин подають після приготування в неї, а вже з неї подають через блок маніфольдів у свердловину.

## 6. Нафтогазопроявлення, поглинання та інші ускладнення

**Нафтогазопроявлення** – це найбільш важкі та небезпечні ускладнення в процесі буріння. Вони призводять до *відкритих фонтанів*, які наносять велику шкоду навколишньому середовищу та збитки державі.

Найчастіше нафтогазопроявлення виникають внаслідок зниження тиску на пласт, але можуть утворитись і без цього фактору.

Серед *причин* виділяють наступні:

- проникнення газу в свердловину разом з вибуреною породою;
- проникнення газу в свердловину за рахунок осмосу через фільтраційну кірку бурового розчину;
- проникнення газу за рахунок капілярних перетоків;
- проникнення газу внаслідок гравітаційного заміщення.

Такі причини створюють небезпеку при тривалій дії цих чинників, тобто залишення свердловини без промивання на тривалий час.

**Причини, пов'язані зі зниженням тиску на пласт**, зазвичай поділять на геологічні та технологічні.

*Геологічні причини нафтогазоводопроявлення* найчастіше викликані:

- розкриттям зони аномально високого пластового тиску, якої не передбачено проектом;
- розкриттям пустот заповнених газом, наприклад при розбурюванні вапняків;
- постуванням газу за тектонічними тріщинами з більших глибин і під вищим тиском.

До *технологічних причин нафтогазопроявлень* зазвичай відносять:

- низьку густину бурового розчину порівняно з проектною;
- падіння рівня бурового розчину в свердловині;
- зменшення тиску в свердловині внаслідок гідродинамічного ефекту;
- утворення штучних зон аномально високого пластового тиску через перетікання газу з нижніх пластів у верхні;
- зниження тиску в свердловині внаслідок контрактації цементу.

*Зниження густини бурового розчину відбувається, головним чином, через наступні причини:*

- недостатню вивченість умов буріння свердловини та розподілу пластових тисків;
- встановлення ванн (нафтових, водних, кислотних) для ліквідації прихоплень бурильної колони з рідини малої густини;
- відхилення від вимог проекту за величиною густини бурового розчину;
- долив свердловини при підніманні бурильного інструменту чи у випадку поглинання, розчином меншої, ніж потрібно, густини;
- обробка бурового розчину рідкими хімреагентами малої густини;

– використання великих об'ємів води для обмивання бурильних труб і кабелю при підніманні їх із свердловини.

*Причинами зниження рівня бурового розчину в свердловині найчастіше виступають:*

– недолив свердловини під час піднімання бурильного інструменту (об'єм піднятих бурильних труб слід компенсувати доливанням бурового розчину);

– недолив свердловини під час тривалого простою свердловини (об'єм розчину, котрий відфільтровується в породу необхідно компенсувати доливанням);

– забивання промивних отворів у долотах вибійних двигунах при опусканні бурильної колони, а потім їх звільнення;

– руйнування зворотного клапана бурильної колони під час її опускання та вирівнювання рівнів розчину в трубах і кільцевому просторі;

– поглинання бурового розчину внаслідок некоректно вибраної конструкції свердловини;

– надто велика густина бурового розчину внаслідок його надмірного обважнення чи внаслідок недостатнього очищення розчину від шламу;

– гідророзрив пласту внаслідок високих швидкостей опускання труб у свердловину;

– гідророзрив пласту внаслідок виникнення сальника;

– гідророзрив внаслідок високої в'язкості бурового розчину;

– неправильна ліквідація прихоплення за рахунок зниження рівня розчину в свердловині.

*За рахунок гідродинамічного ефекту тиск на пласт знижується у випадках:*

– піднімання труб з сальником;

– піднімання труб з сифоном;

– високої швидкості підйому труб при високій в'язкості бурового розчину та невеликих зазорах між бурильними трубами і стінками свердловини;

– підйманні труб з пакером;

– підйманні труб в неочищеній свердловині.

Переважає більшість нафтогазопроявлення характерна для спуско-підймальних операцій або початку буріння через недолив свердловини. Успішність ліквідації нафтогазопроявлення суттєво залежить від його своєчасного виявлення.

*Виділяють характерні ознаки нафтогазопроявлення:*

– збільшення продуктивності розчину на виході зі свердловини;

– збільшення об'єму розчину в приймальних чанах;

– зменшення густини бурового розчину за рахунок розгазування;

– об'єм розчину, потрібний для доливання свердловини при підйманні менший, ніж об'єм піднятих бурильних труб;

– об'єм розчину, що витіснено зі свердловини під час опускання, більший, ніж об'єм спущених труб;

– зафіксовано рух бурового розчину за жолобом у разі відсутності промивання.

Також виділяють *непрямі ознаки нафтогазопроявлення та наближення до зони з аномально високим тиском*:

– *збільшення механічної швидкості буріння* (породи, що знаходяться під більшим тиском, руйнуються легше; внутрішній тиск допомагає долоту руйнувати породу);

– *збільшення моменту на роторі при бурінні* (момент збільшується за рахунок більшого проникання зубів долота в породу);

– *зменшення тиску на насосах і збільшення ваги бурильної колони за рахунок зниження густини бурового розчину в кільцевому просторі* (при попаданні легкого флюїду в буровий розчин з пласта густина розчину за бурильними трубами зменшується, а в трубах залишається попередньою; різниця густини розчину зменшує тиск на насосах);

– *поява газу в буровому розчині за даними газокаротажних станцій* (такі станції спеціально встановлюють для контролю за вмістом і складом газу, який попадає в буровий розчин, що допомагає виявляти продуктивні горизонти й попереджувати прояви);

– *збільшення кількості шламу* (пласти з високим тиском швидше руйнуються, що викликає обвали та збільшення кількості шламу на віброситах);

– *зміна інших, окрім густини, параметрів бурового розчину* (в'язкість може збільшуватись внаслідок попадання газу в розчин; фільтрація – внаслідок попадання в розчин соленої води з пласту; вміст нафти – внаслідок її припливу з пласту);

– *зменшення показника d-експоненти* – це безрозмірний коефіцієнт, який при нормальному ущільненні породи поступово збільшується з глибиною (зона з аномально високим пластовим тиском характеризується меншим ущільненням породи та зниженням d-експоненти). d-експоненту підраховують за всією глибиною свердловини в процесі буріння за виразом

$$d = \frac{1,26 - \log \frac{V}{N}}{1,58 - \log \frac{P}{D}}, \quad (6.1)$$

де  $V$  – механічна швидкість;  $N$  – число обертів ротора;  $P$  – навантаження на долото;  $D$  – діаметр долота.

Будують графік зміни d-експоненти з глибиною та за її зниженням прогнозують величину пластового тиску;

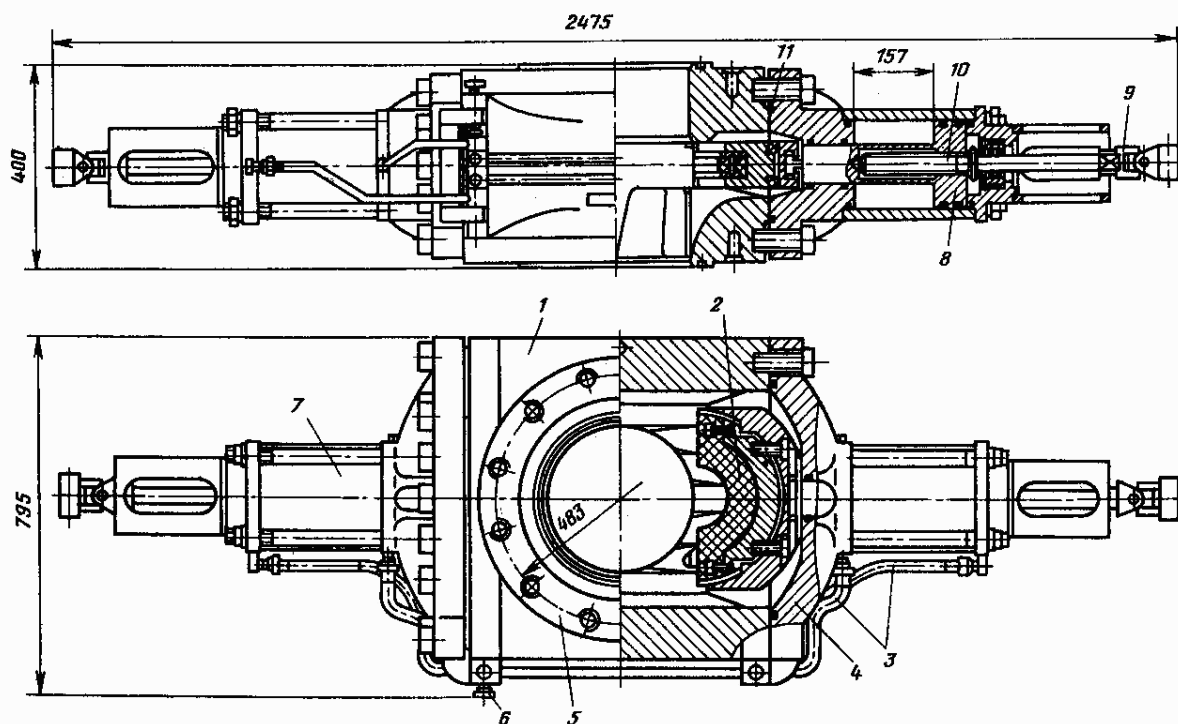
– про наближення до зони з аномально високим пластовим тиском може свідчити також *збільшення температури бурового розчину*;

– при наближенні до зони з аномально високим пластовим тиском *зменшується електричний опір глин* (вони більше насичені соленою водою).

Для ущільнення свердловини у випадку нафтогазопроявлення та попередження відкритого фонтанування на обсадній колоні монтують колонну головку, а на колонній головці – *противикидне обладнання*, котре складається з *превенторів та їх обв'язки*.

*Превентори бувають плашкові*, що мають плашки під бурильні труби та глухі плашки, які закривають свердловину за відсутності бурильних труб та *універсальні*, що ущільнюють свердловину за будь-якої конфігурації труб у свердловині. При цьому управління превенторами звичайно гідравлічне з ручним дублюванням.

*Плашковий превентор* (див. рис. 6.1) містить корпус (1), плашки (2), бічні кришки (4) з гідроциліндрами (7). Кришки прикріплені до корпусу на литих шарнірах. Шток виконано спільно з поршнем (8) і має на кінці Т-подібний виступ під плашку. Гвинт (10) загвинчений у поршень (8), проходить через кришку гідроциліндру, а другим кінцем з квадратним перерізом, приєднаний до ручного приводу. В разі буріння на морі та родовищах із сірководнем використовують зрізаючі плашки, які обрізають бурильні труби та герметизують свердловину.



**Рис. 6.1 – Плашковий превентор:**

1 – корпус; 2 – плашка; 3 – маслопровід; 4 – бокова кришка; 5 – фланець; 6 – заглушка;  
7 – гідроциліндр; 8 – поршень; 9 – вилка; 10 – гвинт; 11 – ущільнення

*Універсальний превентор* (див. рис. 6.2) містить корпус (7), кришку (9), яка загвинчується в корпус, плунжер (5), котрий при подачі масла через нижній підвід стискує кільцеве ущільнення (6). При подаванні масла через верхній

підвід превентор відкривається. Превентор дозволяє рухати труби при закритому стані з регулюванням тиску масла.

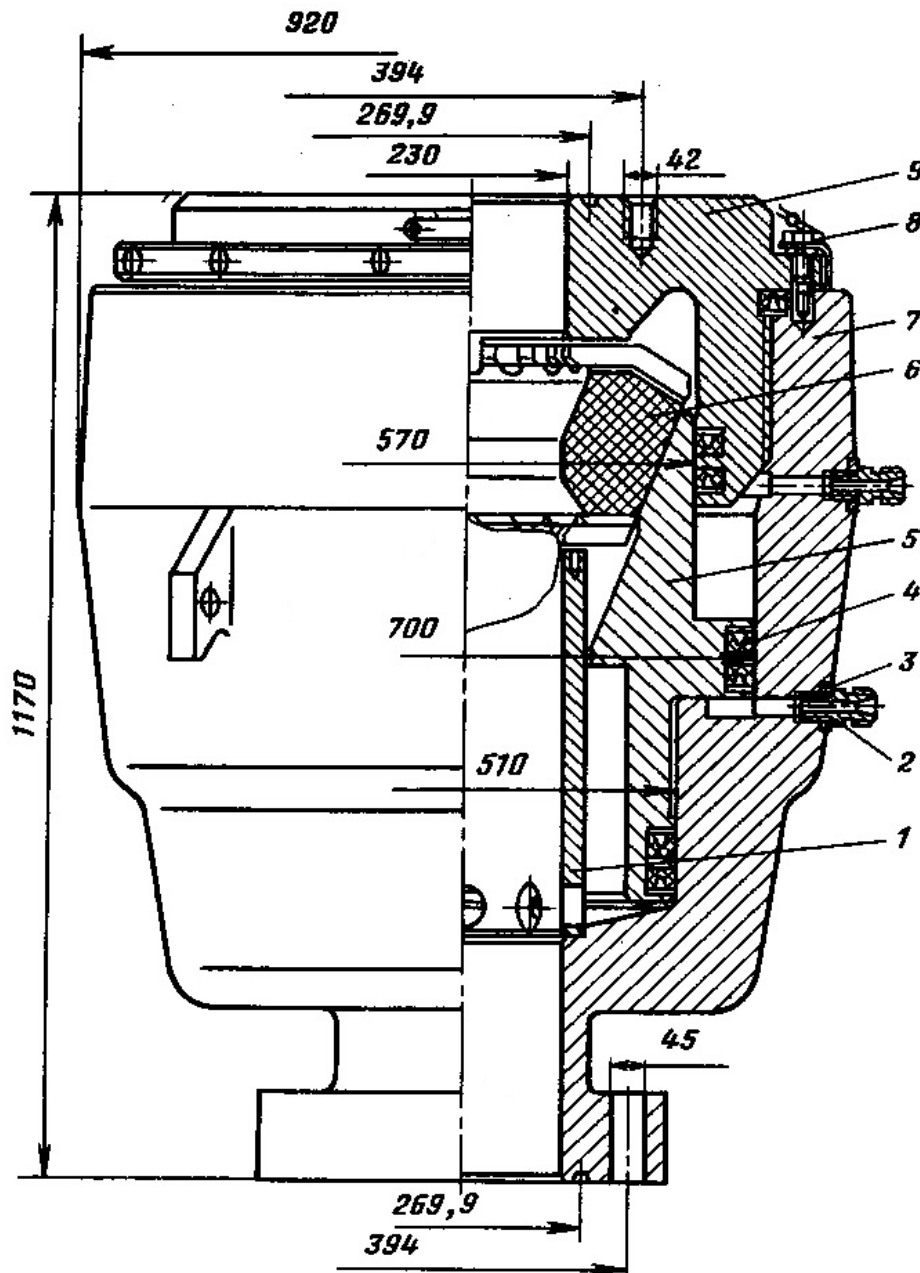


Рис. 6.2 – Універсальний превентор:

1 – втулка; 2 – штуцер; 3 – ущільнює кільце; 4 – манжета; 5 – плунжер; 6 – кільцеве ущільнення; 7 – корпус; 8 – обмежувач; 9 – кришка

**Заходи з попередження нафтогазопроявлення:**

- у процесі буріння слід підтримувати відповідно до проекту густину бурового розчину та інші його параметри;
- при розрахунку густини слід враховувати вертикальну глибину покрівлі горизонтів у похилих свердловинах, постійно контролювати стан свердловини, відсутність переливу під час простоїв, збільшення продуктивності та об'єму

розчину у приймальних чанах під час буріння та об'ємом розчину, який іде на долив або витісняється під час спуско-підіймальних операцій;

- для посиленого контролю бурову обладнують рівнемірами на чанах, витратомірами на маніфольді та на виході зі свердловини, газокаротажними станціями чи станціями для контролю за бурінням, які реєструють безперервно параметри та сигналізують про їх відхилення;

- слід регулярно проводити геофізичні дослідження, уточнювати будову одовища та пластові тиски, уточнювати густину бурового розчину, контролювати можливе розкриття зони з аномально високим пластовим тиском з допомогою обчислення d-експоненти згідно геофізичних досліджень та інших заходів;

- бурова бригада повинна мати навички швидкої та правильної герметизації свердловини у випадку нафтогазопроявлення;

- для успішної боротьби з нафтогазопроявами слід мати справне противикидне обладнання та надійну обсадну колону, на якій воно змонтовано.

Перелік конкретних заходів уточнюють залежно від умов буріння та небезпеки проявів.

Виділяють заходи, що слід виконувати в залежності від виду роботи в свердловині:

- на випадок проявлення розробляють плани, за якими ведуть ущільнення свердловини, де розписано обов'язки кожного члена вахти;

- роботи із герметизації свердловини в процесі процесу безпосереднього буріння ведуть у наступній послідовності:

- припинити промивання свердловини;

- встановити кульовий кран під квадрат (за його відсутності в процесі піднімання бурильного інструменту на 0.5 – 0.8 м над ротором) і надійно закріпити гальмо лебідки;

- під муфту бурильного замка встановити елеватор

- перевірити положення засувки на обв'язці превенторів;

- всі засувки, якими пропускають буровий розчин на дегазатор повинні бути відкритими;

- відкривають гідрозасувку біля хрестовини превентора на блок дроселювання та закривають універсальний превентор або верхній з плашками під бурильні труби;

- закриваються засувка на дегазатор і на протязі 5 – 10 хв. слідкують за тисками на гирлі та бурильних трубах;

- за визначеними тисками надалі визначають хід глушіння свердловини;

- за цими тисками визначають тиск у пласті, потрібну густину бурового розчину, який флюїд (нафта, газ чи вода) поступив з пласта, наприклад, якщо значення густини флюїду менше 360 кг/м<sup>3</sup>, то одержано приплив газу, при густині 1080 – 1200 кг/м<sup>3</sup> – вода, а при 700 – 800 кг/м<sup>3</sup> – нафта.

*Поведінка флюїду в свердловині.* Нафта та вода, що попадають у свердловину та піднімають нагору, розширюються мало. При появі на поверхні їх видаляють з бурового розчину. Газ, котрий попадає в свердловину, при підніманні нагору та зниженні на нього тиску, розширюється. Після розширення він ще більше знижує тиск на пласт. Після цього пласт працює ще з більшою інтенсивністю. Якщо вчасно не загерметизувати свердловину, то це призводить до її фонтанування. Якщо закрити свердловину, то газ самовільно піднімається за буровому розчину нагору. Якщо йому не дати можливості розширюватися, то це спричинить збільшення тиску в свердловині. З досягненням гирла газ підвищить тиск на гирлі до пластового. Газ підіймається нагору за буровим розчином зі швидкістю 300 м/год. Якщо свердловина не закрита, то газ розширюється та збільшує свій об'єм пропорціонально тиску в свердловині. На гирлі відкритої свердловини він розширюється у стільки разів, на стільки пластовий тиск перевищує атмосферний. Тривалий час залишати газ у свердловині не можна. Його необхідно як можна швидше вимивати зі свердловини.

Залежно від умов використовують різні *методи глушіння свердловин*. Так при *двохстадійному способі глушіння* операція з глушіння складається з двох етапів: 1) вимивають флюїд зі свердловини; 2) закачують обважнений буровий розчин необхідної густини. Флюїд вимивають, підтримуючи постійним тиск на бурових насосах (сума гідравлічних втрат тиску, тиску зафіксованого після закриття свердловини та ще 0.5 – 1 МПа). Після вимивання флюїду тиск в трубах під час закачування бурильних труб буровим розчином поступово знижують до тиску гідравлічних втрат при промиванні обважненим буровим розчином.

*При непереривному способі* глушіння свердловини ведуть за один цикл, шляхом закачування у свердловину обваженого розчину потрібної густини.

При *способі очікування та обважнення* спочатку приготують розчин потрібної густини, а потім вимивають флюїд обважненим буровим розчином.

*Метод ступінчатого глушіння свердловини* використовують, коли за один раз не можна досягнути повного видалення флюїду через недопустимо високий тиск на усті, який недопустимий для обсадної колони. На першій ступені лише зменшується об'єм припливу флюїду.

При кожному методі підраховують очікувані тиски гирлі при вимиванні газу, будують графіки залежності тиску від об'єму закачаного розчину та розробляють відповідні карти.

*Причини переходу газопроявів у відкритий фонтан.* Нафтогазопрояві переходить у відкритий фонтан, коли свердловину не можна закрити. Це відбувається за невідповідності конструкції свердловини чи схеми обв'язки гирла геологічним умовам буріння, відхилені фактичної конструкції свердловини за глибиною спуску колон та їх міцності від проектної, порушенні технології монтажу й правил експлуатації противикидного обладнання, відсутності постійного контролю за поведінкою свердловини та несвоєчасного виявлення нафтогазонафтопроявлення, тощо. Непкоректні дії бурової вахти із

закриття свердловини та порушення технології управління свердловиною в процесі ліквідації нафтогазонафтопроявлення також можуть спричинити відкрите фонтанування.

**Поглинання розчину** – це вихід бурового розчину зі стовбуру в пласт в об'ємі, що перевищує витрати розчину на заповнення свердловини, заповнення тріщин, що утворилися біля стовбуру та фільтрування розчину в пласт.

Для фільтрування бурового розчину у пласт слід, щоб він мав проникливість не менше 325 Д, бо менш проникливі пласти кольматують. Головна причина таких поглинань – це розкриття свердловиною тріщин і гідророзрив пластів. У проникливих породах розчин, який попав у тріщину фільтрується в пласт. Для випадку гідророзриву щільних порід розчин може й повернутись назад при зниженні тиску.

Виділяють наступні *ознаки поглинань*:

- зниження тиску нагнітання;
- зменшення виходу бурового розчину зі свердловини;
- зменшення об'єму розчину в циркуляційній системі;
- збільшення механічної швидкості буріння;
- провали та заклинювання бурильного інструменту.

Також виділяють найбільш поширені *причини поглинань*:

- поглинання в кавернозних, пустотних, тріщинуватих, пухких породах;
- неправильне встановлення башмака обсадної колони, коли тиск розриву пласта менший від величини тиску в свердловині;
- надто швидке опускання труб і створення гідродинамічних коливань тиску;
- вібрація труб;
- звуження стовбуру;
- надмірна продуктивність насосів у процесі промивки;
- різкий виклик циркуляції при високій структурі розчину та без попередньої руйнування структури;
- осипання стовбуру та збільшення густини розчину внаслідок значного об'єму шламу;
- накопичення шламу в свердловині в процесі буріння за недостатнього очищення розчину та недостатньої продуктивності насосів;
- утворення пробок і сальників у свердловині;
- недостатньо кваліфікована ліквідація нафтогазопроявлень;
- велика в'язкість розчину;
- товста глиниста кірка;
- висока густина бурового розчину.

*Для попередження поглинань на стадії проектування необхідно:*

- визначити в розрізі свердловини зони ослаблених порід, схильних до гідророзриву;
- розрахувати градієнти тиску гідророзриву та пластові тиски;

– визначити допустимі меж зміни густини бурового розчину при бурінні та цементуванні, які забезпечують попередження поглинань і проявів з урахуванням втрат тиску в процесі руху розчину в кільцевому просторі;

– розробити заходи зі збільшення градієнтів тиску гідророзриву ослаблених пластів;

– розробити заходи зя зменшення гідродинамічного тиску в кільцевому просторі свердловини вище зони поглинань;

– розрахувати границі несумісних інтервалів буріння та вибрати раціональну конструкцію свердловини;

– вибрати доцільні величин зазорів між зовнішнім діаметром обсадної та бурильної колони й стінкою свердловини;

– вибрати рецептури бурових розчинів, які закріплюють стінки свердловини;

– вибрати раціональні компонування низу бурових колон і способи буріння;

– розрахувати режимно-технологічні параметри, які забезпечують буріння свердловини без ускладнень;

– розрахувати необхідну продуктивність насосів, тощо.

*Добре апробовано наступні заходи з попередження поглинань під час буріння свердловин:*

– до буріння приступати лише після приведення всіх параметрів бурового розчину до нормативних вимог;

– постійно слідкувати за якістю бурового розчину, значеннями його реологічних параметрів, відповідністю їх нормативних вимогам;

– своєчасно обробляти розчин хімреагентами, котрі знижують гідродинамічні втрати;

– систематично заміряти параметри бурового розчину, зокрема, наступні:

– густину через 15 хв.;

– температуру на виході із свердловини та вміст вільного повітря (газу) через 30 хв.;

– водовіддачу, товщину кірки, статичне напруження зсуву (зрушення) через 1 годину;

– заміряти в лабораторії наявність нафти в буровому розчині, лужність і липкість кірки не рідше двох раз на тиждень;

– не допускати надмірного обважнення бурового розчину, його густину підтримувати на рівні нижньої допустимої границі;

– у процесі оброблювання бурового розчину не допускати різких коливань його параметрів;

– забезпечувати повну дегазацію бурового розчину та його очищення від шламу;

– перераховувати значення густини загазованого бурового розчину, який замірний на виході зі свердловини на її фактичну величину;

– не допускати відхилення фактичної густини бурового розчину від передбаченої нормами більш, ніж на 20 кг/м<sup>3</sup>;

– перед запуском бурових насосів розходжувати інструмент з його провертанням; відновлювати циркуляцію одним насосом з одночасним підйманням інструменту на довжину робочої труби й поступовим перекриттям засувки на викиді, а другий насос підключати після відновлення циркуляції та зниження тиску;

– у процесі буріння періодично відривати долото від вибою свердловини та проробляти привибійну зону;

– перед нарощуванням стовбур свердловини проробляти на довжину робочої труби та добиватися вільного руху інструменту від вибою;

– перед підйомом інструменту промивати свердловину на протязі не менше одного циклу;

– за 50 м до зони поглинання перейти на роторний спосіб буріння, зменшити за можливістю діаметр і довжину обваженої бурильної труби;

– для визначення початку поглинань постійно слідкувати за станом циркуляції бурового розчину, його півнем у приймальних чанах, зміною механічної швидкості буріння, тощо;

– після розкриття зони поглинань спускати інструмент з проміжними промивками в башмаку колони й надалі згідно плану;

– обмежувати продуктивність насосів їх нижніми розрахунковими межами;

– обмежувати механічну швидкість буріння;

– використовувати долота з центральною промивкою;

– не допускати різких рухів інструменту в свердловині;

– попереджувати утворення сальників на бурильному інструменті;

– на буровій постійно мати необхідний запас бурового розчину (не менше одного об'єму свердловини) та інертних наповнювачів;

– при розкритті часткових поглинань підіймати долото в башмак раніше спущеної колони і залишати інструмент в спокої на 6 – 8 годин;

– використовувати бурові розчини, котрі закріплюють стінки свердловини;

– використовувати механічні засоби, що посилюють кольматацію пристінної зони ствола свердловини;

– додавати до бурового та цементного розчинів відповідні інертні наповнювачі;

– у разі наявності поглинань провести ізоляційні роботи.

Віділяють наступні заходи з попередження поглинань у процесі кріплення свердловини:

– перед спуском обсадної колони готувати стовбур свердловини: проробляти, калібрувати, промивати і т. ін.;

– спускати обсадну колону в свердловину секціями чи застосовувати ступінчате цементування; відстань від зони поглинання до верха секції чи заливної муфти визначати з урахуванням градієнту тиску гідророзриву пласта;

– у разі необхідності знижувати густину цементного розчину за рахунок добавок до нього різноманітних полегшуючих домішок;

- у процесі приготування тампонажного розчину не допускати відхилення його густини від заданої більш, ніж на  $+ 30 \text{ кг/м}^3$ ;
- для попередження передчасного загуснення тампонажного розчину забезпечувати його рівномірне нагнітання та потискування без зупинок;
- для зниження гідравлічного опору цементний розчин обробляти пластифікаторами, спеціальними хімреагентами для зниження водовіддачі;
- для попередження змішування бурового та цементного розчинів використовувати буферні рідини й розділювальні пробки;
- не допускати збільшення продуктивності цементувальних агрегатів понад розрахункову; у разі появи часткового поглинання знижувати продуктивність цементувальних агрегатів;
- використовувати в якості буферних рідини, що мають високі кольматуючі властивості.

Вибір способу *ліквідації поглинання* залежить від його інтенсивності. Спочатку визначають, який інтервал у свердловині поглинає, а також інтенсивність поглинання (тобто, скільки розчину свердловина поглинає за певний проміжок часу – а об'єм розчину, який витрачається на заповнення свердловини за певний проміжок часу). Її визначають витратоміром, який опускають у свердловину на кабелі. Витратомір розташовують на низці глибин, а в свердловину доливають розчин. Нижня межа поглинання відмічається за відсутності поглинання.

Зону поглинання визначають з використанням електротермометра, що опускають у свердловину. Спочатку заміряють температуру на стовбурі свердловини після тривалої зупинки, тобто без доливання та промивання. Потім доливають свердловину чи пробують викликати промивання. Температура в свердловині зміниться до верхньої межі інтервалу поглинання. У зоні поглинання фіксується різка зміна температури.

Зону поглинання можна визначити й за допомогою резистивіметра, який заміряє електричний опір розчину в свердловині. Якщо свердловину доливати розчином з опором, відмінним, ніж той, що був раніше в свердловині, то можна встановити межу, де змінюється розчин.

Зону поглинання можна визначити й, записавши фонову радіоактивність у стовбурі та після закачування радіоактивної рідини. Поглинаючі пласти характеризуються низьким значенням природної гама-активності та потенціалом, самовільно виникаючого електричного поля, що визначають з використанням стандартного та радіоактивного каротажу.

Акустичним каротажем можна виявити тріщинуваті й закарстовані породи.

Іноді використовують свердловинні фотоапарати та телевізори. Ці методи можна застосовувати також і в комбінації.

*Гідродинамічні дослідження проводять для визначення інтенсивності поглинання.* Зокрема, свердловину досліджують нагнітанням рідини з різною продуктивністю та замірами статичного рівня розчину в свердловині.

Статичний рівень – це глибина, на якій зберігається рівень рідини в свердловині у разі закачуванні рідини з певною продуктивністю чи у випадку, коли закачування взагалі не здійснюють.

Аналогічно можливо фіксувати тиск на гирлі у разі нагнітання рідини в свердловину з різною продуктивністю.

Фіксують також об'єм долитого в свердловину розчину через певні проміжки часу.

Зону поглинання можна виявити за зміною механічної швидкості буріння. Порівнюючи швидкість в зоні поглинання, вище і нижче зони можна встановити розміри розкритих тріщин.

*Зони поглинання* поділяють на:

- а) зони фільтрації з темпом поглинання 0.15 – 1,5 м<sup>3</sup>/год.;
- б) часткове поглинання з інтенсивністю 1.5 – 10 м<sup>3</sup>/год.;
- в) повне поглинання, коли рівень утримується на глибині 50 – 150 м;
- г) часткове чи повне поглинання через гідророзрив;
- д) повна втрата циркуляції зі зниженням рівня на 150 – 300 м.

*За характером поглинання можливо оцінювати тип поглинання.* Якщо рівень у чанах знижується постійно, але незначно – це процес фільтрації в проникливі породи.

У разі, коли цей рівень знижується постійно й на значну величину, то свердловиною було розкрито тріщинуваті відклади.

У випадку, коли тріщини, виникли через гідророзрив породи за рахунок гідравлічного навантаження на пласт, то поглинання раптове й повне.

А якщо зустрінуто каверна, то фіксується провалювання долота, підвищення моменту на долоті та повне поглинання, тощо.

*Технологію боротьби з поглинанням призначають залежно від виду поглинання та його інтенсивності.*

Наприклад, у разі поглинання за рахунок фільтрації розчину в пористі чи тріщинуваті пласти слід підняти долото в безпечну зону, протримати свердловину без промивання для набирання структури розчином, який попав у пори та тріщини. Якщо поглинання не припиняється то слід додавати мілкі (дрібні) наповнювачі (волокнисті до 3 мм, гранульовані – соломель, гуму розміром 0.5 мм, слюду, целофан до 3 мм і т. ін.). Найбільш ефективно використовувати суміші різних наповнювачів, щоб один забивав тріщини меншого розміру, а інший більшого.

При повному поглинанні слід підняти долото в безпечну зону, протримати свердловину без промивання протягом 4 – 8 годин і потім закачати порцію розчину з наповнювачем.

При дуже інтенсивному поглинанні закачують цементний розчин з наповнювачем або без нього, соляро-бентонітові суміші, швидкотвердіючі суміші з різними добавками.

У табл. 6.1 подано класифікація наповнювачів, які апробовано для боротьби з різними типами поглинання.

**Таблиця 6.1 – Класифікація наповнювачів**

Клас	Тип аповнювача	Види наповнювачів
1	Дисперсні	Соломель, тонкодисперсна пластмаса, водна дисперсія гуми, водна дисперсія латексу
2	Волокнисті	Кордне волокно, волок, азбестове волокно, тирса
3	Гранульовані	Лушпиння горіхів, керамзит, вспученний перліт, силікагель, подрібнена пластмаса.
4	Гранульовані пружні	Подрібнена гума, відходи вулканізації та латексу
5	Лускові пластичні	Целофанова стружка, слюда
6	Здатні до набухання	Глинопорошок, бентоніт
7	Пластичні	Глина, бітум, парафін

До найбільш поширених *причин руйнування стінок свердловини* віднесено:

- механічне руйнування породи під дією статичного навантаження від ваги вищерозташованої породи;
- механічне руйнування породи під дією бурильної колони та її елементів, коливань тиску бурового розчину під час опускання та піднімання бурильних труб, коливань температури в свердловині та ерозії стінок свердловини буровим розчином;
- руйнування стінок свердловини за рахунок взаємодії фільтрату бурового розчину з породою (набухання глин і розшарування сланців) та дії осмотичного тиску;
- розчинення породи (солі) в буровому розчині;
- відтавання мерзлих гірських порід.

У природному масиві порода обстиснута з усіх боків. Буріння свердловини змінює напружений стан породи та викликає її руйнування. Апробованим шляхом зменшення впливу зміни напружень є буріння на підвищеній густині бурового розчину. Бічне зусилля компенсують гідростатичний тиском бурового

розчину. У важкому розчині на частинки породи діє менша гравітаційна сила, вони краще тримають стінки свердловини, а при відколюванні від стінки такі частинки легше виносяться зі свердловини. Враховуючи те, що підвищення густини істотно знижує швидкість буріння, то цей метод застосовують лише в крайніх випадках.

Для зменшення механічного руйнування стінок свердловини бурильною колоною використовують прості компоновання низу, обирають режим буріння, що забезпечує відсутність вібрацій і мінімальні навантаження на стінки свердловини. Про силу дії елементів компоновок низу на стінки свердловини свідчить значне спрацювання елементів компоновання низу бурильних колон та часті поломки цих елементів. Скривлення свердловини та перегини ствола збільшують зусилля, які діють на стінки свердловини. Частинки породи, які знаходяться на верхній стінці стовбура, швидше відокремлюються від масиву. Скривлення свердловини сприяє більш швидкому руйнуванню її стінок.

При швидкості руху бурового розчину (понад 300 м/хв.), турбулентному режимі руху бурового розчину виникають умови ерозійного руйнування стінок свердловини. Найчастіше руйнуються незцементовані відклади за відсутності міцної глинистої кірки. Тому доцільно знизити швидкість розчину в кільцевому просторі до 150 м/хв., використовувати елементи бурильної колони невеликого діаметру, обмежувати швидкість руху колони в свердловині, використовувати бурові розчини низької в'язкості, тощо.

Зменшення впливу фільтрату бурового розчину на руйнування стінок досягають використанням високоякісних інгібованих бурових розчинів з низкою фільтрацією, бурових розчинів на нафтовій основі.

Для зменшення розчинення стінок свердловини вибирають буровий розчин, який не розчиняє гірську породу. При розбурюванні солей буровий розчин насичують солями.

Розтоплення мерзлих відкладів попереджують їх термоізоляцією.

На сьогодні повністю проблема попередження руйнування стінок не вирішена, зокрема щодо сланців. У тій чи іншій мірі стінки свердловин обвалюються.

**Ознаки та ліквідація обвалів.** Виділяють наступні ознаки обвалів:

- під час обвалів збільшується об'єм породи на вібростатах;
- виникають затяжки бурильного інструменту;
- підвищується тиск на бурових насосах за рахунок збільшення густини розчину внаслідок насичення його шламом і утворення пробок, що призводить до втрати циркуляції та прихоплення бурильного інструменту;
- у період опускання інструмент зупиняється.

Виникає потреба проробки стовбура свердловини. Геофізичні дослідження свердловини показують наявність каверн.

У кавернозному стовбурі ускладнюється процес видалення шламу. Він накопичується в кавернах, що ще більше ускладнює обстановку. Після накопичення критичного об'єму шламу в кавернах, зміні режиму промивання,

шлам з каверн зміщується в стовбур свердловини. Це призводить до тривалих проробок свердловини тому, що шлам переміщується з однієї каверни в іншу, на виносачись при цьому на земну поверхню.

У випадку обвалів слід постійно підтримувати циркуляцію бурового розчину. При вимкненні циркуляції шлам осідає та прихоплює бурильну колону. У випадку розходжування колони шламова пробка ущільнюється, внаслідок цього втрачається циркуляція й зменшується можливість ліквідації прихоплення. Тому в разі обвалів у першу чергу слід промивати свердловину, тримаючи шлам в підвішеному стані, розходжувати бурильну колону лише в тих границях, де вона рухається вільно й розходжування не призводить до зростання тиску на насосах.

*Обвали ліквідують пророблюванням стовбура свердловини.* При цьому шлам у свердловині подріблюють і підіймають на земну поверхню. Шлам не зразу підіймається на поверхню. Він може переміщуватись з однієї каверни в іншу, утримуватися на плаву в буровому розчині. Під час проробки змінюється режим промивання стовбура навпроти каверн зі шламом. З місця зрушуються все нові порції шламу з інших каверн. Цей процес називають «здиранням кірки». Але несправді, це не здирання кірки, а саме вимивання шламу з каверн. Зі свердловини виносяться згустки бурового розчину, насичені шламом. Густина цієї маси на 100 – 200 кг/м<sup>3</sup> важча за густину бурового розчину. Особливо багато такого шламу накопичується в разі переходу на буріння долотами меншого діаметра.

У процесі пророблювання стовбура свердловини треба періодично піднімати долото на довжину квадрата чи просто піднімати долото із зони завалу, щоб шлам висадився з бурового розчину, і його можна було б знову подрібнити долотом. Для поліпшення виносу шламу збільшують в'язкість бурового розчину, прокачують через свердловину пачки в'язкого бурового розчину підвищеної густини об'ємом 10 – 15 м<sup>3</sup>. Нарощування виконують лише, коли є гарантія, що під час нарощування шлам не осяде і не прихопить бурильні труби, тобто коли бурильний інструмент вільно переміщується при вимкненій циркуляції.

***Попередження скривлення свердловин.*** Наявність скривлення ствола веде до цілого ряду ускладнень. Зокрема, *погіршуються умови роботи бурильної колони:*

- бурильні труби піддаються додатковим знакозмінним навантаженням;
- збільшується кількість поломок внаслідок втоми металу;
- посилюється фізичне спрацювання бурильних труб;
- збільшується навантаження на бурильні труби;
- утворюються жолобкові виробки та прихоплення бурильного інструменту через заклинювання його в цих жолобкові виробках;
- у нестійкі породи збільшується інтенсивність обвалів;
- бурильний інструмент, притиснутий до однієї стінки свердловини, що утворює застійні зони під час руху бурового розчину, чим погіршується

видалення шламу із свердловини і збільшується інтенсивність прилипання бурильної колони під дією перепаду тиску;

- погіршується заміщення бурового розчину цементним, що веде до міжколонних перетоків;

- погіршується герметичність різьб обсадних колон;

- у стовбурі свердловини утворюються уступи;

- виникають проблеми в період геофізичних досліджень свердловин.

Наприклад, геофізичні прилади зупиняються в кавернах, обривається кабель через попадання його в жолоба та каверни. Тому для доведення геофізичних приладів до вибою їх слід обладнати спеціальними пристроями (обважнювачами, центра торами, кулями і т. ін.) для поліпшення їх прохідності стовбуром, виникає необхідність проведення геофізичних робіт через бурильну колону, що знижує його можливості;

- ускладнюється ліквідація аварій. Зокрема, ловильний інструмент важко допустити до потрібної глибини. Потрібно використовувати відповідні центруючі пристрої, щоб з'єднатися із залишеним інструментом, верхній кінець якого відхиляється та може сховатися в каверні. При збільшенні кута скривлення на кожні  $7^\circ$  кількість аварій зростає в два рази, а час на їх ліквідацію – в чотири рази. Тому за відсутності спеціальної потреби у відхиленні стовбура свердловини необхідно бурити вертикальні свердловини.

Більшість свердловин схильні до більшого чи меншого скривлення. Свердловини, в яких zenітний кут не перевищує  $3 - 5^\circ$  вважаються вертикальними.

Досить часто в свердловинах zenітний кут сам собою збільшується до  $15 - 20^\circ$ , тобто свердловини стають похилими. Відхилення вибою від положення устя може складати  $150 - 250$  м.

Вище вже відзначалось, що скривлення свердловин може відбуватися внаслідок впливу різноманітних чинників, як-то: геологічних; технологічних; технічних.

*До геологічних чинників відносять:*

- кут нахилу пластів до горизонту;

- частоту зміни твердості породи;

- анізотропність;

- шаруватість;

- тріщинуватість;

- проникливість;

- стійкість стінок і та ін.

Різні за властивостями гірські породи розбурюються з різною швидкістю в різних точках вибою, що веде до зміни напрямлення свердловини.

*До технологічних факторів відносять:*

- спосіб буріння;

- режим буріння.

Сюди відносять навантаження на долото й число його обертів. Як правило, зі збільшенням навантаження на долото збільшуються сили, що сприяють

відхиленню ствола. Збільшення обертів може стабілізувати відхилення стовбура. На інтенсивність його скривлення впливає також тип і конфігурація доліт, які використовують у бурінні. Найбільш інтенсивно відхиляються свердловини, що бурять короткими алмазними долотами. На скривлення суттєво впливає стійкість стінок свердловини. У стовбурі, який швидко розширюється в результаті осипання стінок свердловини, інтенсивність його скривлення вища.

До *технічних факторів* відносять:

- склад компоновки низу бурильної колони;
- наявність відхилень за співвісністю різьб;
- наявність ексцентриситету;
- відсутність скривлення труб;
- збалансованість елементів компоновки низу відносно осі за їх масою.

На геологічні чинники, звичайно, ми вплинути не можемо. Їх слід просто враховувати, зокрема:

- закладувати свердловини з урахуванням їх майбутнього відхилення;
- знати інтервали скривлення;
- приймати заходи зі зменшення чи збільшення (за необхідністю), впливу геологічних чинників, тощо.

З *технологічних та технічних факторів* на скривлення найбільше впливають:

- навантаження на долото;
- компоновка низу бурильної колони.

Під дією осьового навантаження, тобто власної ваги та крутячого моменту обважнені бурильні труби прогинаються.

Критичне навантаження, при якому обважнені бурильні труби втрачають стійкість, визначають за наступним виразом

$$P_{кр} = (1,94 - 3,35) \sqrt[3]{EIq_m^2}, \quad (6.1)$$

де  $P_{кр}$  – критичне навантаження, Н;  $EI$  – жорсткість обважнених труб,  $\text{Нм}^2$ ;  $q_t$  – маса 1 м. погонного колони в розчині,  $\text{Н/м}$ .

При збільшенні навантаження в 1.94 рази колона прогинається знову. Перший прогин стається при навантаженні 3 – 5 т і довжині 35 м.

Для попередження скривлення колону центрують у стовбурі. Цього ефекту досягають застосуванням обваженої бурильної труби більшого діаметра, встановленням центраторів на колону та обмеженням навантаження на долото.

У процесі буріння не можна допускати значного спрацювання центраторів за діаметром, за звичай, у межах до 2 мм.

Ефективність роботи компоновки залежить від збереження діаметру свердловини. Це значить що стінки не повинні осипатися. Найбільш інтенсивне осипання стінок характерне для зон тектонічних порушень, де гірські породи

перем'яті, роздроблені. У цих зонах спостерігаються великі каверни та інтенсивне збільшення zenітного кута.

На скривлення свердловини впливає конструкція нижніх 25 – 30 м низу бурильної колони. Центратори, які встановлюють вище, не впливають на відхилення. Найбільш істотно впливають на скривлення центруючі елементи, які знаходяться біля долота. Вони можуть сприяти збільшенню zenітного кута.

Розрізняють жорсткі компоновки низу та маятникові. В *жорстких компоновках* низу зазори між елементами колони та стінками свердловини не повинні перевищувати 2 мм. У цих компоновках використовують калібратори над долотом та один, два чи три центратори. У таких компонуваннях використовують також обважені бурильні труби квадратного перерізу з малим зазором між гранями та стінками свердловини. Центратори встановлюють на віддалі 6 – 12 м один від одного. Віддаль між центраторами збільшується з віддаленням від долота.

У *маятникових компоновках* центратор на обважені бурильні труби ставлять таким чином, щоб обважені бурильні труби до центратора не торкалися стінок свердловини. Тоді на долото буде діяти сила, складова від ваги обваженої бурильної труби в похилому стовбурі, яка виправляє свердловину до вертикалі. Нижню частину обваженої бурильної труби до точки, де вона торкається стінки свердловини, доцільно брати більшого діаметра, ніж решта обважених бурильних труб.

Місце встановлення центраторів вибирають за розрахунком. Однак при цьому слід аналізувати фактичні дані та коректувати склад компоновки нижньої частини бурильної колони відповідно до фактичних даних.

**Утворення жолобів.** Жолоби утворюються в місцях зміни кривизни (zenітного кута та азимута) свердловини.

За жолобом звичайно приймають місце, де менша вісь стовбура має діаметр менший, ніж 1.3 від діаметра замка.

Вони виникають внаслідок:

- тривалих спуско-підймальних операцій;
- тривалого буріння свердловини роторним способом;
- бурильні замки під час роботи поступово прорізають стінку свердловини

з утворенням жолоба.

Для зменшення жолобкових виробок необхідно:

- застосовувати буріння вибійними двигунами;
- використовувати вискоефективні долота, –

щоб зменшити кількість спуско-підймальних операцій.

Найбільш небезпечні жолоба – в місцях переходу з твердої породи в м'яку й навпаки. Діаметр жолоба дорівнює діаметру замка бурильної труби. Заклинки в жолобах найчастіше стаються в разі протягування через жолоб елемента бурильної колони більшого діаметра. Найбільш небезпечно, коли діаметр цього елемента більший діаметра замка в 1.01 – 1.35 рази.

Для попередження прихоплень в жолобах необхідно:

- уникати зміни конфігурації компоновок бурильного інструменту;
- при підніманні не допускати зтяжок і розклинок;
- у компоновку включають (над обаженою бурильною трубою) вивідні центратори та ударні механізми (яси) для вибивання заклиненого інструменту.

*Жолоба ліквідують:*

- проробкою і їх розширюванням розширювачами, які встановлені вище долота на 300 – 400 м;
- роботою ексцентричних розширювачів;
- підривом шнурових торпед.

Під час підриву торпед є небезпека втрати стовбуру.

В інтервалах жолобів піднімають бурильні труби із їх повертанням.

**Буріння в солях.** Від звичайних відкладів, які зустрічаються у розрізі свердловин, солі відрізняються тим, що вони легко розчиняються в прісній воді і набувають пластичності під дією температури і тиску.

Тобто, солі починаючи з глибини 1500 м, а особливо з 3000 м «пливуть». Для попередження розмивання солей, їх розбурюють на насиченому сіллю буровому розчині. Особливо небезпечно буріння у засолонених глинах. Вони мають властивість текти так само, як і солі, але менше розчиняються. Біля стовбуру накопичується глина, яка витискається у ствол основною масою засоленої породи. Якщо чисту сіль можна розмити промивання, то глини не розмиваються і швидше можуть прихопити бурильні труби ніж солі.

Під час розбурювання солей розчин насичується сіллю, й розчинність солі знижується. Після виходу насиченого сіллю розчину зі свердловини розчинність солі знижується зі зниженням температури, і сіль кристалізується у розчині.

Для попередження звуження стовбуру змушені збільшувати густину бурового розчину. На базі експериментальних досліджень встановлено емпіричні залежності між густиною бурового розчину та температурою солі в пласті:

за $t = 75^{\circ}\text{C}$	$\gamma_p = 2,35 - 2802/H;$
за $t = 100^{\circ}\text{C}$	$\gamma_p = 2,35 - 2590/H;$
за $t = 125^{\circ}\text{C}$	$\gamma_p = 2,35 - 2493/H;$
за $t = 150^{\circ}\text{C}$	$\gamma_p = 2,35 - 2156/H,$

де  $\gamma_p$  – густина розчину, г/см<sup>3</sup>; H – глибина залягання солі, м.

При розбурюванні солей на буровому розчині меншої густини виникає необхідність тривалого розширювання свердловини при кожному рейсі та збільшується імовірність прихоплення бурильного інструменту.

У солях можливе зминання обсадних колон. Тому обсадні колони розраховують з урахуванням їх текучості від впливу гірського тиску.

Певні особливості має буріння, де розкриваються *пласти калійно-магнієвих солей – бішофіту*. Вони складаються з глин, карналіту, що має формулу  $KCl \cdot MgCl_2 \cdot 6H_2O$ , та власне бішофіту –  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ .

Розчинність цих солей значно вища, ніж звичайної кухонної солі. Якщо в 1 л води може містити 350 – 400 г кухонної солі, то бішофіту 800 – 900 г. Бішофіт активно всмоктує воду з повітря та перетворюється в розчин.

У процесі розкриття солей бішофіту можливе прихоплення бурильного інструменту. Надалі пласт бішофіту розчиняється та утворює велику каверну. По мірі засолонення, розчинність бішофіту знижується, а він сам заміщується на менш розчинні породи (карналіт, глини, тощо), що веде до звуження стовбуру. Звуження тим більше, чим довше пласт знаходиться в розкритому стані.

За наявності пласту бішофіту стовбур свердловини періодично шаблонує через 48 – 72 години, тобто підіймають долото вище пласта для контролю наявності звуження та проробки місця звуження. Обсадну колону розраховують на повний гірський тиск. Для попередження зминання обсадної колони інтервал бішофіту потрібно надійно зацементувати. В інтервалі бішофіту слід створити герметичний простір, щоб гірський тиск на колону передавався через зруйнований цемент або буровий розчин рівномірно за висотою. Обсадні труби не повинні контактувати з породою. Порода тече нерівномірно, й контакт породи з обсадною колоною веде до згинання колони та втрати прохідності. Обсадна колона будь-якої міцності згинається. Спостерігалися випадки згинання обваженої бурильної труби діаметром 203 мм, прихопленого у пласті бішофіту.

## 7. Аварії в бурінні

*Аварія в бурінні* – це переривання технологічного процесу будівництва (буріння та випробування) свердловини, котре вимагає для його ліквідації спеціальних робіт, які не передбачені в проекті. Аварії найчастіше є результатом поломок, залишання чи падіння в свердловину елементів бурильних і обсадних колон, прихоплення, відкритого фонтанування, падіння у свердловину якихось сторонніх предметів.

Переривання технологічного процесу будівництва свердловини при виконанні вимог технологічного процесу та правил бурових робіт, які викликані геологічними явищами, як-то: поглинання; нафтогазопрояви; викиди; обвали; осипання; жолобові виробки; викривлення стовбура свердловини; відкрите фонтанування та ін., – а також процесів, викликаних стихійними явищами, відносяться до *ускладнень*.

Достатньо популярною є наступна *класифікація аварій*:

- аварії з елементами бурильної колони;
- прихоплення бурильних і обсадних колон;
- аварії з долотами.
- аварії з обсадними колонами та її елементами;
- аварії внаслідок невдалого цементування;
- аварії з вибійними двигунами;
- падіння в свердловину сторонніх предметів;
- інші види аварій.

*До аварій із елементами бурильної колони* відносить залишення в свердловині колони бурильних труб або елементів компонування низу (зокрема, перевідників, центра торів, амортизатора, обважених бурильних труб, розширювачів і т. ін.) внаслідок:

- поломки й зриву за різбою;
- поломки за зварному шву;
- поломки за тілом труби;
- поломки ведучої труби й елементів компонування низу;
- розгвинчування та падіння частини бурильної колони.

*До прихоплень бурильного інструменту й обсадних колон* відносять втрату рухомості при прикладені до них максимально допустимих навантажень через:

- перепад тиску між свердловиною та пластом;
- заклинювання колони при її русі в свердловині;
- заклинювання колони сторонніми предметами;
- відсутність відповідного промивання.

*До аварій із долотами* належать залишення в свердловині долота, бурильної головки чи їх елементів та частин.

*До аварій із обсадними колонами* відносять аварії з колонами, що опускають чи вже опущені, елементами обсадних колон або їх частинами, зокрема:

- роз'єднання колон за різьбовим з'єднанням;
- обрив за зварним швом;
- зминання чи розрив за тілом труби;
- падіння колони чи її частини;
- пошкодження колони в процесі розбурювання цементної пробки, кільця-стоп, зворотного клапана та направляючої пробки.

*До аварій внаслідок неякісного цементування* належать:

- прихоплення затверділим цементом колони бурильних труб, на яких спускалася обсадна колона чи «хвостовик»;
- відмова в роботі та пошкодження вузлів підвіски секцій обсадної колони, котрі порушують нормальний процес кріплення та подальшого поглиблення свердловини;
- оголення башмака чи недостатнє піднімання цементу, якщо не потрібно проводити роботи з усунення порушень.

*До аварій з вибійними двигунами* відносять залишення в свердловині такого двигуна чи його вузлів у свердловині через поломки чи роз'єднання з бурильною колоною.

*До падіння в свердловину сторонніх предметів* належать падіння в свердловину вкладишів ротора, роторних клинів ведучої труби та клинового захоплювача, елементів обв'язки гирла свердловини, ключів, кувалд й інших інструментів, з використанням яких здійснювались роботи на усті свердловини.

*До інших аварій* відносять, зокрема, аварії в процесі промислово-геофізичних робіт (прихоплення та залишення в свердловині каротажного кабелю, приладів, обважнювачів, шаблонів, торпед й інших пристроїв, які використовують для дослідження свердловин і допоміжних робіт в ній.

До цієї групи аварій відносять також і, так звані, аварії першої та другої категорій, котрі розслідують спеціальні комісії за участю Дертехнагляду.

Аварії необхідно розслідувати протягом 72 годин з моменту виникнення. Комісія складає акт розслідування, де вказуються причини, винуватці аварії та заходи з їх подальших попереджень. Аварії реєструють у спеціальному журналі. Витрати часу та коштів на ліквідацію аварій обраховують окремо й вказують у статистичній звітності. За кожною аварією здійснюють заходи щодо її ліквідації.

*Аварії першої категорії* – це відкриті нафтові та газові фонтани; вибухи й пожежі резервуарних парків, компресорних і насосних станцій підземних сховищ газу, які привели до руйнування чи знищення об'єкту; вибухи та пожежі на нафтогазопереробних заводах, які викликали зупинку підприємства, цеха та необхідність проведення відновлювальних робіт.

*Аварії другої категорії* – це падіння чи руйнування вишок, морських основ у процесі експлуатації, будівництва та переміщення; падіння елементів талевої системи (кронблока, талевого блока, крюка, тощо); вибухи та пожежі на

бурових об'єктах, групових нафтогазосбірних пунктах, компресорних і насосних станціях, які призвели до виходу із ладу обладнання, необхідності його капітального ремонту й зупинки об'єкту; вибухи, пожежі та загоряння на нафтогазопереробних заводах, які викликали припинення роботи установки (дільниці) та вимагають заміни чи капітального ремонту окремих будов, машин, агрегатів, апаратів, місткостей, трубопроводів і товарних резервуарів, тощо.

На ліквідацію аварій йде 3 – 10%, а іноді і більше часу від загальної тривалості буріння свердловин. Подеколи вони призводять до людських жертв, поршень екології і т. ін. Аварії виникають як з вини виконавців робіт, так і внаслідок незалежних від виконавців причин. Певна частина аварій є наслідком недосконалості технології та обладнання.

*Стан аварійності* оцінюють за такими показниками:

- загальною кількістю аварій;
- кількістю аварій на 1000 м прохідки свердловин;
- загальними затратами часу на ліквідацію аварій;
- питомими затратами часу на ліквідацію аварій у загальних затратах часу на буріння свердловин (одиниці виміру – відсотки);
- тяжкістю аварії (одиниці виміру – затрати часу на ліквідацію аварії, години).

Отже, головний шлях боротьби з аварійністю полягає в удосконаленні технології та використанні сучасної надійної техніки.

Слід встановити дійсну причину аварії, глибину її виникнення, приналежність даного інтервалу до відповідного стратиграфічного підрозділу, час доби виникнення аварії, хід робіт перед аварією, виконавців робіт та їх кваліфікацію, обладнання й інструмент, використані в роботі, якість бурового розчину. На базі розслідування розробляють заходи з попередження аналогічних аварій. Заходи не повинні ускладнювати роботу виконавців робіт.

Важливими засобами попередження аварій є навчання персоналу, а також контроль за роботою підлеглих. Затрати часу на ліквідацію аварій залежать від коректності вибору способу її ліквідації та стану свердловини. Раціональний спосіб ліквідації аварії можна вибрати лише за визначення дійсної причини аварії та знання стану свердловини. Це дає змогу правильно вибрати ловильний інструмент. Важливо знати глибину знаходження окремих елементів аварійної бурильної колони та стан свердловини. Ускладнення при ліквідації аварії мають місце переважно в ускладнених свердловинах. Ліквідацію аварії ускладнює, зокрема, осипання стінок свердловини, втрата промивки, прихоплення ловильного інструменту, не доходженням ловильного інструменту до заданої глибини, поглинання та нафтогазопроявлення. Інструменти, що спускають у свердловину, повинні мати паспорт. Передбачають способи виловлення даного елемента зі свердловини.

Виділяють найбільш поширені *причини прихоплень*:

- прилипання бурильної колони через великий перепад тиску між свердловиною та пластом;
  - заклинювання долота породою;
  - буріння без промивання чи за недостатньої продуктивності насосів;
  - недостатнє очищення ствола та скупчення шламу в свердловині;
  - негерметичність бурильної колони;
  - промивання різьбових з'єднань;
  - пропуски розчину через ніпель вибійного двигуна;
  - буріння з великою механічною швидкістю без достатнього видалення шламу;
  - посадка долота в шламові пробки в стовбурі чи на вибої;
  - обвалення породи з втратою циркуляції та викиді;
  - утворення сальників;
  - заклинювання труб у жолобах;
  - плинність солей;
  - заклинювання долота у звуженій частині стовбура;
  - заклинювання долота у звуженні через спрацювання діаметра долота;
  - неприпустимий плюсовий допуск долота по діаметрі;
  - спускання жорсткого чи повномірного компонування низу бурильної колони;
  - застосування повномірних бурильних труб, обважнених бурильних труб або інструменту;
  - заклинювання долота чи компонування стороннім предметом;
  - прихоплення цементом, що ще не схопився;
  - незадовільна якість промивної рідини через її загуснення та випадання з неї твердих частинок, тощо.
- Відомі наступні заходи з попередження прихоплень:
- зниження густини бурового розчину;
  - застосування центраторів;
  - застосування обважнених бурильних труб квадратного перетину та обважнених бурильних труб зі спіральною канавкою;
  - створення на інструменті міцних мастильних плівок;
  - застосування емульсійних розчинів на нафтовій основі;
  - попередження різкої зміни кривизни ствола; за наявності затягувань застосовувати вивідні калібратори;
  - не допускати посадок; величина натяжки для звільнення прихоплення в три рази більше допущеної посадки;
  - дотримуватися гідравлічної програми з очищення ствола;
  - обмежувати механічну швидкість проходки;
  - при бурінні з втратою циркуляції заповнювати свердловину в'язким буровим розчином;
  - підвищувати в'язкість розчину для поліпшення виносу шламу;
  - шарошечне долото слід спускати обережно в інтервалах пробурених алмазним долотом і навпаки;

- при бурінні турбобурами алмазними долотами, над долотом встановлювати розширювачі для згладжування сходинок;
  - використовувати яси в компонованні бурильної колони і т. ін.
- Також виділяють наступні *способи ліквідація прихоплень*:
- розходжування інструмента з його повертанням;
  - встановлення нафтових ванн;
  - встановлення рідинних ванн;
  - гідроімпульсний спосіб;
  - гідровібродарний спосіб;
  - зниження рівня в кільцевому просторі;
  - струшування інструмента корпусними та шнуровими торпедами;
  - відгвинчування вільної частини та робота ясами;
  - зниження тиску випробувачем свердловин;
  - оббурювання прихопленого інструмента;
  - простріл обважнених бурильних труб нижче прихоплення та відновлення циркуляції;
  - вибух торпеди на долоті для відновлення циркуляції;
  - забурювання нового ствола, тощо.

Виділяють найбільш поширені *види поломок інструменту*

- поломка чи зрив за різьбовою частиною;
- поломка за зварним швом;
- поломка за тілом труби;
- поломка ведучої труби та елементів компоновання;
- падіння чи розгвинчування частини бурильної колони;
- падіння елементів бурильної колони внаслідок поломок спуско-підйомного устаткування чи інструмента, обриву талевого канату чи піднімання на одному стропі;
- раптове закриття превентора взимку в процесі піднімання інструменту при закритому раніше превенторі;
- спіральний злам труб за тілом через утому в свердловинах, діаметр яких не більше ніж на 100 мм перевищує діаметр труби (напрямок спірالی збігається з напрямком обертання; кут підйому спірали 45°); виникає від наявності поперечної тріщини; у поперечному напрямку труби ламаються через дефекти виготовлення (раковини) та порушення режиму термообробки, що призводить до внутрішніх напружень і втоми металу;
- у потовщених кінцях труб внаслідок нерівномірного охолодження при загартуванні виникають дрібні тріщини, які призводять до руйнувань через втоми труб в основній площині різьб;
- легкосплавні бурильні труби руйнуються ще й через ерозійне спрацювання тіла труб під муфтами та спрацювання за товщиною стінки;
- бурильні замки та муфти (особливо діаметром 118 мм і менше) руйнуються через створення значних навантажень; кінці зруйнованих деталей мають збільшені діаметри та бочкоподібну форму;

– недостатнє кріплення замкового з'єднання сприяє інтенсивному переміщенню площин різьб одна відносно однієї та спрацюванню різьб.

Характерними є наступні *ознаки виникнення аварій*:

- різке зменшення маси бурильної колони за індикатором ваги;
- раптове переміщення колони;
- падіння тиску промивної рідини в нагнітальній лінії;
- зниження температури промивної рідини, що виходить зі свердловини.
- падіння механічної швидкості;
- провал бурильної колони, тощо.

*До початку ліквідації аварій слід оцінювати такі чинники:*

- стан піднятої частини бурильної колони та характер руйнування її елементів;
- стан ствола свердловини в місці найбільш імовірного розташування зламані частини та наявність ускладнень на усьому стовбурі;
- літологічний склад порід, який відповідає інтервалу руйнування та у прилеглій до нього зоні;
- характер робіт з ліквідації аварій, які мали місце раніше;
- допустимі (граничні) навантаження на ловильний інструмент й очікувані навантаження на нього.

*До причин аварій відносять:*

- *втому металу*, котру прискорюють наступні чинники:
  - дефекти матеріалу труб – розшарування та структурна неоднорідність металу, інородні включення в металі й конструктивні дефекти;
  - малі радіуси заокруглення трубних різьб;
  - використання з'єднань труб без упору торців або з'єднання труб з допомогою муфт;
  - несприятливі геологічні та технологічні умови й порушення запроектованих режимів буріння:
  - часте перешарування порід, круті кути падіння шарів (пластів), що призводить до викривлення свердловин;
  - робота колони у великих кавернах;
  - робота інструмента в хімічно агресивних середовищах;
  - створення на труби неприпустимих навантажень;
  - невідповідність діаметра бурильних труб розміру долота;
  - невідповідність типу долота міцності порід, які розбурюють;
  - виникнення резонансних коливань від пульсації тиску чи роботи долота;
  - створення навантаження на долото за рахунок ваги бурильних труб;
  - установка над обважненими бурильними трубами крихких труб груп міцності Е, Л або, так званих, легкосплавних бурильних труб;
  - застосування труб невідповідної міцності;
  - вм'ятини у трубах;

- порушення цілісності труб сторонніми предметами;
- ексцентричність вежі та ротору відносно гирла свердловини;
- концентрація напружень у різьбах обважнених бурильних труб;
- надмірне спрацювання (зношення) елементів бурильної колони;
- удари, що приходяться на бурильні труб при розвантажувальних роботах, і удари бурильних і ведучих труб по ротору при затягуванні їх в бурову чи подачі до центра свердловини;
- не співвісність різьбових з'єднань і зварених деталей;
- застосування клинів невідповідного розміру.
- неякісне виготовлення різьб;
- недостатній або надмірний момент згвинчування різьб;
- розгвинчування різьб від ударів;
- падіння бурильної колони, з можливих причин:
  - підніманні на одному стропі;
  - випадання стропа вертлюга з гаку;
  - невідповідність розміру елеватора чи його несправність;
  - невідповідність вантажопідйомності елеватора та стропів масі бурильної колони;
  - несправність автоматичного елеватора;
  - розкриття елеватора після раптової зупинки інструмента через зупинки на уступах або в елементах обв'язки гирла;
  - розрив стропів;
  - розриви гальмових стрічок;
  - надмірне спрацювання гальмових колодок і їх випадіння;
  - розривши гальмових шківів бурової лебідки;
  - розрив або зрив різьби гальмового болта;
  - заклинювання гальмового важеля;
  - залишення нагрітої гальмовий системи при зафіксованому гальмі;
  - падіння тиску в пневмосистемі при включеному гальмовому циліндрі;
  - недосконалість конструкції засувки піднімального гаку;
  - руйнування бічних серг і ствола гака;
  - різка посадка колони на елеватор клини;
  - надмірне спрацювання стропів;
  - несвоєчасне закриття елеватора, тощо.

Для ліквідації аварій застосовують труболовки, шліпси, мітчики, дзвони. Так *труболовки (шліпси)* використовують у випадку, коли вага труб, що втрачені, не перевищує вантажопідйомність ловильного інструменту та коли інструмент не прихоплений. У першу чергу застосовують зовнішні труболовки.

*Мітчики* використовують у випадку руйнування труб у замках або потовщеній частині тіла. Мітчики використовують універсальні та спеціальні, призначені для захоплення за замкову різь певного розміру.

*Дзвони* використовують для захоплення труби за її тіло. Дзвони бувають звичайні, які захоплюють за верхній кінець зруйнованої труби, й наскрізні, у яких обірваний кінець труб вільно проходить крізь них, а ними захоплюють за наступний замок чи муфту.

Заборонено опускати ловильний інструмент без пристроїв для центрування, якщо сума зовнішнього діаметра ловильного інструменту та діаметра залишених труб менша за діаметр свердловини. При нерівному зламі спочатку відгвинчують обламану трубу. У разі небезпеки прихоплення ловильний інструмент опускають з ясом і безпечним перевідником.

Легкосплавні бурильні труби розбурюють долотом або спеціальним фрезером. Труби розбурюють долотом Т або ТЗ, бажано турбінним способом з навантаженням 20 – 40 кН, а при розбурюванні зацементованих АБТ до 60 – 110 кН. Під час розбурювання колону піднімають на 10 – 15 м через 1,5 – 2 м проходки.

Частина бурильної колони довжиною до 100 м захоплюють зовнішніми труболовками, шліпсами чи гладкими дзвонами.

При опусканні ловильного інструмента його зупиняють у башмаку обсадної колони та промивають свердловину. Допускають інструмент і на 5 – 10 м вище від голови, з мінімальним промиванням і подачею по 20 – 30 см доводять інструмент до розрахункової глибини. Роблять мітку на ведучій трубі напроти нерухомої частині столу ротора. Якщо верх колони знайти не удалось, її піднімають на 3 – 5 м, повертають колону на 3 – 5 оборотів, зупинивши на 90° від першої мітки, і продовжують пошук. При зустрічі з залишеною колоною, повертаючи ротор на 30 – 40°, заводять ловильний інструмент на голову.

## 8. Буріння похилих і горизонтальних свердловин

*Похило-спрямовані свердловини застосовують для вирішення наступних завдань (див. рис. 8.1):*

- буріння кількох свердловин з однієї морської основи;
- розкриття продуктивних пластів з берега, які залягають під дном моря;
- розкриття пласта в продуктивній частині, якщо вертикальна свердловина розкриває пласт у непродуктивній частині;
- розкриття пласта в точці, яка недоступна для розміщення бурового верстату (гора, населений пункт, яр, болото і т. ін.);
- розкриття пластів, які залягають під великими кутами та вірогідність розкриття яких, вертикальною свердловиною невелика;
- глушіння відкритих нафтогазових фонтанів;
- обходу залишеного в свердловині внаслідок аварії бурильного інструменту;
- розкриття пластів, перекритих соляними куполами;
- відновлення працездатності експлуатаційних свердловин;
- розкриття пласта під кутом для збільшення площі розкриття пласта та зростання продуктивності свердловини;
- збереження сільськогосподарських угідь.

*Похило-спрямовані свердловини поділяють на: одноствольні; багатовибійні та кущові. У багатовибійній (інша назва – розгалужена) свердловині (див. рис. 8.2) з одного основного стовбура розкрито декілька пластів або один пласт, але в різних точках. Основний ствол розгалужено на кілька додаткових.*

*Кущові свердловини (див. рис. 8.3) бурять з одного майданчику. Їх влаштовують для зменшення витрат на улаштування площадок під бурові й облаштування свердловин для видобутку. Кущове буріння найбільш вживано в болотистій місцевості, де на підготовку ділянки під бурову потрібні значні кошти. В кущі бурять 2 – 30 свердловин (звичайно – 16 – 20).*

До похилих відносять також *горизонтальні свердловини*, кути нахилу яких близькі до горизонтальних і які бурять як для розкриття пласта в різних точках, так і для збільшення продуктивності свердловин, наприклад при недостатньо проникливих колекторах. Експлуатація таких родовищ вертикальними свердловинами часто нерентабельна, а саме горизонтальні свердловини дають можливість їх вигідно експлуатувати.

*Відхилення свердловин від вертикалі здійснюють за рахунок:*

- використання природної закономірності відхилення свердловин, коли відхилення регулюють лише режимом буріння з використанням природних закономірностей;

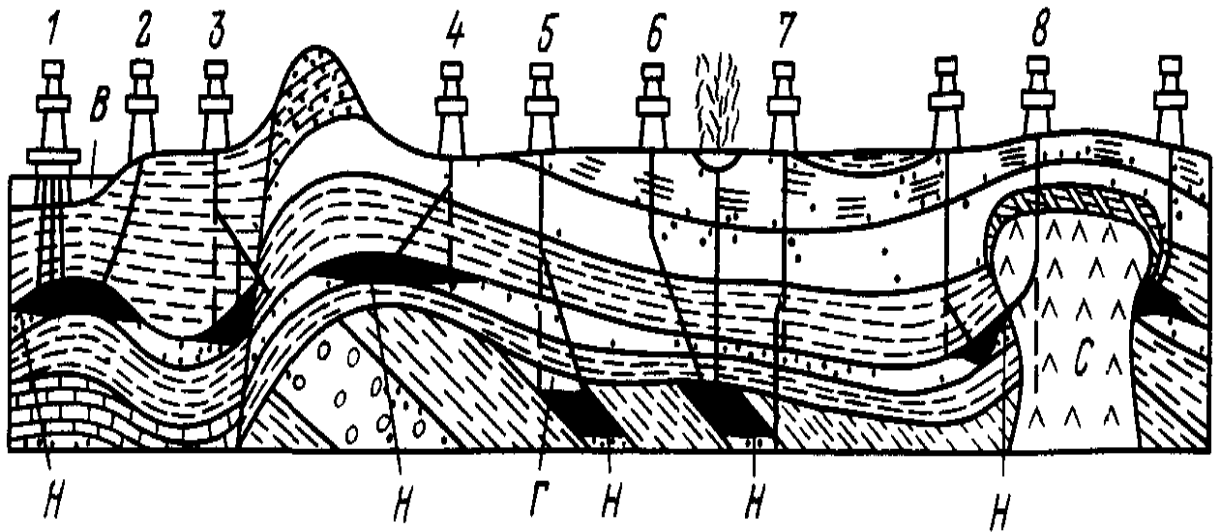


Рис. 8.1 – Використання похило-спрямованих свердловин для:

1 – буріння кількох свердловин з однієї морської основи; 1 – розкриття продуктивних пластів з берега, які залягають під дном моря; 2 – розкриття пласта в продуктивній частині, якщо вертикальна свердловина розкриває пласт у непродуктивній частині; 3 – розкриття пласта в точці, яка недоступна для розміщення бурового верстату (гора, населений пункт, яр, болото і т. ін.); 4 – розкриття пластів, які залягають під великими кутами та вірогідність розкриття яких, вертикальною свердловиною невелика; 5 – глушіння відкритих нафтогазових фонтанів; 6 – обходу залишеного в свердловині внаслідок аварії бурильного інструменту; 7 – розкриття пластів, перекритих соляними куполами

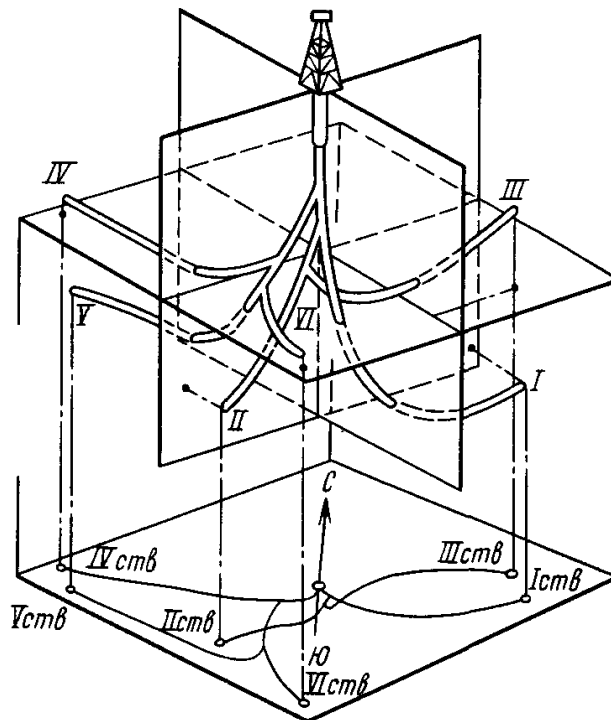


Рис. 8.2 – Схема багатовибійної свердловини

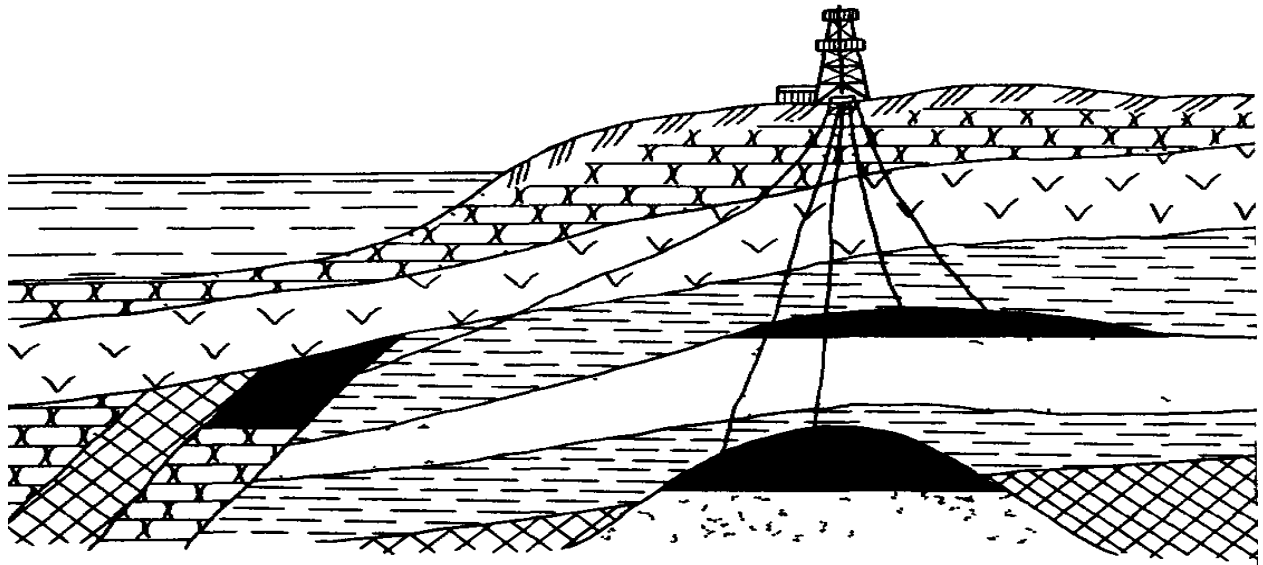


Рис. 8.3 – Схема кушової свердловини

- застосування відповідних компоновок бурильного інструменту, коли зміни напрямлення свердловини досягають підбором відповідних елементів бурильної колони й встановленням їх в колоні на певній відстані;
- застосування відповідних пристроїв для регулювання напрямлення свердловини.

Скривлення свердловини (див. рис. 8.4) описують наступні параметри.

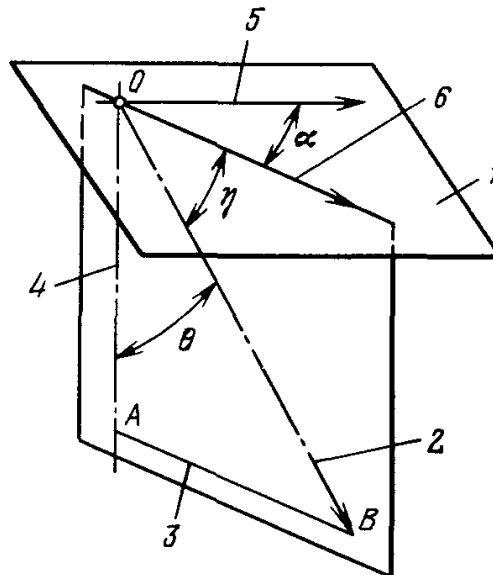


Рис. 8.4 – Параметри, які визначають положення свердловини в просторі:  
 1 – горизонтальна площина; 2 – вісь свердловини; 3 – площина осі свердловини (так звана, апсідальна площина); 4 – вертикаль; 5 – напрям початку координат (напрямок на північ); 6 – напрям буріння свердловини (азимут свердловини)

У кожній точці стовбура є два кути. *Кут скривлення чи зенітний кут* ( $\theta$ ) – це кут між вертикаллю в цій точці та дотичною до профілю осі стовбура в цій же точці (тобто, це кут між дотичною до осі стовбура й проекцією цієї дотичної на вертикальну площину). Кут, що доповнює зенітний кут до горизонтального напраму, тобто  $\eta=90^\circ - \theta$ , називають *кутом нахилу стовбура*. Другий кут вказує на напрям, в якому відбувається скривлення. Цей кут має назву *азимуту чи азимутального кута* (це кут між проекцією дотичної до осі ствола на горизонтальну площину та прийнятим напрямком, від якого ведуть відлік). За початок відліку приймають направлення на північ. При цьому це направлення може бути географічним або справжнім, магнітним чи умовним. Приладами заміряють магнітний азимут. Для одержання географічного азимуту потрібно до магнітного додати поправку, що для нашого району складає  $+5^\circ$ .

Вертикальну площину, що проходить через дотичну в точці заміру на осі стовбура, називають *апсидальною площиною*. *Скривленням свердловини називають зміну зенітного чи азимутального кута між двома точками на осі стовбура свердловини*. Розрізняють зенітне та азимутальне скривлення відповідно.

Практично у свердловині змінюється одночасно як зенітний, так і азимутальний кути. *Загальне скривлення відбувається під кутом*, який визначає наступне відношення

$$\cos \beta = \cos \theta_2 \cos \theta_1 + \sin \theta_2 \sin \theta_1 \cos \Delta \alpha, \quad (8.1)$$

де  $\theta_1, \theta_2$  – зенітний кут на початку та в кінці відрізка стовбура;

$\Delta \alpha$  – різниця між азимутальними кутами на початку та в кінці відрізка стовбура.

*Інтенсивність скривлення* – це відношення загального кута скривлення до віддалі між точками заміру на осі свердловини.

*На скривлення свердловини впливають наступні чинники:*

- геологічні;
- технологічних;
- технічні.

До *геологічних чинників* належать кут нахилу пластів до горизонту, частота зміни твердості породи, анізотропність, шаруватість, тріщинуватість, проникливість, стійкість стінок, тобто породи з різними властивостями розбурюються з різною швидкістю, що викликає зміну напрямку свердловини в різних точках вибою.

До *технологічних чинників* належать спосіб і режим буріння (навантаження на долото, число його обертів). Зі збільшенням навантаження на долото зростають сили, що сприяють відхиленню стовбуру. Збільшення обертів може стабілізувати його відхилення. На інтенсивність скривлення впливає також тип і конфігурація доліт (найбільш інтенсивно відхиляються свердловини, які бурять короткими алмазними долотами). На скривлення

впливає й стійкість стінок свердловини (зокрема, у стовбурі, який швидко розширюється внаслідок осипання стінок інтенсивність скривлення вища).

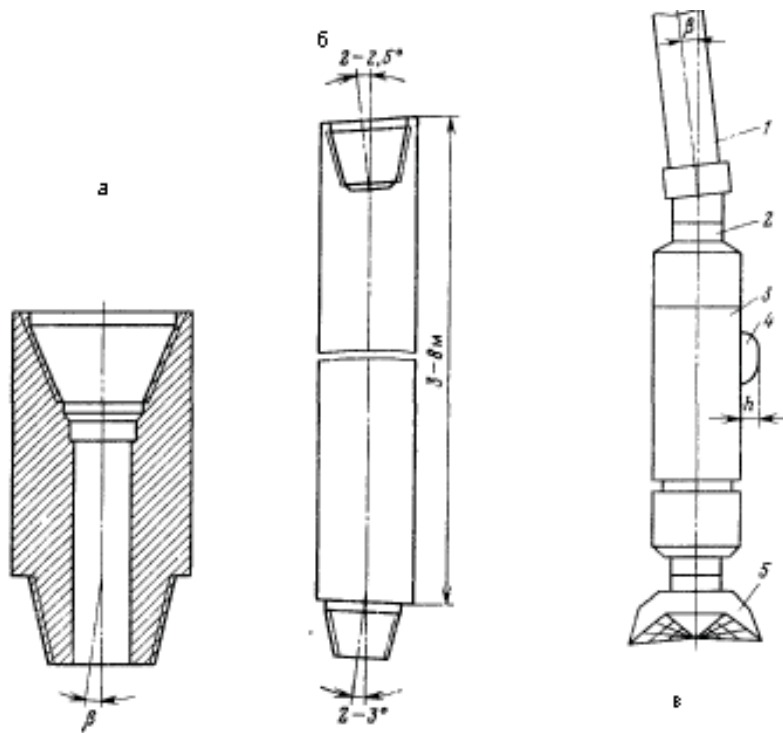
До *технічних чинників* відносять склад компоновки низу бурильної колони, наявність відхилень зі співвісності різьб, наявність ексцентриситету, скривлення труб, збалансованість елементів компоновки низу відносно осі за їх масою. Наявність ексцентриситету в різьбових з'єднаннях або перекошування в осях призводить до збільшення кута свердловини особливо при турбінному бурінні. Змінюється кут при ексцентричному забурювання долотом меншого діаметру в стовбурі більшого діаметру. Використання коротких компоновок низу збільшує кут їх нахилу в стовбурі свердловини. Аналогічного результату можна досягти й бурінням з великими зазорами між елементами компоновок і стовбуром свердловини. Неспіввісність або не горизонтальність столу ротору веде до набирання зенітного кута на початку буріння свердловини. До цього також приводить і відхилення напрямлення від вертикалі.

Долото намагається стати перпендикулярно до пластів породи. Реакція свердловини та вплив технічних факторів залежить від кута зустрічі долота з породою та величини зенітного кута. При кутах скривлення до  $15^\circ$  геологічні фактори суттєво впливають на напрямлення свердловини, тобто азимут свердловини може змінитись за рахунок геологічних чинників. При більших кутах геологічні чинники дещо менше впливають або й зовсім не впливають на зміну напрямлення свердловини.

Відносно азимуту падіння пласта, азимут скривлення свердловини іде вгору з відхиленням вправо чи вліво на  $15 - 30^\circ$ . При турбінному способі це відхилення більше, ніж при роторному.

Розглянемо *засоби для зміни зенітного кута й азимуту при похило-спрямованому бурінні*, зокрема (див. рис. 8.5):

– *кривий перевідник* – це короткий відрізок (довжина 0.4 – 0.7 м) обваженої бурильної труби, в якій одна з різей виготовлена під кутом до вісі перевідника. Кут, під яким нарізується різь –  $1 - 4^\circ$ . Під кутом звичайно нарізують конусну частину перевідника. Перевідник нагвинчують безпосередньо на турбобур, а вище встановлюють 8 – 24 м обваженої бурильної труби. Перевідник має значну жорсткість і створює істотне відхилююче навантаження на долото. Кривий перевідник використовують з односекційними короткими турбобурами чи гвинтовими двигунами. Величину перекосу осі вибирають залежно від довжини турбобура, зазорів між стінкою свердловини та турбобуром з таким розрахунком, щоб компоновку можна було спустити у свердловину без її істотної деформації. Зі збільшенням навантаження на долото збільшується і відхиляюча сила на долоті й зростає ефективність роботи перевідника. Кривий перевідник в комплексі з односекційним турбобуром дає змогу збільшити кут з інтенсивністю  $1 - 2^\circ$  на 10 м і доводити кут до  $40 - 45^\circ$ , а у поєднанні з коротким турбобуром – із інтенсивністю  $4 - 5^\circ$  і доводити кут до  $50 - 55^\circ$ , а в комплекті зі спеціальними короткими двигунами –  $5 - 6^\circ$  на 10 м і доводити кут до  $90^\circ$ .



**Рис. 8.5 – Засоби для зміни zenітного кута й азимуту при похило-спрямованому бурінні:**  
**а – кривий перевідник; б – відхилювач Р-1; в – відхилювач з накладкою**

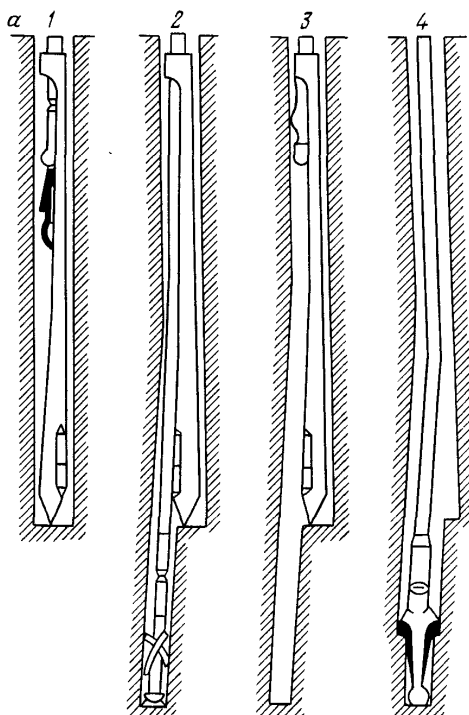
– *відхилювач Р-1* – це відрізок обважненої бурильної труби, в якому обидві різі, верхня та нижня нарізані під кутом в одній площині. Верхню різь нарізають під кутом  $2 - 2,5^\circ$ , а нижню –  $2 - 3^\circ$ . За пружних компонок його довжина приймають  $6 - 8$  м, а за жорстких –  $3 - 4$  м. Інтенсивність зміни кута залежить від геометричних розмірів компоновки, величини перекосу осей, режиму буріння, діаметру свердловини. Використовують для набору zenітних кутів  $90^\circ$  і більше, зарізання нових стволів в кавернозних ділянках стовбура;

– *відхилювач з накладкою* містить кривий перевідник, розміщений над односекційним турбобуром, і накладку, котру приварюють до корпусу турбобуру в площині дії кривого перевідника. Над ним встановлюють звичайні чи легкосплавні труби, в яких можна заміряти кривизну свердловини. Ці відхилювачі використовують для спускання у свердловину компоновки невеликої жорсткості;

– *турбінні відхилювачі ТО2* містять одну чи дві секції турбобура й шпинделя, з'єднанні між собою кривим перевідником, а з'єднання валів турбобура та шпинделя – шарнірне. Кривий перевідник виготовляють з перекосом осей  $1 - 2^\circ$ ;

– *шпинделі відхилювачі ШО1* містять секційний турбобур і шпиндель, який складається із двох частин. Нижня частина сприймає навантаження на долото, а верхня – гідравлічне навантаження від перепаду тиску на турбобурі. Корпуси нижньої та верхньої половин шпинделя з'єднані кривим перевідником, а вали шарніром. Використовують для забурювання нових стволів і збільшення кута на значних глибинах. Недолік – низка стійкість шарнірного з'єднання валів.

Крім цих відхилювачів використовують шпинделі турбобура з накладкою на ніпелі, підігнуті бурильні труби. Електробури обладнують механізмами викривлення. У роторному бурінні для відхилення стовбура використовують клинові відхилювачі чи уїстоки (див. рис. 8.6). *Уїсток* – це товстостінна труба, діаметр якої близький до діаметру свердловини, кінець якої скошений під кутом  $4 - 10^\circ$ . Похила поверхня клина повинна мати жолоб, діаметр якого більший за діаметра долота, яким буде забурюватися новий стовбур. Уїстоки бувають знімні та незнімні. Знімні кріплять до бурильного інструменту вище долота, а при підйомі долота також піднімають зі свердловини. Незнімні опускають і залишають в свердловині. Незнімні уїстоки закріплюють до залишеного інструменту чи цементують.



**Рис. 8.6 – Етапи відхилення стовбура свердловини при роторному бурінні за допомогою уїстоку: 1 – встановлення уїстока; 2 – буріння другого ствола; 3 – підйом уїстока; 3 – розширювання свердловини**

*Зенітний кут можливо змінювати і без застосування засобів для примусової зміни кута.* Використовують різні компоновання низу, що забезпечують збільшення зенітного кута, його стабілізацію чи зменшення кута із заданою інтенсивністю. Умовою регулювання кута цими компоновками є наявність уже певного зенітного кута скривлення. Аналізують роботу компоновок залежно від стійкості відкладів, параметрів режиму буріння і т. ін. Безорієнтовними компонованнями змінюють зенітний кут, але азимут змінювати в широких межах не можна. Азимут змінюють у малих межах (до  $15^\circ$ ) за рахунок зміни способу буріння, параметрів режиму буріння, тощо. При безорієнтовному компонованні азимут змінюється в широких межах, але лише через геологічні чинники, на які людина впливає. Їх вплив можна шлхом

використання жорстких компоновок з кількома центраторами. Безорієнтовне буріння більш вигідне ніж з орієнтуванням. Перевіряють направлення свердловини періодично.

### ***Засоби для орієнтування:***

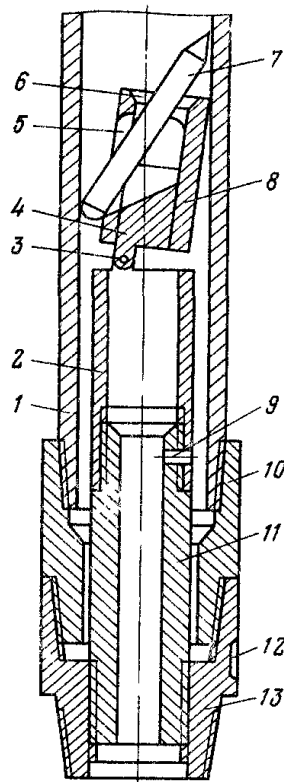
– *опускання бурильного інструменту за мітками.* Після нагвинчування кривого перевідника його спрямовують в потрібному напрямку з допомогою компаса, а мітка на ньому зноситься на стіл ротору. На кожній бурильній трубі, на верхньому та нижньому кінці наносять мітки, строго по одній твірній. При спуску, після покріплення з'єднань заміряють і фіксують у журналі зміщення міток на верхній трубі порівняно з нижньою із знаком + за годинниковою стрілкою і із знаком – проти годинникової стрілки. Сумуючи зміщення міток на всіх трубах визначають положення перевідника в свердловині. Недолік способу – невелика точність. Застосовують на невеликих глибинах;

– *орієнтування з використанням приладу Шангіна-Кулигіна.* В перевідник монтовують у площині скривлення ножі, які на свинцевій печатці дають відбиток у вигляді стрілок-трикутників, вершина якого направлена в сторону дії кривого перевідника. Після спуску долота до вибою, в бурильні труби опускають прилад. Метод використовують при наявності зенітного кута скривлення і порівняно невеликих глибинах (до 1500 м);

– *орієнтування із застосуванням перевідника з магнітною міткою.* Над відхилювачем встановлюють перевідник з вмонтованим в нього магнітом і сідлом для інклінометру. Над перевідником використовують алюмінієву бурильну трубу чи трубу з діамагнітної сталі. Магніт монтують так, щоб він вказував на площину дії відхилювача. Опустивши інклінометр в гніздо заміряють кут між площиною дії перевідника і азимутом скривлення свердловини, а піднявши інклінометр в діамагнітні труби заміряють азимут свердловини. Зіставивши це на круговій діаграмі, визначають положення відхилювача відносно азимуту скривлення свердловини;

– *орієнтування за відсутності скривлення свердловини* (див. рис. 8.7). При зенітному куті скривлення менше  $3^\circ$  інклінометри дають суттєві похибки, і застосовувати попередні засоби не коректно. Тому над відхилювачем встановлюють діамагнітну трубу з посадочним гніздом, де інклінометр знаходиться не вертикально, а нахилено під як можливо більшим кутом;

– *орієнтування з використанням телесистем.* Дозволяє контролювати положення відхилювача безпосередньо в процесі поглиблення свердловини. В телесистемі для турбінного буріння над відхилювачем встановлюють в діамагнітному корпусі глибинний блок з інклінометром, який заміряє зенітний кут і азимут в місці розміщення та направлення дії відхилювача. Після спуску відхилювача в свердловину, в бурильні труби опускають на геофізичному кабелі з'єднувальну муфту, з допомогою якої (під власною вагою) блок приєднується до геофізичної станції на поверхні. Вихід кабелю із бурильних труб герметизують у перевіднику. Телесистема постійно контролює положення відхилювача, регулюючи його положення навантаженням на долото;



**Рис. 8.7 – Пристрій для орієнтування у вертикальній свердловині:**  
 1 – діамагнітна труба; 2 – діамагнітний патрубок; 3 – шарнір; 4 – конічний виріз; 5 – виріз у фіксаторі; 6- фіксатор; 7 – інклінометр; 8 – фіксатор; 9 – штифт; 10 – перевідник; 11 – втулка; 12 – мітка на відхилювачі; 13 – перевідник відхилювача

– *вимірювання параметрів у свердловині (MWD)* – ефективний засіб орієнтування відхилювача. Вибійний блок заміряє не лише кути скривлення свердловини та положення відхилювача, а і вибійні параметри режиму буріння. Постійно ведуться геофізичні дослідження відкладів, що дає змогу оцінити місце долота у відкладах, швидко міняти направлення буріння. Сигнали з вибою передаються імпульсами тиску за стовпом бурового розчину, а на поверхні їх розшифровують. Застосовують при бурінні горизонтальних свердловин.

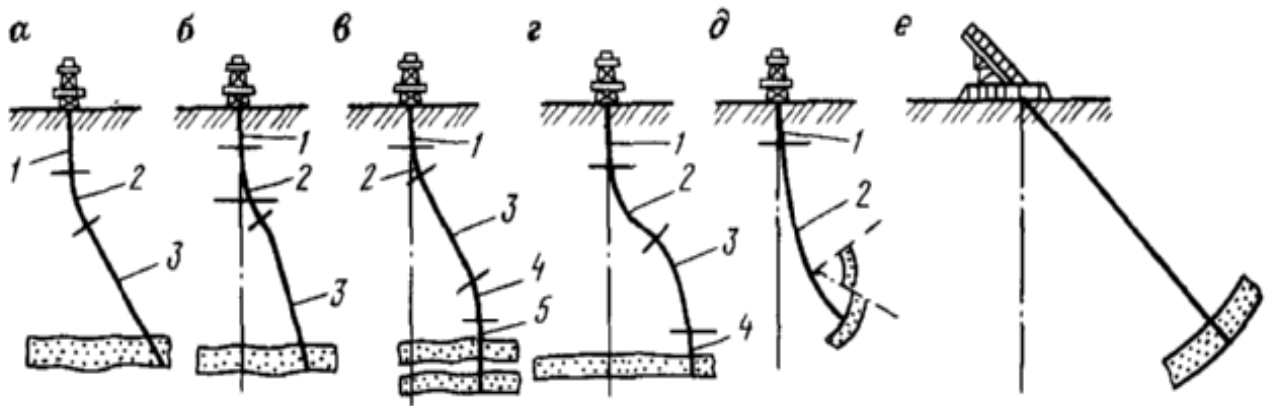
***Профіль свердловини*** – це конфігурація стовбура свердловини в просторі. Розрізняють звичайні профілі, в яких стовбур свердловини проходить в одній вертикальній площині, та просторові, в яких стовбур свердловини має вигляд просторової кривої. В проекції на горизонтальну площину звичайні профілі мають вигляд прямої лінії, а просторові – вигляд кривої.

*Профіль вибирають затакими чинниками:*

- розкриття пласта в заданій точці з урахуванням допустимого відхилення, за мінімальних об'ємів робіт з орієнтування відхилювачів;
- доведення свердловини до заданої глибини за наявного стану техніки та технології буріння;

- якісне буріння свердловини за мінімальних затрат;
- буріння свердловини з мінімальною кількістю перегинів стовбура;
- можливість вільного проходження за стовбуром обсадних колон, необхідних компоновок низу в процесі буріння та підземного обладнання, яке опускають у процесі експлуатації свердловини;
- тривала та безаварійна експлуатацію свердловини глибинними насосами і можливість роздільної експлуатації кількох горизонтів при розробці багатопластового родовища.

Звичайні профілі використовують досить широко. Звичайні профілі класифікують за формою на шість типів (див. рис. 8.8):



**Рис. 8.8 – Типи профілів похилих свердловин:**

**а, б, в, г, д, е – відповідно від першого до шостого типів;**

**1 – вертикальна ділянка; 2 – ділянка збільшення zenітного кута; 3 - похила прямолінійна ділянка; 4 – ділянка природного зниження кута; 5 – вертикальна ділянка**

– *першого* (рис. 8.8, а) – містить вертикальну ділянку (1), ділянку збільшення zenітного кута (2) та похилу прямолінійну ділянку (3). Цей профіль має лише один згин, що зменшує навантаження на бурильну колону та колону штанг у період експлуатації, мінімальну кількість рейсів з орієнтуванням відхилювачів. Він є близьким до оптимального. Мінімальні навантаження на обладнання виникають, якщо профіль близький до форми «ланцюга», що з'єднує дві точки. При бурінні слід витримати zenітний кут до проектної глибини, що складно за значних глибин;

– *другого* (рис. 8.8, б) – теж має три ділянки, але замість прямолінійної є ділянка поступового природного зниження кривизни. Використовують, якщо важко витримати кут до проектної глибини;

– *третього* (рис. 8.8, в) – має п'ять ділянок: вертикальну (1); збільшення кута (2); похилу прямолінійну (3); природного зниження кута (4); вертикальну (5). Цей профіль дозволяє пересікати кілька продуктивних пластів і надалі експлуатувати їх одночасно, але кожний окремо. Він має два перегини, що збільшує навантаження на обладнання. Тому збільшується можливість утворення жолобів і аварій;

– четвертого (рис. 8.8, г) – на відміну від попереднього, похила прямолінійна ділянка (3) та ділянка зниження кута (4) об'єднані в одну ділянку природного зниження кута;

– п'ятого (рис. 8.8, д) – містить ділянки вертикальну (1) і збільшення кута (2). Застосовують для розкриття продуктивних горизонтів складної будови;

– шостого (рис. 8.8, е) – має лише одну похилу прямолінійну ділянку. Вимагає спеціального обладнання. Має місце у шахтному видобутку нафти.

Звичайно, що профіль конкретної свердловини може відрізнятися від наведених вище. Його вибирають з максимальним урахуванням конкретних умов, використання природного скривлення, тощо. Чим глибше початок відхилення, тим менше навантаження на обладнання. Максимальний зенітний кут має перевищувати кут, при якому геологічні чинники впливають мало, що дає можливість використовувати безорієнтовне буріння. Тобто, кут повинен бути більше  $15 - 16^\circ$ . Але ж і зростання кута ускладнює буріння. Збільшення кута на кожні  $7^\circ$  підвищує аварійність за однакових умов у два рази, а витрати часу на їх ліквідацію – в чотири. Отже, кут має бути мінімальним.

*Просторові профілі* (див. рис. 8.9) застосовують за відчутного впливу геологічних чинників (з використанням природної схильності до скривлення).

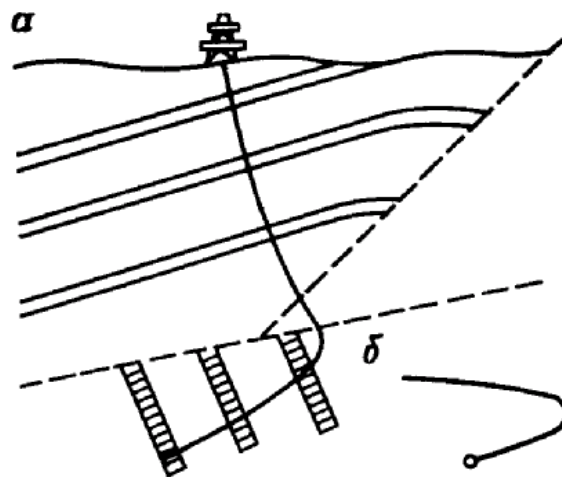


Рис. 8.9 – Просторовій профіль свердловини: а – профіль; б – план

*Профілі похилих свердловин розраховують залежно від типу профілю.* Окремі елементи профілю описуються довжиною за стовбуром  $l$ , відхиленням у горизонтальному напрямку  $A$ , глибиною за вертикаллю  $h$ , зенітними кутами на початку та в кінці ділянки  $\theta_1, \theta_2$ , азимутом на початку і кінці  $\alpha_1, \alpha_2$ , радіусом скривлення  $R$ , інтенсивністю скривлення (град. на 10 чи 100 м).

*Фактичний профіль і відхилення вибою за горизонталлю визначають за замірами зенітного кута та азимуту в свердловині.* Кути в свердловині заміряють інклінометром через кожні 10 – 25 м. Для кожного відрізка (між точками заміру) за середнім зенітним кутом визначають відхилення ( $a = l \times \sin \theta$ ) і відкладають його в фактичному азимуті на плані. Відкладаючи загальне відхилення залежно від глибини будують профіль свердловини.

**Горизонтальні свердловини** відрізняються від похилих тим, що частина стовбура проходить у продуктивному пласті (для збільшення дебіту свердловин). Їх класифікують за радіусом скривлення та інтенсивністю набору кута на свердловини з:

– малим радіусом кривизни (радіус 9 – 14 м при темпі набору кута 4.1 – 6.3° на метр; довжина цієї ділянки стовбура – 23 – 28 м; їх буріння ведуть шарнірними компоновками; свердловини бурять малими (150 – 160 мм) діаметрами доліт; бурильні труби гнучкі з шарнірами; кріплення пробуреної ділянки не ведуть; ці профілі використовують для буріння коротких (до 200 – 250 м) нових стовбурів із експлуатаційних свердловин з невеликим відходом);

– середнім радіусом кривизни (радіус 91 – 152 м при темпі набору кута 26-66° на 100 м; довжина ділянки – 150 – 800 м; їх буріння ведуть звичайними короткими компоновками при невеликій інтенсивності набору кута (до 45° на 100 м) і спеціальними при більш інтенсивному збільшенні кута; бурильні труби використовують ніпелями догори, геофізичні дослідження ведуть через них; ці профілі використовують для буріння горизонтальних стовбурів до 900 м);

– великим радіусом кривизни (радіус 366 – 914 м при темпі набору кута 6-20° на 100 м; довжина ділянки – 300 – 1200 м; буріння ведуть звичайними короткими компоновками та трубами; геофізичні дослідження ведуть через труби; ці профілі використовують для буріння горизонтальних стовбурів від 1500 м і більше; для буріння горизонтальних використовують верхній привід бурильних труб, потужні насоси, високоякісні бурові розчини, тощо).

*Проектування горизонтальних свердловин ведуть з урахуванням:*

- сил тертя колони при її опусканні, підніманні й повертанні;
- розробки режиму промивки, яка забезпечує очищення свердловини від вибуреної породи;
- методу геофізичних досліджень;
- забезпечення стійкості стінок свердловини;
- способів кріплення свердловини.

Буровий верстат повинен мати значний запас вантажопідйомності, два-три бурові насоси, верхній привід, значну місткість підсвічника. При проектуванні профілю слід уникати набору кута в м'яких, нестійких, слабкоцементованих породах. Збільшення кута вище 40° слід проектувати у стійких породах. Чим менше радіус скривлення, тим менша довжина горизонтальної ділянки. Траєкторію змінюють плавно. Бурові розчини (на нафтовій основі чи псевднафтові) повинні забезпечувати стійкість ствола, очистку свердловини.

## Література

1. Буріння свердловин: навч. посіб. / Є.А. Коровяка, В.Л. Хоменко, Ю.Л. Винников, М.О. Харченко, В.О. Расцветаєв; М-во освіти і науки України, Нац. техн. ун-т «Дніпровська політехніка». – Дніпро: НТУ «ДП», 2021. – 292 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – К.: Львів. 1996. – 620 с.
3. Коцкулич Я.С. Бурові промивні рідини / Я.С. Коцкулич, М.І. Оринчак, М.М. Оринчак. – Івано-Франківськ: «Факел», 2008. – 500 с.
4. Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С.Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.
5. Мислюк М.А. Буріння свердловин. У 5-и томах: довідник. Т. 3: Вертикальне та скероване буріння / М.А. Мислюк, І.Й. Рибчич, Р.С. Яремійчук. – К. : Інтерпрес ЛТД, 2004. – 294 с.
6. Морські бурові платформи: Перший том. Монографія / В.Д. Макаренко, С.Ю. Максимов, Ю.Л. Винников, Ю.М. Кусков, М.О. Харченко. Під ред. проф. В.Д. Макаренко. – К.: Редакційно-видавничий відділ НУБіП України. – 2020. – 420 с.
7. Морські бурові платформи: Другий том. Монографія / В.Д. Макаренко, Ю.Л. Винников, І.М. Чеботар, М.А. Коваленко, Ю.В. Макаренко. Під ред. проф. В.Д. Макаренко. – К.: Редакційно-видавничий відділ НУБіП України. – 2020. – 424 с.
8. Поліник М.М. Технологія буріння нафтогазових свердловин / М.М. Поліник. – Полтава: Полтавський національний технічний університет імені Юрія Кондратюка, 2021 – 294 с.
9. Технологія і техніка буріння / В.С. Войтенко, В.Г. Вітрик, Р.С. Яремійчук, Я.С. Яремійчук. – Львів: Центр Європи, 2012. – 708 с.
10. Фізико-хімічна геотехнологія: навч. посібник / М.М. Табаченко, О.Б. Владико, О.Є. Хоменко, Д.В. Мальцев – Д.: Національний гірничий університет, 2012. – 310 с.
11. Яремійчук Р. Бурові розчини, їх класифікація, технологія застосування / Р. Яремійчук, А. Андрусак. – Івано-Франківськ, 1996.

## ЗМІСТ

Вступ.....	3
Тема 1. Основні поняття з буріння свердловин.....	4
Тема 2. Буріння та спуско-підймальні операції.....	8
Тема 3. Види бурових доліт. Бурильна колона та її елементи.....	14
Тема 4. Бурові розчини. Типи розчинів. Матеріали і хімреагенти. Обладнання для роботи з буровими розчинами.....	38
Тема 5. Кріплення свердловин. Конструкції свердловин. Цементування свердловин.....	62
Тема 6. Нафтогазопроявлення, поглинання та інші ускладнення.....	79
Тема 7. Аварії в бурінні.....	99
Тема 8. Буріння похилих і горизонтальних свердловин.....	107
Література.....	119